

**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

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Проектирование развития электрических сетей Владивостокского городского округа напряжением 35-110 кВ с применением инновационных технологий в связи с перспективным ростом нагрузки ТОР «Приморье» на островах Русский и Елена

Исполнитель

студент группы 342-ом2

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

В.В. Лисовский

Руководитель

профессор, докт. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель научного  
содержания программы  
магистратуры

профессор, докт. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Благовещенск 2025

**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  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Лисовского Вячеслава Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы (магистерской диссертации):

Проектирование развития электрических сетей Владивостокского городского округа напряжением 35-110 кВ с применением инновационных технологий в связи с перспективным ростом нагрузки ТОР «Приморье» на островах Русский и Елена

(утверждено приказом от 06.03.2025 г. № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственных и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Современное состояние электрических сетей Владивостокского городского округа, современное состояние проблемы интеграции распределенной генерации в ЭЭС России, разработка вариантов развития электрической сети Владивостокского ГО и выбор оптимального, техническая проработка оптимального варианта развития электрической сети, оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта развития электрической сети

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) два листа графической части и презентация

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

7. Дата выдачи задания 26.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, заведующая кафедрой энергетики ФГБОУ ВО «АмГУ», доктор технических наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 133 с., 29 рисунков, 78 формул, 67 таблиц, 15 приложений, 54 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ, АКТИВНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ

В данной работе выполнено проектирование развития электрических сетей 35-110 кВ Владивостокского ГО для обеспечения надежного и качественного электроснабжения перспективных потребителей ТОР «Приморье».

В ходе выполнения работы на основании исходных данных, полученных на производственной (преддипломной) практике, произведен структурный анализ электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО, а также рассмотрена схемно-режимная ситуация в данном энергорайоне.

Для обеспечения возможности подключения перспективных потребителей ТОР «Приморье» было разработано несколько вариантов развития электрической сети и на основании технико-экономического сравнения выбран оптимальный, предусматривающий интеграцию распределенной генерации в ЕЭС России в составе активного энергетического комплекса на о. Русский.

Для оптимального варианта развития сети были выполнены расчеты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания, осуществлена техническая проработка активного энергетического комплекса: определен состав источников генерации и главная схема ПС, рассмотрены основные режимы работы, произведен выбор и проверка основного электрооборудования.

Инвестиционная привлекательность предлагаемых технических решений подтверждена расчетом показателей экономической эффективности с учетом фактора надежности электроснабжения потребителей.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Современное состояние электрических сетей Владивостокского городского округа	11
1.1 Общая характеристика Владивостокского ГО	11
1.1.1 Географическое положение и численность населения	11
1.1.2 Климатические условия	11
1.1.3 Перспективы социально-экономического развития	13
1.2 Структурный анализ электрической сети Владивостокского ГО	15
1.2.1 Краткая характеристика рассматриваемого участка электрической сети и выбор эквивалента	16
1.2.2 Анализ источников питания	17
1.2.3 Анализ подстанций напряжением 35 кВ и выше	22
1.2.4 Анализ линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше	23
1.3 Анализ схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в энергорайоне Владивостокского ГО	25
1.3.1 Анализ режимно-балансовой ситуации	25
1.3.2 Моделирование расчетной модели электрической сети Владивостокского ГО для расчета электроэнергетических режимов	28
1.3.3 Анализ нормального режима	29
1.3.4 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов	32
1.3.5 Анализ резерва мощности центров питания для подключения перспективных объектов ТОР «Приморье»	34
1.4 Выводы по разделу	35
2 Современное состояние проблемы интеграции распределенной генерации в ЭЭС России	37
2.1 Понятие распределенной генерации, текущее состояние и перспективы развития	37

2.2 Концепция активного энергетического комплекса	39
2.3 Тенденции развития возобновляемой энергетики	44
2.4 Выводы по разделу	48
3 Разработка вариантов развития электрической сети Владивостокского городского округа и выбор оптимального	49
3.1 Прогнозирование электрических нагрузок	49
3.2 Разработка конкурентоспособных вариантов развития электрической сети	51
3.2.1 Разработка вариантов по сценарию №1	51
3.2.2 Разработка вариантов по сценарию №2	55
3.2.3 Отбор двух конкурентоспособных вариантов развития сети	60
3.3 Определение основных технических характеристик проектируемых электросетевых объектов	62
3.3.1 Определение вероятностных характеристик перспективных нагрузок	62
3.3.2 Выбор мощности силовых трансформаторов	66
3.3.3 Выбор марки и сечения проводников ЛЭП	68
3.4 Расчет электроэнергетических режимов для разработанных вариантов развития сети	71
3.4.1 Расчет электроэнергетических режимов для варианта №1.2	72
3.4.2 Расчет электроэнергетических режимов для варианта №2.2	73
3.5 Техничко-экономическое сравнение вариантов и выбор оптимального	76
3.5.1 Расчет капитальных затрат	76
3.5.2 Расчет эксплуатационных издержек	78
3.5.3 Расчет суммарных дисконтированных затрат и выбор оптимального варианта	80
3.6 Выводы по разделу	81
4 Техническая проработка оптимального варианта развития электрической сети	82

4.1 Определение оптимального состава источников генерации в активном энергетическом комплексе	83
4.2 Выбор количества и номинальной мощности генерирующих установок	87
4.3 Выбор главной схемы для подстанции связи активного энергетического комплекса	90
4.4 Определение режимов работы активного энергетического комплекса	91
4.5 Расчет токов короткого замыкания	96
4.6 Выбор и проверка основного электрооборудования для подстанции связи АЭЖ	103
4.6.1 Выбор и проверка выключателей	104
4.6.2 Выбор и проверка разъединителей	107
4.6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	107
4.6.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения	111
4.7 Выводы по разделу	112
5 Оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта развития электрической сети	114
5.1 Расчет ущерба от перерывов электроснабжения потребителей	115
5.2 Определение чистого дисконтированного дохода	118
5.3 Оценка экономической эффективности проекта	119
5.4 Оценка интегрированных системных эффектов	121
5.5 Выводы по разделу	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	125
Приложение А – Карта-схема электрических сетей Владивостокского ГО	132
Приложение Б – Расчетная модель электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО в ПК RastrWin3	134
Приложение В – Результаты верификации расчетной модели в ПК RastrWin3	135

Приложение Г – Результаты расчетов режимов для существующей электрической сети Владивостокского ГО	138
Приложение Д – Классификация объектов распределенной генерации	146
Приложение Е – Потенциал ВИЭ на территории РФ	147
Приложение Ж – Схема газопровода на территории о. Русский	148
Приложение К – Результаты расчетов режимов для варианта №1.2	149
Приложение Л – Результаты расчетов режимов для варианта №2.2	160
Приложение М – Расчеты дисконтированных затрат в MS Excel	169
Приложение Н – Расчет оптимального состава источников генерации АЭК	170
Приложение П – Расчетная модель электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО в ПК RastrKZ	172
Приложение Р – Результаты расчета токов КЗ в ПК RastrKZ при изолированном режиме АЭК	173
Приложение С – Результаты расчета токов КЗ в ПК RastrKZ при параллельном режиме АЭК	176
Приложение Т – Результаты расчета надежности в ПК Mathcad 14.0	179

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АДТН – аварийно-допустимая токовая нагрузка;
- АТ – автотрансформатор;
- АЭК – активный энергетический комплекс;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЭС – ветроэлектростанция;
- ГО – городской округ;
- ГПУ – газопоршневая установка;
- ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПА – послеаварийный режим;
- ПАК УИС – программно-аппаратный комплекс управляемого интеллектуального соединения;
- ПК – программный комплекс;
- ПС – подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- СЭС – солнечная электростанция;
- ТОР – территория опережающего развития.
- ТЭС – тепловая электростанция;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход.

## ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации выполнено проектирование развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО с применением инновационных технологий для обеспечения возможности подключения перспективных объектов ТОР «Приморье» на островах Русский и Елена.

**Актуальность темы** обусловлена сложной режимно-балансовой и схемно-режимной ситуацией в энергосистеме Приморского края, которая сдерживает социально-экономическое развитие региона, в том числе и Владивостокского ГО. Для обеспечения надежного и качественного электроснабжения в технические условия на технологическое присоединение к существующим электрическим сетям для крупных потребителей мощностью свыше 5 МВт включаются мероприятия по реконструкции и строительству объектов системообразующей сети 220-500 кВ, что значительно увеличивает стоимость и затягивает сроки осуществления технологического присоединения перспективных потребителей.

Альтернативой затратным и продолжительным по срокам мероприятиям по развитию межсистемных связей 220-500 кВ может являться развитие распределительных электрических сетей 35-110 кВ с интеграцией быстро-возводимых источников распределенной генерации небольшой мощности в непосредственной близости от энергопринимающих устройств потребителей, что позволит обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения даже при наиболее тяжелых послеаварийных и ремонтных режимах в энергосистеме.

В настоящее время на территории РФ реализуется пилотный проект по строительству на территориях опережающего развития и промышленных технопарков активных энергетических комплексов, включающих в себя энергопринимающие устройства потребителей и источники распределенной генерации. Учитывая перспективные планы развития ТОР «Приморье», целесообразно при проектировании развития электрической сети Владивосток-

ского ГО рассмотреть строительство активного энергетического комплекса в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей и содействия устойчивому социально-экономическому развитию региона.

**Объект исследования** – электрические сети напряжением 35-110 кВ Владивостокского ГО в районе островов Русский и Елена.

**Предмет исследования** – инновационные технологии, применяемые при построении электрических сетей с источниками распределенной генерации.

**Цель исследования** – повышение надежности электроснабжения потребителей и гибкости управления электроэнергетическим режим за счет применения инновационных технологий.

Для достижения цели были поставлены следующие **задачи**:

1. На основе структурного анализа выявить отличительные особенности и проблемы электрических сетей рассматриваемого энергорайона, оценить существующую схемно-режимную ситуацию для определения возможности подключения перспективных потребителей ТОР «Приморье»;
2. Определить оптимальный набор инновационных технологий для применения при проектировании развития электрической сети с источниками распределенной генерации, привести их характеристику и обоснование целесообразности применения в данном конкретном случае;
3. На основании результатов технико-экономического сравнения разработанных технически осуществимых вариантов определить наиболее оптимальный вариант развития электрических сетей Владивостокского ГО;
4. Выполнить техническую проработку оптимального варианта развития электрической сети с определением основных технических характеристик, выбором и проверкой основного электротехнического оборудования на проектируемом объекте;

5. Произвести оценку экономической эффективности и инвестиционной привлекательности разработанного варианта развития электрической сети с учетом фактора надежности.

**Основные методы исследования**, используемые в работе: математическое и компьютерное моделирование, структурный анализ, методы экспериментальных исследований.

**Научная новизна** заключается в применении инновационных цифровых и технических решений при интеграции источников распределенной генерации в распределительные электрические сети.

**Практическая значимость** работы заключается в повышении надежности электроснабжения и гибкости управления электроэнергетическим режимом с минимизацией затрат на реконструкцию существующей электрической сети и снижением себестоимости электроэнергии для перспективных потребителей.

Для выполнения магистерской диссертации использовалось следующее программное обеспечение: MS Office, ПК Mathcad 14.0, ПК RastrWin3.

Основные результаты исследования были апробированы на XXXII научной конференции АмГУ «День науки» и на XXV региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: шаг в будущее». Тезисы докладов были опубликованы в качестве научных статей в сборниках материалов конференций.

# 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ВЛАДИВОСТОКСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

В данном разделе представлены особенности климата, географического положения и перспектив социально-экономического Владивостокского ГО с результатами структурного анализа электрических сетей 35-110 кВ и схемно-режимной ситуации в рассматриваемом энергорайоне.

## 1.1 Общая характеристика Владивостокского ГО

В данном подразделе рассматривается общая характеристика Владивостокского ГО с описанием географического расположения, климатических условий и перспектив социально-экономического развития.

### 1.1.1 Географическое положение и численность населения

Владивостокский ГО располагается в южной части Приморского края на материковой части вдоль побережья Японского моря (на полуостровах Муравьёва-Амурского и Песчаный) и на территории ещё 50 островов (в т.ч. Русский, Елена, Попова, Рейнеке, Рикорда, Шкота и т.д.). Общая площадь земель в границах Владивостокского ГО составляет 590,14 км<sup>2</sup>.

Помимо административного центра г. Владивосток, Владивостокский ГО включает в себя ещё 5 населённых пунктов: п. Трудовое, с. Береговое, п. Попова, п. Рейнеке и п. Русский.

Общая численность населения Владивостокского ГО по состоянию на 2024 год составляла 623 315 человек, в т.ч. 591 628 на территории г. Владивосток. Средняя плотность населения по городскому округу составляет 1141,11 чел/км<sup>2</sup>.

### 1.1.2 Климатические условия

Территория Владивостокского ГО находится в умеренном климатическом поясе [50]. Тип климата - муссонный. Лето относительно теплое и влажное, зима - холодная и малоснежная. Самым холодным месяцем является январь с абсолютным минимумом -31,4°С. Наиболее тёплый месяц – август с

абсолютным максимумом  $+33,6^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура воздуха составляет порядка  $+5^{\circ}\text{C}$ .

В соответствии с картами климатического районирования [35] рассматриваемый участок относится к району IV по толщине стенки гололеда и к району IV по ветровому давлению.

В холодный период года значительно преобладают ветры северных румбов, повторяемость которых в зимние месяцы составляет 84%. В тёплый же период года преобладают диаметрально противоположные муссонные ветры южного сектора, наблюдающиеся в 77% из общего числа случаев. Среднегодовая скорость ветра составляет 6,6 м/с. Сильные ветры (свыше 15 м/с) отмечаются в среднем 72 дня в году. Ураганные ветры со скоростью свыше 22-25 м/с наблюдаются раз в 2-3 года.

Среднегодовая продолжительность гроз в соответствии с [35] составляет 10-20 часов. Грозы могут наблюдаться в период с апреля и по декабрь, но в среднем не более двух дней в месяц.

В районе проектирования распространены преимущественно супесчаные и суглинистые грунты, содержащие в себе крупнообломочные включения, щебень, дресву и реже гальку. Максимальная глубина промерзания грунта составляет 150 см. Среднемесячная температура почвы в течение года колеблется от  $-14^{\circ}\text{C}$  до  $+22^{\circ}\text{C}$ . Разница между среднемесячной температурой воздуха и среднемесячной температурой почвы составляет от 0,5 до  $2,9^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура почвы составляет  $+5^{\circ}\text{C}$ .

Все необходимые данные об особенностях климатических условий района, которые в дальнейшем будут использоваться при выборе оборудования на ПС, проводов/кабелей для ЛЭП и т.д., сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия территории Владивостокского ГО

Климатические характеристики	Величина
1	2
Район по гололеду	IV
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Район по ветровому давлению	IV
Средняя скорость ветра, м/с	6,6
Преобладающее направление ветра	С (в период декабрь-январь) Ю (в период июнь-август)

Продолжение таблицы 1

1	2
Наименьшая температура воздуха, °С	-31,4
Наибольшая температура воздуха, °С	+33,6
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5
Число грозových часов в год, ч	10-20
Удельная плотность ударов молний, 1/км <sup>2</sup> ·год	1
Состав грунта	песчано-глинистая почва влажностью более 14%
Глубина промерзания грунта, см	150
Степень загрязнения атмосферы	2

### 1.1.3 Перспективы социально-экономического развития

В соответствии с Долгосрочным планом комплексного социально-экономического развития Владивостокской городской агломерации на период до 2030 года [41] приоритетными направлениями развития Владивостокского ГО являются: туризм, научная деятельность, торговля, транспортировка и хранение. В качестве основных площадок для реализации проектов социально-экономического развития Владивостокского ГО предусматриваются о. Русский и о. Елена, что обусловлено благоприятными условиями, сформированными в 2023 году после включения территорий данных островов в границы ТОР «Приморье» [31].

ТОР «Приморье» представляет собой территорию опережающего развития, на которой установлен особый правовой режим с целью осуществления предпринимательской и иных видов деятельности, призванный сформировать условия, благоприятные для привлечения инвесторов и обеспечить развитие социально-экономической сферы ускоренными темпами.

Согласно перспективному плану развития ТОР «Приморье» [17] специализация площадок и прилегающих территорий будет ориентирована преимущественно на высокотехнологичные и энергоемкие производства продукции и услуг, в том числе микроэлектроника, судовое навигационное оборудование, цифровая медицинская техника и туризм.

На сегодняшний день в состав ТОР «Приморье» входит 123 резидента, общая сумма заявленных инвестиций составляет 211,23 млрд. руб. В перспективе до 2030 года прогнозируется увеличение количества резидентов до 315 и объема инвестиций до 233 млрд. руб.

В настоящее время по информации, полученной в ходе прохождения преддипломной практики в АО «ДРСК», поданы заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям 18 перспективных объектов на территории о. Русский и о. Елена суммарной мощностью 60,64 МВт. Перечень перспективных объектов ТОР «Приморье» представлен в таблице 2, карта-схема размещения объектов представлена на рисунке 1.

Таблица 2 – Перспективные объекты резидентов ТОР «Приморье»

Заявитель	Объект	Мощность, МВт	Категория надежности	Планируемый срок реализации
Фонд развития ИНТЦ «Русский»	НОК «Биомедицина»	2,5	2	2027
	НОК «IT-парк»	3,2	2	2027
	НОК «Биотехнологии»	2,9	2	2027
	Тихоокеанская школа	1,9	2	2028
	НОК «Морская инженерия»	2,7	2	2027
	Пилотная площадка ИНТЦ	2	2	2026
Курчатовский институт НИЦ	Научная установка класса "Мега-сайенс"	20,93	2	2030
ООО «Квартал Девелопмент»	Многофункциональный общественно-жилой комплекс на о. Елена	4,9	2	2029
ООО «Парк Новик»	Многофункциональный комплекс в районе б. Новик	4,8	2	2028
ООО «Истерн Аква пардайз»	Реакционно-спортивный комплекс с аквапарком	3,4	2	2026
КГКУ «УКС Приморского края»	Региональный центр по хоккею	1,59	2	2026
ООО «СЗ АПРИ Владивосток»	ЖСК "Остров"	1,74	2	2026
ООО «РН-Дальний Восток»	Инжиниринговый центр ПАО "НК "Роснефть"	2,74	1	2026
ООО «Комплексные решения»	Торгово-логистический комплекс "Русский"	1,24	2	2026
АО «КРДВ»	ООО "Бизнес центр "Русский остров"	1,7	2	2027
ООО «ДВТА»	Спортивный центр, гостиница	0,2	2	2026
ФГУП «Росморпорт»	Причал №6 о. Русский	1,6	3	2027
ЖСК «Дальзавод-ИЖС»	Индивидуальные жилые дома	0,6	3	2026
<b>Итого</b>		<b>60,64</b>	<b>1,2,3</b>	<b>2026-2030</b>

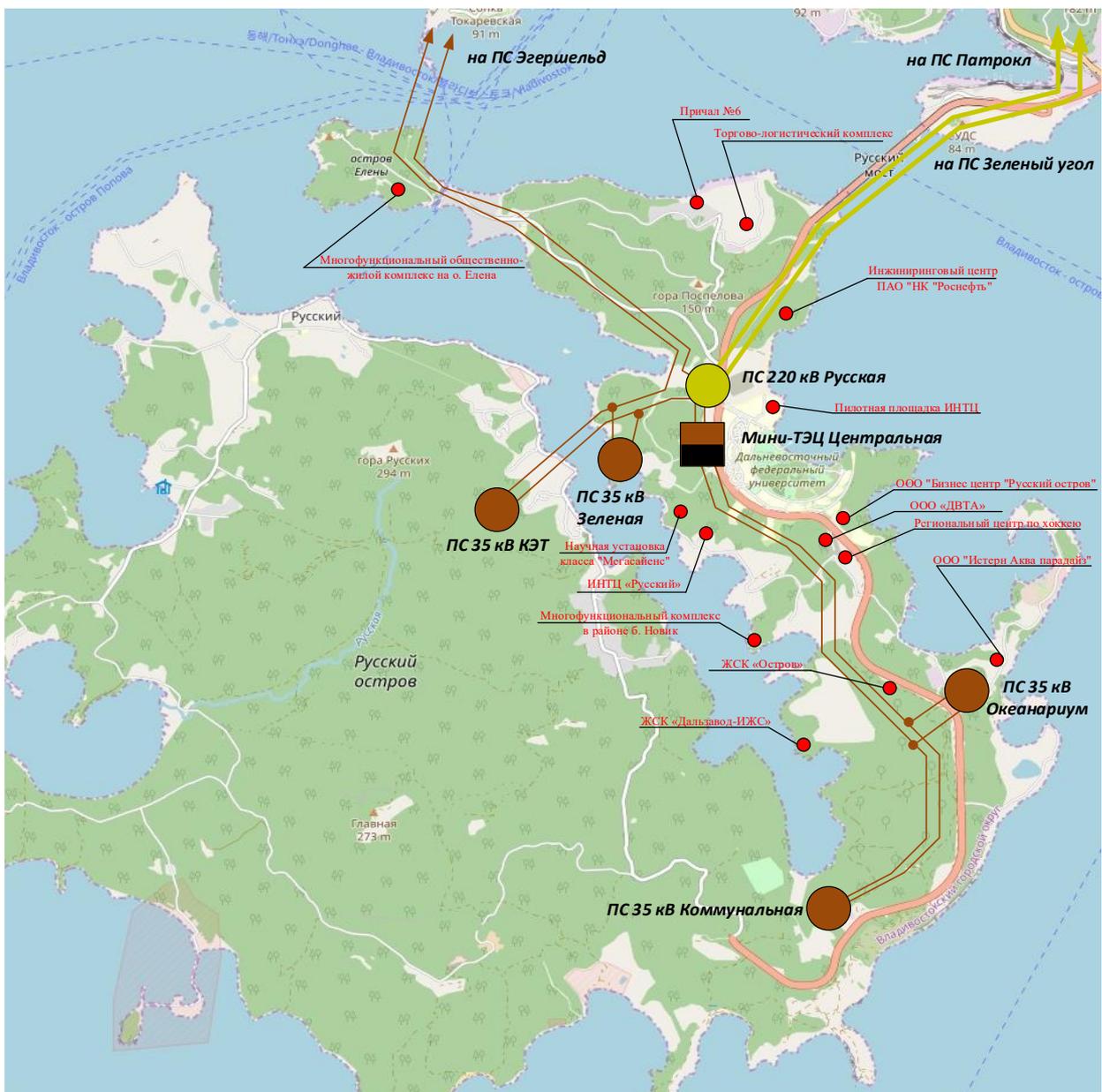


Рисунок 1 – Карта-схема размещения объектов ТОР «Приморье»

## 1.2 Структурный анализ электрической сети Владивостокского ГО

В данном подразделе представлен структурный анализ рассматриваемого участка электрической сети Владивостокского ГО, включающий в себя: краткое описание рассматриваемого участка электрической сети, выбор эквивалента, а также анализ источников питания, линий электропередачи и подстанций.

### 1.2.1 Краткая характеристика рассматриваемого участка электрической сети и выбор эквивалента

Электрическая сеть Владивостокского ГО является подсистемой ЭЭС Приморского края и связана с ней следующими линиями электропередачи: ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2, ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная, ВЛ 220 кВ Зеленый угол – Суходол, ВЛ 110 кВ Волна – Чайка и ВЛ 110 кВ Зеленый угол – Горностай.

В качестве эквивалента электрической сети Владивостокского ГО принят участок электрической сети 35-220 кВ, ограниченный шинами РУ 220 кВ Владивостокской ТЭЦ-2, ПС 220 кВ Волна и ПС 220 кВ Зеленый угол.

Граф эквивалента электрической сети представлен на рисунке 2, а карта-схема электрических сетей приведена в приложении А.

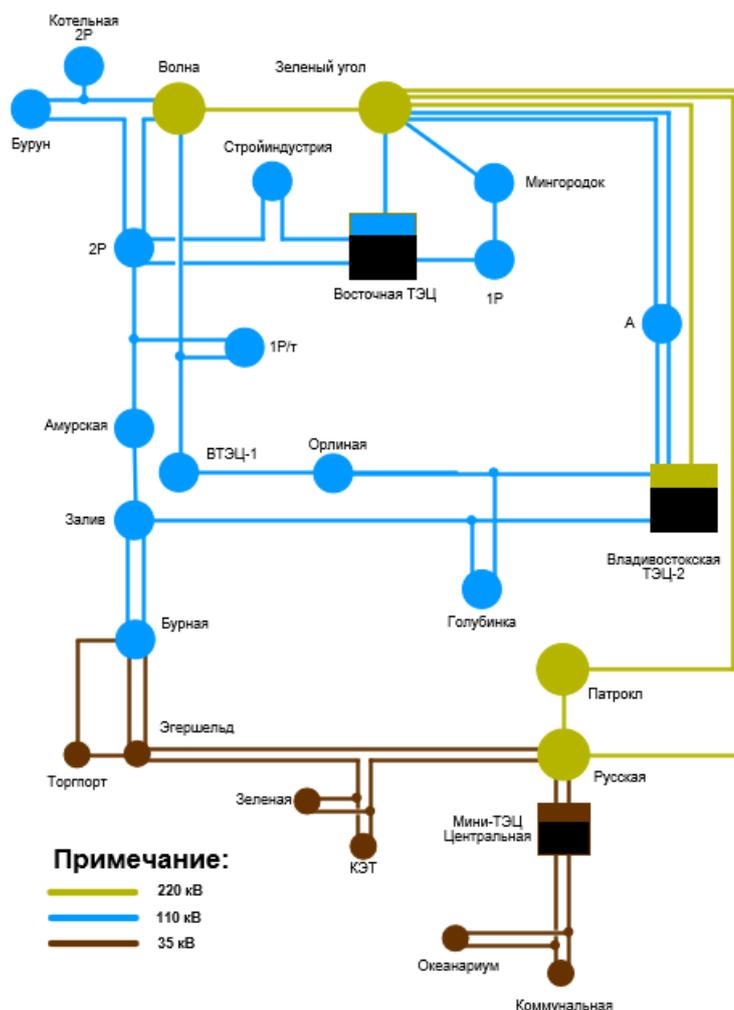


Рисунок 2 – Граф эквивалента участка электрической сети 35-220 кВ

## 1.2.2 Анализ источников питания

Основными источниками питания Владивостокского ГО являются электростанции Владивостокская ТЭЦ-2 и Восточная ТЭЦ, а также две крупные узловые подстанции ПС 220 кВ Волна и ПС 220 кВ Зелёный угол.

Помимо этого на территории о. Русский располагаются три мини-ТЭЦ (Центральная, Океанариум, Северная) суммарной установленной мощностью 49,8 МВт. Однако в настоящее время перечисленные мини-ТЭЦ работают только в тепловом режиме без выдачи электрической мощности в сеть, генерирующее оборудование находится в консервации и по информации, полученной во время преддипломной практики в АО «ДРСК», в ближайшем будущем будет выведено из эксплуатации. В связи с чем мини-ТЭЦ на о. Русский не рассматриваются в качестве источников питания в данной работе.

Владивостокская ТЭЦ-2 является одной из крупнейших электростанций в Приморском крае (вторая по установленной мощности после Приморской ГРЭС) и представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции – 537 МВт, тепловая мощность – 1063 Гкал/час.

Выдача электрической мощности Владивостокской ТЭЦ-2 в энергосистему производится с ОРУ 220 кВ и ЗРУ 110 кВ, однолинейная схема представлена на рисунке 3. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме № 220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин», ЗРУ 110 кВ выполнено по схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». Описание трансформаторного и генерирующего оборудования представлено в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Трансформаторное оборудование на Владивостокской ТЭЦ-2

Диспетчерское наименование	Марка	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		
			ВН	СН	НН
АТ-4А	АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11
АТ-4Б	АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11
Т-1	ТДЦ-125000/110	125	121	-	13,8
Т-2	ТДЦ-125000/110	125	121	-	13,8
Т-3	ТДЦ-125000/110	125	121	-	13,8
Т-5	ТДЦ-125000/220	125	242	-	13,8
Т-6	ТДЦ-125000/220	125	242	-	13,8

Таблица 4 – Генерирующее оборудование на Владивостокской ТЭЦ-2

Диспетчерское наименование	Марка генератора	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
ТГ №1	ТФ-130-2УХ4	Т-120/130-12,8-NG	120
ТГ №2	ТВФ-120-2	Т-98-115	98
ТГ №3	ТВФ-120-2	Т-105-115	105
ТГ №4	ТВФ-120-2 УЗ	Т-109-115	109
ТГ №5	ТВФ-120-2 УЗ	ПР-50/60-115/13/1,2	50
ТГ №6	ТВФ-120-2 УЗ	ПТ-55-115/13/1,2	55

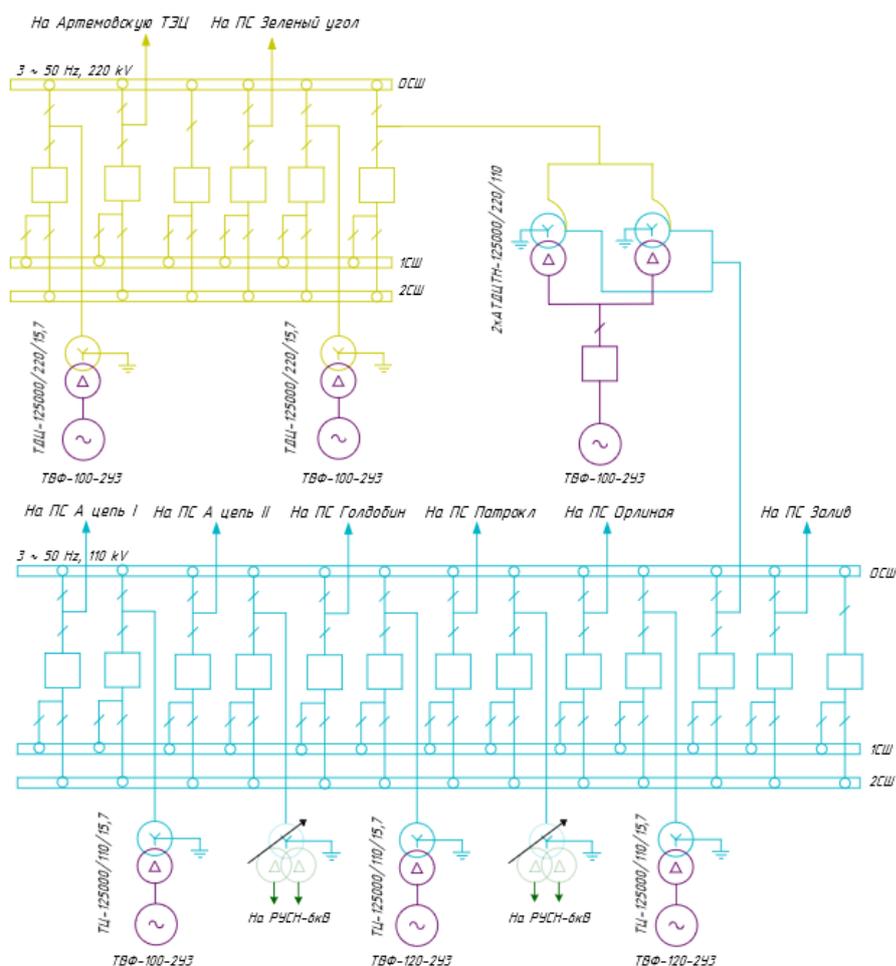


Рисунок 3 – Однолинейная схема выдачи мощности Владивостокской ТЭЦ-2

Восточная ТЭЦ представляет собой тепловую газотурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая мощность – 431,98 Гкал/ч.

Выдача электрической мощности Восточной ТЭЦ в энергосистему производится на напряжении 110 кВ, однолинейная схема представлена на рисунке 4. КРУЭ 110 кВ выполнено по схеме № 110-13 «Две рабочие системы

шин», описание генерирующего и трансформаторного оборудования представлено в таблицах 5 и 6.

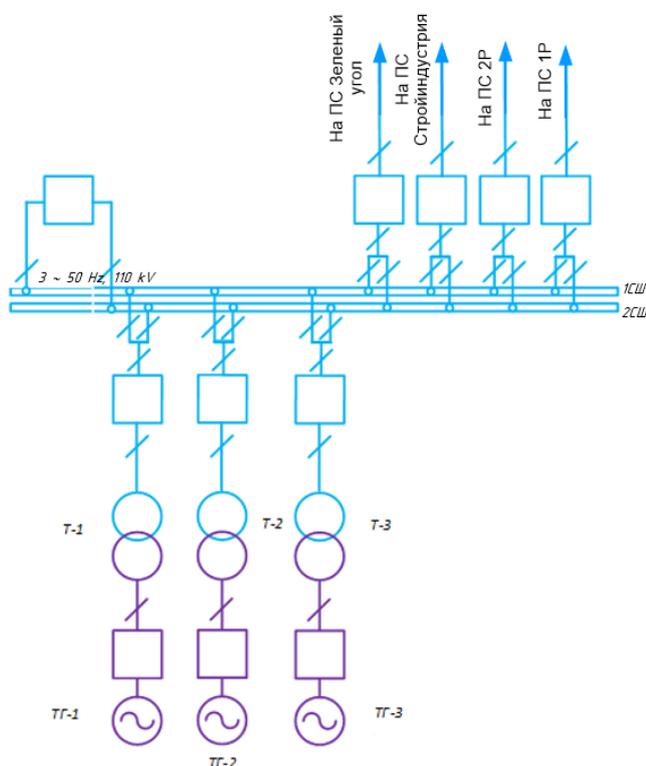


Рисунок 4 – Однолинейная схема выдачи мощности Восточной ТЭЦ

Таблица 5 – Трансформаторное оборудование на Восточной ТЭЦ

Диспетчерское наименование	Марка	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		
			ВН	СН	НН
Т-1	ТД-63000/110-У1	63	121	-	10,5
Т-2	ТД-63000/110-У1	63	121	-	10,5
Т-3	ТД-63000/110-У1	63	121	-	10,5

Таблица 6 – Генерирующее оборудование на Восточной ТЭЦ

Диспетчерское наименование	Тип генерирующего оборудования	Установленная мощность, МВт
ТГ №1	LM 6000 PF Sprint	46,6
ТГ №2	LM 6000 PF Sprint	46,5
ТГ №3	LM 6000 PF Sprint	46,4

ПС 220 кВ Волна является крупной узловой подстанцией, обеспечивающей электроснабжением порядка 2/3 потребителей г. Владивосток. Подстанция введена в эксплуатацию в 1966 году, суммарная трансформаторная мощность ПС составляет 330 МВА. Описание распределительных устройств,

расположенных на территории ПС представлено в таблице 7, а описание установленного на ПС трансформаторного оборудования приведено в таблице 8. Принципиальная схема ПС представлена на рисунке 5.

Таблица 7 – Описание распределительных устройств ПС 220 кВ Волна

Класс напряжения и тип исполнения РУ	Типовая схема РУ
ОРУ 220 кВ	№ 220-7 «Четырехугольник»
ОРУ 110 кВ	№ 110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин»
ЗРУ-1 6 кВ	№ 6-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»
ЗРУ-2 6 кВ	№ 6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин»
КРУН 6 кВ	№ 6-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»

Таблица 8 – Трансформаторное оборудование на ПС 220 кВ Волна

Диспетчерское наименование	Марка	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		
			ВН	СН	НН
АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6
АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6
Т-1	ТРДН-40000/110	40	115	-	6,3
Т-2	ТРДН-40000/110	40	115	-	6,3

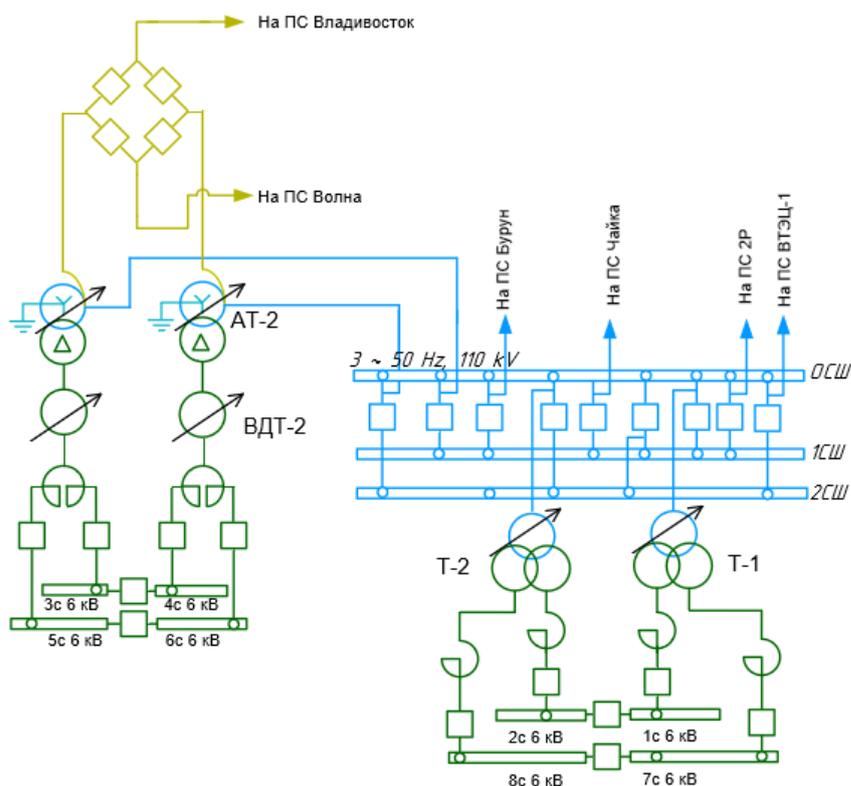


Рисунок 5 – Принципиальная схема ПС 220 кВ Волна

ПС 220 кВ Зеленый угол также является крупной узловой подстанцией и была введена в эксплуатацию в 2011 году в рамках реализации Федеральной целевой подпрограммы «Развитие города Владивостока как центра меж-

дународного сотрудничества в Азиатско-Тихоокеанском регионе» для обеспечения надежного электроснабжения объектов саммита стран Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества, а также строящихся жилых микрорайонов «Зеленый угол» и «Уссурийский». Суммарная трансформаторная мощность ПС составляет 126 МВА. Описание распределительных устройств, расположенных на территории ПС, представлено в таблице 9, а описание трансформаторного оборудования приведено в таблице 10. Принципиальная схема ПС представлена на рисунке 6.

Таблица 9 – Описание РУ на территории ПС 220 кВ Зеленый угол

Класс напряжения и тип исполнения РУ	Типовая схема РУ
КРУЭ 220 кВ	№ 220-9 «Одна рабочая секционированная выключателями система шин»
КРУЭ 110 кВ	№ 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателями система шин»
ЗРУ 10 кВ	№ 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»

Таблица 10 – Трансформаторное оборудование на ПС 220 кВ Зеленый угол

Диспетчерское наименование	Марка	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		
			ВН	СН	НН
АТ-1	АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6
АТ-2	АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6

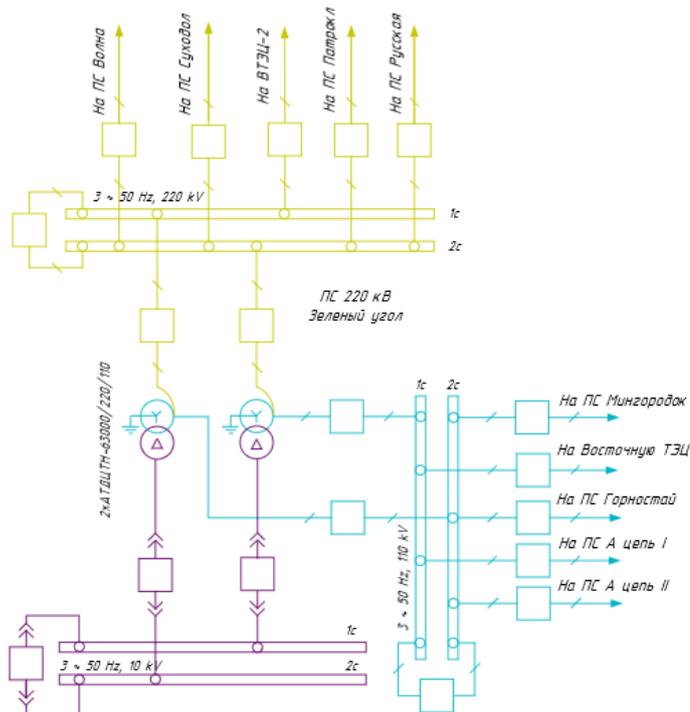


Рисунок 6 – Принципиальная схема ПС 220 кВ Зеленый угол

### 1.2.3 Анализ подстанций напряжением 35 кВ и выше

В данном подразделе представлен анализ ПС по способу присоединения к электрической сети, схемам РУ, количеству и марки установленных трансформаторов. Результаты анализа представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Структурный анализ ПС на рассматриваемом участке сети

Наименование ПС	Кол-во, марка и тип силовых трансформаторов	Способ присоединения к сети	Уном, кВ	Наименование типовой схемы РУ и её номер
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Волна	2 х АДЦТН-125000/220/110/6	Узловая	220	Четырехугольник (7)
			110	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС 220 кВ Зеленый угол	2 х АДЦТН-63000/220/110/10	Узловая	220	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
			110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 220 кВ Русская	2 х АДЦТН-63000/220/110/35	Узловая	220	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)
			110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
			35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 220 кВ Патрокл	2 х АДЦТН-63000/220/110/10	Проходная	220	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
ПС 110 кВ Бурун	2 х ТДТН-40000/110/35/6	Тупиковая	110	Мостик с выключателями в цепях линий (5Н)
ПС 110 кВ Котельная 2Р	1 х ТДТНГ-10000/110/35/6	Отпаечная	110	Блок (линия-трансформатор) с разъединителем (1)
ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	2 х ТДТН-40000/110/35/6	Узловая	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Орлиная	2 х ТДТН-40000/110/35/6	Отпаечная	110	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС 110 кВ А	1 х ТДТНГ-40500/110/35/6 1 х ТДТН-40000/110/35/6	Узловая	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Залив	2 х ТДТН-40000/110/35/6	Узловая	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ 2Р	2 х ТРДН-40000/110/6	Узловая	110	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 110 кВ Стройиндустрия	1 х ТРДН-25000/110/6 1 х ТРДН-16000/110/6	Проходная	110	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)
ПС 110 кВ Амурская	2 х ТДН-25000/110/6	Проходная	110	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)
ПС 110 кВ Голубинка	2 х ТДТН-40000/110/35/6	Отпаечная	110	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС 110 кВ 1Р/Т	2 х ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	Отпаечная	110	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС 110 кВ 1Р	2 х ТДН-16000/110/6	Проходная	110	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)
ПС 110 кВ Мингородок	2 х ТРДН-25000/110/6	Проходная	110	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (5АН)

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5
ПС 110 кВ Бурная	2 x ТДН-40000/110/35/6	Узловая	110	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
			35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 35 кВ Эгершельд	2 x ТДН-10000/35/6	Узловая	35	Одна рабочая секционированная выключателями система шин (9)
ПС 35 кВ КЭТ	2 x ТДН-5600/35/6 1 x ТДН-3200/35/6	Узловая	35	Две несекционированные системы шин (13)
ПС 35 кВ Зеленая	2 x ТДН-2500/35/6	Отпаечная	35	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС 35 кВ Коммунальная	2 x ТДН-6300/35/10	Тупиковая	35	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
ПС 35 кВ Океанариум	2 x ТДН-16000/35/10	Отпаечная	35	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)

Из результатов структурного анализа ПС следует, что в рассматриваемом районе преобладают узловые и проходные ПС, что обусловлено сложно-замкнутой топологией электрической сети. По трансформаторной мощности преобладают ПС с мощностью от 2x25 МВА до 2x40 МВА, что обусловлено высокой плотностью нагрузки в рассматриваемом энергорайоне.

#### 1.2.4 Анализ линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше

В данном подразделе представлен анализ ЛЭП по типу исполнения, классу номинального напряжения, сечению проводника и длине линии. Результаты анализа представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Структурный анализ ЛЭП на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	Тип линии	Марка и сечение проводника	Длина линии, км
1	2	3	4
ВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Зеленый угол	КВЛ	АСк-300/66, 220 кВ AL/XLPE/CWS (FO)/AL-FOIL/HDPE 1Сх1000SQмм	4,32
КВЛ 220 кВ Зеленый угол - Патрокл	КВЛ	АСк-300/66, 220 кВ 630Qmm AL/XLPE/CWS/ HDPE	8,85
КВЛ 220 кВ Зеленый угол - Русская	КВЛ	220 кВ 3*500 медь WCLWA, 220 кВ 630Qmm AL/XLPE/CWS/HDPE, АСк-300/66	17,22
КЛ 220 кВ Патрокл - Русская	КЛ	220 кВ 3*500 медь WCLWA, 220 кВ 630QmmAL/XLPE/CWS/HDPE	8,40
ВЛ 220 кВ Волна - Зеленый угол	ВЛ	АСк-300/66	11,70
КЛ 110 кВ Залив – Бурная №1	КЛ	АПвПУ2Г 1x630	2,85
КЛ 110 кВ Залив – Бурная №2	КЛ	АПвПУ2Г 1x630	2,85
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1	ВЛ	АСО-300/39	2,93

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №2	ВЛ	АСО-300/39	2,93
ВЛ 110 кВ Зеленый угол – А №1	ВЛ	АС-240/32, АСКП-300/39	3,38
КВЛ 110 кВ Зелёный угол – А №2	КВЛ	АС-240/32, ПвПу2г 1х630	3,225
КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Залив с отпайкой на ПС Голубинка	КВЛ	АС-240/32, АСК-300/39, АС-330/66, АПвПу2г 1х800	10,858
ВЛ 110 кВ Мингородок – 1Р	ВЛ	АС-120/19, АС-300/39	2,36
ВЛ 110 кВ Зеленый угол – Мингородок	ВЛ	АСКП-300/39, АС-240/32	2,2
ВЛ 110 кВ 2Р – Амурская с отпайкой на ПС 1Р/т	КВЛ	АС-240/32, 1Сх800sqmm.cable AL/XLPE/CWS/NOPE, АС-120/19	5,92
КВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Зеленый угол	КВЛ	АПвПУ2Г 1х800, АСО-300/66, АСКП-300/39	3,734
ВЛ 110 кВ Амурская – Залив	ВЛ	АС-240/32	1
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	ВЛ	АСО-300/39	2,38
ВЛ 110 кВ Стройиндустрия – 2Р	ВЛ	АС-240/32, АСО-300/39	3,57
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 1Р	КЛ	АПвПУ2г 1х800	1,984
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ - 2Р	КЛ	АПвПУ2г 1х800	4,741
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия	КЛ	АПвПУ2г 1х800	0,685
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №1	КЛ	2хАПвПУ2г- 1х240, 2хАОСБУ- 3х150	2,64
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №2	КЛ	2хАПвПУ2г- 1х240, 2хАОСБУ- 3х150	2,64
КВЛ 35 кВ Русская - Эгершельд	КВЛ	АС-95/16, АС-120/19, АС-150/24, АСК-185/29, СИП 3х95, АПвПу2г 1х240	10,503
КВЛ 35 кВ Эгершельд - КЭТ с отпайкой на ПС Зелёная	КВЛ	АС-95/16, АС-120/19, АС-150/24, АСК-185/29, СКЛ1х120, СИП 3х95, АПвПуЭТ-1х120	11,78
КВЛ 35 кВ Русская - КЭТ с отпайкой на ПС Зелёная	КВЛ	АС-95/16, АС-120/19, АСК-150/24, СКЛ- 1х120, АПвПуЭТ-1х120	2,94
КЛ 35 кВ Русская-Центральная №1	КЛ	АПВП-400	0,4
КЛ 35 кВ Русская-Центральная №2	КЛ	АПВП-400	0,4
КВЛ 35 кВ ТЭЦ Центральная – Коммунальная с отпайкой на ПС Океанариум №1	КВЛ	АПвПу2г -1х120, АСК-120/19	10,225
КВЛ 35 кВ ТЭЦ Центральная – Коммунальная с отпайкой на ПС Океанариум №2	КВЛ	АПвПу2г -1х120, АСК-120/19	10,225

Из результатов структурного анализа ЛЭП следует, что в рассматриваемом районе преобладает кабельное (17% или 26,79 км) и кабельно-воздушное (63% или 99,79 км) исполнение линий. Это обусловлено прохождением трасс ЛЭП преимущественно в районе городской застройки. По сечению проводников ЛЭП преобладают неизолированные алюминиевые провода сечением 240-300 мм<sup>2</sup> при воздушном исполнении и одножильные алюминиевые кабели сечением 630-1000 мм<sup>2</sup>, что обусловлено высокой плотностью электрических нагрузок в рассматриваемом энергорайоне.

### 1.3 Анализ схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в энергорайоне Владивостокского ГО

В данном подразделе представлены результаты анализа режимно-балансовой ситуации в энергорайоне Владивостокского ГО, а также анализ параметров электроэнергетического режима в электрической сети Владивостокского ГО в различных схемно-режимных ситуациях.

#### 1.3.1 Анализ режимно-балансовой ситуации

Энергосистема Приморского края является энергодефицитной, генерирующей мощности электростанций недостаточно для покрытия стремительно растущего потребления мощности. Дефицит компенсируется за счет внешних перетоков из энергосистемы Хабаровского края по электрическим связям 220-500 кВ. То же самое касается и энергорайона Владивостокского ГО. Установленной мощности Восточной ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ-2 недостаточно для электроснабжения потребителей рассматриваемого энергорайона, дефицит мощности компенсируется за счет перетоков по внешним электрическим связям 110-220 кВ.

Балансы мощности энергосистемы Приморского края и энергорайона Владивостокского ГО по состоянию на зимний контрольный день замеров (далее – КДЗ) 2024 года представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Баланс мощности энергорайона Владивостокского ГО и энергосистемы Приморского края по состоянию на зимний КДЗ 2024 года

Наименование	Зимний КДЗ 2024 года	
	Энергорайон Владивостокского ГО	Энергосистема Приморского края
Максимум потребления мощности, МВт	746,75	2896
Установленная мощность электростанций, МВт	719,7	2792,4
Дефицит (-)/избыток (+) мощности, МВт	-27,05	-104

В дефицитных энергорайонах надежность электроснабжения потребителей сильно зависит от пропускной способности внешних электрических

связей. В случае выделения энергодефицитного энергорайона на изолированную работу или при перегрузке ЛЭП в контролируемых сечениях требуется принудительное отключение нагрузки потребителей, которое осуществляется с помощью устройств противоаварийной автоматики и/или ввода графиков аварийного ограничения (далее – ГАО) по команде диспетчерского центра.

В качестве яркого примера можно привести системную аварию в энергосистеме Приморского края, произошедшей 16.08.2024 в 17:15 по местному времени. Повреждение выключателя 500 кВ в ходе оперативных переключений на ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС привело к срабатыванию устройств РЗА с действием на отключение отходящих ЛЭП 220-500 кВ и выделению на изолированную от ОЭС Востока работу части энергосистемы Приморского края (за исключением Приморской ГРЭС) с дефицитом мощности в объеме 850 МВт. Резкое возникновение дефицита мощности в изолированной части энергосистемы Приморского края привело к снижению частоты до 45,4 Гц и срабатыванию АЧР. Однако объема управляющих воздействий АЧР было недостаточно для приведения частоты в пределы допустимых значений, что в итоге привело к отключению всего находящегося в работе генерирующего оборудования электростанций и полному погашению потребителей в выделенной части энергосистемы Приморского края суммарной мощностью 1470 МВт. Время на устранение последствий аварии и восстановление электроснабжения всех отключенных потребителей заняло порядка 14 часов.

Если рассматривать непосредственно энергорайон Владивостокского ГО, то в качестве примера можно привести аварийное отключение генератора ТГ-1 на Владивостокской ТЭЦ-2, произошедшее 24.07.2024. Резкое снижение генерирующей мощности в энергорайоне привело к перегрузке внешних связей 110-220 кВ и необходимости ввода графика временного ограничения нагрузки потребителей г. Владивосток в объеме до 67 МВт по команде диспетчерского центра Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Электроснабжение отключенных потребителей было восстановлено через 1 час после возникновения аварии.

В настоящее время в целях исключения дефицита мощности и рисков ввода ГАО в энергосистеме Приморского края реализуется целый ряд мероприятий по строительству новых и реконструкции существующих объектов электроэнергетики [38], в том числе и модернизация Владивостокской ТЭЦ-2 на территории Владивостокского ГО. Однако предусмотренных к реализации мероприятий недостаточно для полного исключения дефицита мощности.

Согласно [38] прогнозируемый переток мощности из ОЭС Востока в южную часть энергосистемы Приморского края превысит пропускную способность ЛЭП 220-500 кВ в контролируемом сечении (далее – КС) «ПримГРЭС – Юг», при этом дефицит мощности в нормальной схеме (с учетом аварийности) сохранится до 2027 года, а в единичной ремонтной схеме вплоть до 2030 года со значением до 242 МВт. Прогнозируемый баланс мощности в южной части энергосистемы Приморского края представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозируемый баланс мощности в южной части энергосистемы Приморского края

Наименование	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030 год
Максимум потребления мощности, МВт	3022	3204	3285	3316	3337	3402
Располагаемая мощность электростанций, МВт	1022	1022	1500	1500	1500	1500
Аварийность максимальная, МВт	150	150	120	120	120	120
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности, МВт	872	872	1381	1381	1381	1381
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме, МВт	1745	2010	2010	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме, МВт	1260	1720	1720	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности максимальной, МВт	-405	-322	105	134	114	48
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности максимальной, МВт	-890	-612	-185	-156	-176	-242

Таким образом, для исключения непокрываемого дефицита мощности и рисков ввода ГАО требуется в дополнение к тем объемам, которые предусмотрены в [38], строительство не менее 242 МВт генерирующей мощности в южной части энергосистемы Приморского края к 2030 году.

Для решения данной проблемы целесообразно рассмотреть строительство быстровозводимых объектов распределенной генерации, в том числе и на территории Владивостокского ГО.

### 1.3.2 Моделирование расчетной модели электрической сети Владивостокского ГО для расчета электроэнергетических режимов

В данной работе в качестве программного обеспечения для выполнения расчетов установившихся электроэнергетических режимов рассматривались различные программные комплексы (EnergyCS, PowerFactory и т.д.), однако в качестве оптимального выбран отечественный ПК RastrWin3. ПК RastrWin3 позволяет решать задачи не только по расчету и анализу, но и по оптимизации режимов электрических сетей и систем. На сегодняшний день ПК RastrWin3 используется более чем в 260 организациях на территории России и стран СНГ, в том числе и в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС». Для формирования расчетной модели в ПК RastrWin3 необходимо внести параметры схем замещения элементов сети в соответствующие вкладки «Узлы», «Ветви», «Анцпафы» и т.д. Подробно процесс формирования расчетной модели в ПК RastrWin3 описан в руководстве пользователя [14].

Объем расчетной модели принят на основании выбранного эквивалента электрической сети 35-220 кВ Владивостокского ГО с расширением до шин 110-220 кВ Артемовской ТЭЦ и шин РУ 500 кВ ПС 500 кВ Владивосток для отображения внешних перетоков из энергосистемы Приморского края. Балансирующий узел задан на шинах РУ 500 кВ ПС 500 кВ Владивосток.

В качестве исходных данных для формирования расчетной модели электрической сети использовалась информация, полученная во время прохождения преддипломной практики в АО «ДРСК», а именно: однолинейная электрическая схема сети 110-500 кВ, утверждённая Филиалом АО «СО

ЕЭС» Приморского РДУ; нормальная схема электрических соединений 35-110 кВ Филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС»; сводные ведомости зимнего КДЗ 2024 г. Филиала АО «ДРСК» «Приморские ЭС» и Филиала ПАО «Россети» - Приморское ПМЭС.

Расчетная модель была сформирована на час максимума энергосистемы Приморского края в зимний КДЗ 2024 г. при температуре наружного воздуха (далее – ТНВ) равной  $-14,2^{\circ}\text{C}$ , в соответствии с [18]. Схема потокораспределения в сформированной расчетной модели представлена в приложении Б.

Верификация расчетной модели выполнена по данным потокораспределения в зимний контрольный день 18 декабря 2024 г. на 19 ч. Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Для определения корректности внесенных данных сравнение проводилось по следующим параметрам электроэнергетического режима: токи в ветвях и напряжения в узлах сети. Результаты верификации представлены в приложении В. Согласно результатам верификации, разница между расчетными данными в ПК RastrWin3 и данными Филиала АО «СО ЕЭС» Приморского РДУ не превышает 10%, что подтверждает корректность сформированной расчетной модели.

### 1.3.3 Анализ нормального режима

В данном подразделе представлен комплексный анализ параметров электроэнергетического режима в нормальной схеме электрической сети Владивостокского ГО, включающий в себя:

- анализ токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов;
- анализ отклонения напряжения в узлах электрической сети;
- анализ потерь активной мощности в электрической сети.

Анализ токовой загрузки ЛЭП в нормальном режиме с учетом поправочных коэффициентов на температуру среды [35] и пропускной способности токоограничивающего оборудования представлен в таблице Г.1 приложения Г, сводная диаграмма представлена на рисунке 7. Согласно результатам анализа, превышение значений ДДТН ЛЭП в нормальном режиме не выявлено.

Стоит отметить, что порядка 74% ЛЭП 35-110 кВ имеют низкую загруженность (менее 30%), в том числе и ЛЭП 35 кВ на о. Русский.

Анализ токовой загрузки трансформаторов (автотрансформаторов) в нормальном режиме приведен в таблице Г.2 приложения Г, сводная диаграмма представлена на рисунке 8. Согласно результатам анализа, перегрузка трансформаторов в нормальном режиме не выявлена. Стоит отметить, что порядка 64% трансформаторов являются недогруженными (загрузка менее 40%), в том числе и на центрах питания о. Русский.

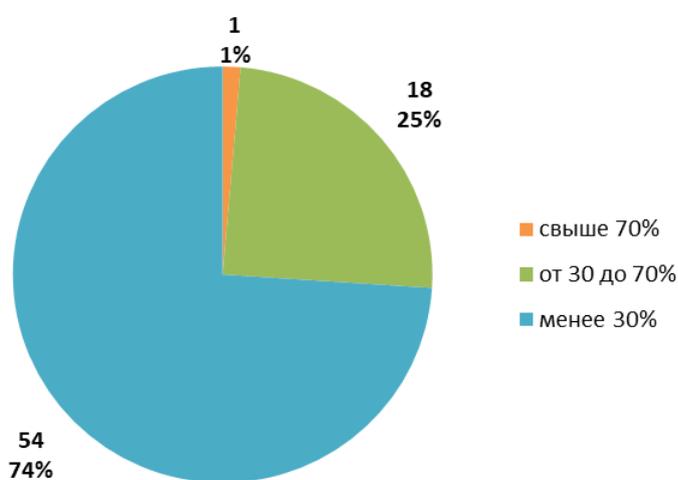


Рисунок 7 – Сводный анализ загрузки ЛЭП в нормальном режиме зимнего КДЗ 2024 года

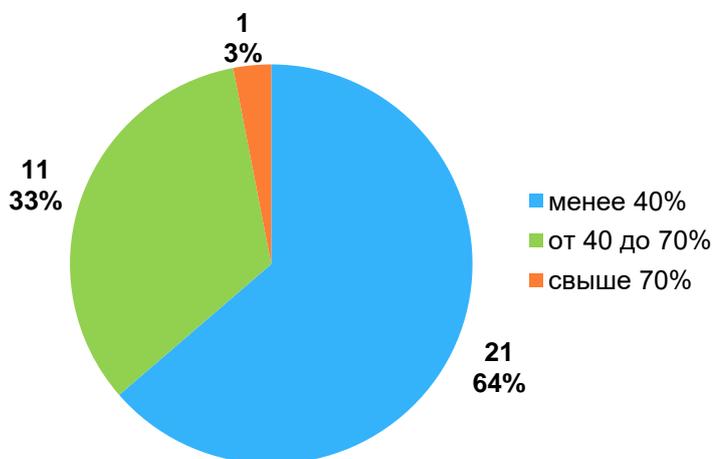


Рисунок 8 – Сводный анализ загрузки трансформаторов в нормальном режиме зимнего КДЗ 2024 года

Таким образом, можно сделать вывод, что в районе Владивостокского ГО имеется значительный резерв по пропускной способности существующих ЛЭП и трансформаторов. При подключении перспективных потребителей целесообразно рассмотреть возможность использовать свободный резерв мощности в целях минимизации затрат на новое строительство.

Анализ величины отклонения напряжения в узлах электрической сети Владивостокского ГО представлен в таблице Г.3 приложения Г. Согласно результатам анализа, отклонение напряжения за пределы допустимых значений [4] не выявлено.

Анализ потребления реактивной мощности в электрической сети представлен в таблице 15. Согласно результатам расчета, коэффициент реактивной мощности превышает значения, установленные [36], только на ПС 110 кВ 1Р/т, что связано с тяговой нагрузкой. На других ПС  $\text{tg}\phi$  находится в допустимых пределах, компенсация реактивной мощности не требуется.

Таблица 15 – Анализ потребления реактивной мощности

Наименование ПС	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$\text{tg}\phi$
ПС 110 кВ А	54	17,9	0,33
ПС 35 кВ Торгпорт	4,9	1,1	0,22
ПС 35 кВ Эгершельд	12,7	1,6	0,13
ПС 35 кВ Зеленая	0,6	0,2	0,33
ПС 35 кВ КЭТ	4,1	0,7	0,17
ПС 110 кВ Залив	19,4	4,1	0,21
ПС 110 кВ Амурская	16,4	2,4	0,15
ПС 110 кВ Стройиндустрия	19,6	3,7	0,19
ПС 110 кВ 2Р	30,9	7	0,23
ПС 110 кВ 1Р	19,1	5	0,26
ПС 110 кВ Мингородок	19,6	4	0,20
ПС 35 кВ Океанариум	4,9	1	0,20
ПС 35 кВ Коммунальная	0,3	0,11	0,37
ПС 110 кВ Котельная 2Р	6,4	2,4	0,38
ПС 110 кВ Бурун	45,5	15,7	0,35
ПС 110 кВ Голубинка	36	14,2	0,39
ПС 110 кВ Орлиная	30,5	6,3	0,21
ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	19,2	2,6	0,14
ПС 110 кВ 1Р/т	3	6,1	2,03
Мини-ТЭЦ Центральная	10	2,9	0,29

Анализ потерь активной мощности в нормальном режиме представлен в таблице 16. Согласно результатам расчета, потери активной мощности в электрических сетях Владивостокского ГО составляют 6,33 МВт, из них 5,77 МВт составляют нагрузочные потери и 0,56 МВт постоянные.

Таблица 16 – Анализ потери активной мощности в нормальном режиме

Район	dP, МВт	dP_нагр, МВт	dP_ЛЭП, МВт	dP_Тр, МВт	dP_пост, МВт	Корона, МВт	XX_тр-р, МВт
Владивостокский ГО	6,33	5,77	5,04	0,73	0,56	0,19	0,37

Таким образом, по результатам анализа в нормальном режиме электрической сети Владивостокского ГО в зимний КДЗ 2024 г. параметры электроэнергетического режима находились в пределах допустимых значений. Так как большая часть ЛЭП и трансформаторов являются недогруженными, то при проектировании развития сети целесообразно рассмотреть возможность подключения перспективных потребителей к существующим ЛЭП и ПС для оптимизации их загрузки и минимизации затрат на новое строительство.

#### 1.3.4 Расчет послеаварийных и ремонтных режимов

Для выявления «узких мест» в существующей электрической сети Владивостокского ГО была проведена серия расчетов послеаварийных и ремонтных режимов.

В соответствии с требованиями [6] были рассмотрены следующие схемно-режимные ситуации:

- нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения);
- единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме);
- нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения).

Согласно [6] параметры электроэнергетического режима в послеаварийных и ремонтных схемах должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 17.

Таблица 17 – Требования к параметрам электроэнергетического режима в послеаварийных и ремонтных схемах

Схемно-режимная ситуация	Требования к параметрам электро-энергетического режима
Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения)	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН
Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме)	Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН
Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения)	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН

Перечень рассмотренных схемно-режимных ситуаций в расчетной модели электрической сети Владивостокского ГО представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень рассмотренных схемно-режимных ситуаций

Схема сети	Нормативное возмущение
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Русская
Нормальная схема	Аварийное отключение КЛ 220 кВ Патрокл – Русская
Ремонт АТ-4 А, Б Владивостокской ТЭЦ-2	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Волна	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Зеленый угол	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Русская	Нормальный режим
Ремонт Т-1 ПС 110 кВ Бурная	Нормальный режим
Ремонт КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №1	Нормальный режим
Ремонт КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №1	Нормальный режим
Ремонт ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №2

По результатам расчетов, представленных в таблице Г.4 приложения Г, в рассмотренных послеаварийных и ремонтных схемах параметры электро-энергетического режима находятся в пределах допустимых значений.

### 1.3.5 Анализ резерва мощности центров питания для подключения перспективных объектов ТОР «Приморье»

Для определения возможности подключения перспективных потребителей ТОР «Приморье» к существующим центрам питания на о. Русский проведён анализ резерва свободной мощности ПС в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного трансформатора) по нагрузкам зимнего КДЗ 2024 года с учетом перегрузочной способности установленных силовых трансформаторов.

Основным центром питания на о. Русский является ПС 220 кВ Русская, от шин РУ 35 кВ которой осуществляется электроснабжение потребителей следующих подстанций: ПС 35 кВ Зеленая, ПС 35 кВ КЭТ, ПС 35 кВ Океанариум, ПС 35 кВ Коммунальная и мини-ТЭЦ Центральная.

В ремонтных и послеаварийных схемах возможен перевод части нагрузки на питание от шин РУ 35 кВ ПС 110 кВ Бурная (транзитом через шины РУ 35 кВ ПС 35 кВ Эгершельд).

Результаты расчет резерва свободной мощности ПС на о. Русский представлен в таблице 19. При расчете резерва мощности перегрузочная способность для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов с высшим классом напряжения от 110 кВ и выше определялась в соответствии с [46], для остальных трансформаторов в соответствии с [37].

Таблица 19 – Расчет резерва мощности существующих центров питания

Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Мощность тр-ров, МВА	Нагрузка по КДЗ, МВА	Сдлtn в режиме n-1, МВА	Резерв мощности, МВА
ПС 35 кВ Зеленая	35	2,5+2,5	0,63	2,625	1,99
ПС 35 кВ КЭТ	35	3,2+5,6+5,6	4,16	9,24	5,08
мини-ТЭЦ Центральная	35	25+25	10,41	26,25	15,84
ПС 35 кВ Океанариум	35	16+16	5,00	16,8	11,80
ПС 35 кВ Коммунальная	35	6,3+6,3	0,32	6,615	6,30
Итого					41,01

Таким образом, суммарный резерв свободной мощности по центрам питания 35 кВ на о. Русский составляет 41,01 МВА. Однако резерв мощности по сети 35 кВ значительно ограничен пропускной способностью обмоток НН автотрансформаторов, установленных на ПС 220 кВ Русская (из-за соотношения мощностей обмоток АТ равного 100/100/50%).

На ПС 220 кВ Русская установлены два автотрансформатора напряжением 220/110/35 кВ и мощностью 63 МВА каждый. Нагрузка ПС по данным зимнего КДЗ 2024 года составляет 20,1 МВА. Резерв свободной мощности с учетом перегрузочной способности автотрансформаторов равен 58,7 МВА, в том числе только 19,3 МВА по обмотке НН на напряжении 35 кВ.

Таким образом, суммарный резерв свободной мощности центров питания на о. Русский составляет не более 58,7 МВА (из них не более 19,3 МВА по сети 35 кВ), что недостаточно для подключения перспективных потребителей ТОР «Приморье». При перспективном развитии сети необходимо предусмотреть реконструкцию ПС 220 кВ Русская с увеличением трансформаторной мощности или строительство новых генерирующих мощностей на о. Русский.

#### **1.4 Выводы по разделу**

Владивостокский ГО обладает выгодным экономико-географическим положением и развитой транспортно-логистической инфраструктурой, что создает благоприятные условия для социального-экономического развития района. В соответствии с перспективным планом развития ТОР «Приморье» на территории о. Елена и о. Русский планируется до 2030 г. подключить 18 объектов с суммарной мощностью 60,64 МВт.

Структурный анализ электрической сети Владивостокского ГО показал наличие сложнзамкнутой топологии сети и преимущественно кабельное исполнение ЛЭП, что характерно для городских сетей с высокой плотностью электрических нагрузок.

Из анализа схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации следует, что потребление электрической мощности в энергорайоне Владивостокского

ГО и в южной части энергосистемы Приморского края в целом значительно превышает величину генерирующих мощностей. Дефицит мощности покрывается за счет перетоков по внешним электрическим связям 110-500 кВ. Прогнозируемый перспективный рост нагрузки только усугубляет ситуацию в рассматриваемом энергорайоне. Для обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей требуется ввод новых генерирующих мощностей в южной части энергосистемы Приморского края, в том числе и на территории Владивостокского ГО.

Анализ загрузки существующих центров питания, расположенных о. Русский, показал недостаточность резерва свободной мощности на ПС 220 кВ Русская для присоединения перспективных объектов ТОР «Приморье». Требуется реализация мероприятий по реконструкции ПС 220 кВ Русская с увеличением трансформаторной мощности или строительство объектов по производству электроэнергии..

Таким образом, в рамках проектирования развития электрических сетей 35-110 кВ Владивостокского ГО целесообразно рассмотреть вариант строительства объектов распределенной генерации, которые позволят обеспечить надежное и качественное электроснабжение перспективных потребителей без затратных мероприятий по реконструкции существующих электросетевых объектов.

## 2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИНТЕГРАЦИИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭЭС РОССИИ

### 2.1 Понятие распределенной генерации, текущее состояние и перспективы развития

Термин «распределенная генерация» имеет широкое распространение в современной научно-технической литературе [10, 11, 29, 40] и обозначает совокупность электростанций установленной мощностью не более 25 МВт, расположенных в непосредственной близости от центров электрических нагрузок и подключенных либо напрямую к энергопринимающим устройствам потребителей, либо к ближайшим распределительным электрическим сетям.

Для классификации объектов распределенной генерации в мировой практике [44] используются следующие критерии: вид топлива (газ, вторичные энергоресурсы, ВИЭ и т.д.), режим работы с энергосистемой (параллельный, изолированный, комбинированный), уровень напряжения и другие. Полный перечень критериев классификации представлен в приложении Д.

В мировой практике распределенная генерация начала интенсивное развитие ещё в 1970-1980 гг. в связи с появлением новых технологий в процессе производства электроэнергии (ГТУ, ГПУ, ПГУ и т.д.), которые позволили создавать недорогие и эффективные электростанции небольшой мощности. Однако в российской энергетике активное внедрение объектов распределенной генерации началось только в 2000-х годах.

По данным [44], за период 2006-2024 гг. установленная мощность объектов распределенной генерации в ЭЭС России увеличилась в 2,3 раза и по состоянию на 01.01.2024 составляла порядка 24 ГВт (9,5% от суммарной установленной мощности электростанций ЭЭС России). В перспективе к 2035 году прогнозируется рост мощности распределенной генерации в ЭЭС России до 32 ГВт. Динамика изменения мощности объектов распределенной генерации в ЭЭС России представлена на рисунке 9.

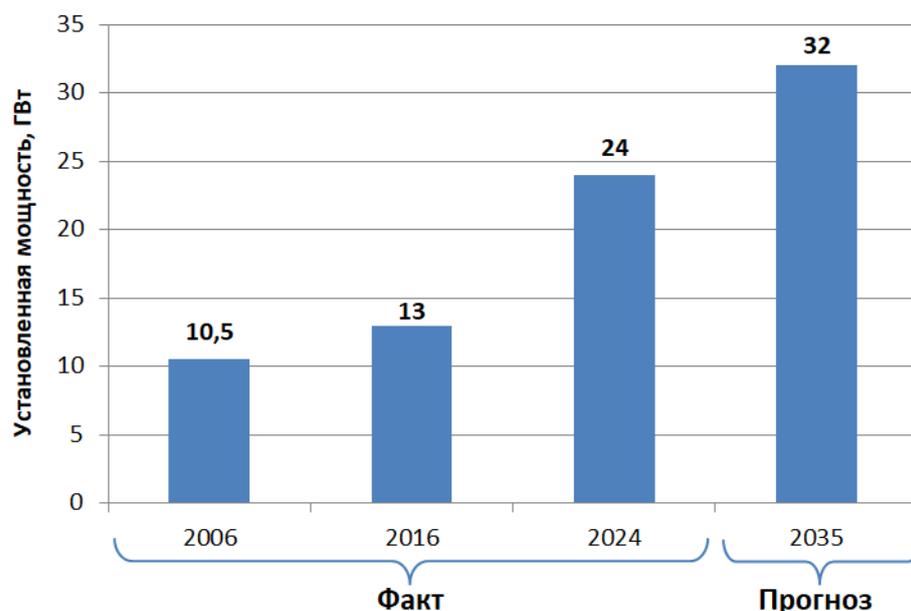


Рисунок 9 – Динамика изменения мощности объектов распределенной генерации в ЭЭС России

Основными предпосылками развития распределенной генерации в ЭЭС России являются:

- ежегодный рост тарифов на электроэнергию для потребителей;
- повышение аварийности в системах централизованного энергоснабжения из-за физического износа генерирующего и электросетевого оборудования;
- ужесточение требований законодательства в части экологии;
- развитие промышленности в удалённых и труднодоступных регионах страны, характеризующихся высокой стоимостью и сложностью технологического присоединения потребителей к централизованному электроснабжению;
- расширение доступности на рынке малообслуживаемого генерирующего оборудования с низкими удельными затратами, в том числе и ВИЭ.

Однако, несмотря на множество положительных эффектов, повсеместное внедрение распределенной генерации в ЭЭС России имеет и негативные последствия [13, 48], которые представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Положительные и отрицательные аспекты внедрения распределенной генерации в ЭЭС России

Положительные аспекты	Отрицательные моменты
Повышение надежности электроснабжения потребителей	Снижение устойчивости энергосистемы из-за большого количества генераторов малой мощности
Снижение потерь мощности в электрических сетях за счет сокращения расстояния между объектами генерации и потребителями	Увеличение токов короткого замыкания и необходимость перенастрой-ки/модернизации устройств РЗА
Повышение энергоэффективности, в т.ч. за счёт ко-генерации тепловой и электрической энергии	«Уход» потребителей на собственную генерацию приводит к увеличению финансовой нагрузки по содержанию электрических сетей для оставшихся «пассивных» потребителей
Возможность регулирования уровня напряжения и реактивной мощности в распределительных сетях	Усложнение оперативно-технологического управления электроэнергетической системой
Экологичность, в т.ч. за счёт ВИЭ	Искажение качества электроэнергии при подключении объектов ВИЭ через инверторы

На сегодняшний день одним из наиболее эффективных способов интеграции объектов распределенной генерации в ЭЭС России, сводящим к минимуму вышеперечисленные негативные последствия, является их объединение с крупными потребителями в активные энергетические комплексы.

## 2.2 Концепция активного энергетического комплекса

Активный энергетический комплекс (далее - АЭК) представляет собой индустриальный микрогрид, объединяющий энергопринимающие устройства коммерческих/промышленных потребителей, объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства в единый энергокомплекс, управляемый с помощью современных технических решений и программных средств [1].

Концепция АЭК была разработана специалистами НТИ «Энерджинет» совместно с АО «СО ЕЭС», группой компаний «НТЦ ЕЭС» и представителями Министерства энергетики РФ в рамках реализации дорожной карты «Энерджинет» Национальной технологической инициативы до 2035 года, утвержденной президиумом Совета при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России в 2016 году [7]. Принципиальная структура АЭК представлена на рисунке 10.

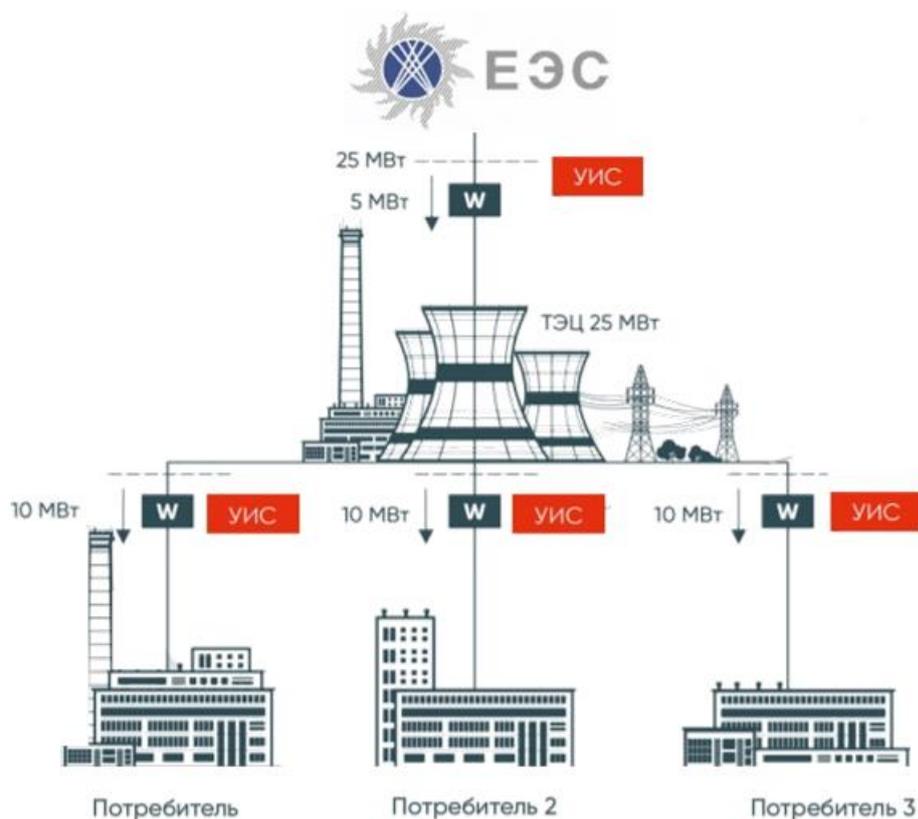


Рисунок 10 – Концептуальная структура АЭК

Все энергопринимающие устройства потребителей в АЭК имеют электрическую связь с объектом по производству электроэнергии, который в свою очередь имеет только одну точку технологического присоединения к ЕЭС России.

В зависимости от баланса производства и потребления электроэнергии АЭК может работать как в изолированном от ЕЭС режиме (с полным обеспечением электроснабжения от собственных источников генерации), так и в параллельном режиме (с частичной подпиткой мощности из централизованной энергосистемы).

Управление процессом производства/потребления электроэнергии внутри АЭК и технологического взаимодействия АЭК с ЕЭС осуществляется с помощью программно-аппаратного комплекса управляемого интеллектуального соединения (далее - ПАК УИС).

Аппаратная часть ПАК УИС представляет собой устройства, обеспечивающие учет электроэнергии и контроль баланса генерируемой/потребляемой

в АЭК электрической мощности. Устанавливаются данные устройства непосредственно на объектах АЭК: на шинах электростанций, в местах подключения энергопринимающих устройств потребителей и в точке технологического присоединения к ЕЭС. Программная часть в свою очередь включает в себя специализированное программное обеспечение, с помощью которого реализуется контроль баланса перетоков мощности и оперативно-технологическое управление АЭК.

Особому контролю подлежит переток мощности из ЕЭС в АЭК, который не должен превышать согласованной с электросетевой организацией величину «разрешенной мощности». Под разрешенной мощностью подразумевается максимальная величина мгновенного значения электрической мощности, потребляемой субъектами АЭК из ЕЭС при параллельном режиме работы, в пределах которой электросетевая организация принимает на себя обязательство обеспечить передачу электрической энергии. Также не допускается переток активной мощности из АЭК в ЕЭС,

В случае фиксации перетока мощности из АЭК в ЕЭС или превышения разрешенной мощности ПАК УИС создает управляющие воздействия на отключение генераторов или ввод резервной генерирующей мощности АЭК, а также в случае необходимости и на ограничение нагрузки субъектов АЭК. Если факт нарушения сохраняется на протяжении определенной выдержки времени, то ПАК УИС переводит АЭК в режим изолированной работы путем отключения электрической связи с ЕЭС. Более подробно логика работы ограничительного механизма ПАК УИС представлена на рисунке 11.

Основные требования к АЭК утверждены Постановлением Правительства РФ от 21.03.2020 № 320 [30] и Приказом Министерства энергетики РФ от 30.06.2020 № 507 [39], из них можно выделить следующие:

1. Установленная мощность объектов генерации в АЭК не должна превышать 25 МВт;
2. Только один субъект АЭК должен иметь непосредственное технологическое присоединение к электрическим сетям электросетевой организации;

3. Все объекты АЭК имеют между собой электрические связи через объекты электросетевого хозяйства, не принадлежащие сетевой организации;
4. Регулирование процессом производства и потребления электрической энергии (мощности) должно осуществляться с применением ПАК УИС;
5. Длительность превышения разрешённой мощности или перетока мощности из АЭК в ЕЭС составляет не более 10 секунд;
6. В отношении электросетевых объектов, расположенных внутри АЭК, не утверждаются тарифы на оказание услуг на передачу электроэнергии;
7. В составе АЭК отсутствуют потребители, относящихся к населению и приравненным к нему категориям, а также потребители, ограничение режима потребления которых может привести к экономическим, экологическим или социальным последствиям.

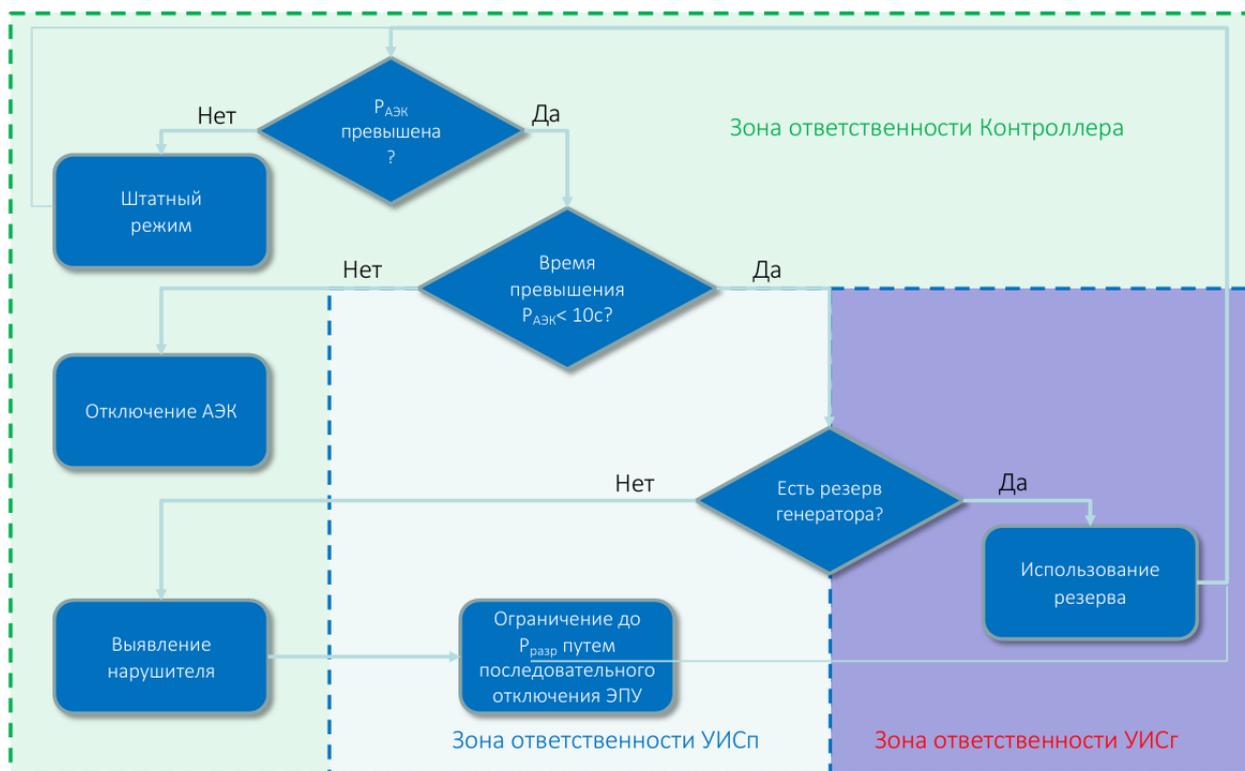


Рисунок 11 – Логика работы ограничительного механизма ПАК УИС

Главным отличием АЭК от других микрогридов является сбалансированный подход в отношениях между существующей централизованной энергосистемой и вновь вводимыми объектами распределённой генерации, благо-

даря чему достигается максимальная эффективность с минимальными рисками для функционирования ЕЭС России. Концепция АЭК является выгодной не только для потребителей и собственников объектов по производству электроэнергии, но и для электросетевых компаний. Положительные эффекты от внедрения АЭК перечислены в таблице 21.

Таблица 21 - Положительные эффекты от внедрения АЭК

Субъект АЭК	Положительные эффекты
Потребитель э/э	- снижение стоимости электроэнергии; - повышение конкурентоспособности
Собственник объекта по производству электроэнергии	- повышение КИУМ; - снижение удельных затрат
Электросетевая организация	- снижение потерь электроэнергии; - разгрузка электросетевого оборудования; - высвобождение неиспользуемых резервов мощности ПС

Объединяясь в АЭК, потребители получают возможность значительно снизить затраты энергоснабжение и оплачивать услуги по передаче электроэнергии в части ставки за содержание сетей по одному из вариантов:

- в размере, равном минимуму из следующих величин: фактическая мощность потребления из сети или разрешенная мощность субъекта АЭК;
- в размере, равном части объема потребления субъектом АЭК, который не обеспечивается собственной генерацией в АЭК.

По первому варианту экономический эффект образуется за счет того, что в определенные часы некоторые субъекты АЭК могут фактически потреблять мощность большую, чем их разрешенная мощность, но при этом оплачивать потребление только по разрешенной мощности. Однако главным условием при этом является не превышение разрешенной мощности перетока из ЕЭС в целом по АЭК.

По второму варианту экономический эффект для потребителей возникает за счет оптимального коллективного использования собственной генерации АЭК с минимизацией потребления мощности из ЕЭС.

Перспективными площадками для размещения объектов АЭК с наибольшим потенциальным экономическим эффектом являются промышленные технопарки, моногорода и территории опережающего развития.

В настоящее время внедрение АЭК в ЕЭС России осуществляется в рамках пилотного проекта, порядок которого установлен Постановлением Правительства РФ от 21.03.2020 № 320 [30].

В ходе реализации проекта до 2030 года планируется создание не менее 10 АЭК суммарной генерирующей мощностью порядка 250 МВт, на площадках которых в пилотном режиме будут отработаны правовая и экономическая системы взаимодействия участников АЭК, выявлены существующие нормативные ограничения и административные барьеры, а также апробированы инновационные цифровые решения. Результатом пилотного проекта станет целевая модель, в соответствии с которой АЭК получат широкое распространение в ЕЭС России.

Ключевая роль в реализации пилотного проекта принадлежит АО «СО ЕЭС», к сфере его ответственности отнесены вопросы организационно-технического сопровождения проекта, а также формирования и ведения реестра пилотных площадок. Контроль над ходом проекта осуществляется Минэнерго РФ. Рассмотрением заявок на участие в пилотном проекте и отбором участников занимается специальная комиссия из представителей Минэнерго РФ, Федеральной антимонопольной службы, АО «СО ЕЭС», совета рынка и НТИ «Энерджинет». По состоянию на сегодняшний день в ЕЭС России зарегистрировано 18 площадок АЭК общей мощностью 160 МВт.

### **2.3 Тенденции развития возобновляемой энергетики**

В настоящее время мировая энергетика находится на пороге четвертого энергетического перехода, подразумевающего собой увеличение доли нетрадиционных источников энергии (в т.ч. ВИЭ) в структуре мирового первичного энергопотребления за счет вытеснения ископаемых видов топлива.

Декарбонизация является одним из основных направлений развития как зарубежной, так и отечественной энергетики, что подтверждается Энергетической стратегией РФ на период до 2050 г. [43] и другими основополагающими документами перспективного развития в сфере энергетики [38, 42].

В среднесрочной перспективе, представленной на рисунке 12 в соответствии с данными [38], к 2030 году прогнозируется увеличение доли генерирующей мощности объектов ВИЭ от суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС России с 1,89% до 3,75% и составит 9863 МВт.

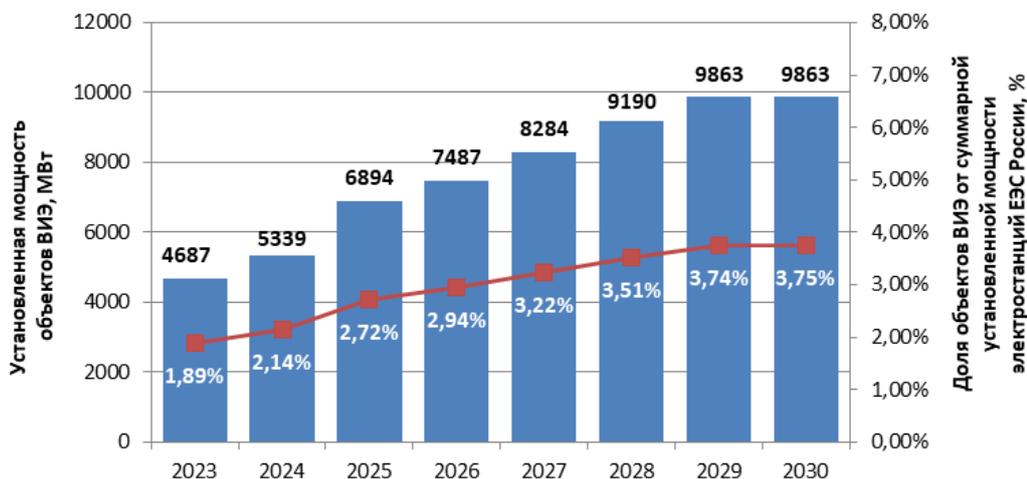


Рисунок 12 – Среднесрочный прогноз развития ВИЭ в ЕЭС России

В долгосрочной перспективе, представленной на рисунке 13 в соответствии с данными [42], к 2042 году ожидается увеличение установленной мощности объектов ВИЭ до 21926,5 МВт, что составит 7,5% от суммарной установленной мощности электростанций ЕЭС России.

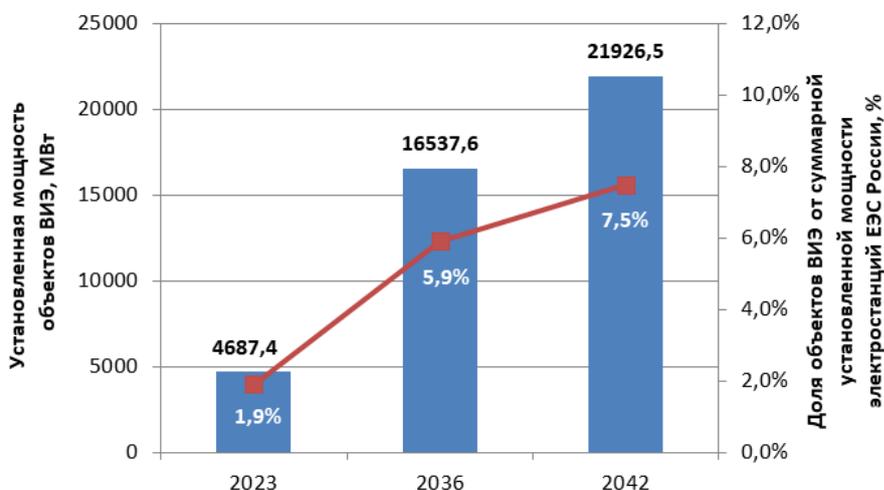


Рисунок 13 – Долгосрочный прогноз развития ВИЭ в ЕЭС России

Стремительным темпам роста генерирующей мощности объектов ВИЭ в энергосистеме России способствуют следующие факторы:

1) Высокий потенциал инсоляции и энергии ветра на территории РФ.

Большой потенциал возобновляемой энергетики в России связан с наличием обширных территорий в различных климатических зонах с разнообразным рельефом местности (равнины, горные массивы, морские побережья и т.д.). Суммарный технический потенциал ветровой и солнечной энергии на территории РФ по оценке экспертов [2] составляет 11 892 млн.т.у.т./год или 34 519 млрд.кВт·ч/год (из них 81% - СЭС, 19% - ВЭС), при этом экономически оправдано при существующем уровне развития технологий только порядка 14 млн.т.у.т./год или 40,6 млрд.кВт·ч/год.

Распределение ресурсов солнечной и ветровой энергии на территории РФ представлено в приложении Е. Особой концентрацией ветропотенциала обладают побережья Тихого и Северного ледовитого океанов, а также горные районы Кавказа, Алтая и Урала. В части солнечной энергии наибольшим потенциалом обладают южные районы Европейской части России и Сибири.

2) Уменьшение себестоимость производства электроэнергии на ВИЭ.

По данным [2] в период 2010-2021 гг. средняя себестоимость производства электроэнергии (далее - LCOE) с электростанций ВИЭ резко упала благодаря совершенствованию технологий производства, развитию конкуренции на рынке и повышению энергоэффективности электроустановок.

Так, например, LCOE для СЭС, снизилась на 88% (с 0,417 до 0,048 \$/кВт·ч), при этом КИУМ вырос на 3% (с 14 до 17%), а удельные капитальные уменьшились в 5,6 раза (с 4 808 до 857 \$/кВт).

Для ВЭС показатель LCOE снизился на 68 % (с 0,102 до 0,033 \$/кВт·ч) при увеличении КИУМ на 12% (с 27 до 39 %) и уменьшении удельных капитальных затрат в 1,5 раз (с 2 042 до 1 325 \$/кВт).

3) Законодательная и финансовая государственная поддержка.

В настоящее время государственная поддержка развития ВИЭ в России идет как на оптовом, так и на розничном рынках электроэнергии.

Поддержка ВИЭ от государства на ОРЭМ осуществляется через механизм проведения конкурсных отборов на заключение договоров предоставления мощности ВИЭ (далее - ДПМ ВИЭ), в рамках которых собственники объектов ВИЭ обязуются предоставлять потребителям определенный объем мощности, получая взамен гарантированный платеж в течение последующих 15 лет. Таким образом, собственники объектов ВИЭ получают возможность компенсировать расходы на содержание и эксплуатацию электростанций. Механизм стимулирования через ДПМ ВИЭ был утвержден Правительством РФ в 2013 году [34] и предусматривает два этапа: 1-ый этап в период 2013-2024 гг. (ДПМ ВИЭ 1.0), 2-ой этап в период 2025-2030 гг. (ДПМ ВИЭ 2.0). По оценке Минэнерго России [2] программа ДПМ ВИЭ 1.0 показала себя надежным финансовым инструментом, с помощью которого по состоянию на конец 2024 года было введено в работу 5430 МВт установленной мощности объектов ВИЭ (в том числе ВЭС - 3430 МВт, СЭС - 1790 МВт, МГЭС - 210 МВт). В рамках ДПМ ВИЭ 2.0 к 2035 году прогнозируется ввод ещё порядка 6 ГВт генерирующих мощностей ВИЭ.

Под механизмом поддержки ВИЭ на РРЭ подразумевается конкурсный отбор инвестиционных проектов по строительству объектов ВИЭ с генерирующей мощностью до 25 МВт по критерию минимальной цены электроэнергии, который осуществляется администрациями субъектов РФ в соответствии [33]. По итогам конкурса ежегодно формируются перечни планируемых к строительству объектов ВИЭ, которые получают фиксированный тариф на электроэнергию в размере, позволяющем окупить инвестиции в проект за 15 лет. Гарантированный спрос на покупку электроэнергии от избранных объектов ВИЭ обеспечивается за счет утвержденного для сетевых организаций обязательства заключать договоры купли-продажи электроэнергии с победителями конкурсного отбора и в приоритетном порядке приобретать у них электроэнергию в целях компенсации технологических потерь. По оценкам экспертов [2] потенциал объектов ВИЭ на РРЭ на сегодняшний день составляет порядка 3 ГВт. Однако существующий механизм, в отличие от ДПМ

ВИЭ, показал довольно низкую эффективность: всего с 2015 года было отобрано порядка 350 МВт проектов в 14 субъектах РФ. Невысокая эффективность механизма поддержки ВИЭ на РРЭ обусловлена жесткими требованиями при конкурсном отборе: объем производства электроэнергии на объектах ВИЭ не должен превышать 5% от совокупного объема потерь электроэнергии в субъекте РФ, высокая планка в степени локализации оборудования и значении КИУМ.

#### **2.4 Выводы по разделу**

В данном разделе рассмотрено определение понятия распределенной генерации и её классификация. Исследованы предпосылки развития распределенной генерации на территории РФ, негативные и положительные аспекты её внедрения в энергосистему России. Определен наиболее эффективный способ интеграции распределенной генерации в ЕЭС России, заключающийся в объединении с крупными промышленными потребителями в индустриальный микрогрид - активный энергетический комплекс.

Концепция АЭК позволяет интегрировать распределенную генерацию в ЕЭС России с минимальными рисками для надежного функционирования энергосистемы и максимальной выгодой для субъектов розничного рынка электроэнергии за счет применения современных цифровых технических средств и гибких тарифов на электроэнергию. Наибольшим экономическим потенциалом для создания АЭК обладают площадки индустриальных технопарков и территорий опережающего развития.

Учитывая высокий потенциал возобновляемой энергетики на территории РФ и тенденции к расширению государственной поддержки проектов в области декарбонизации топливно-энергетического комплекса, целесообразно внедрение распределенной генерации на основе ВИЭ.

Таким образом, в рамках данной работы в качестве оптимального варианта интеграции источников распределенной интеграции в ЕЭС принято их объединение с промышленными потребителями в активные энергетические комплексы.

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ВЛАДИВОСТОКСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

В данном разделе представлена разработка различных вариантов развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО для присоединения перспективных потребителей ТОР «Приморье» и отбор наиболее конкурентноспособных из них, для которых выполнен расчет основных технико-экономических показателей с целью выбора оптимального варианта для дальнейшей технической проработки.

#### 3.1 Прогнозирование электрических нагрузок

При проектировании развития электрических сетей необходимо учитывать перспективный прирост нагрузки в рассматриваемом энергорегионе.

Прогноз потребления мощности энергосистемы Приморского края на период 2025-2030 гг. по данным [38] представлен на рисунке 14. В соответствии с прогнозом АО «СО ЕЭС» к 2030 году ожидается максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края на уровне 3384 МВт, среднегодовой темп прироста при этом составит 3%.

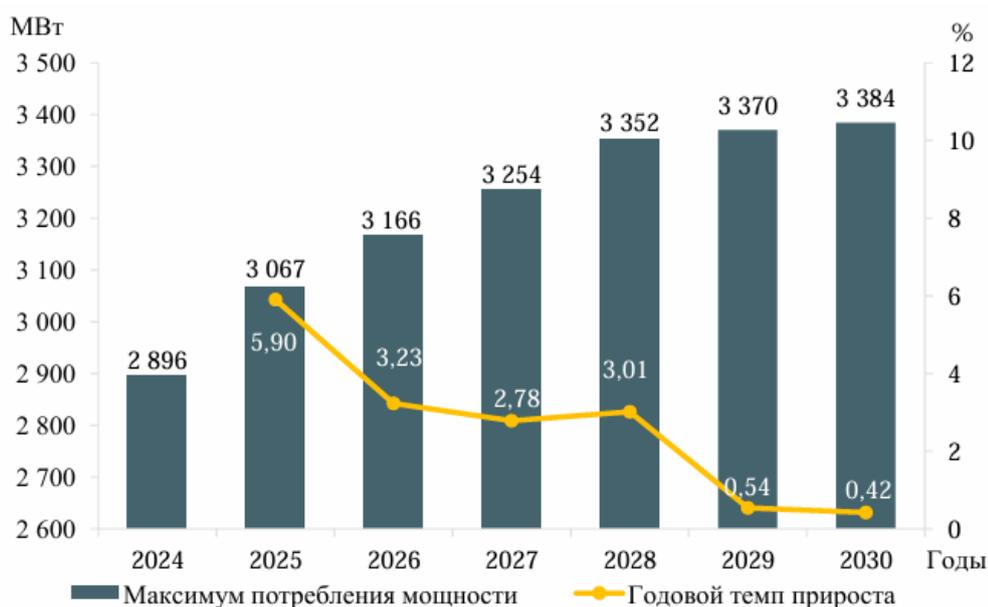


Рисунок 14 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Приморского края на период 2025-2030 гг.

Расчет перспективных электрических нагрузок на ПС Владивостокского ГО выполнен по формуле сложных процентов [49]:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где  $P^{баз}$  – базовая мощность;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки, принятый равным 0,03 [38];

$N$  – срок выполнения прогноза, принят равным 6 лет.

Результаты расчета перспективных нагрузок для подстанций Владивостокского ГО представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозируемые нагрузки подстанций Владивостокского ГО

Узел нагрузки	КДЗ 2024 г.		Прогноз на 2030 г.	
	Р <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	Р <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар
ПС 110 кВ А	54	17,9	64,48	21,37
ПС 35 кВ Торгпорт	4,9	1,1	5,85	1,31
ПС 35 кВ Эгершельд	12,7	1,6	15,16	1,91
ПС 35 кВ Зеленая	0,6	0,2	0,72	0,24
ПС 35 кВ КЭТ	4,1	0,7	4,90	0,84
ПС 110 кВ Залив	19,4	4,1	23,16	4,90
ПС 110 кВ Амурская	16,4	2,4	19,58	2,87
ПС 110 кВ Стройиндустрия	19,6	3,7	23,40	4,42
ПС 110 кВ 2Р	30,9	7	36,90	8,36
ПС 110 кВ 1Р	19,1	5	22,81	5,97
ПС 110 кВ Мингородок	19,6	4	23,40	4,78
ПС 35 кВ Океанариум	4,9	1	5,85	1,19
ПС 35 кВ Коммунальная	0,3	0,11	0,36	0,13
ПС 110 кВ Котельная 2Р	6,4	2,4	7,64	2,87
ПС 110 кВ Бурун	45,5	15,7	54,33	18,75
ПС 110 кВ Голубинка	36	14,8	42,99	17,67
ПС 110 кВ Орлиная	30,5	6,3	36,42	7,52
ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	19,2	2,6	22,93	3,10
ПС 110 кВ 1Р/Т	3	6,1	3,58	7,28
Мини-ТЭЦ Центральная	10	2,9	11,94	3,46

## **3.2 Разработка конкурентоспособных вариантов развития электрической сети**

В рамках проектирования развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО на о. Русский и о. Елена рассматривались следующие сценарии:

- Сценарий №1, который предусматривает реконструкцию и строительство только электросетевых объектов;
- Сценарий №2, который предусматривает строительство объектов распределенной генерации в составе АЭК.

По каждому из сценариев разработано по два различных варианта с целью дальнейшего отбора конкурентоспособных вариантов.

При разработке каждого из вариантов развития электрической сети максимально использовался резерв свободной мощности существующих центров питания на о. Русский.

### **3.2.1 Разработка вариантов по сценарию №1**

При разработке вариантов развития электрической сети по сценарию №1 рассматривалось строительство новых электросетевых объектов 35-110 кВ на территории о. Русский и о. Елена, а также реконструкция ПС 220 кВ Русская с увеличением трансформаторной мощности.

Распределение перспективных потребителей ТОР «Приморье» между существующими и новыми центрами питания осуществлялось исходя из географического положения энергопринимающих устройств потребителей и свободного резерва мощности ПС.

В варианте №1.1 предполагается строительство ПС 35 кВ Елена (для технологического присоединения многофункционального общественно-жилого комплекса на о. Елена) и двух ПС 110 кВ на о. Русский: ПС 110 кВ Курчатовская (для присоединения научной установки класса «Мегасайенс») и ПС 110 кВ Институт (для присоединения объектов ИНТИЦ «Русский»). Остальные перспективные потребители распределены между существующими центрами питания ПС 35 кВ Океанариум и мини-ТЭЦ Центральная.

Карта-схема электрической сети для варианта №1.1 представлена на рисунке 15, технические характеристики проектируемой электрической сети представлены в таблице 23. Подробная информация о распределении перспективных потребителей по центрам питания представлена в таблице 24.

Таблица 23 – Технические характеристики сети для варианта №1.1

Наименование ЛЭП, ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	ЛЭП			ПС	
		число цепей	l <sub>тр</sub> , км	l <sub>лэп</sub> , км	Схема РУ	Кол-во выкл.
отпайки ЛЭП 35 кВ на ПС Елена	35	2	0,5	1	-	-
ЛЭП 110 кВ Русская - Курчатова- ская №1, №2	110	2	1,5	3	-	-
ЛЭП 110 кВ Курчатова - Инсти- тут №1, №2	110	2	1	2	-	-
ПС 35 кВ Елена	35	-	-	-	35-4Н	2
ПС 110 кВ Курчатова	110	-	-	-	110-9	7
ПС 110 кВ Институт	110	-	-	-	110-4Н	2
<b>Итого по ЛЭП, ПС</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
	<b>110</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>9</b>

Таблица 24 – Распределение потребителей по ЦП для варианта №1.1

Центр питания	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>тр-ров</sub> , МВА	S <sub>прогноз</sub> , МВА	Перспективные потребители	P <sub>заяв</sub> , МВт	S <sub>сумм</sub> , МВА	Загрузка тр- ров в режиме n-1, %
<b>Существующие центры питания</b>							
мини-ТЭЦ Центральная	35	2x25	12,43	Пилотная площадка ИНТЦ	2,00	24,05	96%
				Многофункциональный ком- плекс в районе б. Новик	4,80		
				Инжиниринговый центр ПАО "НК "Роснефть"	2,74		
				Торгово-логистический ком- плекс "Русский"	1,24		
				Причал №6	1,60		
ПС 35 кВ Океанариум	35	2x16	5,97	ООО "Истерн Аква парадаиз"	3,40	15,92	99%
				ЖСК «Остров»	1,74		
				ЖСК «Дальзавод-ИЖС»	0,60		
				Региональный центр по хок- кею	1,59		
				ООО "Бизнес центр "Русский остров"	1,70		
				ООО «ДВТА»	0,20		
<b>Новые центры питания</b>							
ПС 35 кВ Елена	35	2x6,3	-	Многофункциональный об- щественно-жилой комплекс на о. Елена	4,90	5,28	84%
ПС 110 кВ Курчатова	110	2x25	-	Научная установка класса "Мегасайенс"	20,93	22,55	90%
ПС 110 кВ Институт	110	2x16	-	НОК «Биомедицина»	2,50	14,22	89%
				НОК «IT-парк»	3,20		
				НОК «Биотехнологии»	2,90		
				Тихоокеанская школа	1,90		
				НОК «Морская инженерия»	2,70		



Рисунок 15 – Карта-схема электрической сети для варианта №1.1

В варианте №1.2 на о. Елена также предусматривается строительство ПС 35 кВ Елена, но при этом на о. Русский предлагается строительство только одной крупной ПС 110 кВ Парис (для присоединения научной установки класса «Мегасайенс и объектов ИНТЦ «Русский»). Распределение остальных перспективных потребителей между существующими центрами питания остается тем же самым.

Карта-схема электрической сети для варианта №1.2 представлена на рисунке 16, технические характеристики проектируемой электрической сети

представлены в таблице 25. Подробная информация о распределении перспективных потребителей по центрам питания представлена в таблице 26.

Таблица 25 – Технические характеристики сети для варианта №1.2

Наименование ЛЭП, ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	ЛЭП			ПС	
		число цепей	l <sub>тр</sub> , км	l <sub>лэп</sub> , км	Схема РУ	Кол-во выкл.
отпайки ЛЭП 35 кВ на ПС Елена	35	2	0,5	1	-	-
ЛЭП 110 кВ Русская - Парис №1, №2	110	2	2	4	-	-
ПС 35 кВ Елена	35	-	-	-	35-4Н	2
ПС 110 кВ Парис	110	-	-	-	110-4Н	2
<b>Итого по ЛЭП, ПС</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>
	<b>110</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>2</b>

Таблица 26 – Распределения потребителей по ЦП для варианта №1.2

Центр питания	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>тр-ров</sub> , МВА	S <sub>прогноз</sub> , МВА	Перспективные потребители	P <sub>заяв</sub> , МВт	S <sub>сумм</sub> , МВА	Загрузка тр-ров в режиме n-1, %
<b>Существующие центры питания</b>							
мини-ТЭЦ Центральная	35	2x25	12,43	Пилотная площадка ИНТЦ	2,00	24,05	96%
				Многофункциональный комплекс в районе б. Новик	4,80		
				Инжиниринговый центр ПАО "НК "Роснефть"	2,74		
				Торгово-логистический комплекс "Русский"	1,24		
				Причал №6	1,60		
ПС 35 кВ Океанариум	35	2x16	5,97	ООО "Истерн Аква парадаиз"	3,40	15,92	99%
				ЖСК «Остров»	1,74		
				ЖСК «Дальзавод-ИЖС»	0,60		
				Региональный центр по хоккею	1,59		
				ООО "Бизнес центр "Русский остров"	1,70		
				ООО «ДВТА»	0,20		
<b>Новые центры питания</b>							
ПС 35 кВ Елена	35	2x6,3	-	Многофункциональный общественно-жилой комплекс на о. Елена	4,90	5,28	84%
ПС 110 кВ Парис	110	2x40	-	Научная установка класса "Мегасайенс"	20,93	36,78	92%
				НОК «Биомедицина»	2,50		
				НОК «IT-парк»	3,20		
				НОК «Биотехнологии»	2,90		
				Тихоокеанская школа	1,90		
НОК «Морская инженерия»	2,70						

В разработанных вариантах развития электрической сети нагрузка силовых трансформаторов на существующих и новых центрах питания не превышает допустимых значений.



Рисунок 16 – Карта-схема электрической сети для варианта №1.2

### 3.2.2 Разработка вариантов по сценарию №2

При разработке вариантов развития электрической сети по сценарию №2 рассматривалось строительство объектов распределенной генерации на территории о. Русский для повышения надежности электроснабжения потребителей и исключения затратных мероприятий по реконструкции ПС 220 кВ Русская с увеличением трансформаторной мощности.

Интегрировать распределенную генерацию в существующую электрическую сеть предполагается за счет объединения источников генерации с

крупными промышленными/коммерческими потребителями в активные энергетические комплексы.

Учитывая особые требования к составу потребителей и ограничения по максимальной мощности энергокомплекса до 25 МВт [30], в качестве оптимальной площадки для создания АЭЖ выбрана территория ИНТЦ «Русский» на о. Русский по следующим причинам:

- четыре объекта ИНТЦ «Русский» (НОК «Биомедицина», НОК «ИТ-парк», НОК «Биотехнологии», НОК «Морская инженерия») находятся в непосредственной близости друг от друга на полуострове Саперный и не относятся к категории потребителей приравненных к населению, а их объединение в научно-образовательный кластер в составе АЭЖ позволит повысить конкурентоспособность выпускаемой высокотехнологичной продукции и привлечь потенциальных инвесторов;

- совокупная мощность энергопринимающих устройств вышеперечисленных объектов составляет 11,3 МВт, что соответствует требованиям к АЭЖ [30], а возможность их электроснабжения от собственных источников генерации в послеаварийных/ремонтных режимах позволит исключить необходимость реконструкции ПС 220 кВ Русская с увеличением трансформаторной мощности.

В обоих разработанных вариантах установленная мощность электростанции в составе АЭЖ должна обеспечивать возможность перехода энергокомплекса в изолированный режим без ограничения нагрузки потребителей, т.е. составляет не менее 11,3 МВт. Выдача мощности в энергосистему не предусматривается. По типу производства электроэнергии предварительно принимается ТЭС на природном газе, т.к. в рассматриваемом районе развита газовая инфраструктура и в соответствии с [15] планируется её дальнейшее развитие. Схема газопроводов на о. Русский представлена в приложении Ж.

Остальные перспективные потребители ТОР «Приморье» распределялись между существующими и новыми центрами питания аналогично для

обоих вариантов. Разница между вариантами заключается лишь в точке подключения АЭК к существующей электрической сети.

В варианте №2.1 предполагается подключение АЭК одной ЛЭП от шин РУ 110 кВ ПС 220 кВ Русская, подключение остальных перспективных потребителей предусматривается к двум новым центрам питания (ПС 35 кВ Елена и ПС 110 кВ Курчатовская) и к существующим (ПС 35 кВ Океанариум и мини-ТЭЦ Центральная).

Карта-схема электрической сети для варианта №2.1 представлена на рисунке 17, технические характеристики проектируемой электрической сети представлены в таблице 27. Подробная информация о распределении перспективных потребителей по центрам питания представлена в таблице 28.

Таблица 27 – Технические характеристики сети для варианта №2.1

Наименование ЛЭП, ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	ЛЭП			ПС	
		число цепей	l <sub>тр</sub> , км	l <sub>лэп</sub> , км	Схема РУ	Кол-во выкл.
отпайки ЛЭП 35 кВ на ПС Елена	35	2	0,5	1	-	-
ЛЭП 110 кВ Русская – Курчатовская №1, №2	110	2	1,5	3	-	-
ЛЭП 110 кВ Русская - АЭК	110	1	2,5	2,5	-	-
ПС 35 кВ Елена	35	-	-	-	35-4Н	2
ПС 110 кВ Курчатовская	110	-	-	-	110-4Н	2
АЭК	110	-	-	-	110-3Н	1
<b>Итого по ЛЭП, ПС</b>	<b>35</b>	-	-	<b>1</b>	-	<b>2</b>
	<b>110</b>	-	-	<b>5,5</b>	-	<b>3</b>

Таблица 28 – Распределение потребителей по ЦП для варианта №2.1

Центр питания	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>тр-ров</sub> , МВА	S <sub>прогноз</sub> , МВА	Перспективные потребители	P <sub>заяв</sub> , МВт	S <sub>сумм</sub> , МВА	Загрузка тр-ров в режиме n-1, %
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Существующие центры питания</b>							
мини-ТЭЦ Центральная	35	2x25	12,43	Пилотная площадка ИНТЦ	2,00	18,88	76%
				Инжиниринговый центр ПАО "НК "Роснефть"	2,74		
				Торгово-логистический комплекс "Русский"	1,24		
				Причал №6	1,60		
ПС 35 кВ Океанариум	35	2x16	5,97	ООО "Истерн Аква парадаиз"	3,40	15,92	99%
				ЖСК «Остров»	1,74		
				ЖСК «Дальзавод-ИЖС»	0,60		
				Региональный центр по хоккею	1,59		
				ООО "Бизнес центр "Русский остров"	1,70		
				ООО «ДВТА»	0,20		

1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Новые центры питания</b>							
ПС 35 кВ Елена	35	2х6,3	-	Многофункциональный общественно-жилой комплекс на о. Елена	4,90	5,28	84%
ПС 110 кВ Курчатовская	110	2х32	-	Научная установка класса "Мегасайенс"	20,93	29,77	93%
				Многофункциональный комплекс в районе б. Новик	4,80		
				Тихоокеанская школа	1,90		
АЭК	110	16	-	НОК «Биомедицина»	2,50	12,18	76%
				НОК «IT-парк»	3,20		
				НОК «Биотехнологии»	2,90		
				НОК «Морская инженерия»	2,70		

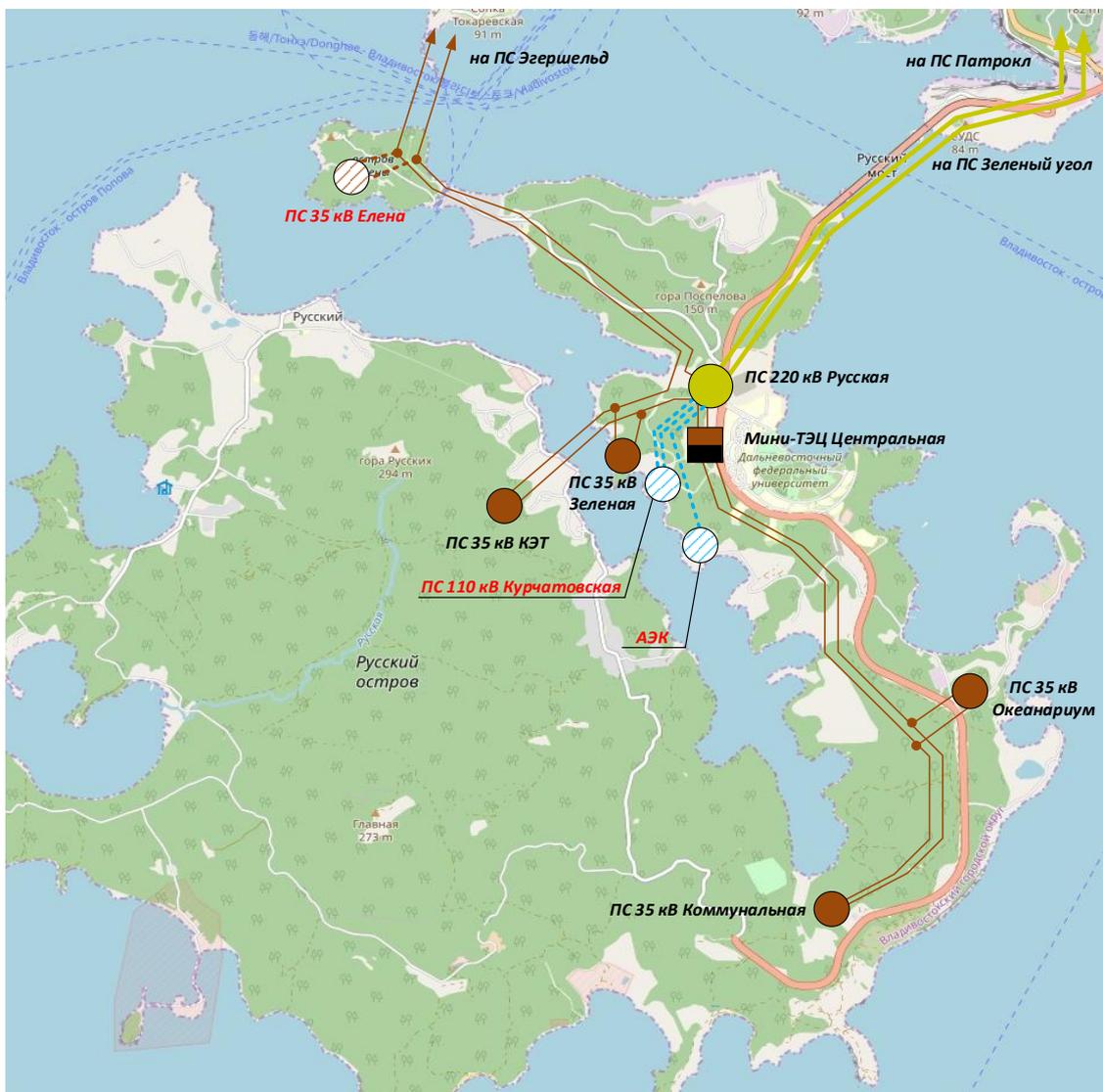


Рисунок 17 – Карта-схема электрической сети для варианта №2.1

В варианте №2.2 предполагается подключение АЭК одной ЛЭП отпайкой от КВЛ 35 кВ ТЭЦ Центральная – Коммунальная с отпайкой на ПС Океа-

нариум №1, подключение остальных перспективных потребителей аналогично предыдущему варианту.

Карта-схема электрической сети для варианта №2.2 представлена на рисунке 18, технические характеристики проектируемой электрической сети представлены в таблице 29. Подробная информация о распределении перспективных потребителей по центрам питания представлена в таблице 30.

Таблица 29 – Технические характеристики сети для варианта №2.2

Наименование ЛЭП, ПС	U <sub>ном</sub> , кВ	ЛЭП			ПС	
		число цепей	l <sub>тр</sub> , км	l <sub>лэп</sub> , км	Схема РУ	Кол-во выкл.
отпайки ЛЭП 35 кВ на ПС Елена	35	2	0,5	1	-	-
ЛЭП 110 кВ Русская - Курчатовская №1, №2	110	2	1,5	3	-	-
отпайка ЛЭП 35 кВ на АЭК	35	1	1	1	-	-
ПС 35 кВ Елена	35	-	-	-	35-4Н	2
ПС 110 кВ Курчатовская	110	-	-	-	110-4Н	2
АЭК	35	-	-	-	35-3Н	1
<b>Итого по ЛЭП, ПС</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>3</b>
	<b>110</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>2</b>

Таблица 30 – Распределение потребителей по ЦП для варианта №2.2

Центр питания	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>тр-ров</sub> , МВА	S <sub>прогноз</sub> , МВА	Перспективные потребители	P <sub>заяв</sub> , МВт	S <sub>сумм</sub> , МВА	Загрузка тр-ров в режиме n-1, %
<b>Существующие центры питания</b>							
мини-ТЭЦ Центральная	35	2x25	12,43	Пилотная площадка ИНТЦ	2,00	18,88	76%
				Инжиниринговый центр ПАО "НК "Роснефть"	2,74		
				Торгово-логистический комплекс "Русский"	1,24		
				Причал №6	1,60		
ПС 35 кВ Океанариум	35	2x16	5,97	ООО "Истерн Аква парадаиз"	3,40	15,92	99%
				ЖСК «Остров»	1,74		
				ЖСК «Дальзавод-ИЖС»	0,60		
				Региональный центр по хоккею	1,59		
				ООО "Бизнес центр "Русский остров"	1,70		
ООО «ДВТА»	0,20						
<b>Новые центры питания</b>							
ПС 35 кВ Елена	35	2x6,3	-	Многофункциональный общественно-жилой комплекс на о. Елена	4,90	5,28	84%
ПС 110 кВ Курчатовская	110	2x32	-	Научная установка класса "Мегасайенс"	20,93	29,77	93%
				Многофункциональный комплекс в районе б. Новик	4,80		
				Тихоокеанская школа	1,90		
АЭК	35	16	-	НОК «Биомедицина»	2,50	12,18	76%
				НОК «IT-парк»	3,20		
				НОК «Биотехнологии»	2,90		
				НОК «Морская инженерия»	2,70		

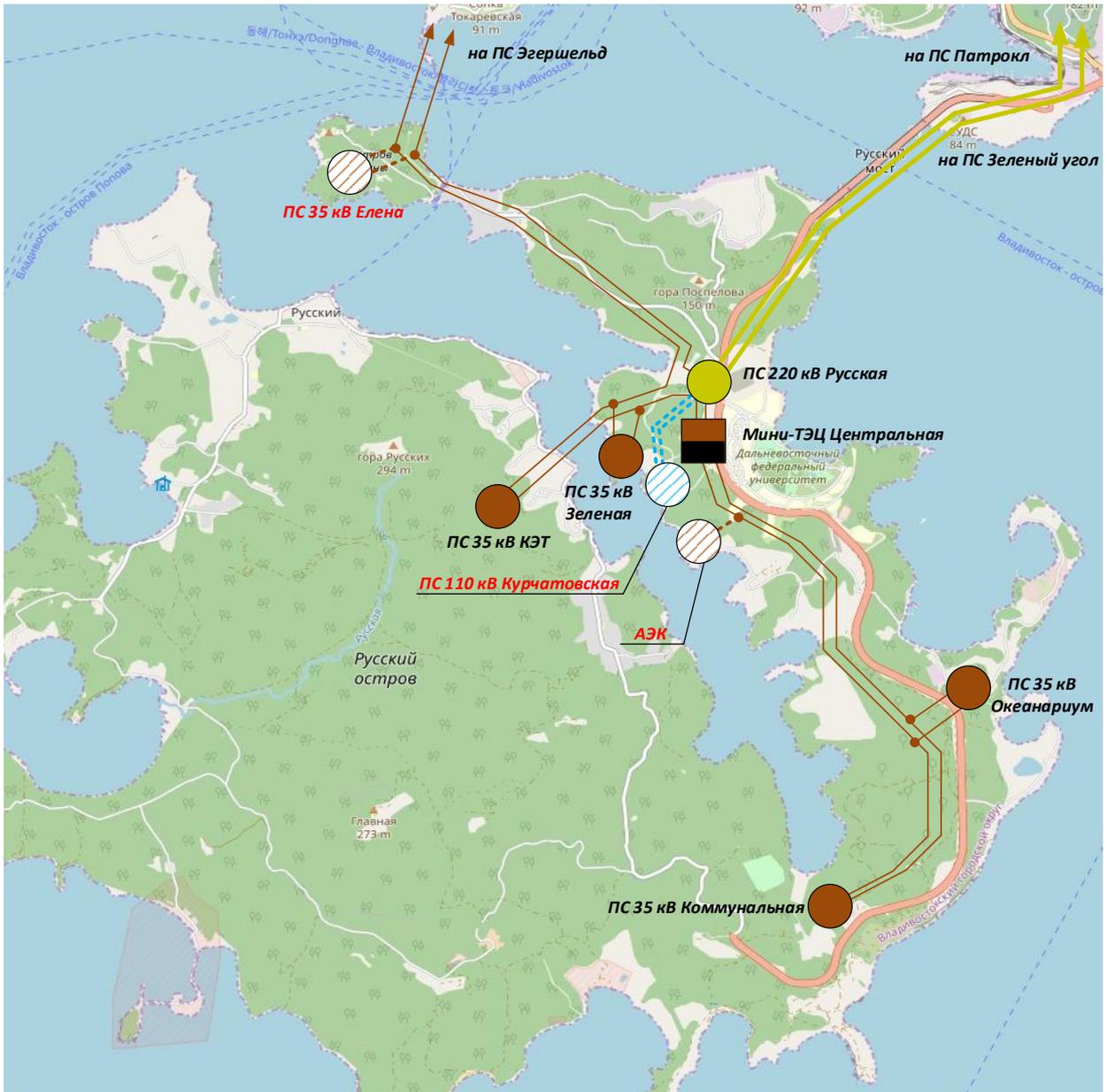


Рисунок 18 – Карта-схема электрической сети для Варианта №2.2

В разработанных вариантах развития электрической сети нагрузка силовых трансформаторов на существующих и новых центрах питания не превышает допустимых значений.

### 3.2.3 Отбор двух конкурентоспособных вариантов развития сети

Для отбора двух конкурентоспособных вариантов в каждом из сценариев развития сети произведем попарную сравнительную характеристику по суммарной длине ЛЭП и количеству выключателей. Информация по техниче-

ским характеристикам разработанных вариантов развития сети сведена в таблицу 31.

Таблица 31 – Сравнительные показатели разработанных вариантов

Характеристики		Сценарий №1		Сценарий №2	
		Вариант №1.1	Вариант №1.2	Вариант №2.1	Вариант №2.2
Суммарная длина ВЛ, км	35 кВ	1	1	1	2
	110 кВ	5	4	5,5	3
Кол-во выключателей	35 кВ	2	2	2	3
	110 кВ	9	2	3	2

В предлагаемых 4-х вариантах схем развития сети используются разные номинальные напряжения, поэтому для корректного сравнения необходимо привести стоимость выключателей и ЛЭП к ценовому уровню одного напряжения, например, к напряжению 110 кВ. Для определения коэффициента перевода к единому ценовому уровню использованы укрупненные стоимостные показатели (далее – УСП) для ВЛ и выключателей на ОРУ в ценах 2000 г. по данным [52], результаты сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Укрупненные стоимостные показатели ЛЭП и выключателей

Показатель	Значение	Коэффициент перевода на ценовой уровень 110 кВ
УСП ВЛ 35 кВ, тыс.руб/км	870	0,83
УСП ВЛ 110 кВ, тыс.руб/км	1050	
УСП ячейки выключателя 35 кВ, тыс.руб.	2000	0,29
УСП ячейки выключателя 110 кВ, тыс.руб.	7000	

Используя полученные коэффициенты перевода ЛЭП 35 кВ и выключателей 35 кВ на ценовой уровень 110 кВ, выполнено попарное сравнение разработанных вариантов схем развития сети. Результаты сравнения сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Сравнительные показатели вариантов в ценовом уровне 110 кВ

Характеристики	Сценарий №1		Сценарий №2	
	Вариант №1.1	Вариант №1.2	Вариант №2.1	Вариант №2.2
Суммарная длина ВЛ на ценовом уровне 110 кВ, км	5,83	4,83	6,33	4,66
Разница по протяженности ВЛ, %	121%	100%	136%	100%
Кол-во выключателей на ценовом уровне 110 кВ	9,57	2,57	3,57	2,86
Разница по кол-ву выключателей, %	372%	100%	125%	100%

Таким образом, по результатам попарного сравнения разработанных вариантов схем развития сети для сценария №1 в качестве конкурентоспособного выбран вариант №1.2, а для сценария №2 выбран вариант №2.2.

### **3.3 Определение основных технических характеристик проектируемых электросетевых объектов**

В данном подразделе определяются основные технические характеристики проектируемых электросетевых объектов по отобранным конкурентоспособным вариантам развития сети №1.2 и №2.2.

#### **3.3.1 Определение вероятностных характеристик перспективных нагрузок**

Для определения основных технических параметров проектируемых электросетевых объектов необходимо прежде всего выполнить расчет вероятностных характеристик перспективных нагрузок, которые применяются при выборе оборудования.

Расчет вероятностных характеристик для летнего и зимнего периода 2030 года выполнен по следующему алгоритму [49]:

1. Определяются максимальное/минимальное значения активной/реактивной мощности в соответствующие периоды года.

Для зимнего периода максимальная активная/реактивная мощность принимается равной значению:

- прогнозируемой на 2030 год нагрузке для существующих ПС;
- суммарной мощности нагрузок присоединяемых энергопринимающих устройств перспективных потребителей для проектируемых ПС, при этом реактивная мощность принимается в соответствии с [36].

Остальные значения рассчитываются по формулам (2-7):

$$P_{max.лето} = P_{max.зима} \cdot k_{л/з}, \quad (2)$$

где  $k_{л/з}$  – коэффициент соотношения между максимальным потреблением мощности в дни контрольных измерений потокораспределения летнего и зимнего периодов (среднее значение за 5 лет);

$$P_{min.зима} = P_{max.зима} \cdot k_{зима}^{min/max}, \quad (3)$$

где  $k_{зима}^{min/max}$  – коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности в день зимнего контрольного измерения потокораспределения (среднее значение за 5 лет);

$$P_{min.лето} = P_{max.лето} \cdot k_{лето}^{min/max}, \quad (4)$$

где  $k_{лето}^{min/max}$  – коэффициент соотношения между минимальным и максимальным потреблением мощности в день летнего контрольного измерения потокораспределения (среднее значение за 5 лет);

$$Q_{max.лето} = Q_{max.зима} \cdot k_{л/з}, \quad (5)$$

$$Q_{min.зима} = Q_{max.зима} \cdot k_{зима}^{min/max}, \quad (6)$$

$$Q_{min.лето} = Q_{max.лето} \cdot k_{лето}^{min/max}, \quad (7)$$

2. Определяются значения средней активной/реактивной мощности в соответствующие периоды года по формулам (8-11):

$$P_{ср.зима} = \frac{P_{max.зима}}{k_{max}}, \quad (8)$$

где  $k_{max}$  – коэффициент максимума графика электрических нагрузок;

$$P_{ср.лето} = \frac{P_{max.лето}}{k_{max}}, \quad (9)$$

$$Q_{ср.зима} = \frac{Q_{max.зима}}{k_{max}}, \quad (10)$$

$$Q_{ср.лето} = \frac{Q_{max.лето}}{k_{max}}, \quad (11)$$

3. Определяются значения эффективной (среднеквадратичной) активной/реактивной мощности в соответствующие периоды года по формулам (12-15):

$$P_{эф.зима} = P_{ср.зима} \cdot k_{\phi}, \quad (12)$$

где  $k_{\phi}$  – коэффициент формы графика электрических нагрузок;

$$P_{эф.лето} = P_{ср.лето} \cdot k_{\phi}, \quad (13)$$

$$Q_{эф.зима} = Q_{ср.зима} \cdot k_{\phi}, \quad (14)$$

$$Q_{эф.лето} = Q_{ср.лето} \cdot k_{\phi}, \quad (15)$$

Коэффициенты графиков электрических нагрузок, используемые при расчете вероятностных характеристик, приняты в соответствии с [18, 49] и представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Коэффициенты графиков электрических нагрузок

Коэффициент	$k_{л/з}$	$k_{max}$	$k_{зима}^{min/max}$	$k_{лето}^{min/max}$	$k_{\phi}$
Значение	0,581	1,2	0,854	0,702	1,17

Результаты расчета вероятностных характеристик для подстанций Владивостокского ГО представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Вероятностные характеристики ПС Владивостокского ГО

Узел нагрузки	Период	Pmax, МВт	Pcp, МВт	Pmin, МВт	Pэф, МВт	Qmax, МВар	Qcp, Мвар	Qmin, Мвар	Qэф, Мвар
Существующие центры питания									
ПС 110 кВ А	Зима	64,48	53,73	55,06	62,87	21,37	17,81	18,25	20,84
	Лето	37,46	31,22	26,30	36,53	12,42	10,35	8,72	12,11
ПС 35 кВ Торгпорт	Зима	5,85	4,88	5,00	5,70	1,31	1,09	1,12	1,28
	Лето	3,40	2,83	2,39	3,31	0,76	0,64	0,54	0,74
ПС 35 кВ Эгершельд	Зима	15,16	12,64	12,95	14,79	1,91	1,59	1,63	1,86
	Лето	8,81	7,34	6,19	8,59	1,11	0,92	0,78	1,08
ПС 35 кВ Зеленая	Зима	0,72	0,60	0,61	0,70	0,24	0,20	0,20	0,23
	Лето	0,42	0,35	0,29	0,41	0,14	0,12	0,10	0,14
ПС 35 кВ КЭТ	Зима	4,90	4,08	4,18	4,77	0,84	0,70	0,71	0,81
	Лето	2,84	2,37	2,00	2,77	0,49	0,40	0,34	0,47
ПС 110 кВ Залив	Зима	23,16	19,30	19,78	22,59	4,90	4,08	4,18	4,77
	Лето	13,46	11,22	9,45	13,12	2,84	2,37	2,00	2,77
ПС 110 кВ Амурская	Зима	19,58	16,32	16,72	19,09	2,87	2,39	2,45	2,79
	Лето	11,38	9,48	7,99	11,09	1,66	1,39	1,17	1,62
ПС 110 кВ Стройиндустрия	Зима	23,40	19,50	19,99	22,82	4,42	3,68	3,77	4,31
	Лето	13,60	11,33	9,55	13,26	2,57	2,14	1,80	2,50
ПС 110 кВ 2Р	Зима	36,90	30,75	31,51	35,97	8,36	6,97	7,14	8,15
	Лето	21,44	17,86	15,05	20,90	4,86	4,05	3,41	4,73
ПС 110 кВ 1Р	Зима	22,81	19,01	19,48	22,24	5,97	4,98	5,10	5,82
	Лето	13,25	11,04	9,30	12,92	3,47	2,89	2,44	3,38
ПС 110 кВ Мингородок	Зима	23,40	19,50	19,99	22,82	4,78	3,98	4,08	4,66
	Лето	13,60	11,33	9,55	13,26	2,77	2,31	1,95	2,71
ПС 35 кВ Океанариум	Зима	5,85	4,88	5,00	5,70	1,19	1,00	1,02	1,16
	Лето	3,40	2,83	2,39	3,31	0,69	0,58	0,49	0,68
ПС 35 кВ Коммунальная	Зима	0,36	0,30	0,31	0,35	0,13	0,11	0,11	0,13
	Лето	0,21	0,17	0,15	0,20	0,08	0,06	0,05	0,07
ПС 110 кВ Котельная 2Р	Зима	7,64	6,37	6,53	7,45	2,87	2,39	2,45	2,79
	Лето	4,44	3,70	3,12	4,33	1,66	1,39	1,17	1,62
ПС 110 кВ Бурун	Зима	54,33	45,27	46,40	52,97	18,75	15,62	16,01	18,28
	Лето	31,57	26,30	22,16	30,78	10,89	9,08	7,65	10,62
ПС 110 кВ Голубинка	Зима	42,99	35,82	36,71	41,91	17,67	14,73	15,09	17,23
	Лето	24,97	20,81	17,53	24,35	10,27	8,56	7,21	10,01
ПС 110 кВ Орлиная	Зима	36,42	30,35	31,10	35,51	7,52	6,27	6,42	7,33
	Лето	21,16	17,63	14,85	20,63	4,37	3,64	3,07	4,26
ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	Зима	22,93	19,10	19,58	22,35	3,10	2,59	2,65	3,03
	Лето	13,32	11,10	9,35	12,99	1,80	1,50	1,27	1,76
ПС 110 кВ 1Р/т	Зима	3,58	2,99	3,06	3,49	7,28	6,07	6,22	7,10
	Лето	2,08	1,73	1,46	2,03	4,23	3,53	2,97	4,13
Мини-ТЭЦ Центральная	Зима	11,94	9,95	10,20	11,64	3,46	2,89	2,96	3,38
	Лето	6,94	5,78	4,87	6,76	2,01	1,68	1,41	1,96
Новые центры питания									
ПС 110 кВ Парис	Зима	34,13	28,44	29,15	33,28	13,65	11,38	11,66	13,31
	Лето	19,83	16,52	13,92	19,33	7,93	6,61	5,57	7,73
ПС 35 кВ Елена	Зима	4,90	4,08	4,18	4,78	1,96	1,63	1,67	1,91
	Лето	2,85	2,37	2,00	2,78	1,14	0,95	0,80	1,11
ПС 110 кВ Курчатовская	Зима	27,63	23,03	23,60	26,94	11,05	9,21	9,44	10,78
	Лето	16,05	13,38	11,27	15,65	6,42	5,35	4,51	6,26
АЭК	Зима	11,30	9,42	9,65	11,02	4,52	3,77	3,86	4,41
	Лето	6,57	5,47	4,61	6,40	2,63	2,19	1,84	2,56

### 3.3.2 Выбор мощности силовых трансформаторов

Номинальная мощность силовых трансформаторов для проектируемых электросетевых объектов выбиралась из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов в соответствии с [5] с условием обеспечения экономичного режима работы в нормальной схеме и непревышения допустимой перегрузки в послеаварийных/ремонтных схемах [49]. При этом также учитывалось требование пункта 198 Методических указаний по проектированию развития энергосистем [12], в соответствии с которым выбор мощности вновь устанавливаемых в процессе строительства (реконструкции) нагрузочных и транзитных трансформаторов должен выполняться исходя из необходимости обеспечения непревышения величиной перспективной нагрузки номинальной мощности трансформаторов. Таким образом, номинальная мощность трансформаторов на проектируемых ПС выбиралась с учетом следующих условий:

$$\begin{cases} S_{тр}^{ном} \geq S_{тр}^{расч} \\ S_{тр}^{ном} \geq S_{max}^{персп} \end{cases} \quad (16)$$

где  $S_{max}^{персп}$  – максимальная мощность перспективной нагрузки ПС, которая определяется как сумма максимальных мощностей всех присоединяемых к ПС энергопринимающих устройств перспективных потребителей;

$S_{тр}^{расч}$  - расчетная мощность силового трансформатора, которая соответствует экономичному режиму работы трансформатора и определяется по формуле (17):

$$S_{тр}^{расч} = \frac{\sqrt{P_{ср}^3 + Q_{ср.неск}^2}}{n_{тр} \cdot K_3}; \quad (17)$$

где  $P_{ср}^3$  – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{ср.неск}^3$  – среднее значение некомпенсированной реактивной мощности в зимний период;

$n_{тр}$  – число силовых трансформаторов на ПС;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора в экономичном режиме работы, который в соответствии с [49] принимается равным 0,7.

Все выбранные трансформаторы подлежали проверке по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы по формулам (18) и (19) соответственно:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{max}^{перс}}{n_{тр} \cdot S_{тр}^{ном}}; \quad (18)$$

$$K_3^{n/a} = \frac{S_{max}^{перс}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{тр}^{ном}}; \quad (19)$$

*Пример выбора силовых трансформаторов для проектируемой ПС 110 кВ Парис по варианту развития сети №1.2.*

Максимальная мощность перспективной нагрузки ПС 110 кВ Парис в соответствии с таблицей 26 равна 36,78 МВА.

Расчетная мощность силовых трансформаторов в соответствии с формулой (17):

$$S_{тр}^{расч} = \frac{\sqrt{28,44^2 + 11,38^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,88 \text{ МВА};$$

Ближайшим значением номинальной мощности трансформаторов из стандартного ряда, которое соответствует условию экономичного режима работы и требованиям Методических указаний по проектированию развития энергосистем, является 40 МВА.

Учитывая требования действующей нормативно-технической документации [53, 54] и климатические условия в районе проектирования, к установке на ПС 110 кВ Парис рекомендуются два силовых трансформатора марки ТДН–40000/110 УХЛ1.

Проверка выбранных трансформаторов по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы по формулам (18) и (19):

$$K_3^{норм} = \frac{36,78}{2 \cdot 40} = 0,46;$$

$$K_3^{n/a} = \frac{36,78}{(2-1) \cdot 40} = 0,92;$$

Коэффициенты загрузки выбранных трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах находятся в пределах допустимых значений.

Выбор трансформаторов для других ПС производился аналогичным способом, результаты сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор силовых трансформаторов на ПС

№ варианта	Наименование ПС	<i>S<sub>max.персп</sub></i> , МВА	<i>S<sub>расч.тр</sub></i> , МВА	<i>S<sub>ном.тр</sub></i> , МВА	Кол-во и марка трансформаторов	<i>K<sub>з.норм</sub></i>	<i>K<sub>з.n/a</sub></i>
1.2	ПС 110 кВ Парис	36,78	21,88	40	2хТДН–40000/110 УХЛ1	0,46	0,92
	ПС 35 кВ Елена	5,28	3,14	6,3	2хТДН–6300/35 УХЛ1	0,42	0,84
	ПС 220 кВ Русская	87,37	52,89	125	2хАТДЦТН-125000/220/110 УХЛ1	0,35	0,70
2.2	ПС 110 кВ Курчатовская	29,77	17,71	32	2хТДН–32000/110 УХЛ1	0,47	0,93
	ПС 35 кВ Елена	5,28	3,14	6,3	2хТДН–6300/35 УХЛ1	0,42	0,84
	АЭК	12,18	14,49	16	ТРДН–16000/35 УХЛ1	0,76	0,76

### 3.3.3 Выбор марки и сечения проводников ЛЭП

Учитывая прохождение трассы проектируемых ЛЭП в границах сели-тебной зоны, в соответствии с требованиями [51] выбрано кабельное исполнение при строительстве новых ЛЭП.

В соответствии с [54] при проектировании строительства новых КЛ необходимо применять силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Учитывая вышеперечисленное, при строительстве новых КЛ в данной работе рассматривался кабель марки АПвПу2г производства ООО «ПК «Севкабель» [20] на напряжении 110 кВ и ООО «ХКА» [25] на напряжении 35 кВ.

Сечение КЛ выбиралось по условию допустимого нагрева нагрев в послеаварийных режимах в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя [20] осуществлялась по следующей формуле:

$$I_{\text{ДДТН}} \geq I_{\text{расч}} \quad (20)$$

где  $I_{\text{ДДТН}}$  – длительно допустимая токовая нагрузка, при которой температура жил кабеля не превышает допустимых значений;

$I_{\text{расч}}$  – максимальный расчетный ток, протекающий по КЛ в послеаварийном режиме с учетом поправочных коэффициентов на условия прокладки, который определяется по формуле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{max}}^{n/a}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5} \quad (21)$$

где  $I_{\text{max}}^{n/a}$  – максимальный расчетный ток, протекающий по КЛ в послеаварийном режиме;

$k_1$  – поправочный коэффициент на глубину прокладки;

$k_2$  – поправочный коэффициент на термическое сопротивление грунта;

$k_3$  – поправочный коэффициент для проложенных параллельно кабельных цепей;

$k_4$  – поправочный коэффициент на температуру грунта;

$k_5$  – поправочный коэффициент при прокладке кабелей в трубах.

*Пример выбора сечения КЛ для проектируемой ЛЭП 110 кВ Русская – Парис №1 по варианту развития сети №1.2.*

Максимальный расчетный ток, протекающий по ЛЭП 110 кВ Русская – Парис №1, можно рассчитать исходя из перспективной мощности нагрузки ПС 110 кВ Парис по следующей формуле :

$$I_{\max}^{n/a} = \frac{S_{\max}^{\text{персп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (22)$$

где  $S_{\max}^{\text{персп}}$  – максимальная перспективная мощность нагрузки.

$$I_{\max}^{n/a} = \frac{36,78}{\sqrt{3} \cdot 110} = 193 \text{ А};$$

Минимальным стандартным сечением для кабелей 110 кВ является 185 мм<sup>2</sup>, в соответствии с данными из каталога завода-изготовителя [20] выбираем одножильный кабель АПвПу2Г-1х185 с номинальным сечением жилы 185 мм<sup>2</sup> и ДДТН равной 366 А.

Для определения поправочных коэффициентов приняты следующие условия прокладки КЛ: прокладка двухцепной линии в земле в лотках «треугольником» на глубине 1,5 м ( $k_1 = 1$ ); термическое сопротивление грунта  $1,2 \frac{\text{К}\cdot\text{м}}{\text{Вт}}$  ( $k_2 = 0,93$ ); расстояние между кабельными цепями 2D ( $k_3 = 0,9$ ); температура грунта +5°C ( $k_4 = 1,06$ ); длина прокладки в трубах более 10 м ( $k_5 = 0,94$ ).

При подстановке поправочных коэффициентов в формулу (21) получается расчетный ток для КЛ 110 кВ Русская – Парис №1:

$$I_{\text{расч}} = \frac{193}{1 \cdot 0,93 \cdot 0,9 \cdot 1,06 \cdot 0,94} = 231,5 \text{ А};$$

Таким образом, максимальный расчетный ток КЛ 110 кВ Русская – Парис №1 равный 231,5 А не превышает ДДТН выбранного кабеля АПвПу2г-1х185 равную 366 А.

Расчет сечения кабеля для остальных ЛЭП производился аналогичным образом, результаты расчета сведены в таблицу 37.

Таблица 37 – Выбор сечения и марки кабеля для проектируемых ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение кабеля	Иддтн, А	Ирасч, А	Итах.п/а, А
Вариант №1.2				
КЛ 110 кВ Русская – Парис №1	АПвПу2г-1х185	366	231,5	193
КЛ 110 кВ Русская – Парис №2	АПвПу2г-1х185	366	231,5	193
отпайки на ПС 35 кВ Елена (от КВЛ 35 кВ Русская - Эгершельд и КВЛ 35 кВ Эгершельд - КЭТ с отп. на ПС Зелёная)	АПвПу2г-1х50	175	104,4	87
Вариант №2.2				
КЛ 110 кВ Русская – Курчатовская №1	АПвПу2г-1х185	366	187,4	156,27
КЛ 110 кВ Русская – Курчатовская №2	АПвПу2г-1х185	366	187,4	156,27
отпайки на ПС 35 кВ Елена (от КВЛ 35 кВ Русская - Эгершельд и КВЛ 35 кВ Эгершельд - КЭТ с отп. на ПС Зелёная )	АПвПу2г-1х50	175	104,4	87
отпайка на АЭК (от КВЛ 35 кВ ТЭЦ Центральная – Коммунальная с отп. на ПС Океанариум №1)	АПвПу2г-1х120	288	240,9	200,9

### 3.4 Расчет электроэнергетических режимов для разработанных вариантов развития сети

В данном подразделе представлен расчет и анализ электроэнергетических режимов для двух отобранных конкурентноспособных вариантов развития электрической сети №1.2 и №2.2.

Расчеты электроэнергетических режимов в нормальных, основных ремонтных и послеаварийных схемах выполнены в соответствии с [6, 12] для зимнего режима максимальных нагрузок 2030 года при ТНВ 0°С.

При формировании перспективных расчетных моделей учтены следующие мероприятия, включенные в [38]:

- Реконструкция энергетического производственно-технологического комплекса на Владивостокской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегатов №1, №2, №3
- Реконструкция ПС 220 кВ Волна с расширением РУ 110 кВ на две ячейки для подключения КЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна № 1, 2;

– Строительство двух КЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Волна ориентировочной протяженностью 14,9 км каждая.

#### 3.4.1 Расчет электроэнергетических режимов для варианта №1.2

Расчетная модель для варианта №1.2 составлена с учетом выбранных технических характеристик для проектируемых ПС и ЛЭП в соответствии с разделом 3.3, распределение нагрузки перспективных потребителей между центрами питания выполнено в соответствии с разделом 3.2.

Схема потокораспределения нормального режима в сформированной расчетной модели для варианта №1.2 представлена в приложении К.

Анализ токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов представлен в таблицах К.1-К.2 приложения К. Согласно результатам расчета, превышение допустимых значений в нормальном режиме не выявлено.

Анализ величины отклонения напряжения в узлах электрической сети Владивостокского ГО по варианту №1.2 представлен в таблице К.3 приложения К. Согласно результатам расчета, отклонение напряжения за пределы допустимых значений не выявлено.

Анализ потерь активной мощности в нормальном режиме представлен в таблице 38. Согласно расчету, потери активной мощности в электрических сетях Владивостокского ГО по варианту №1.2 составляют 7,08 МВт, из них 6,33 МВт составляют нагрузочные потери и 0,75 МВт постоянные.

Таблица 38 – Анализ потерь активной мощности в сети по варианту №1.2

N р-н	Район	dP, МВт	dP_нагр, МВт	dP_ЛЭП, МВт	dP_Тр, МВт	dP_пост, МВт	Корона, МВт	XX_тр-р, МВт
1	Владивостокский ГО	7,08	6,33	5,41	0,92	0,75	0,19	0,56

Таким образом, по результатам анализа в нормальном режиме электрической сети Владивостокского ГО по варианту №1.2 параметры электроэнергетического режима находятся в пределах допустимых значений.

Для анализа параметров электроэнергетического режима в наиболее тяжелых послеаварийных и ремонтных схемах была выполнена серия расче-

тов режимов, перечень рассмотренных схемно-режимных ситуаций представлен в таблице 39.

Таблица 39 – Перечень схемно-режимных ситуаций для варианта №1.2

Схема сети	Нормативное возмущение
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Русская
Нормальная схема	Аварийное отключение КЛ 220 кВ Патрокл – Русская
Нормальная схема	Аварийное отключение КЛ 110 кВ Русская - Парис №1
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 35 кВ Эгершельд – КЭТ с отпайками
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 35 кВ Русская – Эгершельд с отпайкой на ПС Елена
Ремонт АТ-4 А, Б Владивостокской ТЭЦ-2	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Волна	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Зеленый угол	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Русская	Нормальный режим
Ремонт Т-1 ПС 110 кВ Бурная	Нормальный режим
Ремонт КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №1	Нормальный режим
Ремонт ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №2

По результатам расчетов, представленных в таблице К.4 приложения К, наблюдается перегрузка КЛ 35 кВ Русская - Центральная №2 (№1) на 132,1% от ДДТН в схеме ремонта КЛ 35 кВ Русская - Центральная №1 (№2), схемно-режимные мероприятия по разгрузке ЛЭП отсутствуют.

Таким образом, для обеспечения допустимых параметров режима по варианту №1.2 требуются дополнительные мероприятия по усилению сети, а именно реконструкция КЛ 35 кВ Русская - Центральная №1,2 с увеличением сечения кабеля. Расчетному току 694 А соответствует одножильный кабель с алюминиевыми жилами сечением 800 мм<sup>2</sup>, например, АПвПу2г-1х800 с ДДТН равной 782 А.

В остальных рассмотренных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетического режима находятся в пределах допустимых значений.

#### 3.4.2 Расчет электроэнергетических режимов для варианта №2.2

Расчетная модель для варианта №2.2 также составлена с учетом технических характеристик для проектируемых ПС и ЛЭП в соответствии с разделом 3.3, а распределение нагрузки перспективных потребителей между центрами питания выполнено в соответствии с разделом 3.2. Для АЭК в нор-

мальном режиме принята схема изолированной работы с энергосистемой, электроснабжение потребителей осуществляется от собственных источников генерации.

Схема потокораспределения нормального режима в сформированной расчетной модели для варианта №2.2 представлена в приложении Л.

Анализ токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов представлен в таблицах Л.1-Л.2 приложения Л. Согласно результатам анализа, превышение допустимых значений в нормальном режиме не выявлено.

Анализ величины отклонения напряжения в узлах электрической сети Владивостокского ГО по варианту №2.2 представлен в таблице Л.3 приложения Л. Согласно результатам анализа, отклонение напряжения за пределы допустимых значений не выявлено.

Анализ потерь активной мощности в нормальном режиме представлен в таблице 40. Согласно результатам анализа, потери активной мощности в сетях Владивостокского ГО по варианту №2.2 составляют 6,95 МВт, из них 5,2 МВт составляют нагрузочные потери и 0,75 МВт постоянные.

Таблица 40 – Потери активной мощности в сети по варианту №2.2

N р-н	Район	dP, МВт	dP <sub>нагр</sub> , МВт	dP <sub>ЛЭП</sub> , МВт	dP <sub>Тр</sub> , МВт	dP <sub>пост</sub> , МВт	Корона, МВт	XX тр- р, МВт
1	Владивостокский ГО	6,95	6,2	5,3	0,9	0,75	0,19	0,57

Таким образом, по результатам анализа в нормальном режиме электрической сети Владивостокского ГО по варианту №2.2 параметры электроэнергетического режима находятся в пределах допустимых значений.

Для анализа параметров электроэнергетического режима в наиболее тяжелых послеаварийных и ремонтных схемах была выполнена серия расчетов режимов, перечень рассмотренных схемно-режимных ситуаций представлен в таблице 41.

Таблица 41 – Перечень схемно-режимных ситуаций для варианта №2.2

Схема сети	Нормативное возмущение
1	2
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Русская

## Продолжение таблицы 41

1	2
Нормальная схема	Аварийное отключение КЛ 220 кВ Патрокл – Русская
Нормальная схема	Аварийное отключение КЛ 110 кВ Русская - Курчатовская №1
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 35 кВ Эгершельд – КЭТ с отпайками
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 35 кВ Русская – Эгершельд с отпайкой на ПС Елена
Нормальная схема	Аварийное отключение КВЛ 35 кВ ТЭЦ Центральная – Коммунальная с отпайками
Ремонт АТ-4 А, Б Владивостокской ТЭЦ-2	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Волна	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Зеленый угол	Нормальный режим
Ремонт АТ-1 ПС 220 кВ Русская	Нормальный режим
Ремонт Т-1 ПС 110 кВ Бурная	Нормальный режим
Ремонт КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №1	Нормальный режим
Ремонт ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №2

По результатам расчетов, представленных в таблице Л.4 приложения Л, наблюдается превышение допустимых значений параметров режима в следующих схемно-режимных ситуациях:

- перегрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Русская на 147,1% от Сном (при ДДТН равной 125%) в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Русская. Для предотвращения рисков перегрузки оборудования в ремонтной схеме необходимо превентивно выполнить схемно-режимные мероприятия по переводу нагрузки ПС 35 кВ Елена и ПС 35 кВ КЭТ на электроснабжение от ПС 110 кВ Бурная. Таким образом, с учетом реализации схемно-режимных мероприятий загрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Русская в ремонтной схеме составит 122,7% от Сном, что не превышает ДДТН равную 125%.

- перегрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Русская на 131,8% от Сном (при ДДТН равной 125%) и перегрузка КЛ 35 кВ Русская - Центральная №2 (№1) на 110,6% от ДДТН в схеме ремонта КЛ 35 кВ Русская - Центральная №1 (№2). С помощью схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки ПС 35 кВ Елена и ПС 35 кВ КЭТ на электроснабжение от ПС 110 кВ Бурная можно исключить перегрузку АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Русская, однако исключить перегрузку КЛ 35 кВ Русская - Центральная №2 (№1) это не позволяет.

Таким образом, для обеспечения допустимых параметров режима по варианту №2.2 также требуется реконструкция КЛ 35 кВ Русская - Центральная №1,2 с увеличением сечения кабеля. Расчетному току 582 А соответствует одножильный кабель с алюминиевыми жилами сечением 500 мм<sup>2</sup>, например, АПвПу2г-1х500 с ДДТН равной 615 А.

В остальных рассмотренных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетического режима находятся в пределах допустимых значений.

### **3.5 Технико-экономическое сравнение вариантов и выбор оптимального**

В данном подразделе представлены расчеты технико-экономических показателей конкурентноспособных вариантов развития электрической сети Владивостокского ГО с целью выбора оптимального варианта для дальнейшей технической проработки. В соответствии с [12] при проектировании развития электрической сети в качестве оптимального должен выбираться вариант, обеспечивающий минимальное значение суммарных дисконтированных затрат.

#### **3.5.1 Расчет капитальных затрат**

Капитальные затраты на развитие электрической сети Владивостокского ГО определялись для каждого из разработанных вариантов на основании укрупненных стоимостных показателей по методике из [52].

Суммарные капитальные затраты на сооружение электрической сети определяются по следующей формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП} + K_{ЭС}; \quad (23)$$

где  $K_{ПС}$  – капитальные затраты на строительство подстанций;

$K_{ЛЭП}$  – капитальные затраты на строительство линий электропередачи;

$K_{ЭС}$  – капитальные затраты на строительство электростанции.

В капитальные затраты на сооружение ПС входят суммы на отведение земли, сооружение РУ, установку трансформаторов и другого оборудования, а также постоянная часть затрат. Определяются они по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{от.з.}} + K_{\text{пост}} + K_{\text{РУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}}) \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{З}}; \quad (24)$$

где  $K_{\text{от.з.}}$  – затраты на отведение земли под строительство ПС;

$K_{\text{пост}}$  – постоянная часть затрат;

$K_{\text{РУ}}$  – затраты на сооружение РУ;

$K_{\text{ТР}}$  – затраты на силовые трансформаторы;

$K_{\text{КУ}}$  – затраты на компенсирующие устройства;

$K_{\text{И}}$  – индекс изменения сметной стоимости;

$K_{\text{З}}$  – районный коэффициент.

В соответствии с [28] коэффициент перевода сметной стоимости из цен 2000 г. к уровню цен по состоянию на I квартал 2025 г. составляет 13,63. Районный коэффициент строительства электрических сетей для территории Дальнего Востока в соответствии с [52] составляет 1,4.

Капитальные затраты на строительство ЛЭП определяются по следующей формуле:

$$K_{\text{ЛЭП}} = k_{\text{уд}}^{\text{ЛЭП}} \cdot l_{\text{тр}} \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{З}}; \quad (25)$$

где  $k_{\text{уд}}^{\text{ЛЭП}}$  – удельные затраты на сооружение 1 км ЛЭП;

$l_{\text{тр}}$  – длина трассы ЛЭП;

Капитальные затраты на строительство электростанции определяются по следующей формуле:

$$K_{\text{ЭС}} = k_{\text{уд}}^{\text{ЭС}} \cdot N_{\text{уст}}^{\text{ЭС}}; \quad (26)$$

где  $k_{уд}^{ЭС}$  – удельные капитальные затраты на строительство 1 МВт генерирующей мощности электростанции;

$N_{уст}^{ЭС}$  – установленная генерирующая мощность электростанции;

На этапе технико-экономического сравнения вариантов в качестве типа электростанции условно принимается ТЭС на природном газе. Удельные капитальные затраты на строительство 1 МВт генерирующей мощности газовой ТЭС в соответствии с [32] принимаются равными 41,85 млн.руб/МВт. Установленная мощность электростанции условно принимается равной максимальной мощности нагрузки перспективных потребителей, т.е. 11,3 МВт.

Расчет капитальных затрат представлен в приложении М, результаты расчета сведены в таблице 42.

Таблица 42 – Результаты расчета капитальных затрат по вариантам

Номер варианта	Капиталовложения в строительство ПС, млн.руб	Капиталовложения в строительство ЛЭП, млн.руб	Капиталовложения в строительство ЭС, млн.руб	Суммарные капиталовложения, млн.руб
1.2	1576,9	1164,6	0	2741,5
2.2	1006,8	695,6	472,9	2175,4

### 3.5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течение одного года, которые определяются по следующей формуле:

$$I = I_{Эур} + I_{ΔW}; \quad (27)$$

где  $I_{Эур}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$  – издержки на компенсацию потерь электроэнергии;

Эксплуатационные издержки на ремонт и обслуживание определяются в процентном отношении от капиталовложений по следующей формуле:

$$I_{Эур} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС} + \alpha_{Н.ЭС} \cdot K_{ЭС}; \quad (28)$$

где  $\alpha_{H.ЛЭП}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание ЛЭП;

$\alpha_{H.ПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание ПС;

$\alpha_{H.ЭС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание ЭС.

Нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание объектов электросетевого хозяйства определяются в соответствии с [12], а для электростанции приняты в соответствии с [32].

Издержки на компенсацию потерь электроэнергии определяются по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (29)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии в электрической сети;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

Потери электроэнергии в электрической сети определяются по следующей формуле:

$$\Delta W = dP \cdot T_{\max}; \quad (30)$$

где  $dP$  – потери активной мощности в электрической сети;

$T_{\max}$  – продолжительность использования максимума потребления мощности.

Потери активной мощности в электрической сети в данной работе определялись на основании расчетов электроэнергетических режимов в ПК RastrWin3. Продолжительность использования максимума потребления мощности в соответствии с [38] для энергосистемы Приморского края составляет 5303 часов в год. Стоимость потерь электроэнергии в электрической сети

Владивостокского ГО принимается равной 2,24 руб/кВт·ч в соответствии с [16].

Расчет эксплуатационных издержек представлен в приложении М, результаты расчета сведены в таблице 43.

Таблица 43 – Результаты расчета эксплуатационных издержек по вариантам

Номер варианта	Издержки на ремонт и обслуживание, млн.руб/год	Издержки на компенсацию потерь электроэнергии, млн.руб/год	Суммарные эксплуатационные издержки, млн.руб/год
1.2	122,11	84,10	206,21
2.2	87,56	82,56	170,12

### 3.5.3 Расчет суммарных дисконтированных затрат и выбор оптимального варианта

Суммарные дисконтированные затраты определяются по следующей формуле:

$$Z = \sum_{t=1}^N (K_t + I_t) \cdot (1 + d)^{-t}; \quad (31)$$

где  $N$  – расчетный временной период;

$K_t$  – капиталовложения в развитие электрической сети в  $t$ -ый год расчетного периода;

$I_t$  – эксплуатационные издержки в  $t$ -ый год расчетного периода;

$d$  – ставка дисконтирования.

В соответствии с [52] расчетный временной период принимается равным 20 годам, а ставка дисконтирования принимается равной 0,12.

Расчет суммарных дисконтированных затрат представлен в приложении М, результаты расчета сведены в таблицу 44.

Таблица 44 – Сводные результаты технико-экономического сравнения

Показатель	Вариант №1.2	Вариант №2.2	Разница	
			млн.руб	%
Суммарные капиталовложения, млн.руб.	2741,5	2175,4	566,1	26%
Ежегодные эксплуатационные издержки, млн.руб.	206,21	170,12	36,09	21%
Суммарные дисконтированные затраты, млн.руб	3239,88	2603,72	636,15	24%

Таким образом, оптимальным вариантом развития электрической сети Владивостокского ГО с минимальными суммарными дисконтированными затратами является Вариант №2.2, предусматривающий строительство АЭК.

### **3.6 Выводы по разделу**

В данном разделе выполнено прогнозирование электрических нагрузок на рассматриваемом участке электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО с целью учета перспективного прироста нагрузки при проектировании развития электрических сетей.

В рамках проектирования развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО на о. Русский и о. Елена разработано четыре различных варианта по двум сценариям: сценарию №1, который предусматривает реконструкцию и строительство только электросетевых объектов, и сценарию №2, который предусматривает строительство объектов распределенной генерации в составе АЭК на о. Русский. В каждом из сценариев отобрано по одному наиболее конкурентноспособному варианту развития сети: вариант №1.1 в сценарии №1 и вариант №2.2 в сценарии №2.

Для отобранных конкурентноспособных вариантов развития сети определены основные технические характеристики проектируемых электросетевых объектов. Выбор оборудования на проектируемых объектах осуществлялся с применением рассчитанных вероятностных характеристик нагрузки.

С целью проверки достаточности разработанных мероприятий по развитию сети для каждого из конкурентноспособных вариантов выполнены расчеты электроэнергетических режимов, результаты которых показали необходимость дополнительно выполнить реконструкцию КЛ 35 кВ Русская - Центральная №1,2 с увеличением сечения кабеля для обоих вариантов.

В результате технико-экономического сравнения вариантов развития сети в качестве оптимального по минимуму суммарных дисконтированных затрат выбран вариант №2.2, предусматривающий строительство АЭК на острове Русский.

## 4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе представлена проработка технических решений в части создания активного энергетического комплекса, в т.ч. определение состава источников генерации и главной схемы ПС, рассмотрение основных режимом работы АЭК, выбор и проверка основного электрооборудования.

### 4.1 Определение оптимального состава источников генерации в активном энергетическом комплексе

При разработке конкурентноспособных вариантов развития электрической сети Владивостокского ГО в качестве источника генерации в составе АЭК рассматривалась только газовой ТЭС. Однако, учитывая значительный потенциал ВИЭ в рассматриваемом энергорайоне, целесообразно проработать возможность включения генерирующих установок на основе ВИЭ в состав АЭК для повышение его эффективности за счет снижения затрат на топливо для производства электроэнергии.

В соответствии с [12] при технико-экономическом сопоставлении генерирующих технологий различных типов используется показатель LCOE, который определяется по следующей формуле:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N (K_t^{\text{ЭС}} + I_t^{\text{пост}} + I_t^{\text{топл}}) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^N W_t^{\text{полн}} \cdot (1+d)^{-t}}; \quad (32)$$

где  $K_t^{\text{ЭС}}$  – капитальные затраты на строительство электростанции в год  $t$ ;

$I_t^{\text{пост}}$  – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат в год  $t$ ;

$I_t^{\text{топл}}$  – топливная составляющая эксплуатационных затрат в год  $t$ ;

$W_t^{\text{полн}}$  – полезный отпуск электроэнергии с шин электростанции в год  $t$ .

В качестве оптимальной структуры гибридной электростанции принимается вариант с наименьшим значением LCOE.

Суммарные капитальные затраты на строительство гибридной электростанции, включающей в себя генерирующие установки ТЭС, СЭС и ВЭС, определяются по следующей формуле:

$$K^{ЭС} = k_{уд}^{ТЭС} \cdot N_{уст}^{ТЭС} + k_{уд}^{ВЭС} \cdot N_{уст}^{ВЭС} + k_{уд}^{СЭС} \cdot N_{уст}^{СЭС}; \quad (33)$$

где  $k_{уд}^{ТЭС}$  – удельные капитальные затраты на строительство ТЭС;

$N_{уст}^{ТЭС}$  – установленная мощность ТЭС в составе АЭК;

$k_{уд}^{ВЭС}$  – удельные капитальные затраты на строительство ВЭС;

$N_{уст}^{ВЭС}$  – установленная мощность ВЭС в составе АЭК;

$k_{уд}^{СЭС}$  – удельные капитальные затраты на строительство СЭС;

$N_{уст}^{СЭС}$  – установленная мощность СЭС в составе АЭК.

В соответствии с [2, 32] принимаются следующие значения удельных капитальных затрат на строительство генерирующих объектов: 41,85 млн.руб/МВт для ТЭС, 68,56 млн.руб/МВт для СЭС и 73,44 млн.руб/МВт для ВЭС.

Условно-постоянные эксплуатационные затраты для генерирующих объектов в составе АЭК определяются по следующей формуле:

$$I^{пост} = \alpha_{пост}^{ТЭС} \cdot N_{уст}^{ТЭС} + \alpha_{пост}^{ВЭС} \cdot N_{уст}^{ВЭС} + \alpha_{пост}^{СЭС} \cdot N_{уст}^{СЭС}; \quad (34)$$

где  $\alpha_{пост}^{ТЭС}$  – удельные эксплуатационные затраты на ТЭС;

$\alpha_{пост}^{ВЭС}$  – удельные эксплуатационные затраты на ВЭС;

$\alpha_{пост}^{СЭС}$  – удельные эксплуатационные затраты на СЭС.

Удельные условно-постоянные эксплуатационные затраты для генерирующих объектов в соответствии с [32, 34] принимаются равными: 0,96 млн.руб/МВт для ТЭС, 2,04 млн.руб/МВт для СЭС и 1,416 млн.руб/МВт для ВЭС.

Эксплуатационные издержки на топливо для производства электроэнергии на электростанции определяются по следующей формуле:

$$I_{\text{топл}} = B_{\text{топл}}^{\text{год}} \cdot C_{\text{топл}}; \quad (35)$$

где  $B_{\text{топл}}^{\text{год}}$  – расход топлива для производства электроэнергии в год;

$C_{\text{топл}}$  – стоимость 1 м<sup>3</sup> природного газа.

В свою очередь, годовой расход топлива для производства электроэнергии можно определить по следующей формуле:

$$B_{\text{топл}}^{\text{год}} = УРУТ \cdot k_{\text{пр.газ}} \cdot W_{\text{ТЭС}}; \quad (36)$$

где  $УРУТ$  – удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии;

$k_{\text{пр.газ}}$  – коэффициент перевода т.у.т. в м<sup>3</sup> для природного газа, который равен 1154;

$W_{\text{ТЭС}}$  – объем выработки электроэнергии на ТЭС.

Стоимость природного газа для промышленных потребителей в Приморском крае в соответствии [24] принимается равной 10444 руб/тыс.м<sup>3</sup>. УРУТ для газовых электростанций находится в диапазоне от 300 до 610 г.у.т./кВт·ч. В данной работе УРУТ для электростанции в составе АЭК принимается равным 300 г.у.т./кВт·ч.

Подставляя все выражения в формулу (32) получаем следующее:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \left( k_{уд}^{ТЭС} \cdot N_{уст}^{ТЭС} + k_{уд}^{ВЭС} \cdot N_{уст}^{ВЭС} + k_{уд}^{СЭС} \cdot N_{уст}^{СЭС} + \dots \right. \\ \left. + \alpha_{носм}^{ТЭС} \cdot N_{уст}^{ТЭС} + \alpha_{носм}^{ВЭС} \cdot N_{уст}^{ВЭС} + \alpha_{носм}^{СЭС} \cdot N_{уст}^{СЭС} + \dots \right. \\ \left. + УПУТ \cdot k_{пр.газ} \cdot W_{ТЭС} \cdot C_{топл} \right) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^N W_t^{omn} \cdot (1+d)^{-t}}; \quad (33)$$

Неизвестными переменными в вышепредставленной формуле остаются  $N_{уст}^{ТЭС}$ ,  $N_{уст}^{ВЭС}$ ,  $N_{уст}^{СЭС}$  и  $W_{ТЭС}$ . Для обеспечения возможности надежного электроснабжения потребителей АЭК в изолированном режиме установленная мощность ТЭС принимается равной максимальной мощности нагрузки перспективных потребителей АЭК, т.е. 11,3 МВт. Установленная мощность СЭС и ВЭС определяется следующим образом:

$$N_{уст}^{ВЭС} = \frac{W_{ВЭС}}{КИУМ_{ВЭС}}; \quad (34)$$

где  $W_{ВЭС}$  – объем выработки электроэнергии на ВЭС;

$КИУМ_{ВЭС}$  – коэффициент использования установленной мощности ВЭС, который в соответствии с [34] принимается равным 0,35;

$$N_{уст}^{СЭС} = \frac{W_{СЭС}}{КИУМ_{СЭС}}; \quad (35)$$

где  $W_{СЭС}$  – объем выработки электроэнергии на СЭС;

$КИУМ_{СЭС}$  – коэффициент использования установленной мощности СЭС, который в соответствии с [34] принимается равным 0,17.

Таким образом, после подстановки выраженных величин в формулу (33) получается зависимость LCOE гибридной электростанции от выработки мощности на объектах генерации в её составе:

$$LCOE(W_{TЭС}, W_{ВЭС}, W_{СЭС}) = \frac{\sum_{t=1}^N \left( k_{y\delta}^{TЭС} N_{yсм}^{TЭС} + k_{y\delta}^{ВЭС} \frac{W_{ВЭС}}{КИУМ_{ВЭС}} + +k_{y\delta}^{СЭС} \frac{W_{СЭС}}{КИУМ_{СЭС}} + \alpha_{носм}^{TЭС} N_{yсм}^{TЭС} + +\alpha_{носм}^{ВЭС} \frac{W_{ВЭС}}{КИУМ_{ВЭС}} + \alpha_{носм}^{СЭС} \frac{W_{СЭС}}{КИУМ_{СЭС}} + +УПУТ \cdot k_{np.газ} \cdot W_{TЭС} \cdot C_{монл} \right) \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^N W_t^{омн} \cdot (1+d)^{-t}}; (36)$$

Для определения оптимальной структуры гибридной электростанции в составе АЭК в данной работе использовалась целевая функция  $\min(LCOE(W_{TЭС}, W_{ВЭС}, W_{СЭС}))$ . Минимум функции вычислялся итерационным методом с последовательным увеличением доли выработки объектов ВИЭ в балансе электроэнергии АЭК с шагом итерации равным 5%. Расчет проводился до значения доли выработки электроэнергии объектами ВИЭ равного 50% от потребления АЭК. Результаты расчета в табличном виде представлены в приложении Н, а в графическом виде представлены на рисунке 19.

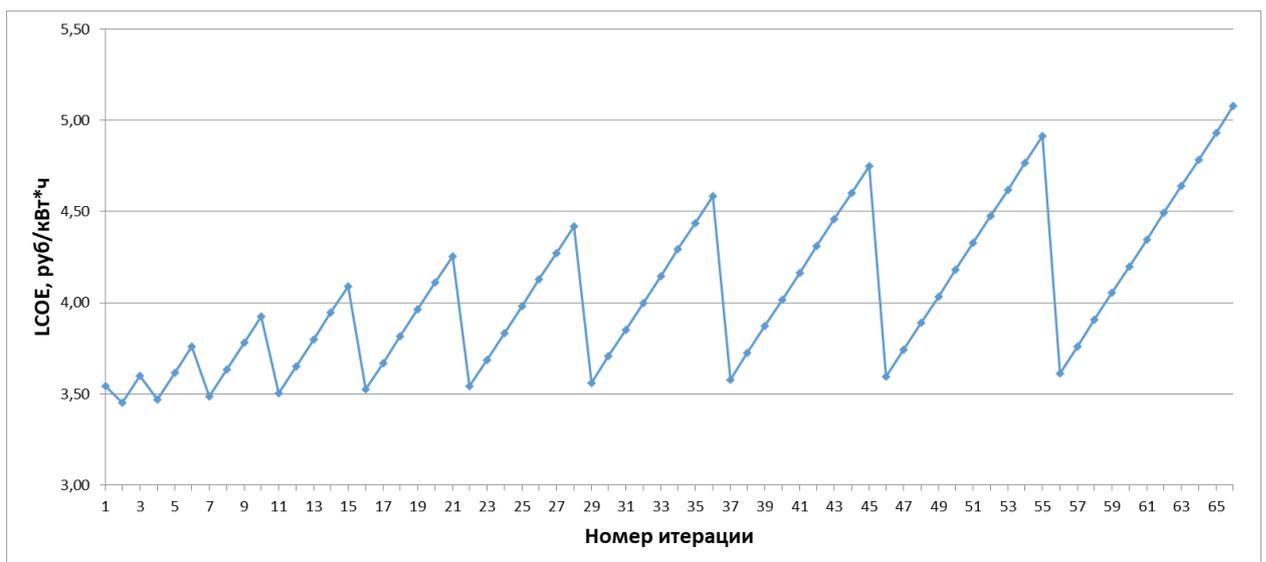


Рисунок 19 – Результаты итерационного расчета оптимального состава гибридной электростанции АЭК

Таким образом, согласно результатам расчета оптимальным соотношением доли выработки электроэнергии между объектами генерации в составе АЭК будет следующее: 95% для ТЭС, 5% для ВЭС и 0% для СЭС.

Увеличение доли выработки электроэнергии объектами ВИЭ свыше 5% приводит к росту значения LCOE. Это обусловлено высокими удельными капитальными затратами и низким значением КИУМ объектов ВИЭ. Значительный объем капвложений в строительство объектов ВИЭ большой мощности нивелирует положительный эффект от экономии затрат на топливо.

Для определения установленной мощности ВЭС в составе АЭК используется формула (34):

$$N_{уст}^{ВЭС} = \frac{0,05 \cdot 59923,9}{0,35} = 0,997 \text{ МВт};$$

Таким образом, для дальнейшей проработки принимается следующий состав объектов генерации в АЭК: не менее 11,3 МВт ТЭС и 0,997 МВт ВЭС.

#### **4.2 Выбор количества и номинальной мощности генерирующих установок**

В качестве генерирующих установок для ТЭС рассматривались два варианта: газопоршневые установки (ГПУ) и газотурбинные установки (ГТУ). Для определения оптимального варианта было выполнено сравнение основных технико-экономических показателей [3], представленных в таблице 45.

Таблица 45 – Сравнение технико-экономических показателей ГПУ и ГТУ

Генерирующая установка	Электрический КПД, %	УРУТ, г.у.т./кВт·ч	Срок службы (ресурс), тыс.ч.	Диапазон экономической нагрузки, в % от P <sub>ном</sub>
ГПУ	40-45	360–610	300	30-100
ГТУ	25-35	300–615	100	60-100

Учитывая повышенный КПД, значительный моторесурс и высокую маневренность, что особенно актуально для компенсации неравномерности выработки электроэнергии объектами ВИЭ, в качестве генерирующих установок для ТЭС принимаются ГПУ.

В результате анализа каталогов поставщиков ГПУ на российском рынке [26] принято решение установить на проектируемой ТЭС шесть агрегатов KG-2000S/Y мощностью 2000 кВт каждый производства российской компании ООО «КАМА-Энергетика» в блочно-контейнерном исполнении. Технические характеристики выбранного ГПУ представлены в таблице 46.

Таблица 46 - Технические характеристики ГПУ KG-2000S/Y

Параметр	Значение
Номинальная электрическая мощность, кВт	2000
Климатическое исполнение	УХЛ1
Частота тока, Гц	50
Номинальное напряжение, кВ	10,6
Коэффициент мощности	0,8
Модель генератора	УС-2000-6Н
Тип генератора переменного тока	Синхронный
Номинальная мощность генератора, кВт	2000
Модель двигателя	УС16VC3300N-D30
Номинальная мощность двигателя, кВт	2205
Номинальная частота вращения, об/мин	1500
Топливо	Природный газ
Расход топлива при 100% нагрузке, м <sup>3</sup> /ч	500
Расход топлива при 75% нагрузке, м <sup>3</sup> /ч	445
Расход топлива при 50% нагрузке, м <sup>3</sup> /ч	335
Расход топлива на XX, м <sup>3</sup> /ч	48

В состав ГПУ также входит: маслосистема, маслобак для автоматизированного долива масла, система охлаждения двигателя и вентиляции, система автоматического управления и регулирования, система пожаротушения. Блок-контейнерное исполнение ГПУ позволяет значительно сократить время и затраты на проектирование и монтаж оборудования, а также гарантирует работу оборудования при любых погодных условиях.

В сфере ветроэнергетики в РФ на сегодняшний день развита производственная база по серийному выпуску ветроэнергетических установок (ВЭУ) только малой и средней мощности от 0,04 до 200 кВт. Производство ВЭУ мощностью свыше 200 кВт на территории России не локализовано, а иностранные компании покинули рынок РФ с начала 2022 года в связи с санкционным давлением.

Из анализа каталогов поставщиков ВЭУ на российском рынке [23] принято решение установить на проектируемой ВЭС пять горизонтально-осевых установок AES-200S мощностью 200 кВт каждая производства российской

компании ООО «АЭС». Технические характеристики ВЭУ представлены в таблице 47, график зависимости мощности от скорости ветра представлен на рисунке 20. Из графика следует, что при среднегодовой скорости ветра для Владивостокского ГО равной 6,6 м/с выработка одной ВЭУ составит порядка 67,5 кВт с КИУМ равным 34%, что является хорошим показателем и подтверждает целесообразность размещения ВЭС в данном районе.

Таблица 47 – Технические характеристики ВЭУ AES-200S

Параметр	Значение
Максимальная мощность, кВт	200
Диаметр ветроколеса, м	26
Количество лопастей, шт	3
Длина лопасти, м	12,5
Высота башни, м	30
Номинальная скорость ветра, м/с	10
Минимальная рабочая скорость ветра, м/с	4
Максимальная рабочая скорость ветра, м/с	30
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Частота, Гц	50

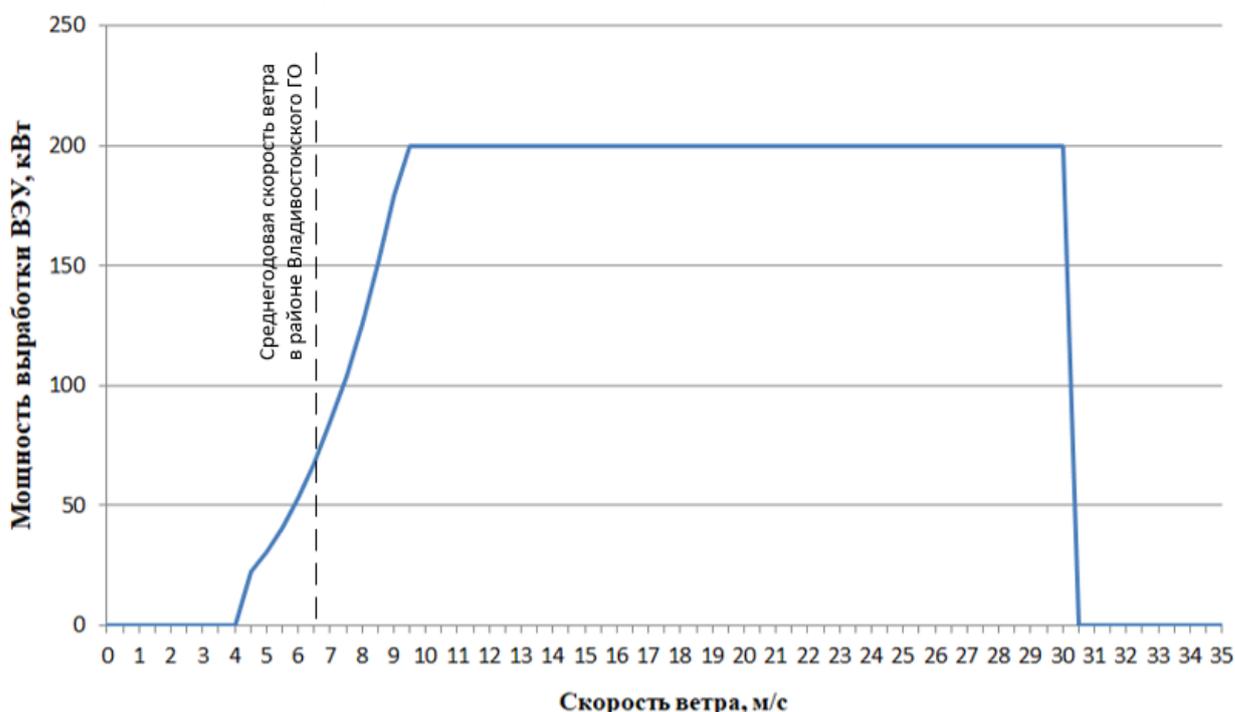


Рисунок 20 – График зависимости мощности от скорости ветра для AES-200S

В комплект поставки ВЭУ также входит следующее оборудование: контроллер с телеметрией и ПО удаленного управления, датчик пожара, сигнализация, система удаленной остановки ветрогенератора. Для выдачи мощности

на напряжении 10 кВ дополнительно требуется установка повышающих силовых трансформаторов 0,4/10 кВ.

Таким образом, для проектируемой в составе АЭК гибридной электростанции принимается следующее оборудование: ГПУ 6х2 МВт марки KG-2000S/Y, ВЭУ 5х0,2 МВт марки AES-200S. Суммарная установленная мощность гибридной ЭС составит 13 МВт, в том числе ТЭС 12 МВт и ВЭС 1 МВт.

#### **4.3 Выбор главной схемы для подстанции связи активного энергетического комплекса**

По конструкции РУ ВН подстанции связи АЭК принимается открытого типа, а РУ НН принимается комплектного типа в блочно-модульном исполнении. В соответствии с [53] для РУ ВН однострансформаторных ответвительных ПС 35-220 кВ рекомендуется применение блочных схем, которые характеризуются короткими сроками строительства малыми капитальными затратами и небольшой занимаемой площадью. Таким образом, для ОРУ 35 кВ подстанции связи АЭК принимается схема № 35-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем. Для КРУ 10 кВ принимается схема с двумя системами шин (без секционного выключателя).

Генерирующие установки ТЭС присоединяются в линейные ячейки КРУ 10 кВ с равномерным распределением между секциями шин (по три ГПУ на каждую секцию).

Генерирующие установки ВЭС объединяются в группы по 2-3 ВЭУ и также присоединяются в линейные ячейки КРУ 10 кВ (по одной группе ВЭУ на каждую секцию).

Для присоединения перспективных потребителей АЭК, учитывая 2-ую категорию надежности электроснабжения, предусматривается по одной линейной ячейке на каждой секции шин КРУ 10 кВ (всего 8 линейных ячеек).

Таким образом, в КРУ 10 кВ необходимо предусмотреть (с учетом присоединения ТСН, ТН и вводных выключателей) не менее 11 ячеек на каждой секции шин 10 кВ. Общая структурная схема подстанции связи АЭК представлена на рисунке 21.

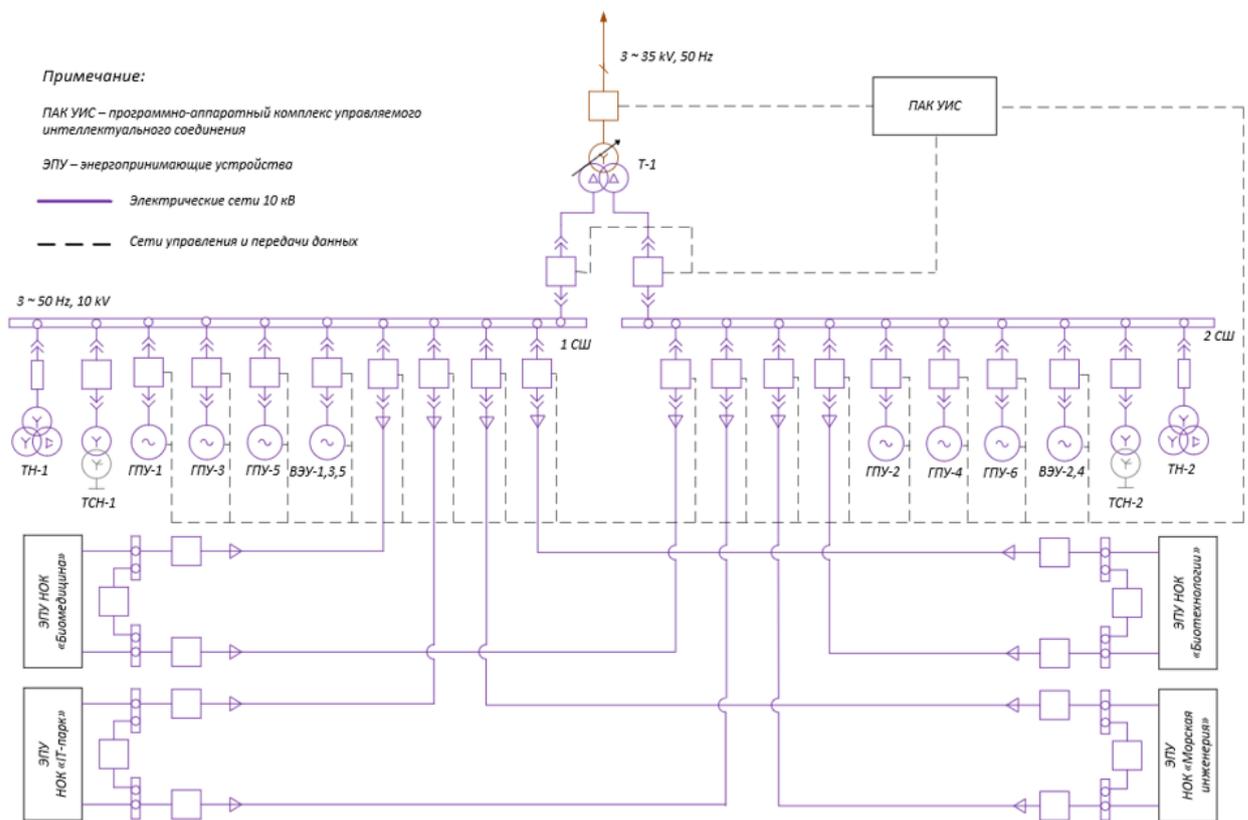


Рисунок 21 – Структурная схема АЭК

#### 4.4 Определение режимов работы активного энергетического комплекса

Активный энергетический комплекс может работать в двух режимах:

- параллельный режим работы с частичным электроснабжением потребителей от внешней энергосистемы без выдачи мощности в ЕЭС;
- изолированный (островной) режим работы с полным обеспечением электроснабжения потребителей от собственных источников генерации.

В общем случае уравнение баланса производства и потребления электрической мощности для АЭК можно выразить следующей формулой:

$$P_{ТЭС}(t) + P_{ВЭС}(t) - P_H(t) + P_{внеш}(t) = 0; \quad (37)$$

где  $P_{ТЭС}(t)$  – объем производства электрической мощности на ТЭС;

$P_{ВЭС}(t)$  – объем производства электрической мощности на ВЭС;

$P_H(t)$  – объем потребления нагрузки объектами АЭК;

$P_{внеш}(t)$  – объем перетока мощности из внешней энергосистемы.

В нормальной схеме предполагается изолированный режим работы АЭК ( $P_{внеш}=0$ ), электроснабжение потребителей полностью обеспечивается собственными источниками генерации. Генерирующие установки ТЭС в составе гибридной электростанции работают в оптимальном режиме загрузки (в диапазоне 80-90% от номинала), а ВЭУ частично замещают выработку электроэнергии на ГПУ в течение года в зависимости от скорости ветра. В данном режиме потребители АЭК получают максимальную экономическую выгоду за счёт низкой себестоимости выработки электроэнергии и минимизации платы за содержания электрических сетей.

В послеаварийных/ремонтных схемах с отключением генерирующего оборудования АЭК переходит в параллельной режим работы и дефицит мощности компенсируется за счет внешнего перетока мощности из энергосистемы ( $P_{внеш}>0$ ), что позволяет исключить необходимость установки резервных генераторов.

Управление балансом производства и потребления электрической мощности в АЭК осуществляется ПАК УИС. При параллельном режиме работы ПАК УИС контролирует не превышение разрешенной мощности перетока из энергосистемы в АЭК и недопускает выдачу мощности из АЭК в энергосистему за счёт управляющих воздействий на загрузку/разгрузку генерирующего оборудования. Если недопустимый переток мощности сохраняется в течение более 10 секунд, то ПАК УИС воздействует на отключение электрической связи с энергосистемой и АЭК переходит в изолированный режим.

Для обеспечения функционирования логики работы ПАК УИС в данной работе был выполнен расчет разрешенной мощности АЭК. В целях обеспечения максимального экономического эффекта для потребителей АЭК было принято решение определить минимально возможное значение разрешенной мощности АЭК, которое позволит минимизировать величину затрат на содержание электрических сетей без ущерба надежности электроснабжения.

Для определения минимально возможного значения разрешенной мощности АЭК была выполнена серия расчетов электроэнергетических режимов в наиболее тяжелых послеаварийных и ремонтных схемах с учетом минимальной/максимальной выработки ВЭС в составе АЭК.

Минимальная выработка ВЭС, которая наблюдается при штиле или ураганном ветре (скорость которого превышает максимальную рабочую скорость ВЭУ), принята равной нулю.

Максимальная выработка ВЭС определяется ветроэнергетическим потенциалом местности и вычисляется по следующей формуле:

$$P_{ВЭС}(t) = n_{ВЭУ} \cdot \frac{1}{2} \cdot V_g(t)^3 \cdot \rho \cdot \eta \cdot \xi \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}; \quad (38)$$

где  $n_{ВЭУ}$  – количество ветроэнергетических установок;

$V_g(t)$  – скорость ветра на высоте башни ВЭУ в момент времени  $t$ ;

$\rho$  – плотность воздуха, которая при нормальных условиях принимается равной  $1,225 \text{ кг/м}^3$ ;

$\eta$  – коэффициент эффективности системы преобразования;

$\xi$  – коэффициент использования энергии ветра;

$D$  – диаметр ветроколеса.

В свою очередь скорость ветра на высоте башни ВЭУ определяется по следующей формуле:

$$V_g(t) = V_\phi(t) \cdot \frac{\ln \frac{H}{Z_0}}{\ln \frac{H_\phi}{Z_0}} \quad (39)$$

где  $V_\phi(t)$  – скорость ветра на высоте флюгера в момент времени  $t$ ;

$H$  – высота башни ветрогенератора;

$H_\phi$  – высота флюгера, которая для метеостанций равняется 10 м;

$Z_0$  – высота шероховатости, которая для открытой местности принимается равной 3 м.

Подставляя выражение (39) в формулу (38) получаем следующее:

$$P_{ВЭС}(t) = n_{ВЭУ} \cdot \frac{1}{2} \cdot \left( V_\phi(t) \cdot \frac{\ln \frac{H}{Z_0}}{\ln \frac{H_\phi}{Z_0}} \right)^3 \cdot \rho \cdot \eta \cdot \xi \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}; \quad (40)$$

Скорость ветра на высоте флюгера определяется по данным метеостанции. Однако для получения достоверных данных необходимо использовать среднемноголетние статистические данные за период не менее 10 лет. Для метеостанции «Владивосток» такие данные представлены в [9] и сведены в таблицу 48.

Таблица 48 – Среднемноголетние данные метеостанции «Владивосток»

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средняя скорость ветра, м/с	6,9	6,8	6,1	6,5	6,4	5,9	5,5	5,5	5,6	6,5	6,5	6,3

Таким образом, максимальная выработка ВЭС будет наблюдаться в январе месяце при скорости ветра 6,9 м/с и будет равна:

$$P_{ВЭС}(t) = 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot \left( 6,9 \cdot \frac{\ln \frac{30}{0,03}}{\ln \frac{10}{0,03}} \right)^3 \cdot 1,225 \cdot 0,9 \cdot 0,5 \cdot \frac{3,14 \cdot 26^2}{4} = 0,404 \text{ МВт};$$

Расчетов электроэнергетических режимов для определения значения минимально возможного значения разрешенной мощности АЭЖ в наиболее

тяжелых послеаварийных и ремонтных схемах с учетом минимальной/максимальной выработки ВЭС были выполнены на расчетных моделях в ПК RastrWin, результаты расчета сведены в таблицу 49.

В соответствии с расчетами режимов наиболее тяжелой послеаварийной/ремонтной схемой, определяющей минимально возможное значение разрешенной мощности АЭК, является отключение секции шин 10 кВ на подстанции связи АЭК при отсутствии выработки мощности ВЭС. В данном режиме переток мощности из энергосистемы в АЭК составит 5,3 МВт.

Таким образом, разрешенная мощность АЭК принимается равной 5,3 МВт. Данное значение необходимо применить в логике работы ПАК УИС в качестве уставки для выдачи управляющих воздействий на регулирование перетока мощности из энергосистемы в АЭК.

Таблица 49 – Результаты расчета минимальной разрешенной мощности АЭК

Контролируемый элемент	Параметр	При максимальной выработке ВЭС				При минимальной выработке ВЭС			
		Нормальная схема	Ремонт ГПУ-1	Аварийное отключение ГПУ-3 в схеме ремонта ГПУ-1	Аварийное отключение 1С РУ 10 кВ АЭК	Нормальная схема	Ремонт ГПУ-1	Аварийное отключение ГПУ-3 в схеме ремонта ГПУ-1	Аварийное отключение 1С РУ 10 кВ АЭК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Переток из энергосистемы в АЭК	Р, МВт	0,00	1,41	3,41	5,14	0,00	1,65	3,65	5,30
Загрузка генерирующего оборудования АЭК									
ГПУ-1	Рг, МВт	1,80	0	0	0	1,88	0	0	0
	Рг/Рном, %	90,1%	0	0	0	94,2%	0	0	0
ГПУ-2	Рг, МВт	1,83	1,83	1,83	2,00	1,88	1,88	1,88	2,00
	Рг/Рном, %	91,5%	91,5%	91,5%	100,0%	94,2%	94,2%	94,2%	100,0%
ГПУ-3	Рг, МВт	1,80	2,00	0	0	1,88	2,00	0	0
	Рг/Рном, %	90,1%	100,0%	0	0	94,2%	100,0%	0	0
ГПУ-4	Рг, МВт	1,83	1,83	1,83	2,00	1,88	1,88	1,88	2,00
	Рг/Рном, %	91,5%	91,5%	91,5%	100,0%	94,2%	94,2%	94,2%	100,0%
ГПУ-5	Рг, МВт	1,80	2,00	2	0	1,88	2,00	2,00	0
	Рг/Рном, %	90,1%	100,0%	100,0%	0	94,2%	100,0%	100,0%	0
ГПУ-6	Рг, МВт	1,83	1,83	1,83	2,00	1,88	1,88	1,88	2,00
	Рг/Рном, %	91,5%	91,5%	91,5%	100,0%	94,2%	94,2%	94,2%	100,0%
ВЭУ-1	Рг, МВт	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0	0
	Рг/Рном, %	40%	40%	40%	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВЭУ-2	Рг, МВт	0,08	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0
	Рг/Рном, %	40%	40%	40%	40%	0	0	0	0
ВЭУ-3	Рг, МВт	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0	0
	Рг/Рном, %	40%	40%	40%	0	0	0	0	0
ВЭУ-4	Рг, МВт	0,08	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0
	Рг/Рном, %	40%	40%	40%	40%	0	0	0	0
ВЭУ-5	Рг, МВт	0,08	0,08	0,08	0	0	0	0	0
	Рг/Рном, %	40%	40%	40%	0	0	0	0	0

#### 4.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания производится с целью определения минимальных требований к электродинамической и термической стойкости для основного электротехнического оборудования проектируемой электросетевых объектов, а также для оценки влияния проектируемых генерирующих установок в составе АЭК на уровень тока короткого замыкания в существующей электрической сети.

В данной работе расчет токов короткого замыкания в характерных точках электрической сети был выполнен с помощью программного комплекса RastrKZ, который является одним из модулей ПК RastrWin3 и предназначен для расчета токов короткого замыкания и несимметричных режимов в электроэнергетических системах [14].

Программный комплекс RastrKZ включает в себя следующие функции: расчет одиночных и многократных металлических КЗ (однофазное, двухфазное, двухфазное на землю, трёхфазное); расчет влияния размыкания ЛЭП на ТКЗ и шунты; расчет шунта для моделирования КЗ при анализе установившихся электроэнергетических режимов и электромеханических переходных процессов.

Определяющим фактором при выборе ПК RastrKZ для расчета ТКЗ в данной работе являлась возможность использования уже разработанной модели для расчета установившихся электроэнергетических режимов из ПК RastrWin3, в которую всего лишь необходимо довести параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей в соответствующую-

щие вкладки программы: «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД» и «Генератор/Несим».

Параметры схемы замещения прямой последовательности для трансформаторов и ЛЭП импортируются из расчетной модели ПК RastrWin3 автоматически, а для генераторов необходимо дополнительно рассчитать и внести значения сверхпереходной ЭДС и сверхпереходного сопротивления.

Сверхпереходная ЭДС для синхронных генераторов определяется по следующей формуле [45]:

$$E_q'' = E_{q*}'' \cdot U_{ср.ном}; \quad (41)$$

$E_{q*}''$  – сверхпереходная ЭДС в относительных единицах;

$U_{ср.ном}$  – среднее номинальное напряжение электрической сети.

Сверхпереходное сопротивление для синхронных генераторов определяется по следующей формуле:

$$X'' = X_d'' \cdot \frac{U_{ср.ном}^2 \cdot \cos \varphi_{ном}}{P_{ном}}; \quad (42)$$

где  $X_d''$  – сверхпереходное сопротивление по продольной оси в относительных единицах;

$\cos \varphi_{ном}$  – номинальный коэффициент мощности генератора;

$P_{ном}$  – номинальная активная мощность генератора.

Связь с энергосистемой допускается представлять в виде эквивалентного источника питания с неизменной по амплитуде ЭДС, которая условно принимается равной среднему номинальному напряжению сети, и результирующим эквивалентным индуктивным сопротивлением, которое определяется по следующей формуле:

$$X_C^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_C^{(3)}}; \quad (43)$$

где  $I_C^{(3)}$  – эквивалентный ток подпитки трехфазного КЗ от энергосистемы.

Параметры схемы замещения обратной последовательности для трансформаторов, ЛЭП и синхронных генераторов согласно [45] допускается принимать равными параметрам схемы замещения прямой последовательности.

Параметры схемы замещения обратной последовательности для ЛЭП зависят от множества факторов (количество цепей, наличие/отсутствие заземляющих тросов, расстояния между фазами, условия прокладки и т.д.) и при приближенном расчете токов КЗ допускается их определять по упрощенному методу исходя из средних коэффициентов отношения сопротивлений нулевой и прямой последовательностей, которые приведены в [45].

Схема замещения обратной последовательности для трансформаторов в основном определяется схемами соединения обмоток трансформаторов и заземлением их нейтралей. В практических расчетах при отсутствии фактических данных о сопротивлении нулевой последовательности трансформаторов допускается принимать его равным 85-90% от сопротивления прямой последовательности.

Эквивалентное сопротивление энергосистемы для схемы замещения обратной последовательности можно определить по следующей формуле:

$$X_C^{(1)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}} \left( \frac{3}{I_C^{(1)}} - \frac{2}{I_C^{(3)}} \right); \quad (44)$$

где  $I_C^{(1)}$  – эквивалентный ток подпитки однофазного КЗ от энергосистемы.

Для моделирования эквивалентной энергосистемы использовались данные о токах короткого замыкания на шинах РУ 220 кВ ПС 220 кВ Зеленый угол (12,19 кА для трехфазного КЗ и 13,25 кА для однофазного КЗ) и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Залив (17,3 кА для трехфазного КЗ и 16,02 кА для однофазного КЗ), полученные во время преддипломной практики в АО «ДРСК».

Все рассчитанные параметры схем замещения были внесены в соответствующие вкладки ПК RastrKZ согласно руководству пользователя [14], сформированная модель для расчета токов КЗ представлена в приложении П.

В целях верификации расчетной модели был выполнен поверочный расчет трехфазных и однофазных КЗ на шинах РУ 220 кВ ПС 220 кВ Зеленый угол и РУ 110 кВ ПС 110 кВ Залив (с предварительным отключением проектируемых перспективных объектов), результаты сравнения полученных данных с фактическими значениями представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Результаты верификация модели для расчета токов КЗ

Точка КЗ	РУ 220 кВ ПС 220 кВ Зеленый угол		РУ 110 кВ ПС 110 кВ Залив	
	Трехфазное	Однофазное	Трехфазное	Однофазное
Фактическое значение тока КЗ, кА	12,19	13,25	17,14	16,02
Расчетное значение тока КЗ, кА	12,29	13,68	17,12	16,56
Разница, %	0,9%	3,2%	-0,1%	3,4%

Из результатов анализа следует, что погрешность расчета не превышает 5%. Таким образом, расчетная модель сформирована корректно и её можно использовать для расчета токов КЗ.

В целях определения минимальных требований к оборудованию на проектируемых объектах и оценки достаточности отключающей способности коммутационного оборудования на существующих электросетевых объектах был выполнен расчет трехфазных и однофазных токов КЗ во всех характерных точка как в параллельном, так и в изолированном режиме работы АЭЖ. Выгрузки расчета из ПК RastrKZ представлены в приложениях Р и С, результаты расчета сведены в таблице 51.

Таблица 51 – Результаты расчета трехфазных и однофазных токов КЗ

Наименование объекта	Точка КЗ	Минимальная отключающая способность выключателей, кА	Изолированный режим работы АЭК		Параллельный режим работы АЭК	
			Ikз(3), кА	Ikз(1), кА	Ikз(3), кА	Ikз(1), кА
Проектируемые объекты						
ПС 110 кВ Курчатовская	РУ 110 кВ	-	3,595	5,393	3,838	5,757
	РУ 10 кВ	-	12,614	-	12,907	-
ПС 35 кВ Елена	РУ 35 кВ	-	3,023	-	3,023	-
	РУ 10 кВ	-	3,495	-	3,498	-
АЭК	РУ 35 кВ	-	0,908	-	4,227	-
	РУ 10 кВ	-	4,66	-	9,866	-
Существующие центры питания						
ПС 220 кВ Зеленый угол	РУ 220 кВ	25	12,172	13,86	12,295	13,967
ПС 220 кВ Патрокл	РУ 220 кВ	25	11,131	11,888	11,247	11,978
ПС 220 кВ Русская	РУ 220 кВ	25	10,849	11,647	10,972	11,743
	РУ 110 кВ	25	3,636	5,357	3,884	5,717
	РУ 35 кВ	20	3,981	-	4,854	-
ПС 110 кВ Залив	РУ 110 кВ	31,5	17,118	16,562	17,118	16,562
ПС 110 кВ Бурная	РУ 110 кВ	40	15,939	14,703	15,939	14,703
	РУ 35 кВ	25	5,332	-	5,332	-
	РУ 6 кВ	25	19,195	-	19,195	-
ПС 35 кВ Торговый порт	РУ 35 кВ	20	4,73	-	4,73	-
ПС 35 кВ Эгершельд	РУ 35 кВ	6,6	4,902	-	4,902	-
ПС 35 кВ КЭТ	РУ 35 кВ	6,6	3,461	-	4,102	-
ПС 35 кВ Зеленая	РУ 35 кВ	12,5	2,248	-	2,248	-
ТЭЦ Центральная	РУ 35 кВ	20	3,953	-	4,827	-
ПС 35 кВ Океанариум	РУ 35 кВ	20	2,927	-	3,578	-
ПС 35 кВ Коммунальная	РУ 35 кВ	20	2,418	-	2,851	-

Из результатов расчета трехфазных и однофазных токов КЗ следует, что проектируемые генерирующие установки в составе АЭК не оказывают существенного влияния на уровень токов короткого замыкания в прилегающей сети 35 кВ и выше. Отключающая способность выключателей на существующих центрах питания соответствует расчетным значениям токов КЗ, замена коммутационного оборудования не требуется. Максимальный ток на шинах РУ 10 кВ и РУ 35 кВ АЭК наблюдается в параллельном режиме работы из-за наличия подпитки точки КЗ как от энергосистемы, так и от генерирующих установок.

Для определения минимальных требований к электродинамической и термической стойкости оборудования на подстанции связи АЭК необходимо дополнительно рассчитать ударной ток КЗ и апериодическую составляющую тока КЗ.

Ударный ток в месте КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд}; \quad (45)$$

где  $I_{п0}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{уд}$  – ударный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (46)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ и ударный коэффициент можно определить в ПК RastrKZ с помощью макроса «Расчет в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ Та Куд». При запуске макроса ПК RastrKZ определяет шунт в месте КЗ, эквивалентируя всю схему относительно выбранной точки. На основании отношения расчетных эквивалентных активного и индуктивного сопротивлений алгоритм определяется  $T_a$  и  $K_{уд}$  соответственно. Фрагмент расчета из ПК RastrKZ представлен на рисунке 22, результаты расчета сведены в таблицу 52.

Таблица 52 – Результаты расчета ударного тока КЗ

Точка КЗ	И <sub>п0</sub> , кА	Т <sub>а</sub> , с	К <sub>уд</sub>	і <sub>уд</sub> , кА
РУ 10 кВ АЭК	9,866	0,054	1,834	25,59
РУ 35 кВ АЭК	4,227	0,022	1,647	9,85

```

|-----|
[ 2 ][ АЭК 1с 10 кВ ]
|----- < Шунт > -----
U = 11,511/_-0,109
Z1= 0,04+j0,672 Та_1= 0,054 t_уд_1= 0,009812 Куд_1= 1,834
Z2= 0,04+j0,672
Z0= 0+j0
|-----|
[ 3 ][ АЭК 2с 10 кВ ]
|----- < Шунт > -----
U = 11,511/_-0,109
Z1= 0,04+j0,672 Та_1= 0,054 t_уд_1= 0,009812 Куд_1= 1,834
Z2= 0,04+j0,672
Z0= 0+j0
I_0 = 0/_ 0
|-----|
[ 23 ][ АЭК РУ 35 кВ ]
|----- < Шунт > -----
U = 39,709/_-0,117
Z1= 0,779+j5,367 Та_1= 0,022 t_уд_1= 0,009541 Куд_1= 1,647
Z2= 0,779+j5,367
Z0= 0+j0
|-----|

```

Рисунок 22 – Фрагмент расчета шунта из ПК RastrKZ

Действующее значение апериодической составляющей тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по}; \quad (47)$$

Расчетные значения основных величин, которые используются при проверке оборудования на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ, сведены в таблицу 53.

Таблица 53 – Результаты расчета ударного тока КЗ

Точка КЗ	Ипо, кА	іуд, кА	іа, кА
РУ 10 кВ АЭК	9,866	25,59	13,95
РУ 35 кВ АЭК	4,227	9,85	5,98

Таким образом, подготовлены все необходимые исходные данные для проверки оборудования на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

#### 4.6 Выбор и проверка основного электрооборудования для подстанции связи АЭК

В данном подразделе представлен выбор и проверка основного электрооборудования для подстанции связи АЭК, включающего в себя выключатели, разъединители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

В соответствии с государственной политикой импортозамещения в РФ оборудование в данной работе выбирается исключительно отечественного производства.

Максимальный рабочий ток для выбора оборудования определяется исходя из мощности силового трансформатора по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{k_{\text{пер}} S_{\text{тр.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}; \quad (48)$$

где  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент перегрузочной способности силового трансформатора, который в соответствии с [37] принимается равным 1,05;

$S_{\text{тр.ном}}$  – номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном.сети}}$  – номинальное напряжение сети.

Максимальный рабочий ток для оборудования РУ 35 кВ:

$$I_{\max.ВН} = \frac{1,05 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 35} = 277 \text{ А};$$

Максимальный рабочий ток для оборудования РУ 10 кВ:

$$I_{\max.НН} = \frac{1,05 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 970 \text{ А};$$

#### 4.6.1 Выбор и проверка выключателей

Для установки на ОРУ 35 кВ принимается реклоузер TER\_Rec35\_Smart1\_Sub7 производства ООО «Таврида Электрик» [27].

Проверка выключателей выполняется по следующим параметрам: номинальному напряжению, длительному току, отключающей способности, термической и электродинамической стойкости.

Проверка по напряжению производится по следующему условию:

$$U_{\text{ном.сети}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (49)$$

Проверка по длительному току производится по следующему условию:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (50)$$

Проверка по отключающей способности выполняется по условию:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{откл.ном}}; \quad (51)$$

где  $I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения аппарата.

Проверка на отключение апериодической составляющей тока КЗ выполняется по следующей формуле:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}}; \quad (52)$$

где  $i_{\text{ат}}$  – апериодическая составляющая тока в момент отключения КЗ;

$i_{\text{а.ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока КЗ.

Апериодическая составляющая тока в момент отключения КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\left(\frac{t_{откл}}{T_a}\right)}; \quad (53)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения КЗ.

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}; \quad (54)$$

где  $\beta_{ном}$  – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ, которое принимается равным 50%.

Проверка на термическую стойкость выполняется по условию:

$$B_K \leq B_{K.ном}; \quad (55)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс тока КЗ;

$B_{K.ном}$  – номинальный тепловой импульс.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по следующей формуле:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (56)$$

Номинальный тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (57)$$

где  $I_{T.C.}$  – номинальный ток термической стойкости аппарата;

$t_{T.C.}$  – номинальное время термической стойкости аппарата, которое принимается равным 3 с.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условию:

$$i_{y\partial} \leq I_{Д.С.}; \quad (58)$$

где  $I_{Д.С.}$  – номинальный ток электродинамической стойкости аппарата.

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для реклоузера TER\_Rec35\_Smart1\_Sub7 представлено в таблице 54.

Таблица 54 – Проверка реклоузера TER\_Rec35\_Smart1\_Sub7

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	277 А	1250 А
$I_{П0} \leq I_{откл.ном}$	4,227 кА	20 кА
$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	0,39 кА	7,07 кА
$B_K \leq B_{К.ном}$	1,47 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с
$i_{y\partial} \leq I_{Д.С.}$	9,85 кА	51 кА

Для установки в КРУ 10 кВ принимаются выключатели ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/1600 У2 в комплекте с ячейками КРУ СЭЩ-70-10 производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» [19].

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для выключателя ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/1600 У2 представлено в таблице 55.

Таблица 55 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЩ-П7-10-20/1600 У2

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	970 А	1600 А
$I_{П0} \leq I_{откл.ном}$	9,866 кА	20 кА
$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	4,59 кА	7,07 кА
$B_K \leq B_{К.ном}$	11,1 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с
$i_{y\partial} \leq I_{Д.С.}$	25,59 кА	50 кА

Таким образом, выбранные реклоузер и выключатели удовлетворяют всем условиям проверки и могут быть приняты к установке.

#### 4.6.2 Выбор и проверка разъединителей

Для установки на ОРУ 35 кВ принимается разъединитель РГПЗ СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» [19].

Условия проверки разъединителей аналогичны выключателям за исключением проверки по отключающей способности, так как разъединители не предназначены для отключения токов КЗ.

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для разъединителя РГПЗ СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1 представлено в таблице 56.

Таблица 56 – Проверка разъединителя РГПЗ СЭЩ-2-II-35/1000 УХЛ1

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	277 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$	9,85 кА	50 кА
Главные ножи		
$B_K \leq B_{K.ном}$	1,47 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с
Заземляющие ножи		
$B_K \leq B_{K.ном}$	1,47 кА <sup>2</sup> ·с	400 кА <sup>2</sup> ·с

Таким образом, можно сделать вывод, что выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям проверки и может быть принят к установке.

#### 4.6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для установки на ОРУ 35 кВ принимаются трансформаторы тока ТЛК-35-300/5 производства ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» [21], которые поставляются в комплекте с реклоузером 35 кВ.

Трансформаторы тока проверяются по номинальному напряжению, номинальному первичному току, нагрузке вторичной обмотки, а также по термической и электродинамической стойкости.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки выполняется по условию:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}; \quad (59)$$

где  $Z_2$  – сопротивление вторичной цепи ТТ;

$Z_{2ном}$  – номинальное допустимое сопротивление вторичной цепи ТТ.

Номинальное допустимое сопротивление вторичной цепи трансформатора тока определяется по следующей формуле:

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}; \quad (60)$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная вторичная нагрузка ТТ;

$I_2$  – вторичный ток ТТ, который равен 5 А.

Сопротивление вторичной цепи ТТ можно определить по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} - Z_{пр} - Z_K; \quad (61)$$

где  $Z_{приб}$  – сопротивление приборов, подключенных к ТТ;

$Z_{пр}$  – сопротивление соединительных проводов;

$Z_K$  – переходное сопротивление, которое в соответствии с [35] принимается равным 0,05 Ом.

Сопротивление приборов определяется по следующей формуле:

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}; \quad (62)$$

где  $S_{приб}$  – мощность нагрузки, потребляемой приборами.

Приборы, подключаемые к вторичной цепи ТТ, приведены в таблице 57.

Таблица 57 – Приборы, подключаемые к вторичной цепи ТТ 35 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЦА 2101	10	10	10

Продолжение таблицы 57

1	2	3	4	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	0	5
Итого		15,1	10,1	15,1

Приближенное значение сопротивления соединительных проводов можно рассчитать по следующей формуле:

$$Z'_{np} = Z_{2ном} - Z_{приб} - Z_K; \quad (63)$$

На основании приближенного значения рассчитывается минимальное сечение провода по следующей формуле:

$$S_{min} = \frac{\gamma \cdot l}{Z'_{np}}; \quad (64)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов, которая для РУ 35 кВ принимается равной 60 м;

$\gamma$  – удельное сопротивление материала, которое для алюминия принимается равным 0,028 Ом·мм<sup>2</sup>/м;

По минимальному расчетному значению выбирается ближайшее большее сечение из стандартного ряда и определяется сопротивление по формуле:

$$Z_{np} = \frac{\gamma \cdot l}{S_{np}}; \quad (65)$$

где  $S_{np}$  – сечение соединительных проводов.

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для трансформаторов тока ТЛК-35-300/5 представлено в таблице 58.

Таблица 58 – Проверка трансформатора тока ТЛК-35-300/5

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	277 А	300 А
$i_{уд} \leq I_{д.с.}$	9,85 кА	80 кА
$B_K \leq B_{К.ном}$	1,47 кА <sup>2</sup> ·с	2976,75 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	0,56 Ом	0,69 Ом

Для установки в КРУ 10 кВ выбраны трансформаторы тока ТШЛ-СЭЦ-10-1000/5 У2 производства ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара». Приборы, подключаемые к вторичной цепи ТТ 10 кВ, приведены в таблице 59.

Таблица 59 – Приборы, подключаемые к вторичной цепи ТТ 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ЦА 2101	10	10	10
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	0,1	0,1	0,1
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	5	0	5
Итого		15,1	10,1	15,1

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для трансформаторов тока ТШЛ-СЭЦ-10-1000/5 У2 представлено в таблице 60.

Таблица 60 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-СЭЦ-10-1000/5 У2

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	10 кВ	100 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	970 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{д.с.}$	25,59 кА	100 кА
$B_K \leq B_{К.ном}$	11,1 кА <sup>2</sup> ·с	4800 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	0,44 Ом	0,46 Ом

Таким образом, можно сделать вывод, что выбранные ТТ удовлетворяют всем условиям проверки и могут быть приняты к установке.

#### 4.6.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Для установки на ОРУ 35 кВ принимается трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-IV-0,5-150 УХЛ1 производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара» [19].

Трансформаторы напряжения проверяются по номинальному напряжению и вторичной нагрузке.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки выполняется по условию:

$$S_2 \leq S_{2ном}; \quad (66)$$

где  $S_2$  – нагрузка вторичной обмотки ТН;

$S_{2ном}$  – номинальная мощность вторичной обмотки ТН.

Для определения нагрузки вторичной обмотки ТН необходимо определить суммарную мощность подключенных приборов. Приборы, подключаемые к вторичной обмотке ТН на РУ 35 кВ, представлены в таблице 61.

Таблица 61 – Приборы, подключаемые к вторичной обмотке ТН 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность одного прибора, ВА	Суммарная потребляемая мощность приборов, ВА
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	1	9	9
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	1	10	10
Вольтметр однофазный	СВ3021-100	1	5	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021-100-3	1	7,5	7,5
Частотомер	СС3021	1	4	4
Итого				35,5

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-IV-0,5-150 УХЛ1 представлено в таблице 62.

Таблица 62 – Проверка ТН марки НАЛИ-СЭЩ-IV-0,5-150 УХЛ1

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	35,5 ВА	150 ВА

Для установки в КРУ 10 кВ принимаются трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-1-0,5-200 У2 также производства ЗАО «ГК «Электроцит» - ТМ Самара».

Приборы, подключаемые к вторичной обмотке ТН на РУ 10 кВ, представлены в таблице 63.

Таблица 63 – Приборы, подключаемые к вторичной обмотке ТН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность одного прибора, ВА	Суммарная потребляемая мощность приборов, ВА
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 234 ARTM	11	9	99
Ваттметр и варметр	СК 3021-5	1	10	10
Вольтметр однофазный	СВ3021-100	1	5	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021-100-3	1	7,5	7,5
Частотомер	СС3021	1	4	4
Итого				125,5

Сопоставление паспортных и расчетных параметров для трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6-1-0,5-200 У2 представлено в таблице 64.

Таблица 64 – Проверка ТН марки НАЛИ-СЭЩ-6-1-0,5-200 У2

Условие проверки	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_2 \leq S_{2ном}$	125,5 ВА	200 ВА

Таким образом, можно сделать вывод, что выбранные ТН удовлетворяет всем условиям проверки и могут быть приняты к установке.

#### 4.7 Выводы по разделу

В данном разделе выполнена техническая проработка оптимального варианта развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО предусматривающего строительство АЭК на территории о. Русский, в ходе которой решены следующие задачи:

1. Определен оптимальный состав источников генерации АЭК на основании минимума LCOE: не менее 11,3 МВт ТЭС и 0,997 МВт ВЭС.

2. Произведен выбор количества и мощности генерирующих установок в составе АЭК. В качестве генерирующих установок для ТЭС выбраны шесть

ГПУ марки KG-2000S/Y мощностью 2000 кВт каждая, а для ВЭС выбраны пять ВЭУ марки AES-200S мощностью 200 кВт каждая.

3. Проработана главная схема подстанции связи АЭК. На ОРУ 35 кВ принимается схема № 35-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем», а для КРУ 10 кВ принимается схема с двумя системами шин (без секционного выключателя). Подключение генерирующих установок предусматривается к линейным ячейкам КРУ 10 кВ с равномерным распределением между секциями. Для присоединения перспективных потребителей АЭК, учитывая 2-ую категорию надежности электроснабжения, предусматривается по одной линейной ячейке на каждой секции шин КРУ 10 кВ.

4. Рассмотрено функционирование АЭК в различных режимах работы. В нормальной схеме предполагается изолированный режим работы АЭК, электроснабжение потребителей полностью обеспечивается собственными источниками генерации. В послеаварийных/ремонтных схемах с отключением генерирующего оборудования АЭК переходит в параллельный режим работы и дефицит мощности компенсируется за счет внешнего перетока мощности из энергосистемы. Управление балансом производства и потребления электрической мощности в АЭК осуществляется ПАК УИС.

5. Выполнен расчет токов КЗ в электрической сети 35-110 кВ с помощью ПК RastrKZ, в ходе которого определены минимальные требования к электродинамической и термической стойкости оборудования на проектируемых объектах и выполнена проверка достаточности отключающей способности коммутационного оборудования на существующих центрах питания.

6. Произведен выбор и проверка основного электротехнического оборудования на ОРУ 35 кВ и КРУ 10 кВ, в том числе выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

## 5 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе представлены результаты расчета основных экономических показателей для выбранного варианта развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО и выполнена оценка инвестиционной привлекательности разработанного проекта с учетом фактора надежности.

### 5.1 Расчет ущерба от перерывов электроснабжения потребителей

Для оценки экономического ущерба от перерыва электроснабжения потребителей необходимо составить расчетную схему для каждого проектируемого объекта и определить комплексные показатели надежности, включая параметр потока отказов, вероятность отказа и среднее время восстановления.

Проектируемые ПС 35 кВ Елена и ПС 110 кВ Курчатовская имеют одинаковые типовые схемы РУ ВН № 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», поэтому расчетная схема для них имеет вид, представленный на рисунке 23. Схема замещения для подстанций также аналогична и представлена на рисунке 24.

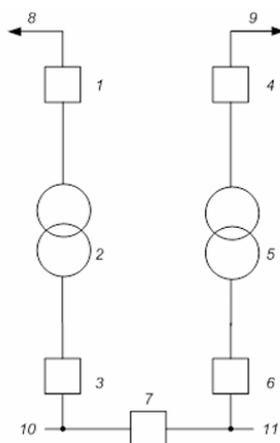


Рисунок 23 – Расчетная схема для ПС 35 кВ Елена и ПС 110 кВ Курчатовская

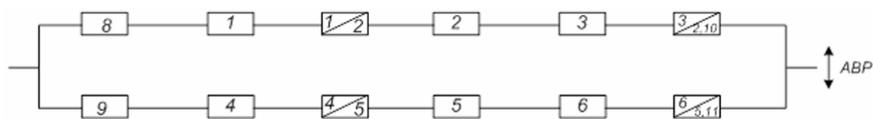


Рисунок 24 – Схема замещения для ПС 35 кВ Елена, ПС 110 кВ Курчатовская

При расчете надежности электроснабжения потребителей АЭК необходимо дополнительно учитывать резервирование питания от генерирующих установок. Расчетная схема в таком случае будет иметь вид, представленный на рисунке 25. Схема замещения для расчета показателей надежности приведена на рисунке 26.

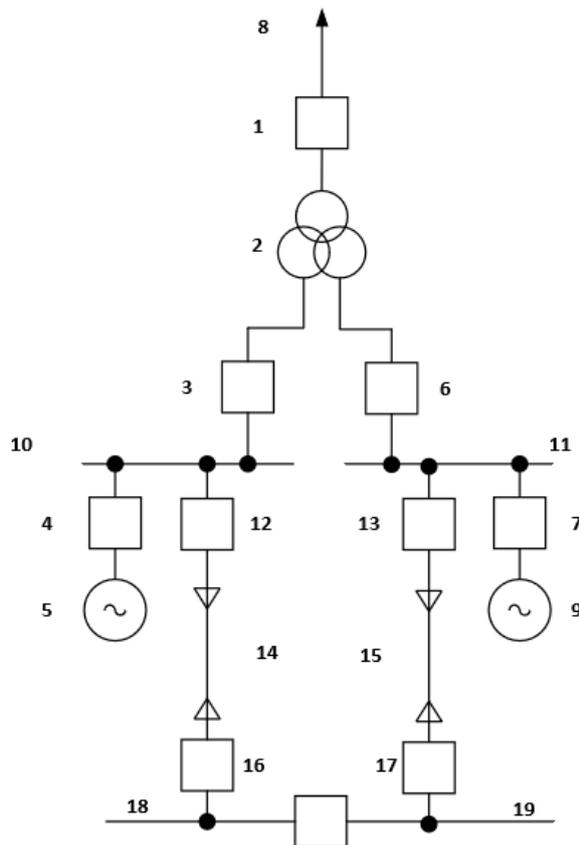


Рисунок 25 – Расчетная схема для подстанции связи АЭК



Рисунок 26 – Схема замещения для подстанции связи АЭК (с учетом резервирования от источников генерации)

В целях оценки влияния резервирования от источников генерации на надежность электроснабжения потребителей АЭК в данной работе был дополнительно выполнен расчет показателей надежности для подстанции связи

АЭК без учета резервирования от генерации. Схема замещения в таком случае будет иметь вид, представленный на рисунке 27.

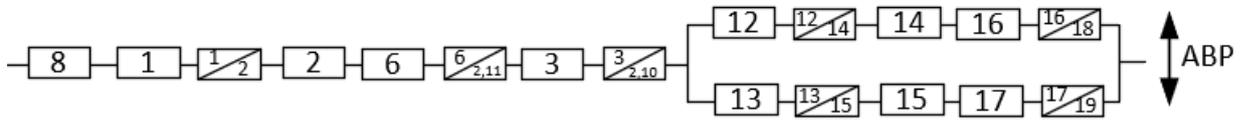


Рисунок 27 – Схема замещения для подстанции связи АЭК (без учета резервирования от источников генерации)

Для определения основных показателей надежности необходимо произвести ряд преобразований в схемах замещения ПС, эквивалентировав последовательно и параллельно соединенные элементы.

Эквивалентные значения параметра потока отказов и вероятности отказа для последовательно соединенных элементов определяются по следующим формулам:

$$\lambda_{\text{экв}}^{\text{послед}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i; \quad (67)$$

где  $\lambda_i$  – параметр потока отказов  $i$ -ого элемента схемы.

$$q_{\text{экв}}^{\text{послед}} = \sum_{i=1}^n q_i; \quad (68)$$

где  $q_i$  – вероятность отказа  $i$ -ого элемента схемы.

Для параллельно соединенных элементов эквивалентные значения параметра потока отказов и вероятности отказа можно определить по следующим формулам:

$$\lambda_{\text{экв}}^{\text{парал}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_j t_{Bj}; \quad (69)$$

где  $t_{Bj}$  – время восстановления  $i$ -ого элемента схемы.

$$q_{\text{экв}}^{\text{парал}} = \prod_{i=1}^n q_i; \quad (70)$$

Среднее время восстановления схемы определяется по формуле:

$$\bar{t}_{B.cx} = \frac{\lambda_{cx}}{q_{cx}}; \quad (71)$$

где  $\lambda_{cx}$  – параметр потока отказов схемы;

$q_{cx}$  – вероятность отказа схемы.

Ущерб от перерыва электроснабжения определяется по формуле:

$$Y = y_0 W_{\text{нед}}; \quad (72)$$

где  $y_0$  – удельная величина ущерба от перерыва электроснабжения;

$W_{\text{нед}}$  – недоотпуск электроэнергии из-за перерывов электроснабжения,

который определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{нед}} = P_{\text{потр}} \cdot q_{cx} \cdot T; \quad (73)$$

где  $P_{\text{потр}}$  – мощность потребления;

$T$  – продолжительность анализируемого периода.

Основные характеристики элементов схемы замещения принимаются на основании справочных данных [8]. Подробный расчет показателей надежности рассматриваемых схем представлен в приложении Т. Результаты расчета сведены в таблицу 65.

Таблица 65 – Результаты расчета ущерба от перерывов электроснабжения

Наименование ПС	Параметр потока отказов схемы, 1/год	Средняя вероятность отказа схемы	Среднее время восстановления схемы, ч	Ущерб от перерывов электроснабжения, тыс.руб/год
ПС 35 кВ Елена	$1,639 \cdot 10^{-4}$	$11,89 \cdot 10^{-8}$	6,35	0,08
ПС 110 кВ Курчатовская	$2,625 \cdot 10^{-4}$	$28,12 \cdot 10^{-8}$	9,38	1,02
С учетом резервирования от источников генерации в составе АЭК				
Подстанция связи АЭК	$63,270 \cdot 10^{-4}$	$768,40 \cdot 10^{-8}$	10,64	11,41
Без учета резервирования от источников генерации в составе АЭК				
Подстанция связи АЭК	$3710,000 \cdot 10^{-4}$	$51250,00 \cdot 10^{-8}$	12,12	760,94
Итого (с учетом резервирования от генерации АЭК)				12,51
Итого (без учета резервирования от генерации АЭК)				762,04

Таким образом, в соответствии с результатами расчета суммарный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей с учетом резервирования от источников генерации в составе АЭК составит 12,51 тыс.руб/год, а без учета резервирования от источников генерации – 762,04 тыс.руб/год.

## 5.2 Определение чистого дисконтированного дохода

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^N \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (74)$$

где  $\mathcal{E}_t$  – чистый денежный поток, который определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_t = O_t - H_t - I_t - K_t - Y; \quad (75)$$

где  $O_t$  – выручка от реализации проекта;

$H_t$  – налог на прибыль.

Выручка от реализации проекта рассчитывается исходя из полезно отпущенной перспективным потребителям электроэнергии по формуле:

$$O_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{э/э}}; \quad (76)$$

где  $C_{\text{э/э}}$  – тариф на услуги по передаче электроэнергии, который принимается равным 5,59 руб/кВт·ч в соответствии с [16].

Расчет ЧДД по вышеуказанным формулам был выполнен в MS Excel, результаты расчета представлены на рисунке 28.

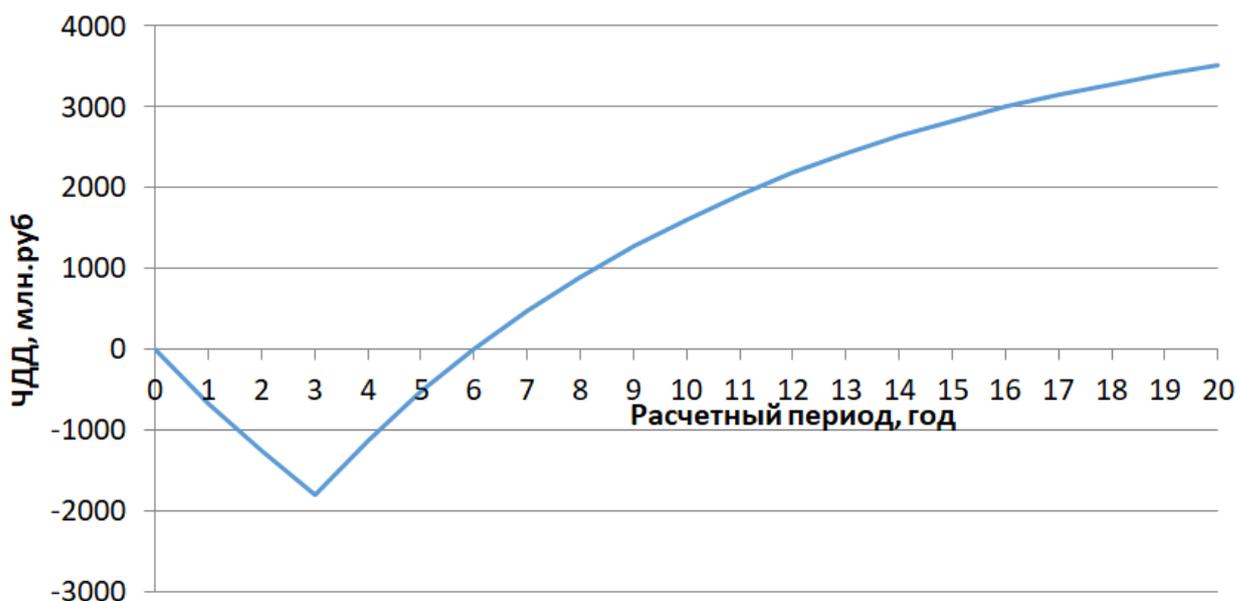


Рисунок 28 – Результаты расчета ЧДД

Таким образом, в соответствии с результатами расчета ЧДД за период в 20 лет составит 3517,3 млн. руб.

### 5.3 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности выбранного варианта развития электрической сети произведена по следующим показателям:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;

- индекс доходности (рентабельности) инвестиций;
- внутренняя норма доходности;
- простой срок окупаемости капиталовложений;
- дисконтированный срок окупаемости капиталовложений.

Чистый доход, накопленный за расчетный период в 20 лет, без учета дисконтирования составляет 15,589 млрд. руб. При ставке дисконтирования 12% за тот же период ЧДД составит 3,517 млрд. руб.

Индекс доходности (рентабельности) определяется по формуле:

$$ИД = \frac{ЧДД}{\sum_{t=1}^N K_t}; \quad (77)$$

$$ИД = \frac{3,517}{2248,6} = 1,56;$$

Внутренняя норма доходности представляет собой процентную ставку, при которой чистая приведённая стоимость будет равна нулю. Данный показатель был рассчитан в MS Excel с помощью встроенной функции «ВСД()» и составил 33,7%.

Простой срок окупаемости капиталовложений согласно результатам расчета, которые представлены на рисунке 29, составляет 5 лет. Дисконтированный срок окупаемости при ставке дисконтирования 12% составит 6 лет.

Для проведения комплексного анализа все рассчитанные экономические показатели и условия оценки их эффективности сведены в таблицу 66.

Таблица 66 – Экономические показатели и условия оценки их эффективности

Показатель	Обозначение	Расчетное значение	Условие оценки эффективности
1	2	3	4
Чистый доход	<i>ЧД</i>	15,589 млрд.руб	<i>ЧД</i> > 0
Чистый дисконтированный доход	<i>ЧДД</i>	3,517 млрд.руб	<i>ЧДД</i> > 0
Индекс доходности (рентабельности)	<i>ИД</i>	1,56	<i>ИД</i> > 1
Внутренняя норма доходности	<i>ВНД</i>	33,7%	<i>ВНД</i> > <i>d</i>

## Продолжение таблицы 66

1	2	3	4
Простой срок окупаемости	$T_{ок}$	5 лет	$T_{ок} > 0$
Дисконтированный срок окупаемости	$T_{ок}^{дисконт}$	6 лет	$T_{ок}^{дисконт} > 0$

Из анализа результатов расчета следует, что проект считается экономически эффективным по совокупности всех рассчитанных показателей.

#### 5.4 Оценка интегрированных системных эффектов

Для комплексной оценки инвестиционной привлекательности принятых в данной работе технических решений использовались не только технико-экономические, но также экологические и социальные эффекты. При этом рассматривались как общесистемные, так и индивидуальные эффекты для потребителей и для сетевой организации. Сводный перечень системных эффектов приведен в таблице 67.

Таблица 67 – Сводный перечень интегрированных системных эффектов

Тип эффекта	Показатель	Значение без учета АЭК	Значение с учетом АЭК	Разница
Для сетевой организации				
Технико-экономический	Затраты на компенсацию потерь мощности в сети	91,58 млн.руб/год	82,56 млн.руб/год	-9,02 млн.руб/год
	Затраты на компенсацию ущерба из-за недоотпуска электроэнергии	0,762 млн.руб/год	0,013 млн.руб/год	-0,75 млн.руб/год
	Затраты на реконструкцию электросетевых объектов	720,76 млн.руб	9,11 млн.руб	-711,65 млн.руб
Для потребителей, присоединяемых к АЭК				
Технико-экономический	Стоимость электроэнергии	5,59 руб/кВт·ч	3,45 руб/кВт·ч	-2,14 руб/кВт·ч
	Оплата услуг по передаче электроэнергии в части ставки за содержание сетей	17,40 млн.руб/мес	8,16 млн.руб/мес	-9,24 млн.руб/мес
Общесистемные				
Экологический	Выбросы CO <sub>2</sub> в атмосферу при выработке электроэнергии	40,72 тыс.т./год	38,69 тыс.т./год	-2,04 тыс.т./год
Социальный	Создание новых рабочих мест			
	Стимулирование развития смежных отраслей и содействие устойчивому социально-экономическому развитию региона			
	Обеспечение доступного, качественного и надежного электроснабжения потребителей			

Системный эффект, отражающий снижение затрат сетевой организации на компенсацию потерь мощности в сети, определялся на основании выпол-

ненных в подразделах 3.4 и 3.5 расчетов и отражает экономическую эффективность от генерации электроэнергии непосредственно вблизи энергопринимающих устройств потребителей. При оценке эффекта от снижения затрат на компенсацию ущерба из-за недоотпуска электроэнергии использовались расчеты из подраздела 5.1 и приложения Т. Снижение затрат на реконструкцию электросетевых объектов в объеме 711,65 млн.руб. обусловлено исключением необходимости реконструкции ПС 220 кВ Русская.

В свою очередь для потребителей, которые присоединяются к АЭК, эффект по снижению стоимости электроэнергии обусловлен низкой себестоимостью производства электроэнергии (LCOE) на генерирующих установках АЭК, значение которой определялось в подразделе 4.1. Снижение стоимости услуг по передаче электроэнергии в части ставки за содержание сетей обусловлено льготными условия для потребителей АЭК, которые обязаны оплачивать данную услугу только в пределах величины разрешенной мощности АЭК равной 5,3 МВт (расчет выполнялся в подразделе 4.4) вместо полной заявленной мощности энергопринимающих устройств равной 11,3 МВт. При расчете эффекта использовалось значение ставки за содержание сетей равное 1539679,69 руб./МВт·ч на основании данных [16].

Экологический эффект по снижению выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу рассчитывался исходя из экономии топлива за счет выработки мощности на ВЭС, которая определялась в подразделе 4.1. Непосредственно сами выбросы CO<sub>2</sub> рассчитывались в соответствии с [12] по следующей по формуле:

$$M_{CO_2} = B_{топл}^{m.y.m.} \cdot K_{CO_2}; \quad (78)$$

где  $B_{топл}^{m.y.m.}$  – объем условного топлива, которое планируется к сжиганию на ТЭС в рассматриваемом периоде;

$K_{CO_2}$  – коэффициент эмиссии CO<sub>2</sub> при сжигании топлива, который для газообразного топлива принимается равным 1,62.

В качестве социальных эффектов от реализации рекомендуемого варианта развития электрической сети можно отметить следующие: повышение уровня занятости населения за счет создания новых рабочих мест, развитие смежных отраслей (газовая инфраструктура, электронная промышленность и т.д.), содействие социально-экономическому развитию региона, а также обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей.

### **5.5 Выводы по разделу**

В данном разделе для проектируемых электросетевых объектов выполнен расчет ожидаемого экономического ущерба от перерывов электроснабжения перспективных потребителей ТОР «Приморье», который в дальнейшем был использован при расчете чистого дисконтированного дохода и других показателей экономической эффективности проекта, в том числе индекса доходности (рентабельности), внутренней нормы доходности, срока окупаемости и т.д. Все полученные расчетным путем показатели удовлетворяют условиям экономической эффективности, что подтверждает целесообразность реализации рекомендуемого варианта развития сети.

Для комплексной оценки эффективности принятых технических решений был рассмотрен ряд системных эффектов в технико-экономическом, экологическом и социальном направлении. Анализ технико-экономических индивидуальных показателей для сетевой организации и для присоединяемых потребителей свидетельствует о том, что предлагаемый вариант развития сети является выгодным для обеих сторон. Применение возобновляемых источников энергии позволяет значительно снизить выбросы парниковых газов в атмосферу при производстве электроэнергии, что соответствует Энергетической стратегии РФ в части декарбонизации топливно-энергетического комплекса и способствует улучшению экологической ситуации в регионе. Ряд социальных эффектов от реализации проекта показывает положительное влияние на социально-экономическое развитие Владивостокского ГО. Таким образом, подтверждается инвестиционная привлекательность проекта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе применение инновационных технологий по интеграции источников распределенной генерации в распределительные электрические сети при проектировании развития электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО для электроснабжения перспективных потребителей ТОР «Приморье» привело к следующим результатам:

1. На основании структурного анализа электрической сети и оценки схемно-режимной ситуации определена необходимость реализации мероприятий по реконструкции существующего электросетевого комплекса при технологическом присоединении перспективных потребителей, в частности увеличение трансформаторной мощности ПС 220 кВ Русская стоимостью порядка 711,7 млн.руб, которые получилось исключить за счет интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети.

2. За счет использования энергоэффективных источников генерации и применения особых тарифных условий для потребителей АЭК снижена на 38% себестоимость электроэнергии и на 53% стоимость услуг по передаче электроэнергии в части ставки за содержание сетей.

3. За счет максимального приближения источников генерации к потребителям снижены на 9,85% потери при передаче электроэнергии и повышена надежность электроснабжения, которая оценивается в снижении потенциального ущерба от перерывов электроэнергии на 0,75 млн.руб/год.

4. Применение ВИЭ в составе АЭК способствует снижению выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу в объеме порядка 2,04 тыс.т/год.

Таким образом, реализация разработанных технических решений по интеграции распределенной генерации в составе АЭК позволит не только обеспечить надежное электроснабжение перспективных потребителей, но и повысить гибкость управления электроэнергетическим режимом, а также получить значительный экономический эффект для потребителя и сетевой организации.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Активный энергетический комплекс: как интегрировать распределенную энергетику в ЕЭС и снизить затраты потребителей АО "СО ЕЭС" // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 2(59). – С. 26-29.

2 Возобновляемая энергетика в России и мире. Аналитический обзор. – М.: РЭА Минэнерго России, 2022. – 105 с.

3 Гордеев, А. В. Сравнительный анализ газопоршневых и газотурбинных установок / А. В. Гордеев, В. А. Михайлов // Фундаментальные и прикладные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации : сборник статей VII Международной научно-практической конференции: в 4 частях, Пенза, 15 ноября 2017 года. Том Часть 1. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2017. – С. 155-159.

4 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: межгосударственный стандарт: изд. офиц. : утв. и введен в действие Приказом Федер. агентства по техн. регулированию и метрологии от 22 июля 2013 г. № 400-ст. — М.: Стандартинформ, 2014.– 20 с.

5 ГОСТ 9680-77 «Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 02.05.2025).

6 ГОСТ Р 58670-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования (утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 19.11.2019 N 1196-ст). – [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.04.2025).

7 Дацко, К. А. Активные энергетические комплексы: энергосистемы в миниатюре и новый способ сэкономить на электричестве. Журнал НТЦ ФСК ЕЭС «РУМ» (Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей) РУМ (595) 5, 2020. [Электронный ресурс] // : URL: [https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/smi/2020/RUM\\_2020-05\\_dacko](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/smi/2020/RUM_2020-05_dacko) (дата обращения: 24.04.2025).

8 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы : [учебное пособие] / В. Г. Китушин. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

9 Климат Владивостока — Рувики: Интернет-энциклопедия [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.ruwiki.ru/wiki> (дата обращения: 13.05.2025).

10 Лисовский, В. В. Анализ влияния распределенной генерации на потери активной мощности в электрической сети / В. В. Лисовский // Молодежь XXI века: шаг в будущее : Материалы XXV региональной научно-практической конференции: в 2 томах, Благовещенск, 22 мая 2024 года. – Благовещенск: Амурская государственная медицинская академия, 2024. – С. 584-585.

11 Лисовский, В. В. Выбор метода оптимизации мест размещения и мощности источников распределенной генерации в распределительных сетях / Н. В. Савина, В. В. Лисовский // День науки : Материалы XXXII научной конференции Амурского государственного университета, Благовещенск, 20 апреля 2023 года. – Благовещенск: Амурский государственный университет, 2023. – С. 84-85.

12 Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – [Электронный ресурс] : Текст: элек-

тронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 28.04.2025).

13 Обзор проблематики интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети / К. Р. Биткулов, Е. А. Кислова, С. А. Зализный, Д. Д. Умурзаков // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2023. – № 12. – С. 3-9.

14 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс] : URL: <https://www.rastrwin.ru/> (дата обращения: 15.04.2025).

15 Официальный сайт администрации Владивостока [Электронный ресурс] : URL: <https://www.vlc.ru/city-environment/> (дата обращения: 18.04.2025).

16 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс] : URL: <https://drsk.ru/> (дата обращения: 26.05.2025).

17 Официальный сайт АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики» [Электронный ресурс] : URL: <https://erdc.ru/> (дата обращения: 15.04.2025)..

18 Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] : URL: . URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 23.04.2025).

19 Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрощит» - ТМ Самара» [Электронный ресурс] : URL: <https://samelektro.nt-rt.ru/> (дата обращения: 28.05.2025).

20 Официальный сайт ОАО «Севкабель-Холдинг» [Электронный ресурс] : URL: <https://sevcable.ru/> (дата обращения: 26.04.2025).

21 Официальный сайт ОАО «СЗТТ» [Электронный ресурс] : URL: <https://cztt.nt-rt.ru/> (дата обращения: 28.05.2025).

22 Официальный сайт ООО "Группа "Зелёные технологии" [Электронный ресурс] : URL: <https://greentec-group.ru/> (дата обращения: 25.05.2025).

23 Официальный сайт ООО «АЭС» [Электронный ресурс] : URL: <http://auction.2disk.ru/index.php> (дата обращения: 26.05.2025).

24 Официальный сайт ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток» [Электронный ресурс] : URL: <https://mrgdv.ru/yuridicheskim-licam/tarify-i-ceny> (дата обращения: 18.04.2025) .

25 Официальный сайт ООО «Кабельный альянс» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.holdcable.com/> (дата обращения: 26.04.2025).

26 Официальный сайт ООО «КАМА-Энергетика» [Электронный ресурс] : URL : <https://www.kama-e.ru/> (дата обращения: 26.05.2025).

27 Официальный сайт ООО «Таврида Электрик» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.tavrida.ru/ter/> (дата обращения: 28.05.2025).

28 Письмо Минстроя России от 19.02.2025 N 8980-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительства на I квартал 2025 года» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.04.2025).

29 Польшгалов, Д. С. Распределенная генерация: тенденции и развитие / Д. С. Польшгалов, М. С. Еловигов // Будущее науки: взгляд молодых ученых на инновационное развитие общества : Сборник научных статей 2-й Всероссийской молодежной научной конференции. В 3-х томах, Курск, 30 мая 2024 года. – Курск: ЗАО "Университетская книга", 2024. – С. 269-271.

30 Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2020 № 320 «"О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.04.2025).

31 Постановление Правительства Российской Федерации от 27 27.05мая .2023 г. № 826 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 25.04.2025).

32 Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238 "Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке

электрической энергии и мощности" [Электронный ресурс] : URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 22.04.2025).

33 Постановление Правительства РФ от 23 января 2015 г. N № 47 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии" [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 26.04.2025).

34 Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. N 449 "О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности" [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 26.04.2025).

35 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

36 Приказ Министерства Энергетики РФ от 23.06.2015 №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» [Электронный ресурс] : URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения: 14.05.2025).

37 Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070 (ред. от 09.12.2024) "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548" [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.04.2025).(Зарегистрировано в Минюсте России 06.12.2022 N 71384).

38 Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.04.2025)..

39 Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 N 507 "Об утверждении требований к управляемому интеллектуальному соединению активных энер-

гетических комплексов" [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 29.04.2025). (Зарегистрировано в Минюсте России 30.10.2020 N 60686).

40 Проценко, П. П. Интеграция распределенной генерации в ЕЭС России в составе активного энергетического комплекса / П. П. Проценко, В. В. Лисовский // Вестник Амурского государственного университета. – 2021. – Вып. 93 : Сер. Естеств. и экон. науки. – С. 79–82.

41 Распоряжение Правительства Российской Федерации РФ от 29 декабря.12 .2023 г. № 4073-р [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.04.2025).

42 Распоряжение Правительства Российской Федерации РФ от 30 декабря 2024 г. N 4153-р «Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 г.» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 29.04.2025).

43 Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 N 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года» [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 29.04.2025).

44 Распределенная энергетика в России: потенциал развития / А. Хохлов, Ю. Мельников, Ф. Веселов [ и др]. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2018. - 89 с.

45 Расчет токов короткого замыкания : учебно-методическое пособие / составители: Э. Ф. Хакимзянов, Ю. В. Писковацкий. – Казань : КГЭУ, 2022. – 67 с.

46 Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Феде-

рации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – [Электронный ресурс] : URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 29.04.2025).

47 Савина Н.В. Методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 150 с.

48 Савина, Н. В. Системный анализ электрических сетей с распределенной генерацией / Н. В. Савина, В. В. Лисовский // Материалы IV Международной научно-практической конференции «Производственные технологии будущего: от создания к внедрению» (г. Комсомольск-на-Амуре, 16-26 февраля 2021 г.). Комсомольск-на-Амуре : ФГБОУ ВО «КНАГУ», 2021. С. 114-116.

49 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун та, 2017. 46 с. – Режим доступа : [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9633.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf).

50 СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99\* Строительная климатология» [Электронный ресурс] : <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/18226/> (дата обращения: 23.04.2025).

51 СП 42.13330 «СНиП 2.07.01-89\* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений», утвержденный Приказом Минстроя России от 30.12.2016 № 1034/пр. [Электронный ресурс] : URL: <https://www.minstroyrf.gov.ru/docs/14465/> (дата обращения: 29.04.2025).

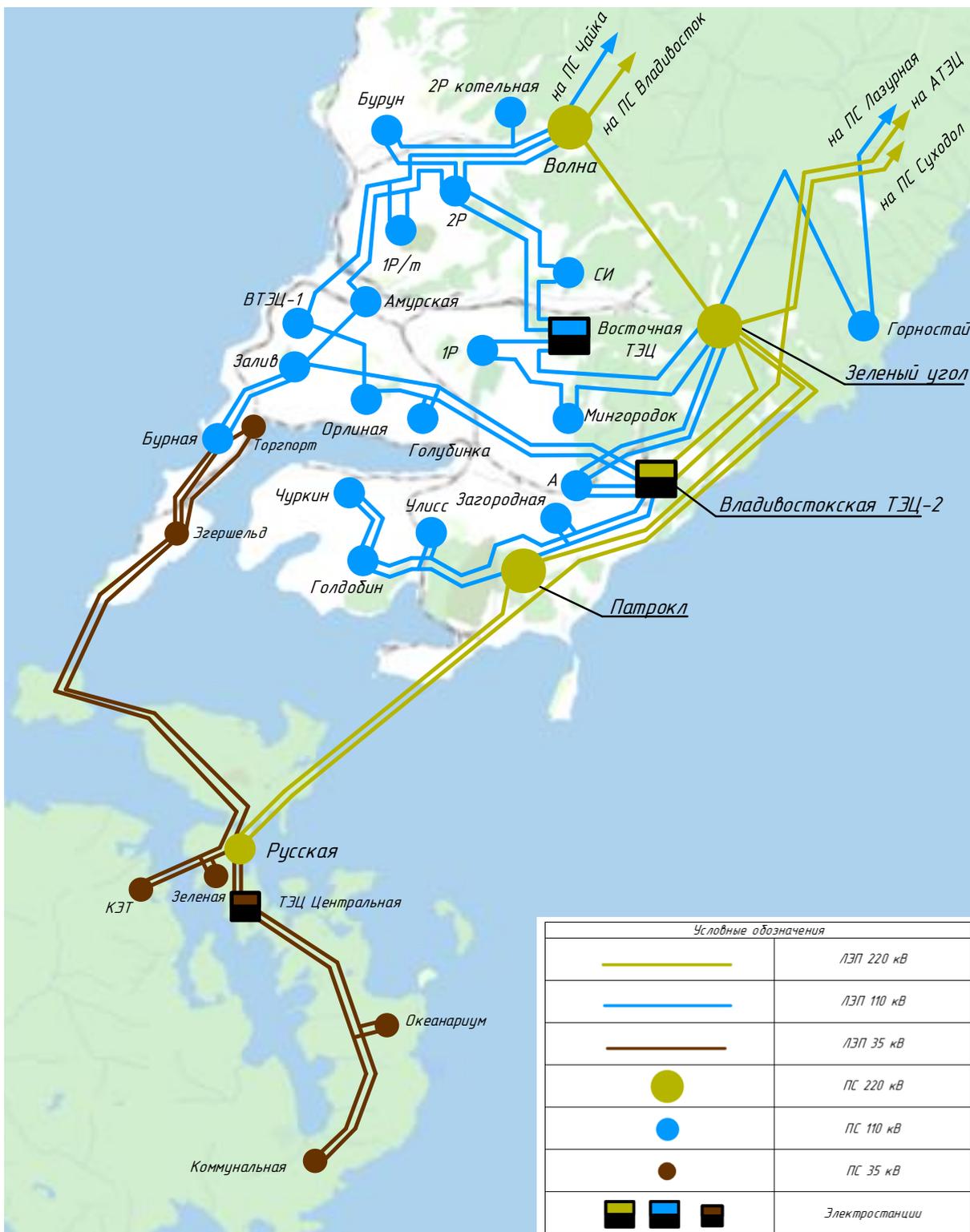
52 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

53 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденный Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.2017 № 343 [Электронный ресурс] : URL: <https://www.rosseti.ru/> (дата обращения: 29.04.2025).

54 Техническая политика Группы РусГидро, утвержденная Советом директоров Общества (Протокол №307 Заседания Совета Директоров ПАО «РусГидро» от 09.04.2020 в ред. протокола от 07.02.2024 №368) [Электронный ресурс] : URL: [https://rushydro.ru/activity/safety/tech\\_policy/](https://rushydro.ru/activity/safety/tech_policy/) (дата обращения: 01.05.2025).

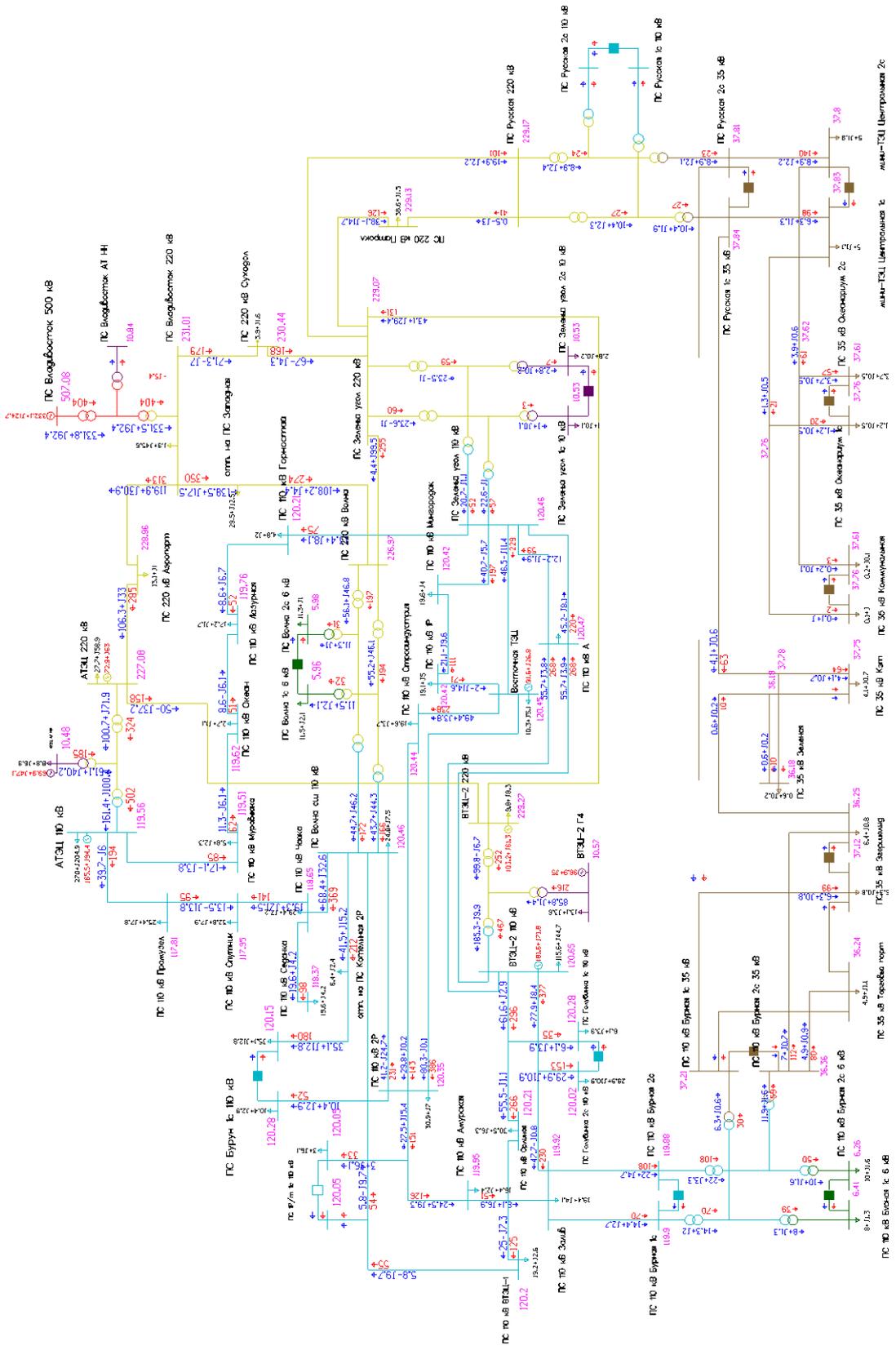
## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Карта-схема электрических сетей Владивостокского ГО



# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Расчетная модель электрической сети 35-110 кВ Владивостокского ГО в ПК RastrWin3



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Результаты верификации расчетной модели в ПК RastrWin3

Таблица В.1 – Верификация расчетной модели по токам в ветвях

Тип	N_нач	N_кон	Название	I <sub>max</sub> , А	Изд, А	Δ, %
1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	17	45787	ПС 110 кВ Промузел - АТЭЦ 110 кВ	304,6	304,0	0,2
ЛЭП	193	10	отп. на ПС Голубинка - ВТЭЦ-2 110 кВ	367,7	360,0	2,1
ЛЭП	7	2137	ПС 220 кВ Аэропорт - ПС Владивосток 220 кВ	327,4	327,0	0,1
ЛЭП	3332	7	АТЭЦ 220 кВ - ПС 220 кВ Аэропорт	298,9	303,0	-1,4
ЛЭП	104	2	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ Чайка	242,4	243,0	-0,2
ЛЭП	1311	145	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 2Р	362,6	370,0	-2,0
ЛЭП	104	3	ПС Волна сш 110 кВ - отп. на ПС Котельная 2Р	211,7	212,0	-0,1
ЛЭП	1174	1186	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	63,6	64,0	-0,6
ЛЭП	10	4	ВТЭЦ-2 110 кВ - отп. 1 на ПС Голубинка	282,1	278,0	1,5
ЛЭП	1311	143	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ Стройиндустрия	225,8	223,0	1,3
ЛЭП	1184	1130	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - ПС 110 кВ Бурная 1с	112,3	109,0	3,0
ЛЭП	5552	2137	отп. на ПС Западная - ПС Владивосток 220 кВ	340,0	355,0	-4,2
ЛЭП	3	11115	отп. на ПС Котельная 2Р - ПС Бурун 2с 110 кВ	179,2	179,0	0,1
ЛЭП	104	145	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ 2Р	249,9	255,0	-2,0
ЛЭП	4	23425	отп. 1 на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Орлиная	253,3	250,0	1,3
ЛЭП	6	17	ПС 110 кВ Спутник - ПС 110 кВ Промузел	171,1	171,0	0,1
ЛЭП	193	199	отп. на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Залив	221,2	215,0	2,9
ЛЭП	1213	1175	ПС 110 кВ Бурная 2с - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	98,8	100,0	-1,2
ЛЭП	10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	266,2	271,0	-1,8
ЛЭП	10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	266,0	271,0	-1,8
ЛЭП	1103	1104	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патрокл	126,3	128,0	-1,3
ЛЭП	11	5552	ПС 220 кВ Волна - отп. на ПС Западная	263,7	280,0	-5,8
ЛЭП	1108	115	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ А	217,5	227,0	-4,2
ЛЭП	4442	2137	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	173,8	167,0	4,1
ЛЭП	1103	4442	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	163,2	157,0	4,0
ЛЭП	11	1103	ПС 220 кВ Волна - ПС Зеленый угол 220 кВ	246,9	235,0	5,1
ЛЭП	1311	1108	Восточная ТЭЦ - ПС Зеленый угол 110 кВ	201,7	208,0	-3,0
ЛЭП	1103	1177	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	100,9	101,0	-0,1
ЛЭП	1108	151	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Мингородок	180,9	181,0	0,0
ЛЭП	15	3332	ВТЭЦ-2 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	140,3	137,0	2,4
ЛЭП	143	145	ПС 110 кВ Стройиндустрия - ПС 110 кВ 2Р	133,6	131,0	2,0
ЛЭП	145	135	ПС 110 кВ 2Р - отп. на ПС 1Р/Т	160,7	164,0	-2,0
ЛЭП	15	1103	ВТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	120,4	112,0	7,5
ЛЭП	1210	1221	ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Центральная 2с	140,1	141,0	-0,6
ЛЭП	1108	2222	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Горностай	97,2	102,0	-4,7
ЛЭП	151	148	ПС 110 кВ Мингородок - ПС 110 кВ 1Р	95,0	96,0	-1,0
ЛЭП	1232	1233	отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 2с	57,3	58,0	-1,2
ЛЭП	134	135	ПС 110 кВ Амурская - отп. на ПС 1Р/Т	135,3	140,0	-3,3
ЛЭП	1209	1174	ПС Русская 1с 35 кВ - отп.1 на ПС Зеленая	63,4	64,0	-1,0
ЛЭП	199	1118	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с	108,4	105,0	3,2
ЛЭП	23425	78785	ПС 110 кВ Орлиная - ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	116,7	113,0	3,3
ЛЭП	2222	12237	ПС 110 кВ Горностай - ПС 110 кВ Лазурная	73,2	78,0	-6,1
ЛЭП	1221	1232	мини-ТЭЦ Центральная 2с - отп.2 на ПС Океанариум	60,5	61,0	-0,8
ЛЭП	2	5	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Седанка	96,9	97,0	-0,2
ЛЭП	199	1119	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с	70,3	72,0	-2,3
ЛЭП	1311	148	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 1Р	65,2	67,0	-2,7
ЛЭП	145	44444	ПС 110 кВ 2Р - ПС Бурун 1с 110 кВ	51,8	52,0	-0,4
ЛЭП	1104	1177	ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ	40,9	41,0	-0,2
ЛЭП	1209	1222	ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Центральная 1с	98,3	100,0	-1,7

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	1177	1179	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	27,1	27,0	0,4
ЛЭП	199	134	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Амурская	60,2	63,0	-4,4
ЛЭП	78785	55555	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1 - отп.2 на ПС 1Р/т	62,1	60,0	3,5
ЛЭП	104	55555	ПС Волна сш 110 кВ - отп.2 на ПС 1Р/т	61,2	57,0	7,4
ЛЭП	115	1108	ПС 110 кВ А - ПС Зеленый угол 110 кВ	58,5	61,0	-4,0
Тр-р	1177	1178	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	23,5	24,0	-2,0
ЛЭП	45787	7123	АТЭЦ 110 кВ - ПС 110 кВ Муравейка	56,1	52,0	7,9
ЛЭП	66547	7123	ПС 110 кВ Океан - ПС 110 кВ Муравейка	34,0	32,0	6,2
ЛЭП	1235	1236	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 1с	19,9	21,0	-5,3
ЛЭП	12237	66547	ПС 110 кВ Лазурная - ПС 110 кВ Океан	24,8	23,0	7,8
ЛЭП	1222	1235	мини-ТЭЦ Центральная 1с - отп.1 на ПС Океанариум	21,3	21,0	1,2
ЛЭП	1184	1185	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - отп.2 на ПС Зеленая	10,1	10,0	0,9
ЛЭП	1185	1173	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	10,1	10,0	0,9
ЛЭП	1232	1239	отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммунальная 2с	3,4	3,5	-1,9
ЛЭП	1235	1238	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммунальная 1с	1,5	1,4	9,8
Тр-р	3332	99999	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ нейтр	352,1	331,0	6,4
Тр-р	9899	888	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток АТ нейтр	403,9	412,0	-2,0
ЛЭП	2	6	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Спутник	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	55555	121235	отп.2 на ПС 1Р/т - ПС 1Р/т 2с 110 кВ	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	1187	1213	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 2с	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	1210	1175	ПС Русская 2с 35 кВ - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	0,0	0,0
Тр-р	1119	1127	ПС 110 кВ Бурная 1с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	70,3	73,0	-3,7
Тр-р	1118	1126	ПС 110 кВ Бурная 2с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	108,4	105,0	3,2
Тр-р	1103	1132	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	56,4	56,0	0,8
Тр-р	1103	1131	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	56,2	57,0	-1,3
Тр-р	15	14	ВТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	238,3	240,0	-0,7
Тр-р	11	13	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	185,7	187,0	-0,7
Тр-р	11	12	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	188,6	190,0	-0,7
ЛЭП	1174	1173	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	1185	1186	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	0,0	0,0	0,0
ЛЭП	1187	1175	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	0,0	0,0

Таблица В.2 – Верификация расчетной модели по напряжению в узлах

Номер	Название	Uном, кВ	U, кВ	Uкдз, кВ	Δ, %
1	2	3	4	5	6
10	ВТЭЦ-2 110 кВ	110	120,65	120,65	0,0
115	ПС 110 кВ А	110	120,47	120,47	0,0
1187	ПС 35 кВ Торгпорт 1с	35	36,25	36,45	-0,6
1184	ПС 35 кВ Эгершельд 2с	35	36,26	37,11	-2,3
1175	ПС 35 кВ Эгершельд 1с	35	37,13	36,35	2,1
1186	ПС 35 кВ Кэт	35	37,75	37,72	0,1
199	ПС 110 кВ Залив	110	119,95	119,92	0,0
134	ПС 110 кВ Амурская	110	119,99	119,96	0,0
104	ПС Волна сш 110 кВ	110	120,68	120,66	0,0
1202	ПС Волна 2с 6 кВ	6	5,99	6,09	-1,6
143	ПС 110 кВ Стройиндустрия	110	120,44	120,44	0,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6
145	ПС 110 кВ 2Р	110	120,41	120,41	0,0
148	ПС 110 кВ 1Р	110	120,42	120,42	0,0
151	ПС 110 кВ Мингородок	110	120,42	120,42	0,0
1173	ПС 35 кВ Зеленая	35	36,19	37,07	-2,4
11	ПС 220 кВ Волна	220	227,07	227,19	-0,1
15	ВТЭЦ-2 220 кВ	220	229,27	229,27	0,0
16	ВТЭЦ-2 Г4	10	10,57	10,54	0,3
1103	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	229,09	229,19	0,0
1108	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	120,46	120,46	0,0
1104	ПС 220 кВ Патрокл	220	229,15	229,19	0,0
1118	ПС 110 кВ Бурная 2с	110	119,92	119,89	0,0
1119	ПС 110 кВ Бурная 1с	110	119,93	119,9	0,0
1130	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	35	37,23	37,22	0,0
1213	ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	35	36,37	36,45	-0,2
1128	ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	6	6,26	6,36	-1,6
1129	ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	6	6,41	6,23	2,9
1177	ПС Русская 220 кВ	220	229,20	229,22	0,0
1209	ПС Русская 1с 35 кВ	35	37,84	37,83	0,0
1210	ПС Русская 2с 35 кВ	35	37,81	37,78	0,1
1311	Восточная ТЭЦ	110	120,45	120,45	0,0
1221	мини-ТЭЦ Центральная 2с	35	37,81	37,77	0,1
1222	мини-ТЭЦ Центральная 1с	35	37,83	37,82	0,0
1233	ПС 35 кВ Океанариум 2с	35	37,61	37,59	0,1
1236	ПС 35 кВ Океанариум 1с	35	37,76	37,74	0,1
1238	ПС 35 кВ Коммунальная 1с	35	37,76	37,74	0,1
1239	ПС 35 кВ Коммунальная 2с	35	37,61	37,59	0,1
1133	ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,53	10,45	0,8
2222	ПС 110 кВ Горноста́й	110	120,21	120,2	0,0
3332	АТЭЦ 220 кВ	220	227,01	227,29	-0,1
4442	ПС 220 кВ Суходол	220	230,45	231,47	-0,4
6662	ПС Волна 1с 6 кВ	6	5,98	6,07	-1,5
2	ПС 110 кВ Чайка	110	119,76	119,71	0,0
44444	ПС Бурун 1с 110 кВ	110	120,35	120,34	0,0
1515	ПС Голубинка 1с 110 кВ	110	120,35	120,33	0,0
656565	ПС Голубинка 2с 110 кВ	110	120,04	120,04	0,0
23425	ПС 110 кВ Орлиная	110	120,30	120,29	0,0
78785	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	110	120,31	120,29	0,0
121235	ПС 1Р/Т 2с 110 кВ	110	120,10	120,08	0,0
213135	ПС 1Р/Т 1с 110 кВ	110	120,10	120,49	-0,3
11115	ПС Бурун 2с 110 кВ	110	120,37	120,33	0,0
5	ПС 110 кВ Седанка	110	119,49	119,42	0,1
6	ПС 110 кВ Спутник	110	113,84	113,89	0,0
17	ПС 110 кВ Промузел	110	114,47	114,49	0,0
45787	АТЭЦ 110 кВ	110	119,56	119,56	0,0
12237	ПС 110 кВ Лазурная	110	119,76	119,72	0,0
66547	ПС 110 кВ Океан	110	119,62	119,59	0,0
7123	ПС 110 кВ Муравейка	110	119,51	119,49	0,0
2137	ПС Владивосток 220 кВ	220	231,01	231,47	-0,2
7	ПС 220 кВ Аэропорт	220	228,92	229,29	-0,2
8	ПС Владивосток АТ НН	10	10,84	10,19	6,4
9899	ПС Владивосток 500 кВ	500	507,08	507,09	0,0
11119	АТЭЦ АТ НН	10	10,48	10,48	0,0

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Результаты расчетов режимов для существующей электрической сети Владивостокского ГО

Таблица Г.1 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме по данным КДЗ 2024 года

N_нач	N_кон	Название	I_max, А	Iдоп_25_ ДДТН, А	I_доп_ обор_ ДДТН, А	Iдоп_расч _ДДТН, А	I_загр, %
1	2	3	4	5	6	7	8
17	45787	ПС 110 кВ Промузел - АТЭЦ 110 кВ	304,6	337	600	434,73	70,1
193	10	отп. на ПС Голубинка - ВТЭЦ-2 110 кВ	367,7	497	1000	641,13	57,3
7	2137	ПС 220 кВ Аэропорт - ПС Владивосток 220 кВ	328,1	588	1000	588	55,8
3332	7	АТЭЦ 220 кВ - ПС 220 кВ Аэропорт	299,5	588	1000	588	50,9
104	2	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ Чайка	242,4	375	600	483,75	50,1
1311	145	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 2Р	362,5	601	1000	775,29	46,8
3	11115	отп. на ПС Котельная 2Р - ПС Бурун 2с 110 кВ	179,2	375	400	400	44,8
1174	1186	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	63,6	220	150	150	42,4
10	4	ВТЭЦ-2 110 кВ - отп. 1 на ПС Голубинка	282,1	577	1000	744,33	37,9
1311	143	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ Стройиндустрия	225,8	600	600	600	37,6
1184	1130	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	112,3	329	300	300	37,4
5552	2137	отп. на ПС Западная - ПС Владивосток 220 кВ	340,2	710	1250	915,9	37,1
104	145	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ 2Р	249,8	680	680	680	36,7
4	23425	отп. 1 на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Орлиная	253,3	554	1000	714,66	35,4
6	17	ПС 110 кВ Спутник - ПС 110 кВ Промузел	171,1	375	600	483,75	35,4
104	3	ПС Волна сш 110 кВ - отп. на ПС Котельная 2Р	211,7	605	600	600	35,3
1213	1175	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	98,8	329	300	300	32,9
10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	266,2	680	815	815	32,7
10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	266,0	680	815	815	32,6
1103	1104	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патрокл	126,3	435	600	435	29,0
11	5552	ПС 220 кВ Волна - отп. на ПС Западная	263,9	710	1000	915,9	28,8
193	199	отп. на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Залив	221,2	605	1000	780,45	28,3
1108	115	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ А	217,5	597	1000	770,13	28,2
4442	2137	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	173,9	690	630	630	27,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1103	4442	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	163,4	860	630	630	25,9
11	1103	ПС 220 кВ Волна - ПС Зеленый угол 220 кВ	247,0	790	1000	1000	24,7
1311	1108	Восточная ТЭЦ - ПС Зеленый угол 110 кВ	201,7	642	1000	828,18	24,4
1103	1177	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	100,9	435	600	435	23,2
1108	151	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Мингородок	180,9	605	1000	780,45	23,2
143	145	ПС 110 кВ Стройиндустрия - ПС 110 кВ 2Р	133,5	605	600	600	22,3
15	3332	ВТЭЦ-2 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	140,1	680	630	630	22,2
1187	1130	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	80,0	285	400	367,65	21,8
145	135	ПС 110 кВ 2Р - отп. на ПС 1Р/т	160,7	605	750	750	21,4
15	1103	ВТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	120,2	565	1000	565	21,3
1210	1221	ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Центральная 2с	140,1	525	0	677,25	20,7
1108	2222	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Горностай	97,3	375	600	483,75	20,1
151	148	ПС 110 кВ Мингородок - ПС 110 кВ 1Р	95,0	375	600	483,75	19,6
656565	193	ПС Голубинка 2с 110 кВ - отп. на ПС Голубинка	153,1	605	1000	780,45	19,6
23425	78785	ПС 110 кВ Орлиная - ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	116,7	539	600	600	19,5
1232	1233	отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 2с	57,3	375	300	300	19,1
134	135	ПС 110 кВ Амурская - отп. на ПС 1Р/т	135,3	605	750	750	18,0
1209	1174	ПС Русская 1с 35 кВ - отп.1 на ПС Зеленая	63,4	275	0	354,75	17,9
199	1118	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с	108,4	489	710	630,81	17,2
2	5	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Седанка	96,9	605	600	600	16,1
2222	12237	ПС 110 кВ Горностай - ПС 110 кВ Лазурная	73,3	375	600	483,75	15,2
1209	1222	ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Центральная 1с	98,3	525	0	677,25	14,5
145	44444	ПС 110 кВ 2Р - ПС Бурун 1с 110 кВ	51,8	375	400	400	12,9
1221	1232	мини-ТЭЦ Центральная 2с - отп.2 на ПС Океанариум	60,5	375	0	483,75	12,5
199	1119	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с	70,3	489	710	630,81	11,1
1311	148	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 1Р	65,2	600	600	600	10,9
78785	55555	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1 - отп.2 на ПС 1Р/т	62,1	605	600	600	10,3
104	55555	ПС Волна сш 110 кВ - отп.2 на ПС 1Р/т	61,2	605	600	600	10,2
1104	1177	ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ	40,9	435	630	435	9,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
45787	7123	АТЭЦ 110 кВ - ПС 110 кВ Муравейка	56,0	605	600	600	9,3
199	134	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Амурская	60,2	605	750	750	8,0
115	1108	ПС 110 кВ А - ПС Зеленый угол 110 кВ	58,5	605	1000	780,45	7,5
66547	7123	ПС 110 кВ Океан - ПС 110 кВ Муравейка	33,9	375	600	483,75	7,0
135	213135	отп. на ПС 1Р/т - ПС 1Р/т 1с 110 кВ	32,7	375	600	483,75	6,8
1235	1236	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 1с	19,9	375	300	300	6,6
12237	66547	ПС 110 кВ Лазурная - ПС 110 кВ Океан	24,7	375	600	483,75	5,1
1515	4	ПС Голубинка 1с 110 кВ - отп. 1 на ПС Голубинка	34,7	605	1000	780,45	4,5
1222	1235	мини-ТЭЦ Центральная 1с - отп.1 на ПС Океанариум	21,3	375	0	483,75	4,4
1184	1185	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - отп.2 на ПС Зеленая	10,1	265	300	300	3,4
1185	1173	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	10,1	375	0	483,75	2,1
1232	1239	отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммунальная 2с	3,4	375	300	300	1,1
1235	1238	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммунальная 1с	1,5	375	300	300	0,5
2	6	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Спутник	0,0	337	600	434,73	0,0
55555	121235	отп.2 на ПС 1Р/т - ПС 1Р/т 2с 110 кВ	0,0	375	600	483,75	0,0
1187	1213	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	0,0	285	400	367,65	0,0
1210	1175	ПС Русская 2с 35 кВ - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	275	300	300	0,0
1174	1173	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	0,0	375	0	483,75	0,0
1185	1186	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	0,0	375	300	300	0,0
1187	1175	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	300	300	300	0,0

Таблица Г.2 – Загрузка трансформаторов (автотрансформаторов) в нормальном режиме по данным КДЗ 2024 года

N_нач	N_кон	Название	I max, А	I ном, А	I загр, %
1	2	3	4	5	6
14	10	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1 - ВТЭЦ-2 110 кВ	453,7	626,0	72,5
9899	888	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток АТ нейтр	404,3	578,5	69,9
888	2137	ПС Владивосток АТ нейтр - ПС Владивосток 220 кВ	404,0	578,5	69,8
14	16	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1 - ВТЭЦ-2 Г4	215,6	313,0	68,9
99999	45787	АТЭЦ АТ нейтр - АТЭЦ 110 кВ	533,0	860,0	62,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6
11	12	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	188,7	314,0	60,1
11	13	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	185,7	314,0	59,1
1118	1126	ПС 110 кВ Бурная 2с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	108,4	200,8	54,0
12	104	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2 - ПС Волна сш 110 кВ	163,8	314,0	52,2
13	104	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1 - ПС Волна сш 110 кВ	158,3	314,0	50,4
99999	11119	АТЭЦ АТ нейтр - АТЭЦ АТ НН	186,7	430,0	43,4
3332	99999	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ нейтр	352,9	860,0	41,0
15	14	ВТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	238,3	626,0	38,1
1103	1132	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	56,4	158,0	35,7
1103	1131	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	56,3	158,0	35,6
1119	1127	ПС 110 кВ Бурная 1с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	70,3	200,8	35,0
1179	1209	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русская 1с 35 кВ	27,0	79,0	34,2
1132	1108	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2 - ПС Зеленый угол 110 кВ	51,8	158,0	32,8
1131	1108	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1 - ПС Зеленый угол 110 кВ	51,2	158,0	32,4
1178	1210	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2с 35 кВ	23,4	79,0	29,7
1126	1130	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	58,7	200,8	29,2
1126	1128	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	49,5	200,8	24,7
13	6662	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1 - ПС Волна 1с 6 кВ	31,6	157,0	20,1
12	1202	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2 - ПС Волна 2с 6 кВ	30,6	157,0	19,5
1127	1129	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	38,7	200,8	19,3
1177	1179	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	27,1	158,0	17,1
1127	1213	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	30,2	200,8	15,0
1177	1178	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	23,5	158,0	14,9
1131	1133	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1 - ПС Зеленый угол 10 кВ	5,0	79,0	6,3
1132	1133	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2 - ПС Зеленый угол 10 кВ	4,6	79,0	5,9
888	8	ПС Владивосток АТ нейтр - ПС Владивосток АТ НН	0,0	289,3	0,0
1179	1207	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русская 1с 110 кВ	0,0	158,0	0,0
1178	1	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2с 110 кВ	0,0	158,0	0,0

Таблица Г.3 – Отклонение напряжения в узлах в нормальном режиме по данным КДЗ 2024 года

Номер	Название	Уном, кВ	Урасч, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
10	ВТЭЦ-2 110 кВ	110	120,7	9,7
115	ПС 110 кВ А	110	120,5	9,5
193	отп. на ПС Голубинка	110	120,0	9,1
1187	ПС 35 кВ Торгпорт 1с	35	36,2	3,6
1184	ПС 35 кВ Эгершельд 2с	35	36,3	3,6
1175	ПС 35 кВ Эгершельд 1с	35	37,1	6,1
1174	отп.1 на ПС Зеленая	35	37,8	8,0
1173	ПС 35 кВ Зеленая	35	36,2	3,4
1185	отп.2 на ПС Зеленая	35	36,2	3,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5
1186	ПС 35 кВ Кэт	35	37,8	7,9
199	ПС 110 кВ Залив	110	120,0	9,0
134	ПС 110 кВ Амурская	110	120,0	9,1
135	отп. на ПС 1Р/т	110	120,1	9,2
104	ПС Волна сш 110 кВ	110	120,7	9,7
12	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	220	214,9	-2,3
13	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	220	215,0	-2,3
1202	ПС Волна 2с 6 кВ	6	6,0	-0,1
143	ПС 110 кВ Стройиндустрия	110	120,4	9,5
145	ПС 110 кВ 2Р	110	120,4	9,5
148	ПС 110 кВ 1Р	110	120,4	9,5
151	ПС 110 кВ Мингородок	110	120,4	9,5
11	ПС 220 кВ Волна	220	227,1	3,2
15	ВТЭЦ-2 220 кВ	220	229,3	4,2
14	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	220	229,6	4,4
16	ВТЭЦ-2 Г4	10	10,6	5,7
1103	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	229,1	4,1
1108	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	120,5	9,5
1104	ПС 220 кВ Патрокл	220	229,2	4,2
1118	ПС 110 кВ Бурная 2с	110	119,9	9,0
1119	ПС 110 кВ Бурная 1с	110	119,9	9,0
1126	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	110	118,5	7,8
1127	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	110	121,3	10,3
1130	ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	35	36,4	3,9
1213	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	35	37,2	6,4
1128	ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	6	6,3	4,3
1129	ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	6	6,4	6,8
1177	ПС Русская 220 кВ	220	229,2	4,2
1178	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	220	228,0	3,7
1179	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	220	228,1	3,7
1207	ПС Русская 1с 110 кВ	110	0,0	0,0
1209	ПС Русская 1с 35 кВ	35	37,8	8,1
1210	ПС Русская 2с 35 кВ	35	37,8	8,0
1311	Восточная ТЭЦ	110	120,5	9,5
1221	мини-ТЭЦ Центральная 2с	35	37,8	8,0
1222	мини-ТЭЦ Центральная 1с	35	37,8	8,1
1232	отп.2 на ПС Океанариум	35	37,6	7,5
1233	ПС 35 кВ Океанариум 2с	35	37,6	7,5
1235	отп.1 на ПС Океанариум	35	37,8	7,9
1236	ПС 35 кВ Океанариум 1с	35	37,8	7,9
1238	ПС 35 кВ Коммунальная 1с	35	37,8	7,9
1239	ПС 35 кВ Коммунальная 2с	35	37,6	7,5
1131	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	220	229,1	4,1
1133	ПС Зеленый угол 10 кВ	10	10,5	5,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5
1132	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	220	229,1	4,1
1	ПС Русская 2с 110 кВ	110	0,0	0,0
2222	ПС 110 кВ Горностаи	110	120,2	9,3
3332	АТЭЦ 220 кВ	220	227,0	3,2
4442	ПС 220 кВ Суходол	220	230,5	4,8
5552	отп. на ПС Западная	220	228,9	4,1
6662	ПС Волна 1с 6 кВ	6	6,0	-0,4
2	ПС 110 кВ Чайка	110	119,8	8,9
3	отп. на ПС Котельная 2Р	110	120,6	9,6
44444	ПС Бурун 1с 110 кВ	110	120,4	9,4
4	отп. 1 на ПС Голубинка	110	120,4	9,4
55555	отп.2 на ПС 1Р/т	110	120,5	9,5
1515	ПС Голубинка 1с 110 кВ	110	120,4	9,4
656565	ПС Голубинка 2с 110 кВ	110	120,0	9,1
23425	ПС 110 кВ Орлиная	110	120,3	9,4
78785	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	110	120,3	9,4
121235	ПС 1Р/т 2с 110 кВ	110	120,1	9,2
213135	ПС 1Р/т 1с 110 кВ	110	120,1	9,2
11115	ПС Бурун 2с 110 кВ	110	120,4	9,4
5	ПС 110 кВ Седанка	110	119,5	8,6
6	ПС 110 кВ Спутник	110	113,8	3,5
17	ПС 110 кВ Промузел	110	114,5	4,1
45787	АТЭЦ 110 кВ	110	119,6	8,7
12237	ПС 110 кВ Лазурная	110	119,8	8,9
66547	ПС 110 кВ Океан	110	119,6	8,7
7123	ПС 110 кВ Муравейка	110	119,5	8,6
2137	ПС Владивосток 220 кВ	220	231,0	5,0
7	ПС 220 кВ Аэропорт	220	228,9	4,1
888	ПС Владивосток АТ нейтр	500	492,6	-1,5
8	ПС Владивосток АТ НН	10	10,8	8,4
9899	ПС Владивосток 500 кВ	500	507,1	1,4
99999	АТЭЦ АТ нейтр	220	225,3	2,4
11119	АТЭЦ АТ НН	10	10,5	4,8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица Г.4 – Результаты расчета послеаварийных/ремонтных режимов по данным КДЗ 2024 года

Контролируемый элемент	Параметр	Аварийное отключение											
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-4, А, Б (обмотка ВН) Владивостокская ТЭЦ-2	I, А	251	252	0	307	279	252	252	252	252	171	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	40,2	40,2	0,0	49,1	44,5	40,2	40,2	40,2	40,2	27,3	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-4, А, Б (обмотка СН) Владивостокская ТЭЦ-2	I, А	467	467	0	523	494	467	467	467	467	387	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	74,6	74,6	0,0	83,5	78,9	74,6	74,6	74,6	74,6	61,8	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-4, А, Б (обмотка НН) Владивостокская ТЭЦ-2	I, А	216	216	0	216	216	216	216	216	216	216	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	68,9	68,9	0,0	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-1 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Волна	I, А	193	194	282	0	201	194	194	194	194	202	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	61,5	61,6	89,9	0,0	63,9	61,8	61,8	61,8	61,8	64,3	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Волна	I, А	196	197	286	240	204	197	197	197	197	205	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	62,5	62,6	91,2	76,3	64,9	62,8	62,8	62,8	62,8	65,3	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-1 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Зеленый угол	I, А	60	60	138	74	0	60	60	60	60	81	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	37,8	37,8	87,2	46,6	0,0	37,7	37,7	37,7	37,7	51,5	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Зеленый угол	I, А	59	59	138	73	67	59	59	59	59	81	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	37,6	37,6	87,1	46,5	42,2	37,5	37,5	37,5	37,5	51,4	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-1 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Русская	I, А	27	27	27	27	27	0	27	11	27	27	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	17,2	17,2	17,2	17,1	17,1	0,0	17,2	6,7	17,2	17,2	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
АТ-1 (обмотка НН) ПС 220 кВ Русская	I, А	27	27	27	27	27	0	27	10	27	27	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	
	I/Ддтн, %	34,3	34,2	34,2	34,2	34,2	0,0	34,2	13,3	34,2	34,2	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 - А №1	

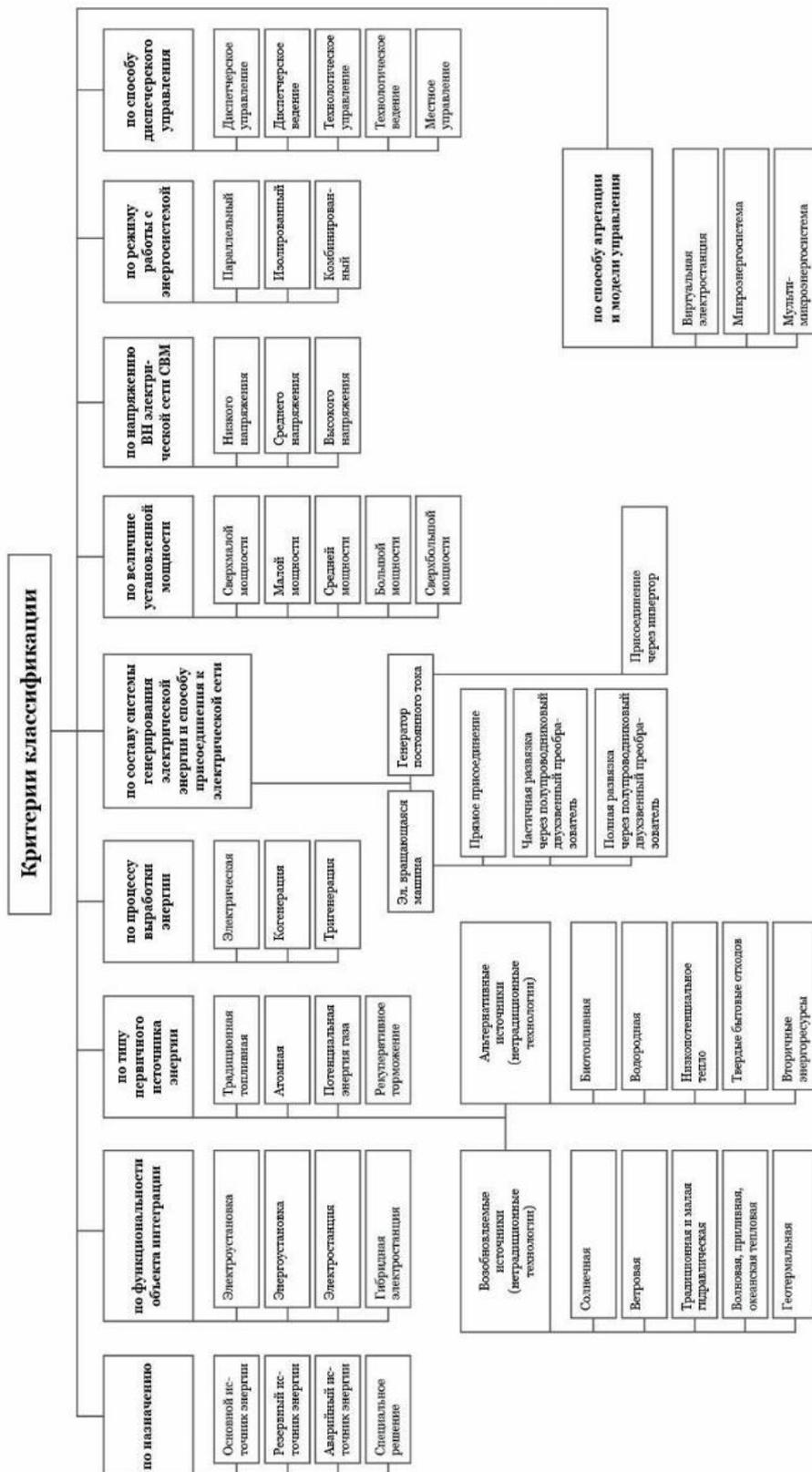
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Русская	И, А	24	24	24	23	24	51	24	40	24	24
	И/Ддтн, %	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	32,6	14,9	25,6	14,9	14,9
АТ-2 (обмотка НН) ПС 220 кВ Русская	И, А	23	23	23	23	23	51	23	40	23	23
	И/Ддтн, %	29,7	29,7	29,7	29,6	29,7	65,0	29,7	51,1	29,7	29,7
Т-1 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Бурная	И, А	70	70	70	70	70	70	0	70	40	70
	И/Ддтн, %	35,0	35,0	35,0	35,1	35,0	35,0	0,0	35,0	19,7	35,0
Т-2 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Бурная	И, А	108	108	108	109	108	108	181	108	140	108
	И/Ддтн, %	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	90,2	54,0	69,9	54,0
КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Русская	И, А	0	94	101	101	101	100	101	100	101	101
	И/Ддтн, %	0,0	21,6	23,2	23,2	23,2	22,9	23,2	23,1	23,2	23,2
КЛ 220 кВ Пагрокл – Русская	И, А	60	0	41	41	41	39	41	40	41	41
	И/Ддтн, %	13,9	0,0	9,4	9,4	9,4	9,1	9,4	9,3	9,4	9,4
КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Пагрокл	И, А	165	106	126	126	126	125	126	126	126	126
	И/Ддтн, %	38,0	24,3	29,0	29,0	29,0	28,8	29,0	29,0	29,0	29,0
КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №1	И, А	98	98	98	98	98	100	98	0	98	98
	И/Ддтн, %	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,8	14,5	0,0	14,5	14,5
КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №2	И, А	140	140	140	140	140	143	140	241	140	140
	И/Ддтн, %	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	21,1	20,7	35,6	20,7	20,7
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №1	И, А	99	99	99	99	99	99	102	99	0	99
	И/Ддтн, %	32,9	32,9	32,9	33,0	32,9	32,9	34,1	32,9	0,0	32,9
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №2	И, А	112	112	112	112	112	112	114	112	215	112
	И/Ддтн, %	37,4	37,4	37,5	37,5	37,4	37,4	37,9	37,4	71,7	37,4

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Классификация объектов распределенной генерации



## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Потенциал ВИЭ на территории РФ



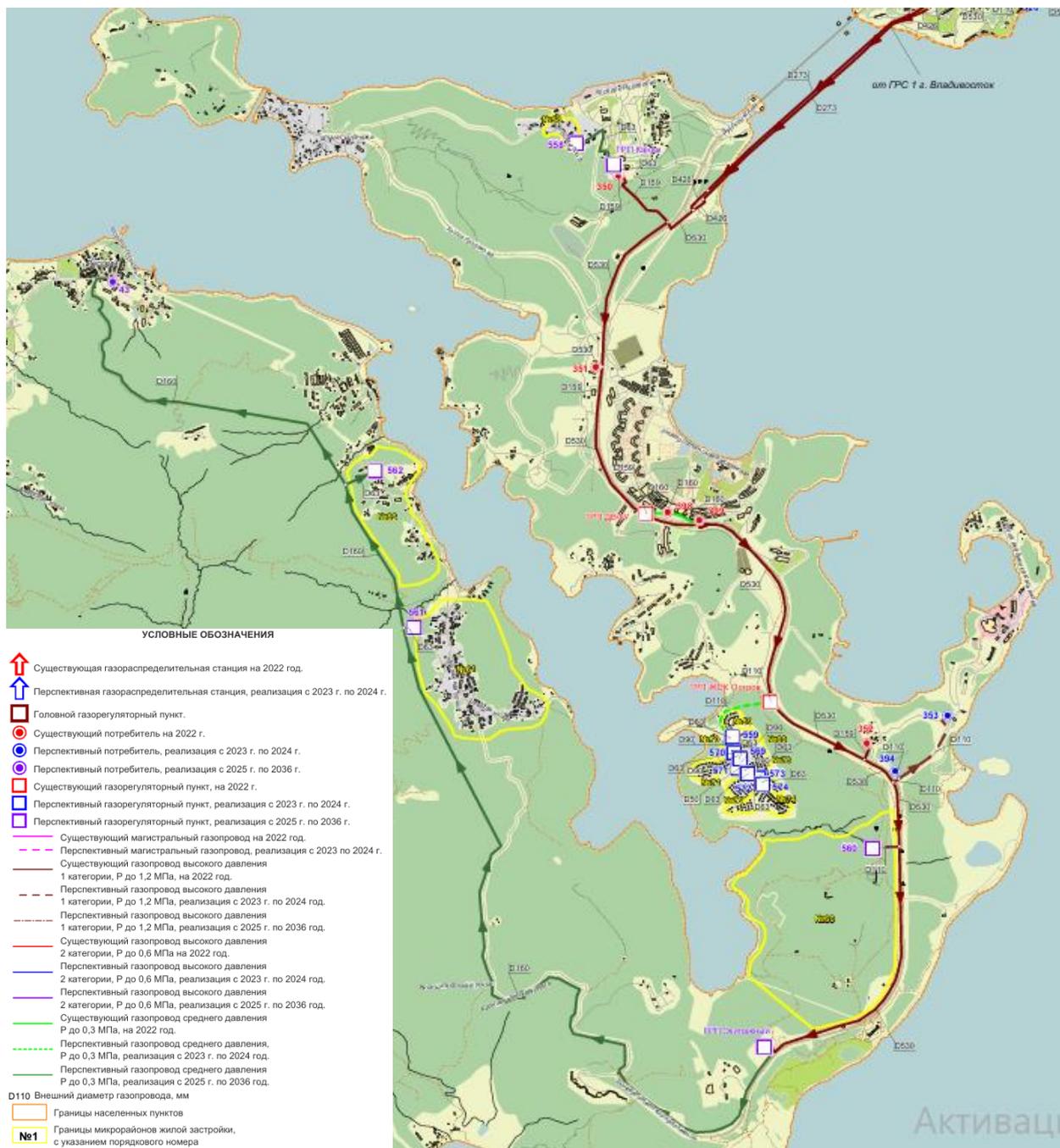
Рисунок Е.1 – Карта инсоляции регионов РФ



Рисунок Е.2 – Карта ветрового потенциала регионов РФ

# ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

## Схема газопровода на территории о. Русский



# ПРИЛОЖЕНИЕ К

## Результаты расчетов режимов для варианта №1.2

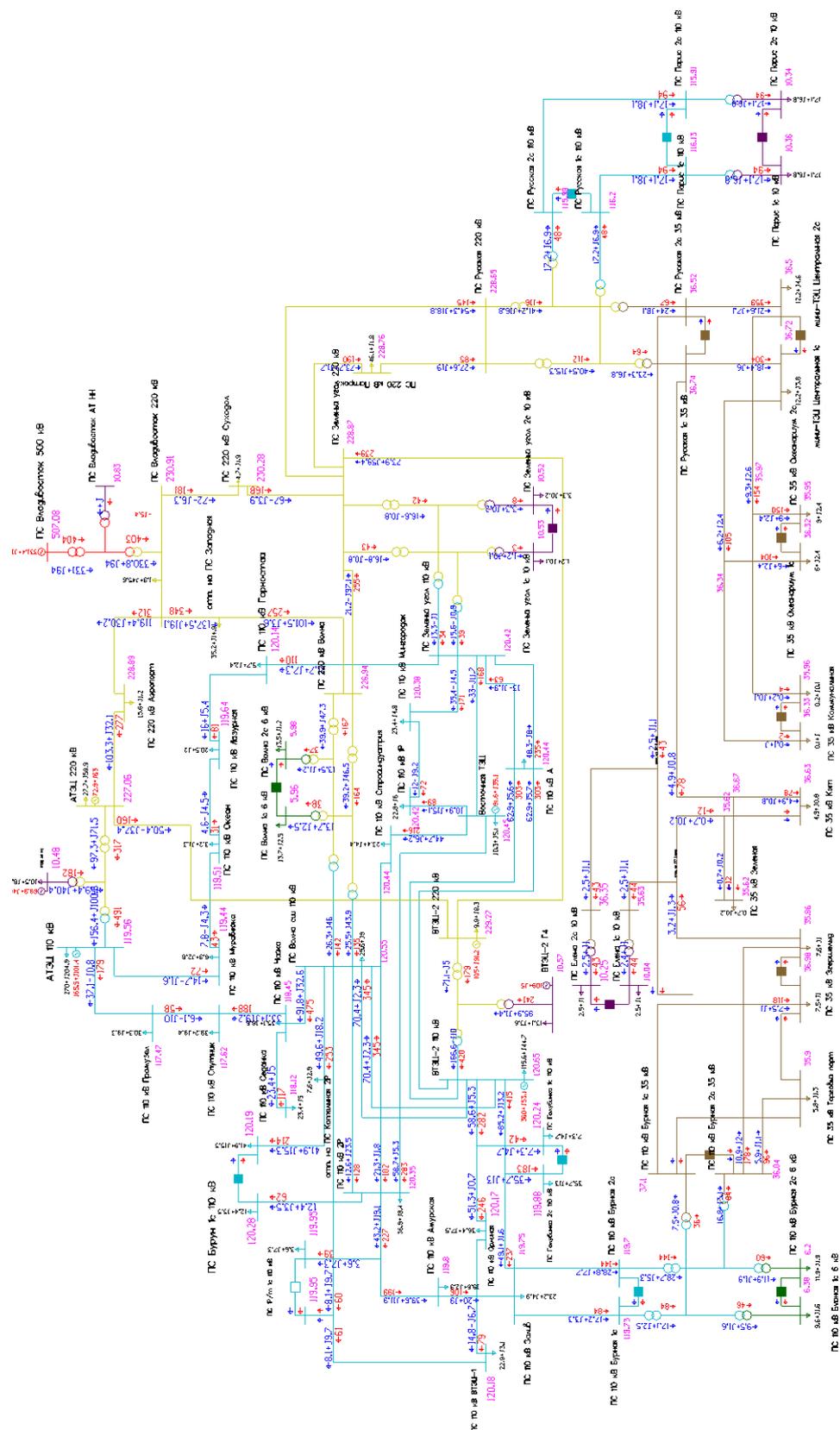


Рисунок К.1 – Схема потокораспределения в нормальном режиме

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Таблица К.1 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме по варианту №1.2

№.нач	№.кон	Название	I <sub>max</sub> , А	Идоп.25.ДДТН, А	Идоп.обор, А	Идоп.расч.ДДТН, А	Изагр, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1210	1221	ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь- ная 2с	358,8	525	0	525,0	68,3
193	10	отп. на ПС Голубинка - ВТЭЦ-2 110 кВ	414,8	497	1000	618,8	67,0
104	2	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ Чайка	474,8	605	1200	753,2	63,0
1184	1130	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	178,1	329	300	300,0	59,4
1209	1222	ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь- ная 1с	304,3	525	0	525,0	58,0
3	11115	отп. на ПС Котельная 2Р - ПС Бурун 2с 110 кВ	214,3	375	400	400,0	53,6
7	2137	ПС 220 кВ Аэропорт - ПС Владивосток 220 кВ	311,5	588	1000	588,0	53,0
1174	1186	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	78,4	220	150	150,0	52,2
1232	1233	отп.2 на ПС Океанари- ум - ПС 35 кВ Океана- риум 2с	150,3	375	300	300,0	50,1
3332	7	АТЭЦ 220 кВ - ПС 220 кВ Аэропорт	276,9	588	1000	588,0	47,1
1103	1104	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Па- трокл	190,4	435	600	435,0	43,8
15	1103	ВТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	239,3	565	1000	565,0	42,3
104	3	ПС Волна сш 110 кВ - отп. на ПС Котельная 2Р	253,2	605	600	600,0	42,2
10	104	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС Волна сш 110 кВ	345,1	820	0	820,0	42,1
10	104	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС Волна сш 110 кВ	345,1	820	0	820,0	42,1
1213	1175	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	118,4	329	300	300,0	39,5
5552	2137	отп. на ПС Западная - ПС Владивосток 220 кВ	348,2	710	1250	884,0	39,4
10	4	ВТЭЦ-2 110 кВ - отп. 1 на ПС Голубинка	282,4	577	1000	718,4	39,3
1311	145	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 2Р	282,9	601	1000	748,2	37,8
10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	302,7	680	815	815,0	37,1
10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	302,6	680	815	815,0	37,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1311	143	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ Стройиндустрия	216,2	600	600	600,0	36,0
17	45787	ПС 110 кВ Промузел - АТЭЦ 110 кВ	179,3	826	500	500,0	35,9
4	23425	отп. 1 на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Орлиная	246,3	554	1000	689,7	35,7
1235	1236	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 1с	103,7	375	300	300,0	34,6
1103	1177	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	145,2	435	600	435,0	33,4
1221	1232	мини-ТЭЦ Центральная 2с - отп.2 на ПС Океанариум	154,5	375	0	466,9	33,1
1108	115	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ А	234,6	597	1000	743,3	31,6
193	199	отп. на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Залив	236,9	605	1000	753,2	31,5
2	6	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Спутник	187,6	699	600	600,0	31,3
145	135	ПС 110 кВ 2Р - отп. на ПС 1Р/Т	227,5	605	750	750,0	30,3
11	5552	ПС 220 кВ Волна - отп. на ПС Западная	256,7	710	1000	884,0	29,0
4442	2137	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	180,6	690	630	630,0	28,7
1187	1130	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	96,4	285	400	354,8	27,2
1103	4442	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	168,2	860	630	630,0	26,7
134	135	ПС 110 кВ Амурская - отп. на ПС 1Р/Т	199,2	605	750	750,0	26,6
11	1103	ПС 220 кВ Волна - ПС Зеленый угол 220 кВ	254,9	790	1000	983,6	25,9
1	20	ПС Русская 2с 110 кВ - ПС Парис 2с 110 кВ	94,4	366	0	366,0	25,8
1207	19	ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Парис 1с 110 кВ	94,2	366	0	366,0	25,7
15	3332	ВТЭЦ-2 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	159,6	680	630	630,0	25,3
676565	9	отп. на ПС Елена - ПС Елена 1с 35 кВ	43,9	175	0	175,0	25,1
666565	9999	отп. на ПС Елена - ПС Елена 2с 35 кВ	43,0	175	0	175,0	24,6
656565	193	ПС Голубинка 2с 110 кВ - отп. на ПС Голубинка	183,0	605	1000	753,2	24,3
199	1118	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с	143,8	489	710	608,8	23,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1108	2222	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Горно-стай	110,2	375	600	466,9	23,6
1209	1174	ПС Русская 1с 35 кВ - отп.1 на ПС Зеленая	78,1	275	0	342,4	22,8
1108	151	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Мин-городок	171,0	605	1000	753,2	22,7
1222	1235	мини-ТЭЦ Центральная 1с - отп.1 на ПС Океанариум	105,4	375	0	466,9	22,6
1311	1108	Восточная ТЭЦ - ПС Зеленый угол 110 кВ	168,0	642	1000	799,3	21,0
2	5	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Седанка	117,0	605	600	600,0	19,5
1104	1177	ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ	84,6	435	630	435,0	19,5
104	145	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ 2Р	127,9	680	680	680,0	18,8
1184	676565	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - отп. на ПС Елена	55,6	330	300	300,0	18,5
2222	12237	ПС 110 кВ Горностаи - ПС 110 кВ Лазурная	81,4	375	600	466,9	17,4
143	145	ПС 110 кВ Стройиндустрия - ПС 110 кВ 2Р	102,4	605	600	600,0	17,1
151	148	ПС 110 кВ Мингородок - ПС 110 кВ 1Р	72,5	375	600	466,9	15,5
145	44444	ПС 110 кВ 2Р - ПС Бурун 1с 110 кВ	61,9	375	400	400,0	15,5
1311	148	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 1Р	89,3	600	600	600,0	14,9
199	134	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Амурская	105,8	605	750	750,0	14,1
199	1119	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с	84,3	489	710	608,8	13,8
23425	78785	ПС 110 кВ Орлиная - ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	78,5	539	600	600,0	13,1
45787	7123	АТЭЦ 110 кВ - ПС 110 кВ Муравейка	71,9	605	600	600,0	12,0
1210	666565	ПС Русская 2с 35 кВ - отп. на ПС Елена	42,9	330	0	410,9	10,4
78785	55555	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1 - отп.2 на ПС 1Р/Т	61,2	605	600	600,0	10,2
104	55555	ПС Волна сш 110 кВ - отп.2 на ПС 1Р/Т	60,5	605	600	600,0	10,1
6	17	ПС 110 кВ Спутник - ПС 110 кВ Промузел	57,7	596	600	600,0	9,6
66547	7123	ПС 110 кВ Океан - ПС 110 кВ Муравейка	43,1	375	600	466,9	9,2
115	1108	ПС 110 кВ А - ПС Зеленый угол 110 кВ	63,2	605	1000	753,2	8,4
135	213135	отп. на ПС 1Р/Т - ПС 1Р/Т 1с 110 кВ	39,0	375	600	466,9	8,4
12237	66547	ПС 110 кВ Лазурная - ПС 110 кВ Океан	30,9	375	600	466,9	6,6

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8
676565	1185	отп. на ПС Елена - отп.2 на ПС Зеленая	12,3	220	0	220,0	5,6
1515	4	ПС Голубинка 1с 110 кВ - отп. 1 на ПС Голу- бинка	41,5	605	1000	753,2	5,5
1185	1173	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	12,3	375	0	466,9	2,6
1232	1239	отп.2 на ПС Океанари- ум - ПС 35 кВ Комму- нальная 2с	4,3	375	300	300,0	1,4
1235	1238	отп.1 на ПС Океанари- ум - ПС 35 кВ Комму- нальная 1с	1,9	375	300	300,0	0,6
1187	1175	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	300	300	300,0	0,0
1185	1186	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	0,0	375	300	300,0	0,0
1174	1173	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	0,0	375	0	466,9	0,0
1187	1213	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	0,0	285	400	354,8	0,0
55555	121235	отп.2 на ПС 1Р/т - ПС 1Р/т 2с 110 кВ	0,0	375	600	466,9	0,0
666565	1175	отп. на ПС Елена - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	330	300	300,0	0,0

Таблица К.2 – Загрузка трансформаторов (автотрансформаторов) в нормальном режиме по варианту №1.2

N нач	N кон	Название	I <sub>max</sub> , А	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>загр</sub> , %
1	2	3	4	5	6
11	12	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	166,8	314,0	53,1
12	104	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2 - ПС Волна сш 110 кВ	141,6	314,0	45,1
12	1202	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2 - ПС Волна 2с 6 кВ	36,6	157,0	23,3
11	13	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	164,0	314,0	52,2
13	104	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1 - ПС Волна сш 110 кВ	135,4	314,0	43,1
13	6662	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1 - ПС Волна 1с 6 кВ	37,9	157,0	24,1
15	14	ВТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	179,3	626,0	28,6
14	10	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1 - ВТЭЦ-2 110 кВ	420,2	626,0	67,1
14	16	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1 - ВТЭЦ-2 Г4	241,1	313,0	77,0
1103	1131	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	42,5	158,0	26,9
1103	1132	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	42,1	158,0	26,6
1118	1126	ПС 110 кВ Бурная 2с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	143,8	200,8	71,6
1126	1128	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	59,7	200,8	29,7
1126	1130	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	83,9	200,8	41,8
1119	1127	ПС 110 кВ Бурная 1с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	84,3	200,8	42,0
1127	1129	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	46,4	200,8	23,1
1127	1213	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	36,2	200,8	18,0
1177	1178	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	115,6	313,8	36,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6
1178	1	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2с 110 кВ	47,7	313,8	15,2
1178	1210	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2с 35 кВ	67,1	156,9	42,8
1177	1179	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	112,2	313,8	35,8
1179	1207	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русская 1с 110 кВ	47,6	313,8	15,2
1179	1209	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русская 1с 35 кВ	63,8	156,9	40,7
1131	1108	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1 - ПС Зеленый угол 110 кВ	39,5	158,0	25,0
1131	1133	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1 - ПС Зеленый угол 1с 10 кВ	3,0	79,0	3,8
1132	1108	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2 - ПС Зеленый угол 110 кВ	33,6	158,0	21,3
1132	1134	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2 - ПС Зеленый угол 2с 10 кВ	8,5	79,0	10,7
888	2137	ПС Владивосток АТ нейтр - ПС Владивосток 220 кВ	403,4	578,5	69,7
888	8	ПС Владивосток АТ нейтр - ПС Владивосток АТ НН	0,0	289,3	0,0
9899	888	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток АТ нейтр	403,8	578,5	69,8
99999	45787	АТЭЦ АТ нейтр - АТЭЦ 110 кВ	491,3	860,0	57,1
3332	99999	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ нейтр	316,6	860,0	36,8
99999	11119	АТЭЦ АТ нейтр - АТЭЦ АТ НН	182,1	430,0	42,3
9999	44449	ПС Елена 2с 35 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ	43,0	103,9	41,4
9	18	ПС Елена 1с 35 кВ - ПС Елена 1с 10 кВ	43,9	103,9	42,3
19	21	ПС Парис 1с 110 кВ - ПС Парис 1с 10 кВ	94,2	200,8	46,9
20	22	ПС Парис 2с 110 кВ - ПС Парис 2с 10 кВ	94,4	200,8	47,0

Таблица К.3 – Отклонение напряжения в узлах в нормальном режиме по варианту №1.2

Номер	Название	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
10	ВТЭЦ-2 110 кВ	110	120,7	9,7
115	ПС 110 кВ А	110	120,4	9,5
193	отп. на ПС Голубинка	110	119,9	9,0
1187	ПС 35 кВ Торгпорт 1с	35	35,9	2,6
1184	ПС 35 кВ Эгершельд 2с	35	35,9	2,5
1175	ПС 35 кВ Эгершельд 1с	35	37,0	5,7
1174	отп.1 на ПС Зеленая	35	36,7	4,8
1173	ПС 35 кВ Зеленая	35	35,6	1,8
1185	отп.2 на ПС Зеленая	35	35,6	1,8
1186	ПС 35 кВ Кэт	35	36,6	4,7
199	ПС 110 кВ Залив	110	119,8	8,9
134	ПС 110 кВ Амурская	110	119,8	8,9
135	отп. на ПС 1Р/т	110	120,0	9,0
104	ПС Волна сш 110 кВ	110	120,6	9,6
12	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	220	214,6	-2,4
13	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	220	214,7	-2,4
1202	ПС Волна 2с 6 кВ	6	6,0	-0,3
143	ПС 110 кВ Стройиндустрия	110	120,4	9,5
145	ПС 110 кВ 2Р	110	120,4	9,4
148	ПС 110 кВ 1Р	110	120,4	9,5
151	ПС 110 кВ Мингородок	110	120,4	9,4
11	ПС 220 кВ Волна	220	226,9	3,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5
15	ВТЭЦ-2 220 кВ	220	229,3	4,2
14	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	220	229,6	4,3
16	ВТЭЦ-2 Г4	10	10,6	5,7
1103	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	228,9	4,0
1108	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	120,4	9,5
1104	ПС 220 кВ Патрокл	220	228,8	4,0
1118	ПС 110 кВ Бурная 2с	110	119,7	8,8
1119	ПС 110 кВ Бурная 1с	110	119,7	8,8
1126	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	110	117,5	6,8
1127	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	110	120,9	9,9
1130	ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	35	36,0	3,0
1213	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	35	37,1	6,0
1128	ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	6	6,2	3,3
1129	ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	6	6,4	6,4
1177	ПС Русская 220 кВ	220	228,6	3,9
1178	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	220	223,9	1,8
1179	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	220	224,3	1,9
1207	ПС Русская 1с 110 кВ	110	116,2	5,6
1209	ПС Русская 1с 35 кВ	35	36,7	5,0
1210	ПС Русская 2с 35 кВ	35	36,5	4,4
1311	Восточная ТЭЦ	110	120,5	9,5
1221	мини-ТЭЦ Центральная 2с	35	36,5	4,3
1222	мини-ТЭЦ Центральная 1с	35	36,7	4,9
1232	отп.2 на ПС Океанариум	35	36,0	2,8
1233	ПС 35 кВ Океанариум 2с	35	35,9	2,7
1235	отп.1 на ПС Океанариум	35	36,3	3,8
1236	ПС 35 кВ Океанариум 1с	35	36,3	3,8
1238	ПС 35 кВ Коммунальная 1с	35	36,3	3,8
1239	ПС 35 кВ Коммунальная 2с	35	36,0	2,7
1131	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	220	229,0	4,1
1133	ПС Зеленый угол 1с 10 кВ	10	10,5	5,3
1132	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	220	229,0	4,1
1	ПС Русская 2с 110 кВ	110	116,0	5,4
2222	ПС 110 кВ Горностай	110	120,1	9,2
3332	АТЭЦ 220 кВ	220	227,1	3,2
4442	ПС 220 кВ Суходол	220	230,3	4,7
5552	отп. на ПС Западная	220	228,7	4,0
6662	ПС Волна 1с 6 кВ	6	6,0	-0,7
2	ПС 110 кВ Чайка	110	118,5	7,7
3	отп. на ПС Котельная 2Р	110	120,5	9,5
44444	ПС Бурун 1с 110 кВ	110	120,3	9,3
4	отп. 1 на ПС Голубинка	110	120,2	9,3
55555	отп.2 на ПС 1Р/т	110	120,4	9,4
1515	ПС Голубинка 1с 110 кВ	110	120,2	9,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5
656565	ПС Голубинка 2с 110 кВ	110	119,9	9,0
23425	ПС 110 кВ Орлиная	110	120,2	9,2
78785	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	110	120,2	9,3
121235	ПС 1Р/Т 2с 110 кВ	110	120,0	9,0
213135	ПС 1Р/Т 1с 110 кВ	110	120,0	9,0
11115	ПС Бурун 2с 110 кВ	110	120,2	9,3
5	ПС 110 кВ Седанка	110	118,1	7,4
6	ПС 110 кВ Спутник	110	117,6	6,9
17	ПС 110 кВ Промузел	110	117,5	6,8
45787	АТЭЦ 110 кВ	110	119,6	8,7
12237	ПС 110 кВ Лазурная	110	119,6	8,8
66547	ПС 110 кВ Океан	110	119,5	8,6
7123	ПС 110 кВ Муравейка	110	119,4	8,6
2137	ПС Владивосток 220 кВ	220	230,9	5,0
7	ПС 220 кВ Аэропорт	220	228,9	4,0
888	ПС Владивосток АТ нейтр	500	492,4	-1,5
8	ПС Владивосток АТ НН	10	10,8	8,3
9899	ПС Владивосток 500 кВ	500	507,1	1,4
99999	АТЭЦ АТ нейтр	220	225,3	2,4
11119	АТЭЦ АТ НН	10	10,5	4,8
1134	ПС Зеленый угол 2с 10 кВ	10	10,5	5,2
666565	отп. на ПС Елена	35	36,4	3,9
9999	ПС Елена 2с 35 кВ	35	36,3	3,8
44449	ПС Елена 2с 10 кВ	10	10,2	2,5
676565	отп. на ПС Елена	35	35,7	1,9
9	ПС Елена 1с 35 кВ	35	35,6	1,8
18	ПС Елена 1с 10 кВ	10	10,0	0,4
19	ПС Парис 1с 110 кВ	110	116,1	5,6
20	ПС Парис 2с 110 кВ	110	115,9	5,4
21	ПС Парис 1с 10 кВ	10	10,4	3,6
22	ПС Парис 2с 10 кВ	10	10,3	3,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Таблица К.4 – Результаты расчета послеаварийных/ремонтных режимов по варианту №1.2

Контролируемый элемент	Параметр	Аварийное отключение													
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
1	2	179	179	179	176	182	0	223	198	179	179	179	179	138	
АТ-4,А, Б (обмотка ВН) Владивостокская ТЭЦ-2	1, А	28,6	28,6	28,6	28,1	29,1	0,0	35,7	31,6	28,6	28,7	28,6	28,6	22,0	
	1/длгн, %	420	420	420	417	423	0	464	439	420	420	420	420	379	
АТ-4,А, Б (обмотка СН) Владивостокская ТЭЦ-2	1, А	67,1	67,1	67,1	66,6	67,5	0,0	74,2	70,1	67,1	67,1	67,1	67,1	60,5	
	1/длгн, %	241	241	241	241	241	0	241	241	241	241	241	241	241	
АТ-4,А, Б (обмотка НН) Владивостокская ТЭЦ-2	1, А	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	0,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	
	1/длгн, %	163	163	164	163	165	240	0	168	164	164	164	164	162	
АТ-1 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Волна	1, А	51,9	52,1	52,2	52,0	52,5	76,5	0,0	53,6	52,1	52,3	52,2	51,6		
	1/длгн, %	166	166	167	166	167	244	193	171	167	167	167	165		
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Волна	1, А	52,8	52,9	53,1	52,9	53,3	77,7	61,6	54,5	53,0	53,1	53,1	52,5		
	1/длгн, %	43	43	43	42	43	106	53	0	43	43	43	61		
АТ-1 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Зеленый угол	1, А	27,0	27,0	26,9	26,4	27,3	67,0	33,4	0,0	26,9	26,9	26,9	38,8		
	1/длгн, %	42	42	42	41	43	106	52	47	42	42	42	61		
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Зеленый угол	1, А	26,7	26,7	26,6	26,1	27,0	66,9	33,2	29,8	26,6	26,6	26,6	38,6		
	1/длгн, %	113	112	64	114	112	112	112	112	0	112	60	112		
АТ-1 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Русская	1, А	35,9	35,8	20,4	36,4	35,8	35,8	35,7	35,8	0,0	35,8	19,2	35,8		
	1/длгн, %	48	48	0	48	48	48	48	48	0	48	47	48		
АТ-1 (обмотка СН) ПС 220 кВ Русская	1, А	15,2	15,2	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	0,0	15,2	15,0	15,2		
	1/длгн, %														

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АТ-1 (обмотка НН) ПС 220 кВ Русская	I, А	64	64	63	66	64	64	64	64	0	64	13	64
	I/ддтн, %	40,8	40,8	40,3	42,0	40,7	40,7	40,6	40,7	0,0	40,7	8,1	40,7
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Русская	I, А	116	116	170	124	108	116	116	116	240	116	173	116
	I/ддтн, %	37,0	36,9	54,1	39,4	34,5	36,9	36,8	36,9	76,3	36,9	55,1	36,9
АТ-2 (обмотка СН) ПС 220 кВ Русская	I, А	48	48	101	48	48	48	48	48	99	48	48	48
	I/ддтн, %	15,3	15,2	32,1	15,3	15,2	15,2	15,2	15,2	31,4	15,2	15,5	15,2
АТ-2 (обмотка НН) ПС 220 кВ Русская	I, А	67	67	68	75	60	67	67	67	140	67	123	67
	I/ддтн, %	42,9	42,9	43,5	47,8	38,0	42,8	42,7	42,8	89,3	42,8	78,7	42,8
Т-1 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Бурная	I, А	84	84	84	84	84	84	84	84	84	0	84	84
	I/ддтн, %	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	0,0	42,0	42,0
Т-2 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Бурная	I, А	144	144	144	127	158	144	144	144	144	233	144	144
	I/ддтн, %	71,6	71,6	71,6	63,0	78,7	71,6	71,6	71,6	71,6	115,9	71,6	71,6
Т-1 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Парис	I, А	95	94	0	94	94	94	94	94	97	94	93	94
	I/ддтн, %	47,1	47,0	0,0	47,0	46,9	47,0	46,9	46,9	48,5	46,9	46,5	46,9
Т-2 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Парис	I, А	95	95	197	95	94	94	94	94	97	94	96	94
	I/ддтн, %	47,2	47,1	98,0	47,1	46,9	47,1	47,0	47,0	48,5	47,0	47,7	47,0
Т-1 (обмотка ВН) ПС 35 кВ Елена	I, А	44	44	44	0	90	44	44	44	44	45	44	44
	I/ддтн, %	42,3	42,3	42,3	0,0	86,5	42,3	42,3	42,3	42,3	42,9	42,3	42,3
Т-2 (обмотка ВН) ПС 35 кВ Елена	I, А	43	43	44	88	0	43	43	43	46	43	45	43
	I/ддтн, %	41,6	41,5	42,1	84,7	0,0	41,5	41,4	41,4	44,2	41,4	43,2	41,4
КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Русская	I, А	0	228	147	150	142	145	145	145	150	145	147	145
	I/ддтн, %	0,0	52,5	33,9	34,5	32,7	33,4	33,3	33,4	34,5	33,4	33,9	33,4
КЛ 220 кВ Патрокл – Русская	I, А	229	0	88	90	81	85	85	85	92	85	88	85
	I/ддтн, %	52,5	0,0	20,2	20,6	18,6	19,5	19,4	19,5	21,1	19,5	20,2	19,5
КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Патрокл	I, А	328	123	189	194	188	190	190	190	188	190	189	190
	I/ддтн, %	75,4	28,3	43,5	44,5	43,2	43,8	43,7	43,8	43,3	43,8	43,6	43,8
КЛ 220 кВ Русская – Парис №1	I, А	95	94	0	94	94	94	94	94	97	94	93	94
	I/ддтн, %	25,8	25,8	0,0	25,8	25,7	25,8	25,7	25,7	26,6	25,7	25,5	25,8

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КЛ 220 кВ Русская – Парис №2	И, А	95	95	197	95	94	94	94	94	97	94	96	94
	И/длнн, %	25,9	25,8	53,8	25,9	25,7	25,8	25,8	25,8	26,6	25,8	26,2	25,8
КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №1	И, А	305	305	301	305	304	305	304	304	326	304	0	304
	И/длнн, %	58,1	58,1	57,4	58,0	57,9	58,0	57,9	58,0	62,2	58,0	0,0	58,0
КЛ 35 кВ Русская - ТЭЦ Центральная №2	И, А	360	360	365	361	357	359	358	359	383	359	694	359
	И/длнн, %	68,6	68,5	69,4	68,8	68,0	68,4	68,3	68,3	72,9	68,3	132,1	68,4
КВЛ 35 кВ Эгершельд – КЭТ с отпайками	И, А	56	56	56	0	102	56	56	56	56	56	56	56
	И/длнн, %	18,5	18,5	18,5	0,0	33,9	18,5	18,5	18,5	18,5	18,8	18,5	18,5
КВЛ 35 кВ Русская – Эгершельд с отпайкой на ПС Елена	И, А	43	43	44	88	0	43	43	43	46	43	45	43
	И/длнн, %	10,5	10,5	10,6	21,4	0,0	10,4	10,4	10,4	11,1	10,4	10,9	10,4
КВЛ 35 кВ Русская – КЭТ с отпайкой на ПС Зеленая	И, А	78	78	77	90	78	78	78	78	84	78	76	78
	И/длнн, %	22,9	22,9	22,6	26,3	22,8	22,8	22,8	22,8	24,5	22,8	22,2	22,8
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №1	И, А	118	118	118	118	118	118	118	118	118	124	118	118
	И/длнн, %	39,5	39,5	39,5	39,4	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	41,2	39,5	39,4
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №2	И, А	178	178	178	123	224	178	178	178	178	181	178	178
	И/длнн, %	59,4	59,4	59,4	41,1	74,5	59,4	59,4	59,4	59,4	60,3	59,4	59,3



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Таблица Л.1 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме по варианту №2.2

№.нач	№.кон	Название	Imax, А	Идоп.25.ДДТН, А	Идоп.обор, А	Идоп.расч.ДДТН, А	Изагр, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1210	1221	ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Центральная 2с	358,0	525	0	525,0	68,2
193	10	отп. на ПС Голубинка - ВТЭЦ-2 110 кВ	414,9	497	1000	618,8	67,1
104	2	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ Чайка	475,6	605	1200	753,2	63,1
1184	1130	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	178,1	329	300	300,0	59,4
1209	1222	ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Центральная 1с	304,4	525	0	525,0	58,0
3	11115	отп. на ПС Котельная 2Р - ПС Бурун 2с 110 кВ	214,3	375	400	400,0	53,6
1174	1186	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кэт	78,2	220	150	150,0	52,1
7	2137	ПС 220 кВ Аэропорт - ПС Владивосток 220 кВ	306,3	588	1000	588,0	52,1
1232	1233	отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 2с	150,0	375	300	300,0	50,0
3332	7	АТЭЦ 220 кВ - ПС 220 кВ Аэропорт	271,9	588	1000	588,0	46,2
1103	1104	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патрокл	183,6	435	600	435,0	42,2
104	3	ПС Волна сш 110 кВ - отп. на ПС Котельная 2Р	253,2	605	600	600,0	42,2
10	104	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС Волна сш 110 кВ	345,7	820	0	820,0	42,2
10	104	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС Волна сш 110 кВ	345,7	820	0	820,0	42,2
15	1103	ВТЭЦ-2 220 кВ - ПС Зеленый угол 220 кВ	228,9	565	1000	565,0	40,5
1213	1175	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	118,4	329	300	300,0	39,5
10	4	ВТЭЦ-2 110 кВ - отп. 1 на ПС Голубинка	282,6	577	1000	718,4	39,3
5552	2137	отп. на ПС Западная - ПС Владивосток 220 кВ	341,8	710	1250	884,0	38,7
1311	145	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 2Р	283,0	601	1000	748,2	37,8
10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	302,9	680	815	815,0	37,2
10	115	ВТЭЦ-2 110 кВ - ПС 110 кВ А	302,7	680	815	815,0	37,1
1311	143	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ Стройиндустрия	216,2	600	600	600,0	36,0
4	23425	отп. 1 на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Орлиная	246,5	554	1000	689,7	35,7
17	45787	ПС 110 кВ Промузел - АТЭЦ 110 кВ	178,1	826	500	500,0	35,6
1222	686565	мини-ТЭЦ Центральная 1с - отп. на АЭК	105,3	298	0	298,0	35,3
1235	1236	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океанариум 1с	103,5	375	300	300,0	34,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1221	1232	мини-ТЭЦ Центральная 2с - отп.2 на ПС Океанариум	154,1	375	0	466,9	33,0
1103	1177	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 кВ	137,9	435	600	435,0	31,7
1108	115	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ А	234,9	597	1000	743,3	31,6
193	199	отп. на ПС Голубинка - ПС 110 кВ Залив	237,1	605	1000	753,2	31,5
2	6	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Спутник	188,3	699	600	600,0	31,4
145	135	ПС 110 кВ 2Р - отп. на ПС 1Р/Т	227,4	605	750	750,0	30,3
11	5552	ПС 220 кВ Волна - отп. на ПС Западная	250,2	710	1000	884,0	28,3
4442	2137	ПС 220 кВ Суходол - ПС Владивосток 220 кВ	176,2	690	630	630,0	28,0
1187	1130	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	96,4	285	400	354,8	27,2
134	135	ПС 110 кВ Амурская - отп. на ПС 1Р/Т	199,1	605	750	750,0	26,6
1103	4442	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Суходол	163,8	860	630	630,0	26,0
11	1103	ПС 220 кВ Волна - ПС Зеленый угол 220 кВ	252,7	790	1000	983,6	25,7
676565	9	отп. на ПС Елена - ПС Елена 1с 35 кВ	43,9	175	0	175,0	25,1
15	3332	ВТЭЦ-2 220 кВ - АТЭЦ 220 кВ	155,3	680	630	630,0	24,7
666565	9999	отп. на ПС Елена - ПС Елена 2с 35 кВ	43,0	175	0	175,0	24,5
656565	193	ПС Голубинка 2с 110 кВ - отп. на ПС Голубинка	183,0	605	1000	753,2	24,3
1108	2222	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Горностаи	111,1	375	600	466,9	23,8
199	1118	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с	143,8	489	710	608,8	23,6
1209	1174	ПС Русская 1с 35 кВ - отп.1 на ПС Зеленая	78,0	275	0	342,4	22,8
1108	151	ПС Зеленый угол 110 кВ - ПС 110 кВ Мингородок	171,1	605	1000	753,2	22,7
686565	1235	отп. на АЭК - отп.1 на ПС Океанариум	105,2	375	0	466,9	22,5
1311	1108	Восточная ТЭЦ - ПС Зеленый угол 110 кВ	168,1	642	1000	799,3	21,0
1	20	ПС Русская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская 2с 110 кВ	76,1	366	0	366,0	20,8
1207	19	ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская 1с 110 кВ	76,0	366	0	366,0	20,8
2	5	ПС 110 кВ Чайка - ПС 110 кВ Седанка	117,0	605	600	600,0	19,5
104	145	ПС Волна сш 110 кВ - ПС 110 кВ 2Р	128,3	680	680	680,0	18,9
1184	676565	ПС 35 кВ Эгершельд 2с - отп. на ПС Елена	55,6	330	300	300,0	18,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2222	12237	ПС 110 кВ Горностай - ПС 110 кВ Лазурная	82,3	375	600	466,9	17,6
1104	1177	ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ	75,8	435	630	435,0	17,4
143	145	ПС 110 кВ Стройиндустрия - ПС 110 кВ 2Р	102,4	605	600	600,0	17,1
151	148	ПС 110 кВ Мингородок - ПС 110 кВ 1Р	72,5	375	600	466,9	15,5
145	44444	ПС 110 кВ 2Р - ПС Бурун 1с 110 кВ	61,9	375	400	400,0	15,5
1311	148	Восточная ТЭЦ - ПС 110 кВ 1Р	89,1	600	600	600,0	14,9
199	134	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Амурская	105,8	605	750	750,0	14,1
199	1119	ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с	84,3	489	710	608,8	13,8
23425	78785	ПС 110 кВ Орлиная - ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	78,7	539	600	600,0	13,1
45787	7123	АТЭЦ 110 кВ - ПС 110 кВ Муравейка	70,8	605	600	600,0	11,8
1210	666565	ПС Русская 2с 35 кВ - отп. на ПС Елена	42,8	330	0	410,9	10,4
78785	55555	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1 - отп.2 на ПС 1Р/т	61,2	605	600	600,0	10,2
104	55555	ПС Волна сш 110 кВ - отп.2 на ПС 1Р/т	60,5	605	600	600,0	10,1
6	17	ПС 110 кВ Спутник - ПС 110 кВ Промузел	56,5	596	600	600,0	9,4
66547	7123	ПС 110 кВ Океан - ПС 110 кВ Муравейка	42,0	375	600	466,9	9,0
115	1108	ПС 110 кВ А - ПС Зеленый угол 110 кВ	63,3	605	1000	753,2	8,4
135	213135	отп. на ПС 1Р/т - ПС 1Р/т 1с 110 кВ	39,0	375	600	466,9	8,4
12237	66547	ПС 110 кВ Лазурная - ПС 110 кВ Океан	29,9	375	600	466,9	6,4
676565	1185	отп. на ПС Елена - отп.2 на ПС Зеленая	12,3	220	0	220,0	5,6
1515	4	ПС Голубинка 1с 110 кВ - отп. 1 на ПС Голубинка	41,5	605	1000	753,2	5,5
1185	1173	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	12,3	375	0	466,9	2,6
1232	1239	отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммунальная 2с	4,3	375	300	300,0	1,4
686565	23	отп. на АЭК - АЭС РУ 35 кВ	2,5	288	0	288,0	0,9
1235	1238	отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммунальная 1с	1,9	375	300	300,0	0,6
666565	1175	отп. на ПС Елена - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	330	300	300,0	0,0
55555	121235	отп.2 на ПС 1Р/т - ПС 1Р/т 2с 110 кВ	0,0	375	600	466,9	0,0
1187	1213	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	0,0	285	400	354,8	0,0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1174	1173	отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая	0,0	375	0	466,9	0,0
1185	1186	отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ КЭТ	0,0	375	300	300,0	0,0
1187	1175	ПС 35 кВ Торгпорт 1с - ПС 35 кВ Эгершельд 1с	0,0	300	300	300,0	0,0

Таблица Л.2 – Загрузка трансформаторов (автотрансформаторов) в нормальном режиме по варианту №2.2

N нач	N кон	Название	I <sub>max</sub> , А	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>загр</sub> , %
11	12	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	166,9	314,0	53,2
12	104	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2 - ПС Волна сш 110 кВ	141,8	314,0	45,2
12	1202	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2 - ПС Волна 2с 6 кВ	36,6	157,0	23,3
11	13	ПС 220 кВ Волна - ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	164,1	314,0	52,3
13	104	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1 - ПС Волна сш 110 кВ	135,6	314,0	43,2
13	6662	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1 - ПС Волна 1с 6 кВ	37,9	157,0	24,1
15	14	ВТЭЦ-2 220 кВ - ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	180,2	626,0	28,8
14	10	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1 - ВТЭЦ-2 110 кВ	421,1	626,0	67,3
14	16	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1 - ВТЭЦ-2 Г4	241,1	313,0	77,0
1103	1131	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	42,8	158,0	27,1
1103	1132	ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	42,3	158,0	26,8
1118	1126	ПС 110 кВ Бурная 2с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	143,8	200,8	71,6
1126	1128	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	59,7	200,8	29,7
1126	1130	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	83,9	200,8	41,8
1119	1127	ПС 110 кВ Бурная 1с - ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	84,3	200,8	42,0
1127	1129	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	46,4	200,8	23,1
1127	1213	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	36,2	200,8	18,0
1177	1178	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	106,3	313,8	33,9
1178	1	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2с 110 кВ	38,5	313,8	12,3
1178	1210	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2с 35 кВ	66,9	156,9	42,7
1177	1179	ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	103,0	313,8	32,8
1179	1207	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русская 1с 110 кВ	38,5	313,8	12,3
1179	1209	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русская 1с 35 кВ	63,8	156,9	40,7
1131	1108	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1 - ПС Зеленый угол 110 кВ	39,7	158,0	25,1
1131	1133	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1 - ПС Зеленый угол 1с 10 кВ	3,0	79,0	3,8
1132	1108	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2 - ПС Зеленый угол 110 кВ	33,9	158,0	21,4
1132	1134	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2 - ПС Зеленый угол 2с 10 кВ	8,5	79,0	10,7
888	2137	ПС Владивосток АТ нейтр - ПС Владивосток 220 кВ	396,1	578,5	68,5
888	8	ПС Владивосток АТ нейтр - ПС Владивосток АТ НН	0,0	289,3	0,0
9899	888	ПС Владивосток 500 кВ - ПС Владивосток АТ нейтр	396,4	578,5	68,5
99999	45787	АТЭЦ АТ нейтр - АТЭЦ 110 кВ	490,4	860,0	57,0
3332	99999	АТЭЦ 220 кВ - АТЭЦ АТ нейтр	315,7	860,0	36,7
99999	11119	АТЭЦ АТ нейтр - АТЭЦ АТ НН	182,0	430,0	42,3
9999	44449	ПС Елена 2с 35 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ	43,0	103,9	41,3
9	18	ПС Елена 1с 35 кВ - ПС Елена 1с 10 кВ	43,9	103,9	42,3
19	21	ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская 1с 10 кВ	76,0	160,7	47,3
20	22	ПС Курчатовская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская 2с 10 кВ	76,1	160,7	47,4

Таблица Л.3 – Отклонение напряжения в нормальном режиме по варианту №2.2

Номер	Название	Уном, кВ	Урасч, кВ	dU, %
1	2	3	4	5
10	ВТЭЦ-2 110 кВ	110	120,7	9,7
115	ПС 110 кВ А	110	120,4	9,5
193	отп. на ПС Голубинка	110	119,9	9,0
1187	ПС 35 кВ Торгпорт 1с	35	35,9	2,6
1184	ПС 35 кВ Эгершельд 2с	35	35,9	2,5
1175	ПС 35 кВ Эгершельд 1с	35	37,0	5,7
1174	отп.1 на ПС Зеленая	35	36,7	5,0
1173	ПС 35 кВ Зеленая	35	35,6	1,8
1185	отп.2 на ПС Зеленая	35	35,6	1,8
1186	ПС 35 кВ Кэт	35	36,7	4,8
199	ПС 110 кВ Залив	110	119,8	8,9
134	ПС 110 кВ Амурская	110	119,8	8,9
135	отп. на ПС 1Р/т	110	120,0	9,0
104	ПС Волна сш 110 кВ	110	120,6	9,6
12	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-2	220	214,6	-2,5
13	ПС 220 кВ Волна с.т. Т-1	220	214,7	-2,4
1202	ПС Волна 2с 6 кВ	6	6,0	-0,3
143	ПС 110 кВ Стройиндустрия	110	120,4	9,5
145	ПС 110 кВ 2Р	110	120,4	9,4
148	ПС 110 кВ 1Р	110	120,4	9,5
151	ПС 110 кВ Мингородок	110	120,4	9,4
11	ПС 220 кВ Волна	220	227,0	3,2
15	ВТЭЦ-2 220 кВ	220	229,3	4,2
14	ВТЭЦ-2 с.т. АТ-1	220	229,6	4,3
16	ВТЭЦ-2 Г4	10	10,6	5,7
1103	ПС Зеленый угол 220 кВ	220	228,9	4,0
1108	ПС Зеленый угол 110 кВ	110	120,4	9,5
1104	ПС 220 кВ Патрокл	220	228,8	4,0
1118	ПС 110 кВ Бурная 2с	110	119,7	8,8
1119	ПС 110 кВ Бурная 1с	110	119,7	8,8
1126	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2	110	117,5	6,8
1127	ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1	110	120,9	9,9
1130	ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ	35	36,0	3,0
1213	ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ	35	37,1	6,0
1128	ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ	6	6,2	3,3
1129	ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ	6	6,4	6,4
1177	ПС Русская 220 кВ	220	228,7	4,0
1178	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2	220	224,3	2,0
1179	ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1	220	224,7	2,1
1207	ПС Русская 1с 110 кВ	110	116,4	5,8
1209	ПС Русская 1с 35 кВ	35	36,8	5,2
1210	ПС Русская 2с 35 кВ	35	36,6	4,6
1311	Восточная ТЭЦ	110	120,5	9,5
1221	мини-ТЭЦ Центральная 2с	35	36,6	4,5
1222	мини-ТЭЦ Центральная 1с	35	36,8	5,1
1232	отп.2 на ПС Океанариум	35	36,1	3,0
1233	ПС 35 кВ Океанариум 2с	35	36,0	2,9
1235	отп.1 на ПС Океанариум	35	36,4	4,0
1236	ПС 35 кВ Океанариум 1с	35	36,4	4,0
1238	ПС 35 кВ Коммунальная 1с	35	36,4	4,0
1239	ПС 35 кВ Коммунальная 2с	35	36,0	3,0
1131	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-1	220	229,0	4,1
1133	ПС Зеленый угол 1с 10 кВ	10	10,5	5,3
1132	ПС 220 кВ Зеленый угол с.т. АТ-2	220	229,0	4,1
1	ПС Русская 2с 110 кВ	110	116,2	5,7
2222	ПС 110 кВ Горностаи	110	120,1	9,2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Продолжение таблицы Л.3

1	2	3	4	5
3332	АТЭЦ 220 кВ	220	227,1	3,2
4442	ПС 220 кВ Суходол	220	230,3	4,7
5552	отп. на ПС Западная	220	228,7	4,0
6662	ПС Волна 1с 6 кВ	6	6,0	-0,7
2	ПС 110 кВ Чайка	110	118,5	7,7
3	отп. на ПС Котельная 2Р	110	120,5	9,5
44444	ПС Бурун 1с 110 кВ	110	120,3	9,3
4	отп. 1 на ПС Голубинка	110	120,2	9,3
55555	отп.2 на ПС 1Р/т	110	120,4	9,4
1515	ПС Голубинка 1с 110 кВ	110	120,2	9,3
656565	ПС Голубинка 2с 110 кВ	110	119,9	9,0
23425	ПС 110 кВ Орлиная	110	120,2	9,2
78785	ПС 110 кВ ВТЭЦ-1	110	120,2	9,3
121235	ПС 1Р/т 2с 110 кВ	110	120,0	9,0
213135	ПС 1Р/т 1с 110 кВ	110	120,0	9,0
11115	ПС Бурун 2с 110 кВ	110	120,2	9,3
5	ПС 110 кВ Седанка	110	118,1	7,4
6	ПС 110 кВ Спутник	110	117,6	6,9
17	ПС 110 кВ Промузел	110	117,5	6,8
45787	АТЭЦ 110 кВ	110	119,6	8,7
12237	ПС 110 кВ Лазурная	110	119,6	8,8
66547	ПС 110 кВ Океан	110	119,5	8,7
7123	ПС 110 кВ Муравейка	110	119,4	8,6
2137	ПС Владивосток 220 кВ	220	230,9	5,0
7	ПС 220 кВ Аэропорт	220	228,9	4,0
888	ПС Владивосток АТ нейтр	500	492,4	-1,5
8	ПС Владивосток АТ НН	10	10,8	8,3
9899	ПС Владивосток 500 кВ	500	507,1	1,4
99999	АТЭЦ АТ нейтр	220	225,3	2,4
11119	АТЭЦ АТ НН	10	10,5	4,8
1134	ПС Зеленый угол 2с 10 кВ	10	10,5	5,2
666565	отп. на ПС Елена	35	36,5	4,1
9999	ПС Елена 2с 35 кВ	35	36,4	4,1
44449	ПС Елена 2с 10 кВ	10	10,3	2,7
676565	отп. на ПС Елена	35	35,7	1,9
9	ПС Елена 1с 35 кВ	35	35,6	1,8
18	ПС Елена 1с 10 кВ	10	10,0	0,4
19	ПС Курчатовская 1с 110 кВ	110	116,4	5,8
20	ПС Курчатовская 2с 110 кВ	110	116,2	5,6
21	ПС Курчатовская 1с 10 кВ	10	10,4	4,1
22	ПС Курчатовская 2с 10 кВ	10	10,4	4,0
686565	отп. на АЭК	35	36,6	4,5
24	АЭС РУ 10 кВ	10	10,45	4,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Таблица Л.4 – Результаты расчета послеаварийных/ремонтных режимов по варианту №2.2

Контролируемый элемент	Параметр	Аварийное отключение															
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
АТ-4,А, Б (обмотка ВН) Владивостокская ТЭЦ-2	I, А	180	180	180	177	183	0	224	199	180	189	181	183	139			
	Идлн, %	28,7	28,7	28,8	28,2	29,2	0,0	35,8	31,8	28,7	30,1	28,9	29,3	22,2			
АТ-4,А, Б (обмотка СН) Владивостокская ТЭЦ-2	I, А	421	421	421	418	424	0	465	440	421	429	422	424	380			
	Идлн, %	67,2	67,2	67,2	66,7	67,7	0,0	74,3	70,3	67,2	68,6	67,4	67,8	60,7			
АТ-2 (обмотка ВН) ПС 220 кВ Русская	I, А	109	109	154	118	101	109	109	109	<b>232</b>	194	101	147	101			
	Идлн, %	69,0	69,0	97,6	74,4	63,7	68,9	68,7	68,8	<b>147,1</b>	122,7	63,8	93,0	63,8			
АТ-2 (обмотка СН) ПС 220 кВ Русская	I, А	39	39	83	40	39	39	39	39	72	71	39	36	39			
	Идлн, %	24,9	24,9	52,5	25,0	24,8	24,9	24,8	24,9	45,6	44,8	24,8	23,0	24,8			
АТ-2 (обмотка НН) ПС 220 кВ Русская	I, А	70	70	71	78	61	69	69	69	<b>130</b>	98	62	<b>104</b>	62			
	Идлн, %	88,1	88,0	90,0	98,8	77,7	87,9	87,7	87,8	<b>164,9</b>	124,4	78,1	<b>131,8</b>	78,1			
Т-1 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Бурная	I, А	84	84	84	84	84	84	84	84	84	97	0	84	84			
	Идлн, %	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	48,5	0,0	42,0	48,5	42,0		
Т-2 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Бурная	I, А	144	144	144	127	158	144	144	144	144	170	233	144	144			
	Идлн, %	71,6	71,6	71,6	63,0	78,7	71,6	71,6	71,6	71,6	84,7	115,9	71,6	71,6	71,6		
Т-1 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Курчатовская	I, А	77	77	0	77	77	77	77	77	71	70	77	76	77			
	Идлн, %	48,2	48,2	0,0	48,1	48,1	48,1	48,0	48,1	44,4	43,7	47,9	47,1	47,1	47,9		
Т-2 (обмотка ВН) ПС 110 кВ Курчатовская	I, А	78	78	162	78	77	78	77	78	71	70	77	72	77			
	Идлн, %	48,4	48,3	100,8	48,5	48,0	48,3	48,2	48,2	44,4	43,7	48,0	44,8	44,7	48,0		

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Продолжение таблицы Л.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Т-1 (обмотка ВН) ПС 35 кВ Елена	И, А	44	44	44	0	90	44	44	44	44	45	45	44	44	44
	И/Ддтн, %	42,3	42,3	42,3	0,0	86,5	42,3	42,3	42,3	42,3	42,9	42,9	42,3	42,3	42,3
Т-2 (обмотка ВН) ПС 35 кВ Елена	И, А	45	45	46	92	0	45	44	44	43	43	44	42	43	44
	И/Ддтн, %	43,0	42,9	43,9	88,4	0,0	42,9	42,8	42,8	40,9	41,1	42,4	40,7	41,1	42,4
КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Русская	И, А	0	214	140	143	134	138	137	137	145	126	132	132	129	132
	И/Ддтн, %	0,0	49,2	32,1	32,9	30,9	31,6	31,6	31,6	33,4	28,9	30,4	30,4	29,6	30,4
КЛ 220 кВ Патрокл – Русская	И, А	214	0	82	84	75	79	78	79	90	72	71	75	71	71
	И/Ддтн, %	49,3	0,0	18,8	19,3	17,1	18,1	18,0	18,1	20,7	16,5	16,3	17,3	16,4	16,3
КВЛ 220 кВ Зеленый угол – Патрокл	И, А	312	123	182	186	180	183	182	183	180	167	178	177	174	178
	И/Ддтн, %	71,8	28,3	41,8	42,7	41,4	42,0	41,9	42,0	41,3	38,3	40,9	40,6	40,0	40,9
КЛ 220 кВ Русская – Куртаговская №1	И, А	77	77	0	77	77	77	77	77	71	70	77	76	76	77
	И/Ддтн, %	21,2	21,1	0,0	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	19,5	19,2	21,0	20,7	20,7	21,0
КЛ 220 кВ Русская – Куртаговская №2	И, А	78	78	162	78	77	78	77	78	71	70	77	72	72	77
	И/Ддтн, %	21,2	21,2	44,3	21,3	21,1	21,2	21,2	21,2	19,5	19,2	21,1	19,7	19,6	21,1
КЛ 35 кВ Русская – ТЭЦ Центральная №1	И, А	315	314	309	314	314	313	313	314	306	286	269	0	0	269
	И/Ддтн, %	59,9	59,9	58,8	59,9	59,7	59,7	59,7	59,7	58,3	54,5	51,3	0,0	0,0	51,3
КЛ 35 кВ Русская – ТЭЦ Центральная №2	И, А	372	372	380	376	367	371	370	371	355	306	325	581	582	325
	И/Ддтн, %	70,9	70,8	72,4	71,6	69,9	70,7	70,6	70,6	67,5	58,2	62,0	110,6	110,9	62,0
КВЛ 35 кВ Эгершельд – КЭТ с отпайками	И, А	56	56	56	0	102	56	56	56	56	138	56	56	56	56
	И/Ддтн, %	18,5	18,5	18,5	0,0	33,9	18,5	18,5	18,5	18,5	46,0	18,8	18,5	18,5	18,5
КВЛ 35 кВ Русская – Эгершельд с отпайкой на ПС Елена	И, А	44	44	45	92	0	44	44	44	42	43	44	42	43	44
	И/Ддтн, %	10,8	10,8	11,1	22,3	0,0	10,8	10,8	10,8	10,3	14,2	10,7	10,3	14,2	10,7
КВЛ 35 кВ Русская – КЭТ с отпайкой на ПС Зеленая	И, А	81	81	79	93	80	80	80	80	78	0	80	76	76	80
	И/Ддтн, %	23,6	23,5	23,1	27,1	23,5	23,5	23,5	23,5	22,7	0,0	23,3	22,3	22,3	23,3
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №1	И, А	118	118	118	118	118	118	118	118	118	160	124	118	160	118
	И/Ддтн, %	39,5	39,5	39,5	39,4	39,5	39,5	39,5	39,5	39,5	53,3	41,2	39,5	53,3	39,4
КЛ 35 кВ Бурная – Эгершельд №2	И, А	178	178	178	123	224	178	178	178	178	262	181	178	178	178
	И/Ддтн, %	59,4	59,4	59,4	41,1	74,5	59,4	59,4	59,4	59,4	87,4	60,3	59,4	59,4	59,3



## ПРИЛОЖЕНИЕ Н

### Расчет оптимального состава источников генерации АЭК

Таблица Н.1 – Расчет LCOE для различных составов генерации в АЭК

Доля выработки электроэнергии объектами генерации в составе АЭК, %			LCOE, руб/кВт*ч
ТЭС	СЭС	ВЭС	
1	2	3	4
100%	0%	0%	3,54
95%	0%	5%	3,45
95%	5%	0%	3,60
90%	0%	10%	3,47
90%	5%	5%	3,62
90%	10%	0%	3,76
85%	0%	15%	3,49
85%	5%	10%	3,63
85%	10%	5%	3,78
85%	15%	0%	3,93
80%	0%	20%	3,51
80%	5%	15%	3,65
80%	10%	10%	3,80
80%	15%	5%	3,94
80%	20%	0%	4,09
75%	0%	25%	3,52
75%	5%	20%	3,67
75%	10%	15%	3,82
75%	15%	10%	3,96
75%	20%	5%	4,11
75%	25%	0%	4,26
70%	0%	30%	3,54
70%	5%	25%	3,69
70%	10%	20%	3,83
70%	15%	15%	3,98
70%	20%	10%	4,13
70%	25%	5%	4,27
70%	30%	0%	4,42
65%	0%	35%	3,56
65%	5%	30%	3,71
65%	10%	25%	3,85
65%	15%	20%	4,00
65%	20%	15%	4,15
65%	25%	10%	4,29
65%	30%	5%	4,44
65%	35%	0%	4,58
60%	0%	40%	3,58

Продолжение таблицы Н.1

1	2	3	4
60%	5%	35%	3,72
60%	10%	30%	3,87
60%	15%	25%	4,02
60%	20%	20%	4,16
60%	25%	15%	4,31
60%	30%	10%	4,46
60%	35%	5%	4,60
60%	40%	0%	4,75
55%	0%	45%	3,60
55%	5%	40%	3,74
55%	10%	35%	3,89
55%	15%	30%	4,04
55%	20%	25%	4,18
55%	25%	20%	4,33
55%	30%	15%	4,47
55%	35%	10%	4,62
55%	40%	5%	4,77
55%	45%	0%	4,91
50%	0%	50%	3,61
50%	5%	45%	3,76
50%	10%	40%	3,91
50%	15%	35%	4,05
50%	20%	30%	4,20
50%	25%	25%	4,35
50%	30%	20%	4,49
50%	35%	15%	4,64
50%	40%	10%	4,78
50%	45%	5%	4,93
50%	50%	0%	5,08



## ПРИЛОЖЕНИЕ Р

### Результаты расчета токов КЗ в ПК RastrKZ при изолированном режиме АЭК

[ 1 ] [ ПС Русская 2с 110 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 3,636/_ -88,821	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 1 : 20 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1 : 1207 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Русская 2с 110 к ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1 : 1178 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2 ]	I <sub>a</sub> = -3,636/_ -88,821	I <sub>1</sub> = -3,636/_ -88,821	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
< 1ф >					
	I <sub>1</sub> = 1,459/_ -89,059	I <sub>2</sub> = 1,459/_ -89,059	3xI <sub>0</sub> = 4,377/_ -89,059		
[ 1 : 20 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -0,33/_ -89,067	I <sub>1</sub> = 0,002/_ 86,503	I <sub>2</sub> = -0,001/_ 86,105	3xI <sub>0</sub> = -0,987/_ -89,059
[ 1 : 1207 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Русская 2с 110 к ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1 : 1178 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русская 2 ]	I <sub>a</sub> = -4,047/_ -89,059	I <sub>1</sub> = -1,457/_ -89,053	I <sub>2</sub> = -1,46/_ -89,064	3xI <sub>0</sub> = -3,39/_ -89,059
-----					
[ 2 ] [ АЭК 1с 10 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = -4,66/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 2 : 24 : 0 ]	[ АЭС РУ 10 кВ - АЭК 1с 10 кВ ]	I <sub>a</sub> = 2,33/_ 90	I <sub>1</sub> = 2,33/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 2 : 4 : 0 ]	[ АЭК 1с 10 кВ - ГПУ-1 ]	I <sub>a</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>1</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 2 : 5 : 0 ]	[ АЭК 1с 10 кВ - ГПУ-3 ]	I <sub>a</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>1</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 2 : 6 : 0 ]	[ АЭК 1с 10 кВ - ГПУ-5 ]	I <sub>a</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>1</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 2 : 7 : 0 ]	[ АЭК 1с 10 кВ - ВЭУ-1,3,5 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 3 ] [ АЭК 2с 10 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = -4,66/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 3 : 24 : 0 ]	[ АЭС РУ 10 кВ - АЭК 2с 10 кВ ]	I <sub>a</sub> = 2,33/_ 90	I <sub>1</sub> = 2,33/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 3 : 8 : 0 ]	[ АЭК 2с 10 кВ - ВЭУ-2,4 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 3 : 10 : 0 ]	[ АЭК 2с 10 кВ - ГПУ-2 ]	I <sub>a</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>1</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 3 : 11 : 0 ]	[ АЭК 2с 10 кВ - ГПУ-4 ]	I <sub>a</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>1</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 3 : 12 : 0 ]	[ АЭК 2с 10 кВ - ГПУ-6 ]	I <sub>a</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>1</sub> = 0,777/_ 90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 9 ] [ ПС Елена 1с 35 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 3,023/_ -68,176	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 9 : 18 : 0 ]	[ ПС Елена 1с 35 кВ - ПС Елена 1с 10 кВ ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 9 : 676565 : 0 ]	[ отп. на ПС Елена - ПС Елена 1с 35 кВ ]	I <sub>a</sub> = -3,023/_ -68,176	I <sub>1</sub> = -3,023/_ -68,176	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 18 ] [ ПС Елена 1с 10 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 3,364/_ -79,287	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 18 : 44449 : 0 ]	[ ПС Елена 1с 10 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 18 : 9 : 0 ]	[ ПС Елена 1с 35 кВ - ПС Елена 1с 10 кВ ]	I <sub>a</sub> = -3,364/_ -79,287	I <sub>1</sub> = -3,364/_ -79,287	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 19 ] [ ПС Курчатовская 1с 110 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 3,595/_ -88,099	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 19 : 21 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 19 : 20 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 19 : 1207 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская 1с ]	I <sub>a</sub> = -3,595/_ -88,099	I <sub>1</sub> = -3,595/_ -88,099	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
< 1ф >					
	I <sub>1</sub> = 1,798/_ -88,099	I <sub>2</sub> = 1,798/_ -88,099	3xI <sub>0</sub> = 5,393/_ -88,099		
[ 19 : 21 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0,001/_ -79,919	I <sub>2</sub> = -0,001/_ -79,919	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 19 : 20 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 19 : 1207 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская 1с ]	I <sub>a</sub> = -3,595/_ -88,099	I <sub>1</sub> = -1,798/_ -88,096	I <sub>2</sub> = -1,797/_ -88,102	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 20 ] [ ПС Курчатовская 2с 110 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 3,595/_ -88,099	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 20 : 22 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 20 : 19 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 20 : 1 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -3,595/_ -88,099	I <sub>1</sub> = -3,595/_ -88,099	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
< 1ф >					
	I <sub>1</sub> = 1,434/_ -88,489	I <sub>2</sub> = 1,434/_ -88,489	3xI <sub>0</sub> = 4,303/_ -88,489		
[ 20 : 22 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = -0,343/_ -88,496	I <sub>1</sub> = 0,001/_ -79,661	I <sub>2</sub> = 0/_ -80,31	3xI <sub>0</sub> = -1,029/_ -88,489
[ 20 : 19 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 20 : 1 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -3,96/_ -88,488	I <sub>1</sub> = -1,435/_ -88,484	I <sub>2</sub> = -1,434/_ -88,492	3xI <sub>0</sub> = -3,274/_ -88,489
-----					
[ 21 ] [ ПС Курчатовская 1с 10 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 12,614/_ -87,648	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 21 : 22 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 10 кВ - ПС Курчатовская 2 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 21 : 19 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = -12,614/_ -87,648	I <sub>1</sub> = -12,614/_ -87,648	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 22 ] [ ПС Курчатовская 2с 10 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 12,614/_ -87,648	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 22 : 21 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 1с 10 кВ - ПС Курчатовская 2 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 22 : 20 : 0 ]	[ ПС Курчатовская 2с 110 кВ - ПС Курчатовская ]	I <sub>a</sub> = -12,614/_ -87,648	I <sub>1</sub> = -12,614/_ -87,648	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 23 ] [ АЭК РУ 35 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 0,908/_ -89,024	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 23 : 24 : 0 ]	[ АЭК РУ 35 кВ - АЭС РУ 10 кВ ]	I <sub>a</sub> = -0,908/_ -89,024	I <sub>1</sub> = -0,908/_ -89,024	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 23 : 686565 : 0 ]	[ отп. на АЭК - АЭК РУ 35 кВ ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
-----					
[ 199 ] [ ПС 110 кВ Залив ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 17,118/_ -90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 199 : 1118 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 199 : 1119 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с 11 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
< 1ф >					
	I <sub>1</sub> = -5,521/_ 90	I <sub>2</sub> = -5,521/_ 90	3xI <sub>0</sub> = -16,562/_ 90		
[ 199 : 1118 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = 0,631/_ 89,993	I <sub>1</sub> = 0,01/_ 89,239	I <sub>2</sub> = -0,005/_ 89,238	3xI <sub>0</sub> = 1,878/_ 90
[ 199 : 1119 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с 11 ]	I <sub>a</sub> = 0,636/_ 89,995	I <sub>1</sub> = 0,009/_ 89,354	I <sub>2</sub> = -0,004/_ 89,353	3xI <sub>0</sub> = 1,893/_ 90
-----					
[ 1103 ] [ ПС Зеленый угол 220 кВ ]					
< 3ф >					
	I <sub>1</sub> = 12,172/_ -90	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		
[ 1103 : 1104 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патро ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1103 : 1177 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
< 1ф >					
	I <sub>1</sub> = -4,62/_ 89,999	I <sub>2</sub> = -4,62/_ 89,999	3xI <sub>0</sub> = -13,86/_ 89,999		
[ 1103 : 1104 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патро ]	I <sub>a</sub> = 0,358/_ 89,972	I <sub>1</sub> = 0,059/_ 89,564	I <sub>2</sub> = -0,036/_ 89,562	3xI <sub>0</sub> = 1,007/_ 89,999
[ 1103 : 1177 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 ]	I <sub>a</sub> = 0,385/_ 89,997	I <sub>1</sub> = 0,061/_ 89,96	I <sub>2</sub> = -0,037/_ 89,959	3xI <sub>0</sub> = 1,003/_ 89,999

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Р

[ 1104 ] [ ПС 220 кВ Патрокл ]									
----- < 3Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 11,131/_	-88,276	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1104 : 1103 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патро ]	I <sub>a</sub> = -8,242/_	-88,1	I <sub>1</sub> = -8,242/_	-88,1	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1104 : 1177 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ ]	I <sub>a</sub> = -2,89/_	-88,78	I <sub>1</sub> = -2,89/_	-88,78	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 3,963/_	-88,778	I <sub>2</sub> = 3,963/_	-88,778	3xI <sub>0</sub> = 11,888/_	-88,778		
[ 1104 : 1103 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС 220 кВ Патро ]	I <sub>a</sub> = -8,423/_	-88,654	I <sub>1</sub> = -2,903/_	-88,581	I <sub>2</sub> = -2,951/_	-88,617	3xI <sub>0</sub> = -7,706/_	-88,778
[ 1104 : 1177 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ ]	I <sub>a</sub> = -3,465/_	-89,88	I <sub>1</sub> = -1,06/_	-89,318	I <sub>2</sub> = -1,011/_	-89,247	3xI <sub>0</sub> = -4,182/_	-88,778
----- < 3Ф > -----									
[ 1118 ] [ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 15,939/_	-88,2	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1118 : 1119 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1118 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -15,939/_	-88,2	I <sub>1</sub> = -15,939/_	-88,2	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1118 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 4,9/_	-88,894	I <sub>2</sub> = 4,9/_	-88,894	3xI <sub>0</sub> = 14,701/_	-88,894		
[ 1118 : 1119 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1118 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -13,996/_	-88,894	I <sub>1</sub> = -4,899/_	-88,892	I <sub>2</sub> = -4,901/_	-88,895	3xI <sub>0</sub> = -12,59/_	-88,894
[ 1118 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -0,704/_	-88,9	I <sub>1</sub> = 0,001/_	84,832	I <sub>2</sub> = -0,001/_	83,83	3xI <sub>0</sub> = -2,11/_	-88,894
----- < 3Ф > -----									
[ 1119 ] [ ПС 110 кВ Бурная 1с 110 кВ ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 15,939/_	-88,2	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1119 : 1118 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1119 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с 11 ]	I <sub>a</sub> = -15,939/_	-88,2	I <sub>1</sub> = -15,939/_	-88,2	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1119 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 110 кВ Б ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 4,901/_	-88,894	I <sub>2</sub> = 4,901/_	-88,894	3xI <sub>0</sub> = 14,703/_	-88,894		
[ 1119 : 1118 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1119 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с 11 ]	I <sub>a</sub> = -13,994/_	-88,894	I <sub>1</sub> = -4,901/_	-88,893	I <sub>2</sub> = -4,901/_	-88,895	3xI <sub>0</sub> = -12,576/_	-88,894
[ 1119 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 110 кВ Б ]	I <sub>a</sub> = -0,709/_	-88,898	I <sub>1</sub> = 0/_	73,808	I <sub>2</sub> = 0/_	72,806	3xI <sub>0</sub> = -2,127/_	-88,894
----- < 3Ф > -----									
[ 1128 ] [ ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 19,195/_	-88,306	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1128 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -19,195/_	-88,306	I <sub>1</sub> = -19,195/_	-88,306	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1128 : 1129 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ - ПС 110 кВ Бур ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 3Ф > -----									
[ 1129 ] [ ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 19,107/_	-88,297	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1129 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -19,107/_	-88,297	I <sub>1</sub> = -19,107/_	-88,297	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1129 : 1128 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ - ПС 110 кВ Бур ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 3Ф > -----									
[ 1130 ] [ ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 5,332/_	-87,558	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1130 : 1184 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1130 : 1187 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Торпорт 1с - ПС 110 кВ Бурна ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1130 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -5,332/_	-87,558	I <sub>1</sub> = -5,332/_	-87,558	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1130 : 1213 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 3Ф > -----									
[ 1173 ] [ ПС 35 кВ Зеленая ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 2,248/_	-66,093	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1173 : 1185 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая ]	I <sub>a</sub> = -2,248/_	-66,093	I <sub>1</sub> = -2,248/_	-66,093	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1173 : 1174 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 3Ф > -----									
[ 1175 ] [ ПС 35 кВ Эгершельд 1с ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 4,863/_	-80,482	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1175 : 1184 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Эгершельд 1с - ПС 35 кВ Эгерш ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1175 : 1187 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Торпорт 1с - ПС 35 кВ Эгерше ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1175 : 666565 : 0 ]	[ отп. на ПС Елена - ПС 35 кВ Эгершельд ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1175 : 1213 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]	I <sub>a</sub> = -4,863/_	-80,482	I <sub>1</sub> = -4,863/_	-80,482	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 3Ф > -----									
[ 1177 ] [ ПС Русская 220 кВ ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 10,849/_	-87,846	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		
[ 1177 : 1183 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 ]	I <sub>a</sub> = -5,6/_	-87,188	I <sub>1</sub> = -5,6/_	-87,188	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1177 : 1184 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ ]	I <sub>a</sub> = -5,25/_	-88,547	I <sub>1</sub> = -5,25/_	-88,547	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1177 : 1178 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
[ 1177 : 1179 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = 0/_	0	I <sub>1</sub> = 0/_	0	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 3,882/_	-88,465	I <sub>2</sub> = 3,882/_	-88,465	3xI <sub>0</sub> = 11,647/_	-88,465		
[ 1177 : 1183 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 ]	I <sub>a</sub> = -5,544/_	-87,99	I <sub>1</sub> = -2,002/_	-87,806	I <sub>2</sub> = -2,005/_	-87,809	3xI <sub>0</sub> = -4,613/_	-88,465
[ 1177 : 1184 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ ]	I <sub>a</sub> = -5,187/_	-88,971	I <sub>1</sub> = -1,879/_	-89,154	I <sub>2</sub> = -1,878/_	-89,173	3xI <sub>0</sub> = -4,289/_	-88,465
[ 1177 : 1178 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = -0,295/_	-88,482	I <sub>1</sub> = 0,001/_	74,83	I <sub>2</sub> = 0/_	73,865	3xI <sub>0</sub> = -0,883/_	-88,465
[ 1177 : 1179 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = -0,621/_	-88,472	I <sub>1</sub> = 0,001/_	78,429	I <sub>2</sub> = 0/_	77,464	3xI <sub>0</sub> = -1,862/_	-88,465
----- < 3Ф > -----									
[ 1184 ] [ ПС 35 кВ Эгершельд 2с ]									
----- < 1Ф > -----									
		I <sub>1</sub> = 4,902/_	-80,231	I <sub>2</sub> = 0/_	0	3xI <sub>0</sub> = 0/_	0		

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Р

[ 1209 ] [ ПС Русская 1с 35 кВ ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 3,981/_-88,832	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1209 : 1210 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 35 кВ - ПС Русская 2с 35 ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1209 : 1179 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русска ]		I <sub>a</sub> = -3,981/_-88,832	I <sub>1</sub> = -3,981/_-88,832	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
[ 1209 : 1174 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 35 кВ - отп.1 на ПС Зелен ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1209 : 1222 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
-----									
[ 1210 ] [ ПС Русская 2с 35 кВ ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 3,981/_-88,831	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1210 : 666565 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 35 кВ - отп. на ПС Елен ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1210 : 1209 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 35 кВ - ПС Русская 2с 35 ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1210 : 1178 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-2 - ПС Русска ]		I <sub>a</sub> = -3,981/_-88,831	I <sub>1</sub> = -3,981/_-88,831	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
[ 1210 : 1221 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
-----									
[ 1213 ] [ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 5,276/_-87,571	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1213 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бу ]		I <sub>a</sub> = -5,276/_-87,571	I <sub>1</sub> = -5,276/_-87,571	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
[ 1213 : 1130 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 110 кВ Бу ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1213 : 1175 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
-----									
[ 1221 ] [ мини-ТЭЦ Центральная 2с ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 3,953/_-88,529	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1221 : 1232 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 2с - отп.2 на ПС ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1221 : 1222 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 2с - мини-ТЭЦ Цен ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1221 : 1210 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь ]		I <sub>a</sub> = -3,953/_-88,529	I <sub>1</sub> = -3,953/_-88,529	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 1222 ] [ мини-ТЭЦ Центральная 1с ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 3,953/_-88,53	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1222 : 686565 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 1с - отп. на АЭ ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1222 : 1221 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 2с - мини-ТЭЦ Цен ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1222 : 1209 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь ]		I <sub>a</sub> = -3,953/_-88,53	I <sub>1</sub> = -3,953/_-88,53	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 1233 ] [ ПС 35 кВ Океанариум 2с ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 2,927/_-76,565	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1233 : 1236 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Океанариум 1с - ПС 35 кВ Океа ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1233 : 1232 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океана ]		I <sub>a</sub> = -2,927/_-76,565	I <sub>1</sub> = -2,927/_-76,565	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 1236 ] [ ПС 35 кВ Океанариум 1с ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 2,927/_-76,568	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1236 : 1233 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Океанариум 1с - ПС 35 кВ Океа ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1236 : 1235 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океана ]		I <sub>a</sub> = -2,927/_-76,568	I <sub>1</sub> = -2,927/_-76,568	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 1238 ] [ ПС 35 кВ Коммунальная 1с ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 2,418/_-73,617	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1238 : 1239 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Коммунальная 1с - ПС 35 кВ Ко ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1238 : 1235 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммун ]		I <sub>a</sub> = -2,418/_-73,617	I <sub>1</sub> = -2,418/_-73,617	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 1239 ] [ ПС 35 кВ Коммунальная 2с ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 2,418/_-73,615	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 1239 : 1238 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Коммунальная 1с - ПС 35 кВ Ко ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 1239 : 1232 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммун ]		I <sub>a</sub> = -2,418/_-73,615	I <sub>1</sub> = -2,418/_-73,615	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 9999 ] [ ПС Елена 2с 35 кВ ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 2,82/_-77,018	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 9999 : 44449 : 0 ]	[ ПС Елена 2с 35 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 9999 : 666565 : 0 ]	[ отп. на ПС Елена - ПС Елена 2с 35 кВ ]		I <sub>a</sub> = -2,82/_-77,018	I <sub>1</sub> = -2,82/_-77,018	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	
-----									
[ 44449 ] [ ПС Елена 2с 10 кВ ]									
----- < ЗФ > -----									
			I <sub>1</sub> = 3,495/_-81,789	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0				
[ 44449 : 18 : 0 ]	[ ПС Елена 1с 10 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]		I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0			
[ 44449 : 9999 : 0 ]	[ ПС Елена 2с 35 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]		I <sub>a</sub> = -3,495/_-81,789	I <sub>1</sub> = -3,495/_-81,789	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0		3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ С

[ 1118 ] [ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 15,939/_ -88,2	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1118 : 1119 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1118 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -15,939/_ -88,2	I <sub>1</sub> = -15,939/_ -88,2	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1118 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 1ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,9/_ -88,894	I <sub>2</sub> = 4,9/_ -88,894	3xI <sub>0</sub> = 14,701/_ -88,894		
[ 1118 : 1119 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1118 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 2с 11 ]	I <sub>a</sub> = -13,996/_ -88,894	I <sub>1</sub> = -4,899/_ -88,892	I <sub>2</sub> = -4,901/_ -88,895	3xI <sub>0</sub> = -12,59/_ -88,894
[ 1118 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -0,704/_ -88,9	I <sub>1</sub> = 0,001/_ 84,832	I <sub>2</sub> = -0,001/_ 83,83	3xI <sub>0</sub> = -2,11/_ -88,894
----- < 3ф > -----					
[ 1119 ] [ ПС 110 кВ Бурная 1с 110 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 15,939/_ -88,2	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1119 : 1118 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1119 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с 11 ]	I <sub>a</sub> = -15,939/_ -88,2	I <sub>1</sub> = -15,939/_ -88,2	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1119 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 110 кВ - ПС 110 кВ Б ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 1ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,901/_ -88,894	I <sub>2</sub> = 4,901/_ -88,894	3xI <sub>0</sub> = 14,703/_ -88,894		
[ 1119 : 1118 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 110кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1119 : 199 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Залив - ПС 110 кВ Бурная 1с 11 ]	I <sub>a</sub> = -13,994/_ -88,894	I <sub>1</sub> = -4,901/_ -88,893	I <sub>2</sub> = -4,901/_ -88,895	3xI <sub>0</sub> = -12,576/_ -88,894
[ 1119 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 110 кВ - ПС 110 кВ Б ]	I <sub>a</sub> = -0,709/_ -88,898	I <sub>1</sub> = 0/_ 73,808	I <sub>2</sub> = 0/_ 72,806	3xI <sub>0</sub> = -2,127/_ -88,894
----- < 3ф > -----					
[ 1128 ] [ ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 19,195/_ -88,306	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1128 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -19,195/_ -88,306	I <sub>1</sub> = -19,195/_ -88,306	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1128 : 1129 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ - ПС 110 кВ Бур ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1129 ] [ ПС 110 кВ Бурная 1с 6 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 19,107/_ -88,297	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1129 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -19,107/_ -88,297	I <sub>1</sub> = -19,107/_ -88,297	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1129 : 1128 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 6 кВ - ПС 110 кВ Бур ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1130 ] [ ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 5,332/_ -87,558	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1130 : 1184 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1130 : 1187 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Торпорт 1с - ПС 110 кВ Бурна ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1130 : 1126 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-2 - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = -5,332/_ -87,558	I <sub>1</sub> = -5,332/_ -87,558	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1130 : 1213 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 110 кВ Бу ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1173 ] [ ПС 35 кВ Зеленая ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 2,248/_ -66,093	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1173 : 1185 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая ]	I <sub>a</sub> = -2,248/_ -66,093	I <sub>1</sub> = -2,248/_ -66,093	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1173 : 1174 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Зеленая ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1175 ] [ ПС 35 кВ Эгершельд 1с ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,863/_ -80,482	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1175 : 1184 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Эгершельд 1с - ПС 35 кВ Эгерш ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1175 : 1187 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Торпорт 1с - ПС 35 кВ Эгерше ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1175 : 666565 : 0 ]	[ отп. на ПС Елена - ПС 35 кВ Эгершельд ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1175 : 1213 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]	I <sub>a</sub> = -4,863/_ -80,482	I <sub>1</sub> = -4,863/_ -80,482	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1177 ] [ ПС Русская 220 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 10,972/_ -87,838	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1177 : 1103 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 ]	I <sub>a</sub> = -5,6/_ -87,188	I <sub>1</sub> = -5,6/_ -87,188	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1177 : 1104 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ ]	I <sub>a</sub> = -5,25/_ -88,547	I <sub>1</sub> = -5,25/_ -88,547	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1177 : 1178 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1177 : 1179 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = -0,123/_ -87,161	I <sub>1</sub> = -0,123/_ -87,161	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 1ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 3,914/_ -88,464	I <sub>2</sub> = 3,914/_ -88,464	3xI <sub>0</sub> = 11,743/_ -88,464	I <sub>2</sub> = -2/_ -87,815	3xI <sub>0</sub> = -4,651/_ -88,464
[ 1177 : 1103 : 0 ]	[ ПС Зеленый угол 220 кВ - ПС Русская 220 ]	I <sub>a</sub> = -5,544/_ -87,997	I <sub>1</sub> = -1,993/_ -87,815	I <sub>2</sub> = -2/_ -87,815	3xI <sub>0</sub> = -4,651/_ -88,464
[ 1177 : 1104 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Патрокл - ПС Русская 220 кВ ]	I <sub>a</sub> = -5,187/_ -88,974	I <sub>1</sub> = -1,872/_ -89,163	I <sub>2</sub> = -1,874/_ -89,179	3xI <sub>0</sub> = -4,324/_ -88,464
[ 1177 : 1178 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = -0,297/_ -88,481	I <sub>1</sub> = 0,001/_ 74,832	I <sub>2</sub> = 0/_ 73,859	3xI <sub>0</sub> = -0,89/_ -88,464
[ 1177 : 1179 : 0 ]	[ ПС Русская 220 кВ - ПС 220 кВ Русская ]	I <sub>a</sub> = -0,716/_ -88,379	I <sub>1</sub> = -0,049/_ -87,921	I <sub>2</sub> = -0,041/_ -87,632	3xI <sub>0</sub> = -1,877/_ -88,464
----- < 3ф > -----					
[ 1184 ] [ ПС 35 кВ Эгершельд 2с ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,902/_ -80,231	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1184 : 1175 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Эгершельд 1с - ПС 35 кВ Эгерш ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1184 : 1130 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 2с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]	I <sub>a</sub> = -4,902/_ -80,231	I <sub>1</sub> = -4,902/_ -80,231	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1184 : 676565 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Эгершельд 2с - отп. на ПС Е ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1186 ] [ ПС 35 кВ Кат ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,102/_ -81,713	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1186 : 1174 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кат ]	I <sub>a</sub> = -4,102/_ -81,713	I <sub>1</sub> = -4,102/_ -81,713	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1186 : 1185 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Зеленая - ПС 35 кВ Кат ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1187 ] [ ПС 35 кВ Торпорт 1с ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,73/_ -76,983	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1187 : 1175 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Торпорт 1с - ПС 35 кВ Эгерше ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1187 : 1130 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Торпорт 1с - ПС 110 кВ Бурна ]	I <sub>a</sub> = -4,73/_ -76,983	I <sub>1</sub> = -4,73/_ -76,983	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 3ф > -----					
[ 1207 ] [ ПС Русская 1с 110 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 3,884/_ -88,657	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1207 : 19 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская 1с ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1207 : 1 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Русская 2с 110 к ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1207 : 1179 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русска ]	I <sub>a</sub> = -3,884/_ -88,657	I <sub>1</sub> = -3,884/_ -88,657	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
----- < 1ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 1,906/_ -88,683	I <sub>2</sub> = 1,906/_ -88,683	3xI <sub>0</sub> = 5,717/_ -88,683	I <sub>2</sub> = -0,002/_ 86,326	3xI <sub>0</sub> = -5,396/_ -88,683
[ 1207 : 19 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Курчатовская 1с ]	I <sub>a</sub> = -1,799/_ -88,683	I <sub>1</sub> = 0,002/_ 86,376	I <sub>2</sub> = -0,002/_ 86,326	3xI <sub>0</sub> = -5,396/_ -88,683
[ 1207 : 1 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 110 кВ - ПС Русская 2с 110 к ]	I <sub>a</sub> = 0/_ 0	I <sub>1</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0
[ 1207 : 1179 : 0 ]	[ ПС 220 кВ Русская с.т. АТ-1 - ПС Русска ]	I <sub>a</sub> = -3,918/_ -88,683	I <sub>1</sub> = -1,904/_ -88,678	I <sub>2</sub> = -1,907/_ -88,687	3xI <sub>0</sub> = -0,321/_ -88,683
----- < 3ф > -----					
[ 1209 ] [ ПС Русская 1с 35 кВ ]					
----- < 3ф > -----					
	I <sub>1</sub> = 4,854/_ -88,47	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0/_ 0	I <sub>2</sub> = 0/_ 0	3xI <sub>0</sub> = 0

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ С

[ 1213 ] [ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 5,276/_- -87,571$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1213 : 1127 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная с.т. Т-1 - ПС 110 кВ Бу ]		$I_a = -5,276/_- -87,571$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_1 = -5,276/_- -87,571$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$	
[ 1213 : 1130 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 110 кВ Бу ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1213 : 1175 : 0 ]	[ ПС 110 кВ Бурная 1с 35 кВ - ПС 35 кВ Эге ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 1221 ] [ мини-ТЭЦ Центральная 2с ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 3,958/_- -88,529$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1221 : 1232 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 2с - отп.2 на ПС ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1221 : 1222 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 2с - мини-ТЭЦ Цен ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1221 : 1210 : 0 ]	[ ПС Русская 2с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь ]		$I_a = -3,958/_- -88,529$	$I_1 = -3,958/_- -88,529$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 1222 ] [ мини-ТЭЦ Центральная 1с ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 4,827/_- -88,231$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1222 : 686565 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 1с - отп. на АЭ ]		$I_a = -0,874/_- -86,88$	$I_1 = -0,874/_- -86,88$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1222 : 1221 : 0 ]	[ мини-ТЭЦ Центральная 2с - мини-ТЭЦ Цен ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1222 : 1209 : 0 ]	[ ПС Русская 1с 35 кВ - мини-ТЭЦ Централь ]		$I_a = -3,953/_- -88,53$	$I_1 = -3,953/_- -88,53$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 1233 ] [ ПС 35 кВ Океанариум 2с ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 2,93/_- -76,559$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1233 : 1236 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Океанариум 1с - ПС 35 кВ Океа ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1233 : 1232 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океана ]		$I_a = -2,93/_- -76,559$	$I_1 = -2,93/_- -76,559$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 1236 ] [ ПС 35 кВ Океанариум 1с ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 3,578/_- -76,634$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1236 : 1233 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Океанариум 1с - ПС 35 кВ Океа ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1236 : 1235 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Океана ]		$I_a = -3,578/_- -76,634$	$I_1 = -3,578/_- -76,634$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 1238 ] [ ПС 35 кВ Коммунальная 1с ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 2,851/_- -73,192$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1238 : 1239 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Коммунальная 1с - ПС 35 кВ Ко ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1238 : 1235 : 0 ]	[ отп.1 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммун ]		$I_a = -2,851/_- -73,192$	$I_1 = -2,851/_- -73,192$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 1239 ] [ ПС 35 кВ Коммунальная 2с ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 2,42/_- -73,608$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 1239 : 1238 : 0 ]	[ ПС 35 кВ Коммунальная 1с - ПС 35 кВ Ко ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 1239 : 1232 : 0 ]	[ отп.2 на ПС Океанариум - ПС 35 кВ Коммун ]		$I_a = -2,42/_- -73,608$	$I_1 = -2,42/_- -73,608$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 9999 ] [ ПС Елена 2с 35 кВ ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 2,823/_- -77,013$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 9999 : 44449 : 0 ]	[ ПС Елена 2с 35 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 9999 : 666565 : 0 ]	[ отп. на ПС Елена - ПС Елена 2с 35 кВ ]		$I_a = -2,823/_- -77,013$	$I_1 = -2,823/_- -77,013$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									
[ 44449 ] [ ПС Елена 2с 10 кВ ]									
----- < 3ф > -----									
			$I_1 = 3,498/_- -81,787$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$				
[ 44449 : 18 : 0 ]	[ ПС Елена 1с 10 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]		$I_a = 0/_- 0$	$I_1 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
[ 44449 : 9999 : 0 ]	[ ПС Елена 2с 35 кВ - ПС Елена 2с 10 кВ ]		$I_a = -3,498/_- -81,787$	$I_1 = -3,498/_- -81,787$	$I_2 = 0/_- 0$	$I_2 = 0/_- 0$	$3xI_0 = 0/_- 0$		
-----									

## ПРИЛОЖЕНИЕ Т

### Результаты расчета надежности в ПК Mathcad 14.0

#### Расчет надежности для ПС 35 кВ Елена и ПС 110 кВ Курчатовская

##### Расчет показателей надежности для трансформаторов

Средняя частота отказов:

$$\lambda_{2, \text{Курч}} := 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{2, \text{Елена}} := 0.007 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{5, \text{Курч}} := \lambda_{2, \text{Курч}} = 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{5, \text{Елена}} := \lambda_{2, \text{Елена}} = 7 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления:

$$t_{в, 2, \text{Курч}} := 70 \text{ ч} \quad t_{в, 2, \text{Елена}} := 6 \text{ ч}$$

$$t_{в, 5} := t_{в, 2, \text{Курч}} = 70 \text{ ч} \quad t_{в, 5, \text{Елена}} := t_{в, 2, \text{Елена}} = 65 \text{ ч}$$

Вероятность отказа:

$$q_{2, \text{Курч}} := \lambda_{2, \text{Курч}} \cdot \frac{t_{в, 2, \text{Курч}}}{8760} = 1.119 \times 10^{-4} \quad q_{2, \text{Елена}} := \lambda_{2, \text{Елена}} \cdot \frac{t_{в, 2, \text{Курч}}}{8760} = 5.594 \times 10^{-5}$$

$$q_{5, \text{Курч}} := q_{2, \text{Курч}} = 1.119 \times 10^{-4} \quad q_{5, \text{Елена}} := q_{2, \text{Елена}} = 5.594 \times 10^{-5}$$

##### Расчет показателей надежности для ЛЭП

Средняя частота устойчивых отказов:

$$\lambda_{8y, \text{Курч}} := 3.2 \frac{1}{100} \text{ км год} \quad \lambda_{8y, \text{Елена}} := 0.9 \frac{1}{100} \text{ км год}$$

$$\lambda_{9y, \text{Курч}} := 3.2 \frac{1}{100} \text{ км год} \quad \lambda_{9y, \text{Елена}} := 0.9 \frac{1}{100} \text{ км год}$$

Длина ЛЭП:

$$L_{8, \text{Курч}} := 1.5 \text{ км} \quad L_{9, \text{Курч}} := 1.5 \text{ км} \quad L_{8, \text{Елена}} := 3.44 \text{ км} \quad L_{9, \text{Елена}} := 12.28 \text{ км}$$

Коэффициент учета неустойчивых отказов:

$$a_{110\text{кВ}} := 3.2 \quad a_{35\text{кВ}} := 2$$

Средняя частота отказов:

$$\lambda_{8, \text{Курч}} := (\lambda_{8y, \text{Курч}} + a_{110\text{кВ}} \cdot \lambda_{8y, \text{Курч}}) \cdot \frac{L_{8, \text{Курч}}}{100} = 0.202 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{9, \text{Курч}} := (\lambda_{9y, \text{Курч}} + a_{110\text{кВ}} \cdot \lambda_{9y, \text{Курч}}) \cdot \frac{L_{9, \text{Курч}}}{100} = 0.202 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{8, \text{Елена}} := (\lambda_{8y, \text{Елена}} + a_{35\text{кВ}} \cdot \lambda_{8y, \text{Елена}}) \cdot \frac{L_{8, \text{Елена}}}{100} = 0.05 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{9, \text{Елена}} := (\lambda_{9y, \text{Елена}} + a_{35\text{кВ}} \cdot \lambda_{9y, \text{Елена}}) \cdot \frac{L_{9, \text{Елена}}}{100} = 0.332 \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления:

$$t_{в, 8, \text{Курч}} := 16 \text{ ч} \quad t_{в, 8, \text{Елена}} := 9 \text{ ч}$$

$$t_{в, 9, \text{Курч}} := t_{в, 8, \text{Курч}} = 16 \text{ ч} \quad t_{в, 9, \text{Елена}} := t_{в, 8, \text{Елена}} = 9 \text{ ч}$$

Вероятность отказа:

$$q_{8, \text{Курч}} := \lambda_{8, \text{Курч}} \cdot \frac{t_{в, 8, \text{Курч}}}{8760} = 3.682 \times 10^{-4} \quad q_{8, \text{Елена}} := \lambda_{8, \text{Елена}} \cdot \frac{t_{в, 8, \text{Елена}}}{8760} = 9.542 \times 10^{-5}$$

$$q_{9, \text{Курч}} := \lambda_{9, \text{Курч}} \cdot \frac{t_{в, 9, \text{Курч}}}{8760} = 3.682 \times 10^{-4} \quad q_{9, \text{Елена}} := \lambda_{9, \text{Елена}} \cdot \frac{t_{в, 9, \text{Елена}}}{8760} = 3.406 \times 10^{-4}$$

##### Расчет показателей надежности для выключателей

Средняя частота отказов в статическом состоянии:

$$\lambda_{в, 110\text{кВ}} := 0.003 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{в, 35\text{кВ}} := 0.01 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{в, 10\text{кВ}} := 0.0 \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления:

$$t_{в, в, 110\text{кВ}} := 20 \text{ ч} \quad t_{в, в, 35\text{кВ}} := 25 \text{ ч} \quad t_{в, в, 10\text{кВ}} := 11 \text{ ч}$$

Вероятность отказа на коммутационную операцию:

$$\alpha_{ОП, в, 110\text{кВ}} := 0.004 \quad \alpha_{ОП, в, 35\text{кВ}} := 0.005 \quad \alpha_{ОП, в, 10\text{кВ}} := 0.002$$

Число оперативных переключений:      Время оперативных переключений:

$$N_{ОП} := 2 \quad T_{ОП} := 0.25 \text{ ч}$$

Вероятность отказа при отключении КЗ:

$$\alpha_{КЗ, в, 110\text{кВ}} := 0.004 \quad \alpha_{КЗ, в, 35\text{кВ}} := 0.005 \quad \alpha_{КЗ, в, 10\text{кВ}} := 0.027$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Т

Средняя частота отказов:

$$\lambda_{1.Курч} := \lambda_{в110кв} + \alpha_{ОП.в110кв} \cdot N_{ОП} = 0.011 \frac{1}{год} \quad \lambda_{4.Курч} := \lambda_{1.Курч} = 0.011 \frac{1}{год}$$

$$\lambda_{3.Курч} := \lambda_{в10кв} + \alpha_{ОП.в10кв} \cdot N_{ОП} = 0.014 \frac{1}{год} \quad \lambda_{6.Курч} := \lambda_{3.Курч} = 0.014 \frac{1}{год}$$

$$\lambda_{1.Елена} := \lambda_{в35кв} + \alpha_{ОП.в35кв} \cdot N_{ОП} = 0.024 \frac{1}{год} \quad \lambda_{4.Елена} := \lambda_{1.Елена} = 0.024 \frac{1}{год}$$

$$\lambda_{3.Елена} := \lambda_{в10кв} + \alpha_{ОП.в10кв} \cdot N_{ОП} = 0.014 \frac{1}{год} \quad \lambda_{6.Елена} := \lambda_{3.Елена} = 0.014 \frac{1}{год}$$

Вероятность отказа:

$$q_{1.Курч} := \lambda_{1.Курч} \cdot \frac{t_{в.в110кв}}{8760} + \alpha_{ОП.в110кв} \cdot N_{ОП} \cdot \frac{T_{ОП}}{8760} = 2.534 \times 10^{-5}$$

$$q_{4.Курч} := q_{1.Курч} = 2.534 \times 10^{-5}$$

$$q_{3.Курч} := \lambda_{3.Курч} \cdot \frac{t_{в.в10кв}}{8760} + \alpha_{ОП.в10кв} \cdot N_{ОП} \cdot \frac{T_{ОП}}{8760} = 1.769 \times 10^{-5}$$

$$q_{6.Курч} := q_{3.Курч} = 1.769 \times 10^{-5}$$

$$q_{1.Елена} := \lambda_{1.Елена} \cdot \frac{t_{в.в35кв}}{8760} + \alpha_{ОП.в35кв} \cdot N_{ОП} \cdot \frac{T_{ОП}}{8760} = 6.878 \times 10^{-5}$$

$$q_{4.Елена} := q_{1.Елена} = 6.878 \times 10^{-5}$$

$$q_{3.Елена} := \lambda_{3.Елена} \cdot \frac{t_{в.в10кв}}{8760} + \alpha_{ОП.в10кв} \cdot N_{ОП} \cdot \frac{T_{ОП}}{8760} = 1.769 \times 10^{-5}$$

$$q_{6.Елена} := q_{3.Елена} = 1.769 \times 10^{-5}$$

**- Расчет показателей надежности для шин**

Средняя частота отказов на одно присоединение:      Среднее время восстановления:

$$\lambda_{0.СШ} := 0.03 \frac{1}{год} \quad t_{в.СШ} := 5 \text{ ч}$$

Средняя частота отказов:

$$\lambda_{10.Курч} := 8 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.24 \frac{1}{год} \quad \lambda_{10.Елена} := 8 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.24 \frac{1}{год}$$

$$\lambda_{11.Курч} := 8 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.24 \frac{1}{год} \quad \lambda_{11.Елена} := 8 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.24 \frac{1}{год}$$

Вероятность отказа СШ:

$$q_{10.Курч} := \lambda_{10.Курч} \cdot \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 1.37 \times 10^{-4} \quad q_{10.Елена} := \lambda_{10.Елена} \cdot \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 1.37 \times 10^{-4}$$

$$q_{11.Курч} := \lambda_{11.Курч} \cdot \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 1.37 \times 10^{-4} \quad q_{11.Елена} := \lambda_{11.Елена} \cdot \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 1.37 \times 10^{-4}$$

**- Расчет показателей надежности для схемы ПС**

$$q_{I.Курч} := q_{8.Курч} + q_{1.Курч} + \alpha_{КЗ.в110кв} \cdot q_{2.Курч} \dots = 5.303 \times 10^{-4}$$

$$+ q_{2.Курч} + q_{3.Курч} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_{2.Курч} + q_{10.Курч})$$

$$q_{II.Курч} := q_{9.Курч} + q_{4.Курч} + \alpha_{КЗ.в110кв} \cdot q_{5.Курч} \dots = 5.303 \times 10^{-4}$$

$$+ q_{5.Курч} + q_{6.Курч} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_{5.Курч} + q_{11.Курч})$$

$$q_{I.Елена} := q_{8.Елена} + q_{1.Елена} + \alpha_{КЗ.в35кв} \cdot q_{2.Елена} \dots = 2.433 \times 10^{-4}$$

$$+ q_{2.Елена} + q_{3.Елена} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_{2.Елена} + q_{10.Елена})$$

$$q_{II.Елена} := q_{9.Елена} + q_{4.Елена} + \alpha_{КЗ.в35кв} \cdot q_{5.Елена} \dots = 4.885 \times 10^{-4}$$

$$+ q_{5.Елена} + q_{6.Елена} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_{5.Елена} + q_{11.Елена})$$

$$\lambda_{I.Курч} := \lambda_{8.Курч} + \lambda_{1.Курч} + \alpha_{КЗ.в110кв} \cdot \lambda_{2.Курч} \dots = 0.248 \frac{1}{год}$$

$$+ \lambda_{2.Курч} + \lambda_{3.Курч} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_{2.Курч} + \lambda_{10.Курч})$$

$$\lambda_{II.Курч} := \lambda_{9.Курч} + \lambda_{4.Курч} + \alpha_{КЗ.в110кв} \cdot \lambda_{5.Курч} \dots = 0.248 \frac{1}{год}$$

$$+ \lambda_{5.Курч} + \lambda_{6.Курч} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_{5.Курч} + \lambda_{11.Курч})$$

$$\lambda_{I.Елена} := \lambda_{8.Елена} + \lambda_{1.Елена} + \alpha_{КЗ.в35кв} \cdot \lambda_{2.Елена} \dots = 0.14 \frac{1}{год}$$

$$+ \lambda_{2.Елена} + \lambda_{3.Елена} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_{2.Елена} + \lambda_{10.Елена})$$

$$\lambda_{II.Елена} := \lambda_{9.Елена} + \lambda_{4.Елена} + \alpha_{КЗ.в35кв} \cdot \lambda_{5.Елена} \dots = 0.3 \frac{1}{год}$$

$$+ \lambda_{5.Елена} + \lambda_{6.Елена} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_{5.Елена} + \lambda_{11.Елена})$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Т

Средняя вероятность состояния отказа схемы ПС:

$$q_{\text{сх.Курч}} := q_{\text{I.Курч}} \cdot q_{\text{II.Курч}} = 2.812 \times 10^{-7}$$

$$q_{\text{сх.Елена}} := q_{\text{I.Елена}} \cdot q_{\text{II.Елена}} = 1.189 \times 10^{-7}$$

Параметр потока отказов схемы ПС:

$$\lambda_{\text{сх.Курч}} := \lambda_{\text{I.Курч}} \cdot q_{\text{II.Курч}} + \lambda_{\text{II.Курч}} \cdot q_{\text{I.Курч}} = 2.625 \times 10^{-4} \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{\text{сх.Елена}} := \lambda_{\text{I.Елена}} \cdot q_{\text{II.Елена}} + \lambda_{\text{II.Елена}} \cdot q_{\text{I.Елена}} = 1.639 \times 10^{-4} \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления схемы ПС:

$$t_{\text{в.сх.Курч}} := \frac{q_{\text{сх.Курч}}}{\lambda_{\text{сх.Курч}}} \cdot 8760 = 9.384 \text{ ч} \quad t_{\text{в.сх.Елена}} := \frac{q_{\text{сх.Елена}}}{\lambda_{\text{сх.Елена}}} \cdot 8760 = 6.354 \text{ ч}$$

Ущерб от перерывов электроснабжения:

$$Y_0 := 15 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} \quad P_{\text{max.Курч}} := 27.63 \text{ МВт} \quad P_{\text{max.Елена}} := 4.9 \text{ МВт}$$

$$Y_{\text{сх.Курч}} := Y_0 \cdot P_{\text{max.Курч}} \cdot 1000 \cdot q_{\text{сх.Курч}} \cdot 8760 = 1.021 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$Y_{\text{сх.Елена}} := Y_0 \cdot P_{\text{max.Елена}} \cdot 1000 \cdot q_{\text{сх.Елена}} \cdot 8760 = 76.53 \text{ тыс.руб}$$

### Расчет надежности для подстанции связи АЭК

- Расчет показателей надежности для трансформатора

Средняя частота отказов: Среднее время восстановления: Вероятность отказа:

$$\lambda_2 := 0.012 \frac{1}{\text{год}} \quad t_{\text{в.2}} := 70 \text{ ч} \quad q_2 := \lambda_2 \cdot \frac{t_{\text{в.2}}}{8760} = 9.589 \times 10^{-5}$$

- Расчет показателей надежности для ЛЭП

Средняя частота устойчивых отказов:

$$\lambda_{8y} := 0.9 \text{ 1/100 км год} \quad \lambda_{14y} := 7.6 \text{ 1/100 км год} \quad \lambda_{15y} := 7.6 \text{ 1/100 км год}$$

Длина ЛЭП:  $L_8 := 10.725 \text{ км}$   $L_{14} := 1 \text{ км}$   $L_{15} := 1 \text{ км}$

Коэффициент учета неустойчивых отказов:  $a_{35\text{кв}} := 2$

Средняя частота отказов:

$$\lambda_8 := (\lambda_{8y} + a_{35\text{кв}} \cdot \lambda_{8y}) \cdot \frac{L_8}{100} = 0.29 \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления:

$$t_{\text{в.8}} := 9 \text{ ч}$$

$$t_{\text{в.14}} := 5 \text{ ч}$$

$$t_{\text{в.15}} := 5 \text{ ч}$$

$$\lambda_{14} := \lambda_{14y} \cdot \frac{L_{14}}{100} = 0.076 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{15} := \lambda_{15y} \cdot \frac{L_{15}}{100} = 0.076 \frac{1}{\text{год}}$$

Вероятность отказа:

$$q_8 := \lambda_8 \cdot \frac{t_{\text{в.8}}}{8760} = 2.975 \times 10^{-4} \quad q_{14} := \lambda_{14} \cdot \frac{t_{\text{в.14}}}{8760} = 4.338 \times 10^{-5} \quad q_{15} := \lambda_{15} \cdot \frac{t_{\text{в.15}}}{8760} = 4.338 \times 10^{-5}$$

- Расчет показателей надежности для выключателей

Средняя частота отказов в статическом состоянии:

$$\lambda_{\text{в.35кв}} := 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{\text{в.10кв}} := 0.01 \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления:

$$t_{\text{в.в.35кв}} := 25 \text{ ч} \quad t_{\text{в.в.10кв}} := 11 \text{ ч}$$

Вероятность отказа на коммутационную операцию:

$$\alpha_{\text{ОП.в.35кв}} := 0.005 \quad \alpha_{\text{ОП.в.10кв}} := 0.002$$

Число оперативных переключений:  $N_{\text{ОП}} := 2$       Время оперативных переключений:  $T_{\text{ОП}} := 0.25 \text{ ч}$

Вероятность отказа при отключении КЗ:

$$\alpha_{\text{КЗ.в.35кв}} := 0.005 \quad \alpha_{\text{КЗ.в.10кв}} := 0.027$$

Средняя частота отказов:

$$\lambda_1 := \lambda_{\text{в.35кв}} + \alpha_{\text{ОП.в.35кв}} \cdot N_{\text{ОП}} = 0.024 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_3 := \lambda_{\text{в.10кв}} + \alpha_{\text{ОП.в.10кв}} \cdot N_{\text{ОП}} = 0.014 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_6 := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_4 := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_7 := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{12} := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{13} := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{16} := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{17} := \lambda_3 = 0.014 \frac{1}{\text{год}}$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Т

Вероятность отказа:

$$q_1 := \lambda_1 \frac{t_{в.в35кв}}{8760} + \alpha_{ОП.в35кв} \cdot N_{ОП} \frac{T_{ОП}}{8760} = 6.878 \times 10^{-5}$$

$$q_3 := \lambda_3 \frac{t_{в.в10кв}}{8760} + \alpha_{ОП.в10кв} \cdot N_{ОП} \frac{T_{ОП}}{8760} = 1.769 \times 10^{-5}$$

$$q_4 := q_3 = 1.769 \times 10^{-5} \quad q_7 := q_3 = 1.769 \times 10^{-5} \quad q_6 := q_3 = 1.769 \times 10^{-5}$$

$$q_{12} := q_3 = 1.769 \times 10^{-5} \quad q_{16} := q_3 = 1.769 \times 10^{-5}$$

$$q_{13} := q_3 = 1.769 \times 10^{-5} \quad q_{17} := q_3 = 1.769 \times 10^{-5}$$

- Расчет показателей надежности для шин

Средняя частота отказов на одно присоединение: Среднее время восстановления:

$$\lambda_{0.СШ} := 0.03 \frac{1}{\text{год}}$$

$$t_{в.СШ} := 5 \text{ ч}$$

Средняя частота отказов:

$$\lambda_{10} := 10 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.3 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{18} := 3 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.09 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{11} := 10 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.3 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{19} := 3 \cdot \lambda_{0.СШ} = 0.09 \frac{1}{\text{год}}$$

Вероятность отказа СШ:

$$q_{10} := \lambda_{10} \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 1.712 \times 10^{-4} \quad q_{11} := \lambda_{11} \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 1.712 \times 10^{-4}$$

$$q_{18} := \lambda_{18} \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 5.137 \times 10^{-5} \quad q_{19} := \lambda_{19} \frac{t_{в.СШ}}{8760} = 5.137 \times 10^{-5}$$

- Расчет показателей надежности для генерирующего оборудования

Средняя частота отказов: Среднее время восстановления:

$$\lambda_5 := 0.7 \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_9 := 0.7 \frac{1}{\text{год}}$$

$$t_{в.5} := 91 \text{ ч} \quad t_{в.9} := 91 \text{ ч}$$

Вероятность отказа:

$$q_5 := \lambda_5 \frac{t_{в.5}}{8760} = 7.272 \times 10^{-3} \quad q_9 := \lambda_9 \frac{t_{в.9}}{8760} = 7.272 \times 10^{-3}$$

- Расчет показателей надежности для схемы ПС

$$q_I := q_8 + q_1 + \alpha_{КЗ.в35кв} \cdot q_2 + q_2 + q_3 \dots = 5.125 \times 10^{-4}$$

$$+ \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_2 + q_{10}) + q_6 + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_2 + q_{11})$$

$$q_{II} := q_7 + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_9 + q_{11}) + q_9 + q_4 + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (q_5 + q_{10}) + q_5 = 0.015$$

$$q_{III} := q_{12} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot q_{14} + q_{14} + q_{16} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot q_{18} = 8.133 \times 10^{-5}$$

$$q_{IV} := q_{13} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot q_{15} + q_{15} + q_{17} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot q_{19} = 8.133 \times 10^{-5}$$

$$q_V := q_I \cdot q_{II} = 7.677 \times 10^{-6} \quad q_{VI} := q_{III} \cdot q_{IV} = 6.614 \times 10^{-9}$$

$$\lambda_I := \lambda_8 + \lambda_1 + \alpha_{КЗ.в35кв} \cdot \lambda_2 + \lambda_2 + \lambda_3 \dots = 0.37 \frac{1}{\text{год}}$$

$$+ \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_2 + \lambda_{10}) + \lambda_6 + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_2 + \lambda_{11})$$

$$\lambda_{II} := \lambda_7 + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_9 + \lambda_{11}) + \lambda_9 + \lambda_4 + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot (\lambda_5 + \lambda_{10}) + \lambda_5 = 1.482 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{III} := \lambda_{12} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot \lambda_{14} + \lambda_{14} + \lambda_{16} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot \lambda_{18} = 0.108 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_{IV} := \lambda_{13} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot \lambda_{15} + \lambda_{15} + \lambda_{17} + \alpha_{КЗ.в10кв} \cdot \lambda_{19} = 0.108 \frac{1}{\text{год}}$$

$$\lambda_V := \lambda_I \cdot q_{II} + \lambda_{II} \cdot q_I = 6.31 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{год}} \quad \lambda_{VI} := \lambda_{III} \cdot q_{IV} + \lambda_{IV} \cdot q_{III} = 1.764 \times 10^{-5} \frac{1}{\text{год}}$$

Средняя вероятность состояния отказа схемы ПС:

$$q_{сх} := q_V + q_{VI} = 7.684 \times 10^{-6} \quad \frac{q_{сх}}{100} = 7.684 \times 10^{-8}$$

Параметр потока отказов схемы ПС:

$$\lambda_{сх} := \lambda_V + \lambda_{VI} = 6.327 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{год}}$$

Среднее время восстановления схемы ПС:

$$t_{в.сх} := \frac{q_{сх}}{\lambda_{сх}} \cdot 8760 = 10.638 \text{ ч}$$

Ущерб от перерывов электроснабжения:

$$Y_0 := 15 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \quad P_{\text{max}} := 11.3 \text{ МВт}$$

$$Y_{сх} := Y_0 \cdot P_{\text{max}} \cdot q_{сх} \cdot 8760 = 11.409 \text{ тыс.руб}$$