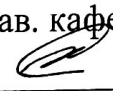


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 14 » 06 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие системы электроснабжения космодрома Восточный на инновационной основе

Исполнитель
студент группы 742- ом


18.06.2019
подпись, дата

В.П. Касьян

Руководитель
профессор,
канд.техн.наук


18.06.2019
подпись, дата


Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской
программы


21.06.2019
подпись, дата


Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


19.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


21.06.2019
подпись, дата

С.В. Лашков

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

" 02 " 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Касьян Василий
Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Развитие системы энергоснабжения комбината
Ростовский на инновационной основе
(утверждено приказом от 06.03.19 № 531-94)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материал по
предварительной проектной, организационной схеме
инновационной системы

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

Чертежи - 1 шт., Таблицы - 42 шт., Программные продукты - 4 шт.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Визуал характеризующие

решения проектирования; планы решений от, технологическая
карта производства

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

7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Маседов Ю.В. и т.п. проф. В.В. Савина
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.03.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 83 с., 21 рисунок, 42 таблицы, 29 формул, 5 приложений

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РЕЖИМ РАБОТЫ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД.

В данной магистерской диссертации была произведена разработка схем внешнего электроснабжения космодрома «Восточный». Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения объектов ПС с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	5
1. Описание объекта исследования	7
1.1 Краткая характеристика развития электрических сетей космодрома Восточный	9
2. Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области	11
2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	11
2.1.1 Характеристика источников питания	11
2.1.2 Структурный анализ ЛЭП	19
2.1.3 Структурный анализ ПС	21
2.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	25
2.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети	26
2.2.2 Анализ режимов существующей сети	27
3. Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	35
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	35
3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	36
3.2.1 Вариант развития электрической сети при замене трансформатора на автотрансформатор на ПС Восточная и строительство линии Восточная - ГПП	36
3.2.2 Вариант развития электрической сети при строительстве ВЛ 220 кВ Амурская - ГПП	41
4. Выбор оптимального варианта развития сети	45
4.1 Капиталовложения	45
4.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ПС	46

4.1.2 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП	46
4.1.3 Расчет капиталовложений на реконструкцию ПС Восточная	48
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	50
4.2.1 Расчет амортизационных издержек	50
4.2.2 Расчет эксплуатационных затрат	51
4.2.3 Расчет затрат на компенсацию потерь	52
4.3 Расчет недоотпуска электроэнергии	53
4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	58
4.5 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	59
4.6 Оценка экономической эффективности проекта	60
4.6.1 Оценка экономической эффективности варианта №1	60
5. Инновационное оборудование использованное в проекте	65
5.1 Выбор оборудования	68
Заключение	79
Библиографический список	80
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	57
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	58
Приложение В Расчёт режима электрической сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin	71
Приложение Г Расчёт режима электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin	77
Приложение Д Расчёт режима электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin	85

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ЛЭП – линия электропередачи;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ПС – подстанция;

РМ – реактивная мощность;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низкое напряжение;

РПН – регулировка под нагрузкой;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ЧДД – чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» это первый российский гражданский космодром, расположенный на Дальнем Востоке в Амурской области вблизи города Циолковского, в 45 км севернее города Свободного.

Главная причина создания нового космодрома – независимый доступ в космос и сокращение затрат на уже существующий космодром Байконур. Кроме того, траектория полета ракет, запущенных с нового космодрома, не должна проходить над густонаселенными районами, что было дополнительным преимуществом с точки зрения безопасности. Еще одной причиной строительства было улучшение социально-экономической обстановки Амурской области, где и планировалось строительство.

28 апреля 2016 года была запущена первая ракета-носитель с космодрома Восточный. Полет прошел успешно и завершился выводом на орбиту трех искусственных спутников Земли.

Однако, строительство космодрома на этом не заканчивается. Стремительными темпами развивается инфраструктура «Восточного». Увеличивается численность работающего населения, что приводит к необходимости в строительстве нового жилья, строительстве объектов торгового, медицинского, культурно-развлекательного, социально-бытового и спортивного характера. Все это приводит к увеличению потребления электрической энергии.

Согласно ФЦП «Развитие космодромов на период 2016-2025 годов в обеспечении космической деятельности Российской Федерации» дополнительно к первому этапу (2012-2015 год) планируется второй этап строительства (2016-2020 год).

Цель магистерской диссертации: разработка оптимальной конфигурации электрической сети системы внешнего электроснабжения космодрома «Восточный», которая должна быть определена с учётом фактора надёжности и с использованием инновационного оборудования.

Задачи рассматриваемые в диссертации:

1. Структурный анализ электрической сети в районе проектирования
2. Определение существующих параметров и проектных прогнозных установившихся режимов электрической сети;
3. Разработка вариантов развития энергообъектов космодрома;
4. Расчёт токов короткого замыкания;
5. Выбор электрического оборудования;
6. Определение экономических показателей предлагаемых вариантов и выбор оптимального с учётом надёжности электроснабжения потребителей.

1 ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследования рассматривается система внешнего электроснабжения космодрома Восточный. Система внешнего электроснабжения космодрома Восточный осуществляет прием и передачу электроэнергии от энергетической системы и автономных источников питания. Передача и распределение энергии осуществляется с помощью ЛЭП напряжением 220, 110кВ, затем по КЛЭП напряжением 10 кВ передается к потребителям системы внутреннего электроснабжения: стартовый комплекс, технический комплекс и другие объекты наземно-космической инфраструктуры.

В настоящее время система электроснабжения космодрома получает питание от подстанции Ледяная 220/35/6кВ.

Главная понизительная подстанция 220/110/10кВ “ГПП”, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. По линии 110кВ передает электроэнергию на ПС “Аэродром” и ПС “СК-1”. По линии 10кВ питание поступает на следующие площадки: Промзона, ТБО и КСИСО. На подстанции установлены два автотрансформаторами АДЦТН 63000/220/110/10, распределительные устройства на напряжения 220 и 110кВ выполнены в виде КРУЭ, распределительное устройство на напряжение 10кВ выполнено в виде КРУ.

Подстанция 110/10 СК-1, питается от подстанции ГПП по линии 110кВ. Главными потребителями являются стартовый и технический комплекс РН “Союз-2”. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-40000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

Подстанция 110/10кВ “Аэродром”, питается от подстанции ГПП. Главными потребителями являются: Аэропортовый комплекс, комплекс эксплуатации районов падения и водозабор №5. На подстанции установлены

два трансформатора ТДН-10000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

Подстанция 220/10кВ “Восточная”, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. Главные потребители: Промышленная строительно-эксплуатационная база (ПСЭБ), деловой центр, жилой фонд. На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-63000/220/10, распределительное устройство на напряжение 220кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

На данный момент космодром восточный получает питание от одного источника, подстанции 220/35/6кВ Ледяная, по ВЛ 220кВ, схема приведена на рисунке 1. Технологического присоединения от ПС 500/220/110/35/6 Амурская еще не произведено.

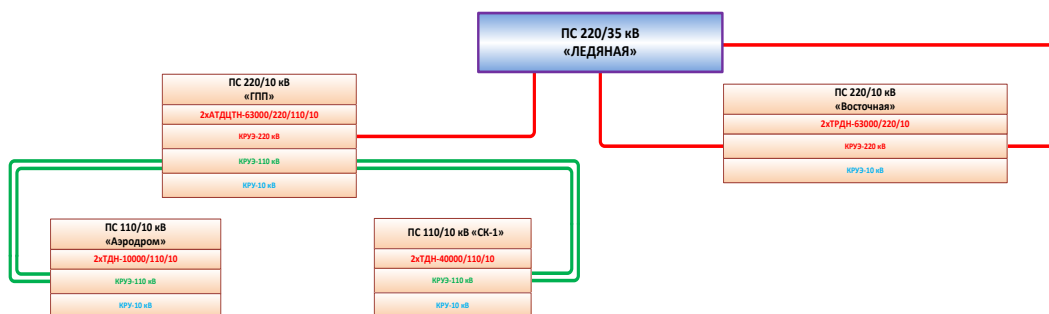


Рисунок 1 – Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный электроснабжения на 2019 год.

В качестве аварийных источников питания на объектах установлены дизельные электростанции (ДЭС).

Потребители электроэнергии космодрома делятся на 3 категории:

Потребители 1-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, подготовку и пуск РКН. В зависимости от допустимых перерывов в электроснабжении потребители 1-й категории подразделяются на две группы: группа 1 -А - потребители, не допускающие перерыва в электроснабжении; группа 1-Е - потребители, допускающие перерыв в электроэнергии на время автоматического включения резервного источника электроэнергии, Электроснабжение потребителей 1-й категории осуществляется не менее чем от

двух независимых источников электроэнергии с устройством автоматического включения резервного источника.

Потребители 2-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для включения резервного источника энергии, что не приводит к снижению боевой готовности. Электроснабжение потребителей 2-й категории осуществляется от двух независимых источников электроэнергии, при этом допускается включение резервного источника обслуживающим расчетом.

Потребители 3-й категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, требуемое для проведения ремонтно-профилактических работ в системе электроснабжения или ликвидации аварий. Электроснабжение потребителей 3-й категории осуществляется, как правило, от одного источника электроэнергии. КЦ «Восточный» это огромный комплекс со своей инфраструктурой. Работа которой зависит от многих критериев. Одним из самых важных является её электроснабжение, которому необходимо уделить особое внимание, т.к. от качества электроснабжения зависит работа каждого элемента космодрома.

1.1 Краткая характеристика развития электрических сетей космодрома «Восточный»

Согласно указу президента Российской Федерации [8] и ФЦП на период 2016-2025 [2], возникает необходимость в строительстве новых подстанций и линий, которые будут отвечать критерию надежности.

Космодром «Восточный» расположен недалеко от расформированного в 2007 году космодрома «Свободный». Общая площадь 1035 км². Административным и жилым центром космодрома является город Циолковский, который был построен вблизи закрытого административно-территориального образования «Углегорск», а в последствии соединен с ним автодорогой.

В ходе строительства второй очереди будет построен стартовый комплекс ракеты-носителя тяжелого класса «Ангара» для выведения

космических аппаратов на высокоэнергетические орбиты, технический комплекс для ракеты-носителя тяжелого класса «Ангара» (МИК КА, МИК РН, ЗНС, склад блоков с тепловым тамбуром, трансбордер, энергоблок, холодильный центр), строительство кислородно-азотного завода[4].

Схема планировки космодрома «Восточный» приведена на рисунке 2.

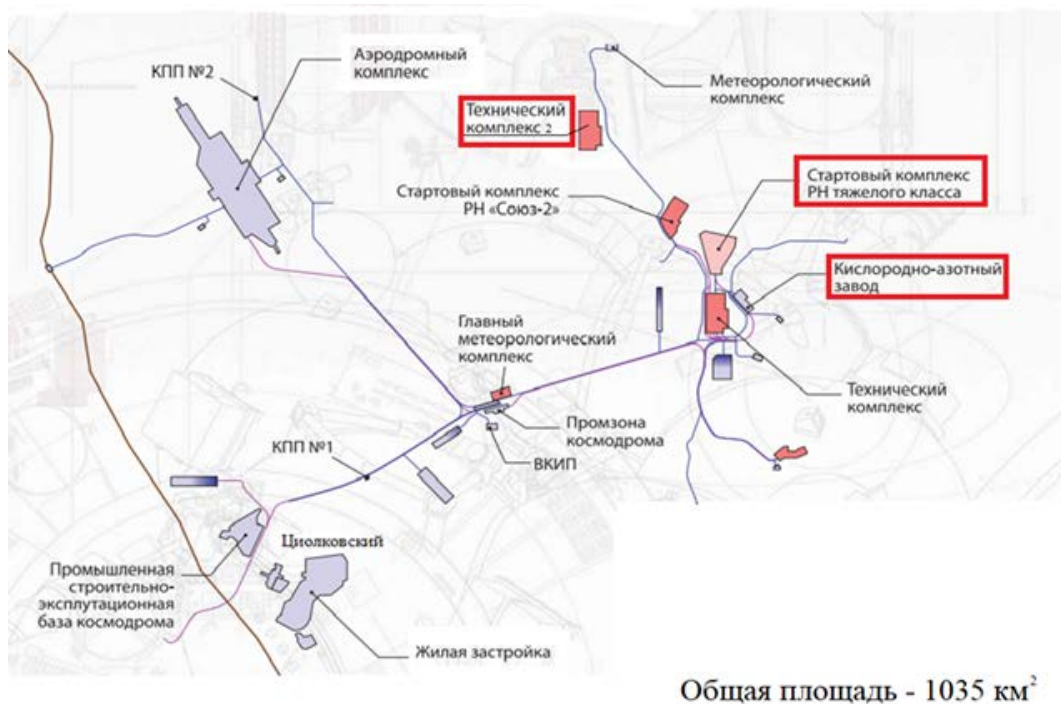


Рисунок 2 – Схема планировки космодрома «Восточный»

Для определения объёмов строительства требуется расчёт электрических нагрузок для существующих и перспективных объектов космодрома.

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Граф рассматриваемого эквивалента сети приведен в приложении А к данному курсовому проекту.

2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

2.1.1 Характеристика источников питания

Зейская ГЭС

Основным видом деятельности Зейской ГЭС является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

На Зейской ГЭС установлены генераторы мощности: 1Г, 2Г, 4Г, 5Г — 225 МВт; 3Г, 6Г — 215 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Установленная мощность – 1330 МВт.

Марка генераторов - 6 × СВ-1130/220-44ХЛ4

СВ – синхронный вертикальный

1130 - наружный диаметр сердечника статора, см;

220 - длина сердечника статора, см;

Количество полюсов – 44

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ

Первый гидроагрегат пущен в работу в 1975 году, в 1980 году запущен шестой гидроагрегат и станция вышла на полную мощность.

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 (№3 - №5) и ТНЕРЕ-265000/525 (№6) для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ). В 2008 году была произведена замена повышающих трансформаторов фирмы АВВ для 1 и 6 генераторов.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

РУ ВН ЗГЭС:

U_{НОМ}: 500 кВ

Схема РУ: полуторная (№ 17), ОРУ, с подключением автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 3 выключателя на два присоединения.

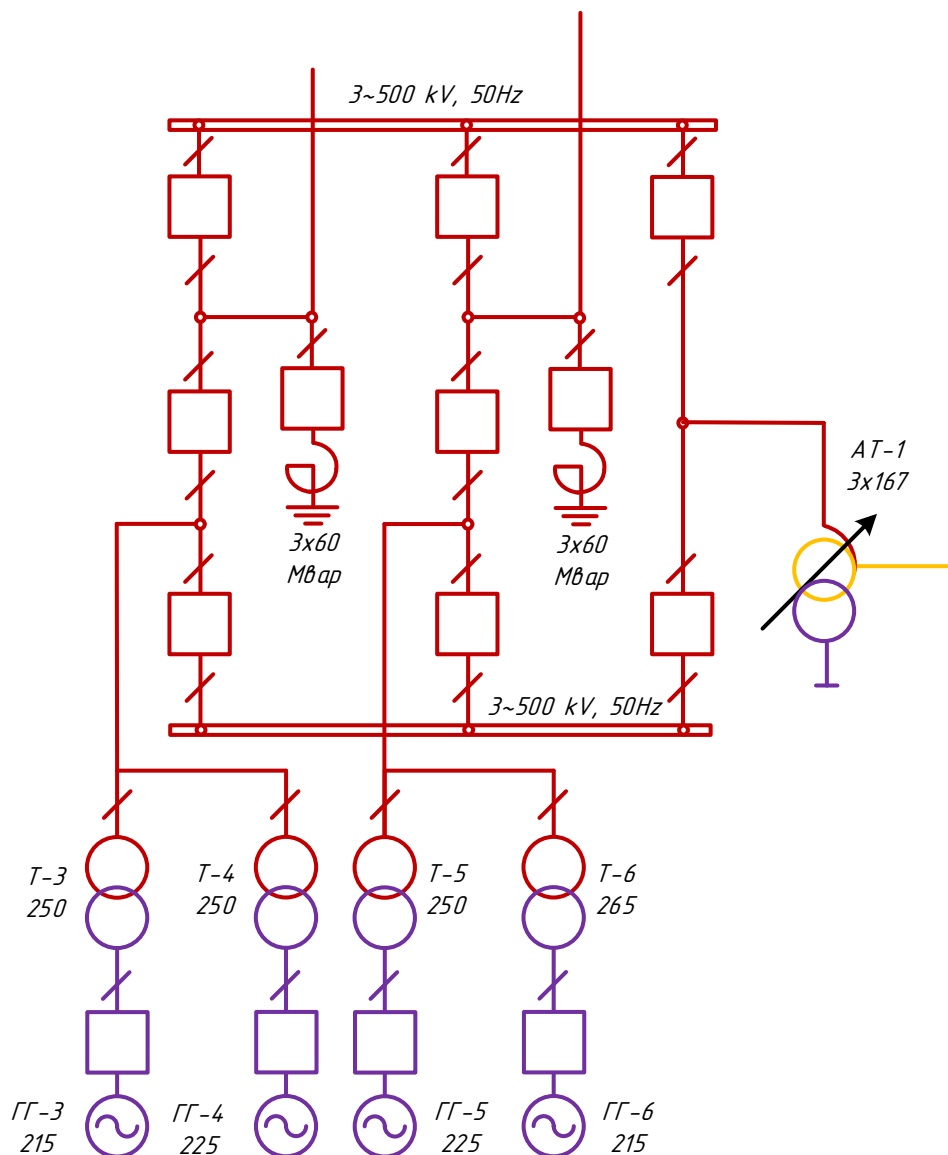


Рисунок 3 – Схема ЗГЭС 500 кВ

Таблица 1 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

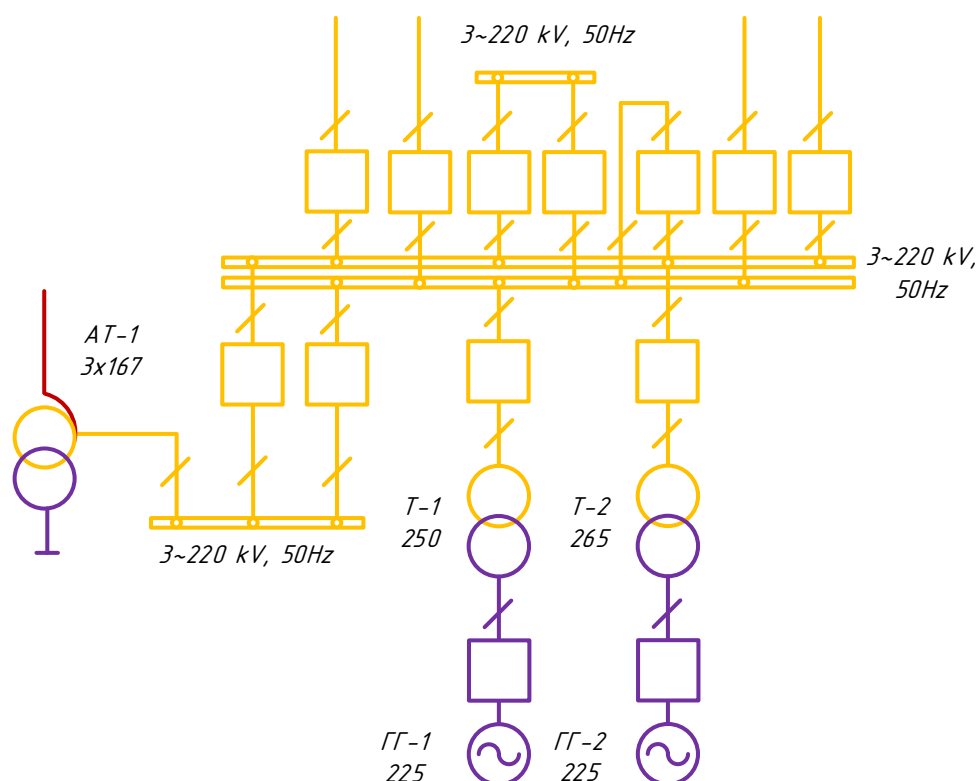


Рисунок 4 – Схема ЗГЭС 220 кВ

Схема РУ: одиночная секционированная система шин с обходной (№ 12Н), ОРУ, с секционной связью через два обходных выключателя.

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНРЕ-265000/242/15,75	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230

Бурейская ГЭС

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- принятие неравномерной нагрузки;
- участие в регулировании основных параметров энергосистемы;
- обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного — по энергии;
- резкое повышение надежности функционирования всей энергосистемы региона.

Строительство Бурейской ГЭС позволило:

- создать около 10 тыс. рабочих мест строительных специальностей
- сократить отток высококвалифицированных рабочих кадров
- вести крупномасштабное жилищное и социальное строительство в Амурской области

- разместить заказы в проектных институтах, машиностроительных заводах, предприятиях стройиндустрии и др.

Значение Бурейской ГЭС для Дальнего Востока:

- одновременно со строительством ГЭС проведенная существенная модернизация сетевого хозяйства в регионе, в том числе построены две линии 500 кВ;

- с выходом Бурейской ГЭС на проектную мощность появилась возможность снизить объем привозного топлива в регионе на 5,2 млн т в год, что позволило экономить 4,7 млрд рублей ежегодно;

- экономически эффективная энергия Буреи дает толчок развитию промышленности Дальнего Востока;

- созданы предпосылки для экспорта высокотехнологичной продукции — электроэнергии.

Установленная электрическая мощность составляет 2010 МВт.

РУ ВН БГЭС:

$U_{\text{НОМ}}$: 500 кВ

Схема РУ: Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (№ 15), КРУЭ.

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 2 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

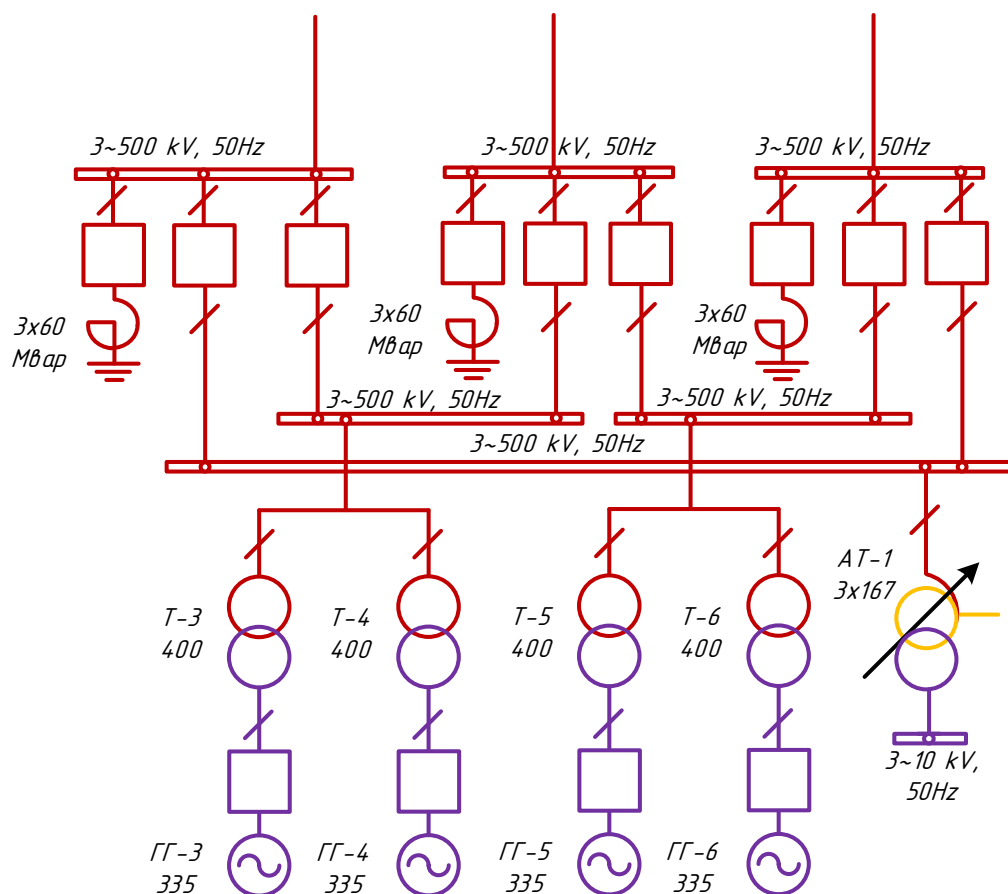


Рисунок 5 – Схема БГЭС 500 кВ

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТДЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

РУ СН БГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

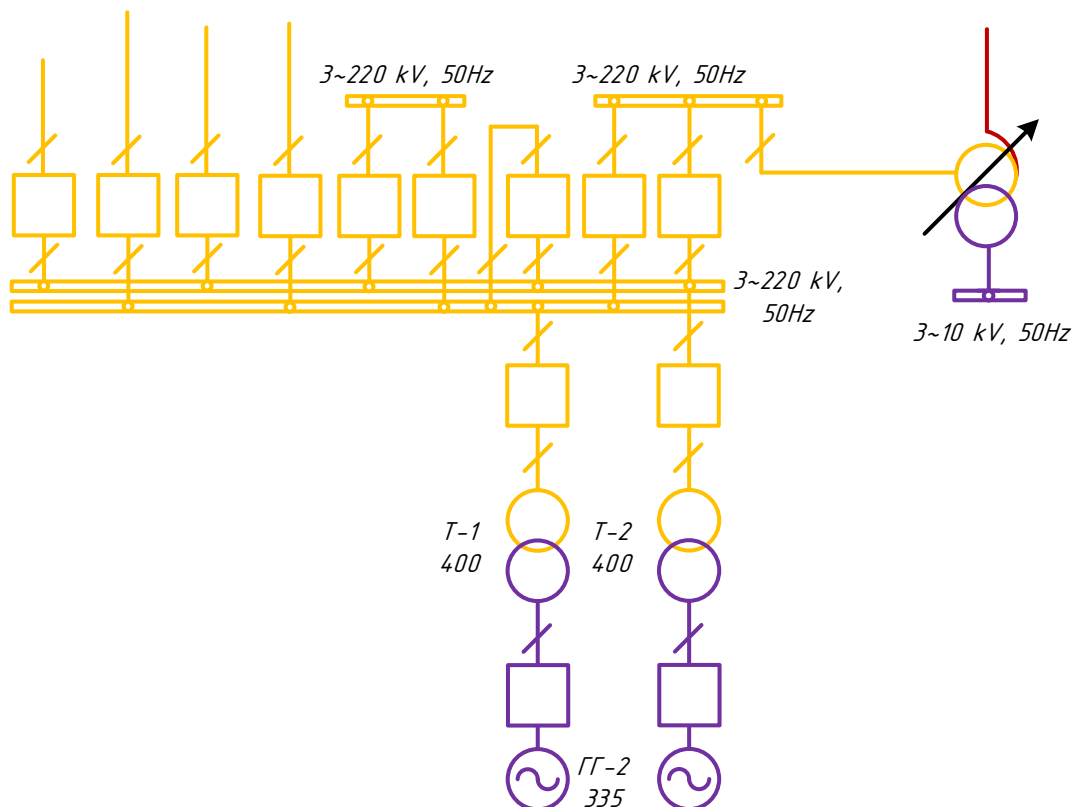


Рисунок 6 – Схема БГЭС 220 кВ

Схема РУ: Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей (№ 12Н), ОРУ.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_K, \%$			$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$\Delta Q_X,$ кВАр	$I_X, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ- 400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

Таблица 8 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

2.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Бурейская ГЭС – Амурская	500	АС-3х330	278,7	ВЛ
Зейская ГЭС – Амурская		2 х АС-3х330	356,7+361,5	ВЛ
Амурская – Шимановск-т	220	АС-240	88,04	ВЛ
Амурская – Шимановск-т, отпайка на Ледяная-т		АС-240	2,29	ВЛ
Амурская – Белогорск-т, отпайка на Белогорск		АС-240	0,06	ВЛ
Амурская – Короли-т, отпайка на Белогорск		АС-240	0,05	ВЛ
Амурская – Ледяная		АСО-300	46,27	ВЛ
Ледяная – Шимановск, отпайка на Ледяная-т		АС-240	2,53	ВЛ
Короли-тяга – Завитая		АСО-300	51,76	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая		2 х АС-400	2 х 79,5	ВЛ
Шимановск-т – Мухинская-т		АС-240	54,78	ВЛ
Мухинская-т – НПС-24		АС-240	15,01	ВЛ
НПС-24 – Чалганы-т		АС-240	86,18	ВЛ
Чалганы-т – Ключевая		АС-240	24,1	ВЛ
Сиваки – Ключевая		АСО-300	77,7	ВЛ
Ключевая – Светлая		АСО-300	112,3	ВЛ
Ключевая – Магдагачи		АС-300	54,64	ВЛ
Зейская ГЭС – Магдагачи	АС-400	133,53	ВЛ	
Ледяная – ГПП	АС-300	18,6	ВЛ	

Ледяная– Восточная №1		АС-240	6.5	ВЛ
Ледяная– Восточная №2		АС-240	6.5	ВЛ
ГПП – СК 1 I цепь	110	АС-150	10.22	ВЛ
ГПП – СК 1 II цепь		АС-150	10.22	ВЛ
ГПП – Аэродром I цепь		АС-150	11,73	ВЛ
ГПП – Аэродром II цепь		АС-150	11,73	ВЛ

Отдельно выделяются ЛЭП, выполненные разными сечениями.

Таблица 10 – Линии, выполненные разными сечениями

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Благовещенская – Амурская	220	АСО-300	130,2	ВЛ
		АСО-400	129,7	
Амурская – Белогорск-т	220	АС-240	66,56	ВЛ
		АС-300	8,5	
Амурская – Короли-т	220	АС-240	69,01	ВЛ
		АС-300	68,8	
Ледяная - Шимановск	220	АСО-300	39,47	ВЛ
		АС-240	2,53	
Белогорск-т - Завитая	220	АС-240	61,78	ВЛ
		АСО-300	58,32	
Шимановск – Мухинская-т	220	АС-300	52,74	ВЛ
		АС-240	2,5	
Мухинская-т – Сиваки	220	АСО-300	56,66	ВЛ
		АС-240	2,7	
Зейская ГЭС – Светлая №1	220	АС-300	2,17	ВЛ
		АС-240	10,09	
Зейская ГЭС – Светлая №2	220	АС-300	2,14	ВЛ
		АС-240	10,34	

Таблица 11 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	996,9
220	1701,05
110	43,9

Таблица 12 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	АС-3х330	996,9
220	АС-240	498,55
	АС-300	207,59
	АСО-300	572,68
	АС-400	292,53
	АСО-400	129,7
110	АС-150	43,9

2.1.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов.

Таблица 13 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
Шимановск-тяга	Проходная
Шимановск	Проходная
Благовещенская	Тупиковая
Ледяная-тяга	Отпаечная (от ВЛ Амурская – Шимановск-тяга и ВЛ Ледяная – Шимановск)
Ледяная	Проходная
Белогорск	Отпаечная (от ВЛ Амурская – Белогорск-тяга и ВЛ Амурская – Короли-тяга)
Белогорск-тяга	Проходная
Амурская	Узловая
Короли-тяга	Проходная
Завитая	Узловая

Мухинская-тяга	Узловая
Сиваки	Проходная
НПС-24	Проходная
Сиваки-тяга	Отпаечная (от ВЛ НПС-24 – Чалганы-т и ВЛ Мухинская-т – Сиваки)
Чалганы-тяга	Проходная
Ключевая	Узловая
Магдагачи	Проходная
Светлая	Узловая
Энергия	Отпаечная (от 2х ВЛ Зейская ГЭС – Светлая)
ГПП	Узловая
Восточная	Тупиковая
ПС СК - 1	Тупиковая
ПС Аэродром	Тупиковая

Таблица 14 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
Белогорск	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Белогорск-тяга	Мостик (5АН)
Благовещенская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Короли-тяга	Мостик (5АН)
Ледяная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Ледяная-тяга	Два блока линия-трансформатор (4Н)
Шимановск	Мостик (5АН)
Шимановск-тяга	Мостик (5АН)
Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Мухинская-тяга	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)

Сиваки-тяга	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
НПС-24	Мостик (5АН)	
Сиваки	Мостик (5АН)	
Чалганы-тяга	Мостик (5АН)	
Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)	
Магдагачи	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	
Светлая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)	
Энергия	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
Восточная	Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (15)	
ГПП	220	Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (15)
	110	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС СК – 1	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	
ПС Аэродром	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)	
ПС Амурская	500	Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя (15)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

Таблица 15 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Белогорск	2 x АДЦТН-63000/220/110/10, 2 x ТДНТ-40000/220/35/10
Белогорск-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Благовещенская	2 x АДЦТН-125000/220/110/35

Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10, 2 х АДЦТН-63000/220/110/35
Короли-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Завитая	2 х ТДНТ-25000/220/35/10
Ледяная	2 х ТДТНГ-20000/220/35/6
Ледяная-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Шимановск	2 х ТДТН-25000/220/35/10
Шимановск-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Мухинская-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
НПС-24	2 х ТРДН-25000/220/10
Сиваки	АТДЦТН-63000/220/110/6, АТДЦТН-30000/220/110/6
Чалганы-тяга	2 х ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ключевая	ТДТН-25000/220/35/10, ТМН-4000/35/10
Светлая	2 х АДЦТН-63000/220/110/35, 2 х ТДТНГ-20000/220/35/10
Магдагачи	ТДНТЖ-40000/220/27,5/10 ТДНТЖ-40000/220/35/27,5 ТДТН-25000/220/35/10
ГПП	2 х АДЦТН-63000/220/110/10
Восточная	2 х ТРДЦН-63000/110/10
ПС СК - 1	2 х ТДН-40000/110
ПС Аэродром	2 х ТДН-10000/110

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Амурская, Мухинская-тяга, Ключевая, которые имеют не менее четырех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 21 подстанция, из них большинство являются двух трансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Практически все ЛЭП являются одно цепными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АСО-300.

2.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 17.01.2019 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 19.12.2018 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

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

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС ГПП.

$$P_{\text{зпп.}}^{\text{прог}} = 4.4 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 5.13 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{зпп.}}^{\text{прог}} = 2 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.33 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

2.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении В.

2.2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения напряжения на подстанциях космодрома Восточный представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
42	ГПП 220	220	221,49	0,68
44	ГПП 110	110	115,75	5,22
48	Восточная 220	220	221,8	0,82
47	Аэродром 110	110	115,54	5,03
46	СК-1 110	110	115,7	5,18

При этом напряжение на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС задано согласно схеме потокораспределения, принятой в качестве исходных данных. Напряжение в остальных узлах можно отрегулировать с помощью устройств РПН.

Ток, протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия оптимальной загрузки ЛЭП, $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70\%$ большинство ЛЭП загружены не оптимально.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
ПС Амурская 220 кВ - ПС Ледяная 220 кВ	96	690	13,9
ПС Ледяная 220 кВ - ПС ГПП 220 кВ	53	710	7,5
ПС Ледяная 220 кВ - ПС Восточная 220 кВ	14	690	2
ПС Ледяная 220 кВ - ПС Восточная 220 кВ	14	690	2
ПС ГПП 110 кВ - ПС СК 1 110 кВ	33	610	5,4
ПС ГПП 110 кВ - ПС СК 1 110 кВ	33	610	5,4
ПС ГПП 110 кВ - ПС Аэродром 110 кВ	13	390	3,3
ПС ГПП 110 кВ - ПС Аэродром 110 кВ	13	390	3,3

ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 28,53 МВт, что составляет 2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 7.

Зейская ГЭС
+J
780.4+J1.

Рисунок 7 – Схема нормального режима

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена одна цепь ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская;
- отключен один из автотрансформаторов ПС Амурская.

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении В.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже номинального, но не вышел за пределы допустимого. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения превышает 5 %, в таблице 18.

Таблица 18 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
6	Амурская 500	500	465,4	-6,92
8	Амурская ср.т.	500	465,5	-6,9
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
12	Благовещенская	220	205,10	-6,77

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. Представим оптимально загруженные линии в таблице 19. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
Ключевая - Светлая	453	690	65.6
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	426	835	51.0
Светлая - Энергия 1 с.	295	610	48.3
Светлая - Энергия 2 с.	289	610	47.4
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	325	690	47.1
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	320	690	46.4
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	359	835	43.0
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	359	835	43.0
Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	771	1891	40.8
Амурская 220 (2) - оп. 6	206	610	33.8
Чалганы-тяга - Ключевая	199	610	32.6
Амурская 220 - оп. 5	192	610	31.5

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым, не прибегая к использованию дополнительных средств КРМ. Таким образом можно выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности.

Проведя серию расчетов режимов существующей сети, удалось оптимизировать данную сеть по потерям активной мощности. Данные по потерям сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	28,53
Отключена одна ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	46,12
Отключен один автотрансформатор ПС Амурская	30,06

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети без подключения каких-либо дополнительных средств компенсации являются минимальными.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 8 и 9.

Зейская ГЭС
+J
797.8+J31

Рисунок 8 – Схема послеаварийного режима при отключенной ВЛ Зейская ГЭС – Амурская

Зейская ГЭС 5
+J
781.6+J1

Рисунок 9 – Схема послеаварийного режима при отключении одного автотрансформатора ПС Амурская

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимых объектов.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2018 – 2022 годов» предполагается повышение надежности схемы внешнего электроснабжения космодрома Восточный поскольку он является важным стратегическим объектом.

Вариант 1. Предусматривает на ПС Восточная замену трансформатора на автотрансформатор и строительство линии Восточная - ГПП. Данный вариант подразумевает:

- замена трансформатора на ПС Восточная;
- строительство ВЛ 110 кВ Восточная - ГПП.

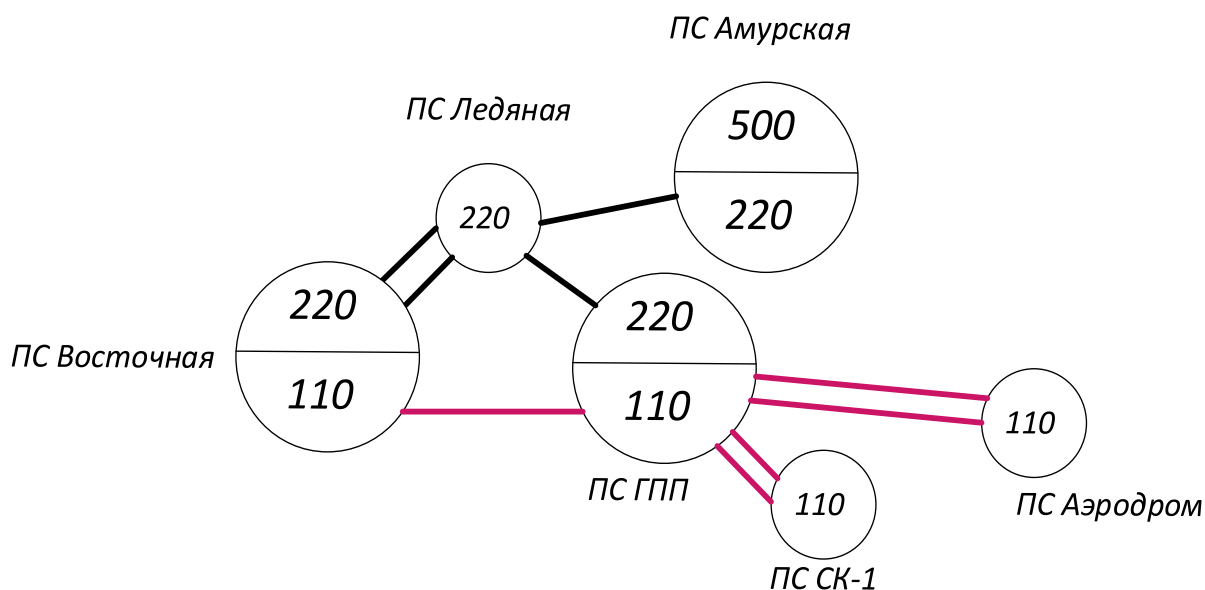


Рисунок 10 - Вариант подключения 1

Вариант 2. Предусматривает строительство ВЛ 220 кВ Амурская - ГПП.
 Данный вариант подразумевает:

- строительство ВЛ 220 кВ «Амурская - ГПП».

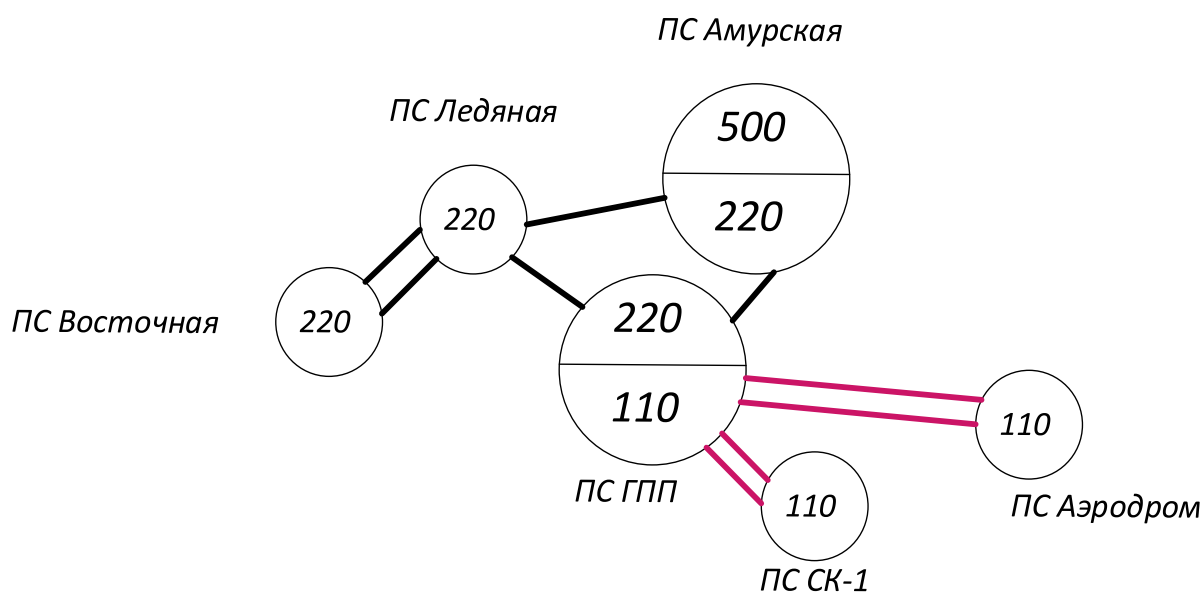


Рисунок 11 - Вариант подключения 2

3.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

3.2.1 Вариант развития электрической сети при замене трансформатора на автотрансформатор на ПС Восточная и строительство линии Восточная - ГПП.

При строительстве ВЛ 110 кВ Восточная - ГПП не обходимо построить ВЛ протяженностью 22 км и заменить трансформатор на АДЦТН-63000/220/110.

Для ПС Восточная вследствие замены трансформатора необходимо построить распределительное устройство среднего напряжения выбираем следующую типовую схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9).

Проектируемые ЛЭП, будут выполнены проводами марки АССС.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 220 кВ Ледяная-ГПП. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Г и в таблицах 21-24.

Таблица 21 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
42	ГПП 220	220	221,49	0,68
44	ГПП 110	110	115,75	5,22
48	Восточная 220	220	221,74	0,82
52	Восточная 110	110	116,04	5,5
47	Аэродром 110	110	115,7	5,18
46	СК-1 110	110	115,9	5,3

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{max} , А	I _{доп} , А	I _{max} /I _{доп} , %
ПС Амурская 220 кВ - ПС Ледяная 220 кВ	95	690	13,8
ПС Ледяная 220 кВ - ПС ГПП 220 кВ	53	710	7,5
ПС Ледяная 220 кВ - ПС Восточная 220 кВ	14	690	2
ПС Ледяная 220 кВ - ПС Восточная 220 кВ	14	690	2
ПС ГПП 110 кВ - ПС СК 1 110 кВ	33	610	5,4
ПС ГПП 110 кВ - ПС СК 1 110 кВ	33	610	5,4
ПС ГПП 110 кВ - ПС Аэродром 110 кВ	13	390	3,3
ПС ГПП 110 кВ - ПС Аэродром 110 кВ	13	390	3,3

Таблица 23 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
42	ГПП 220	220	217,57	1,3
44	ГПП 110	110	114,6	4,2

48	Восточная 220	220	221,53	0,69
52	Восточная 110	110	115,16	4,7
47	Аэродром 110	110	114,3	3,9
46	СК-1 110	110	114,47	4,1

Таблица 24 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
ПС Амурская 220 кВ - ПС Ледяная 220 кВ	97	690	14
ПС Ледяная 220 кВ - ПС ГПП 220 кВ	0	710	0
ПС Ледяная 220 кВ - ПС Восточная 220 кВ	41	690	6
ПС Ледяная 220 кВ - ПС Восточная 220 кВ	41	690	6
ПС ГПП 110 кВ - ПС СК 1 110 кВ	33	610	5,4
ПС ГПП 110 кВ - ПС СК 1 110 кВ	33	610	5,4
ПС ГПП 110 кВ - ПС Аэродром 110 кВ	14	390	3,6
ПС ГПП 110 кВ - ПС Аэродром 110 кВ	14	390	3,6

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 21 и 23 представлены значения отклонения напряжения подстанций космодрома Восточный в нормальном и послеаварийном режиме варианта 1. В таблицах 22 и 24 представлена токовая нагрузка ЛЭП подстанций космодрома Восточный в нормальном и послеаварийном режиме варианта 1.

Зейская

Рисунок 12 – Нормальный режим для варианта 1

Зейская

Рисунок 13 – Послеаварийный режим для варианта 1

3.2.2 Вариант развития электрической сети при строительстве ВЛ 220 кВ Амурская - ГПП.

При строительстве ВЛ 220 кВ Амурская - ГПП необходимо построить ВЛ протяженностью 51 км провод марки АС-300.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Д и в таблицах 25-28.

Таблица 25 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
11	Амурская 10	10	10,7	7,00
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица 26 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
Ключевая - Светлая	347	690	50.2
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	355	835	42.5
Бурейская ГЭС 220 – Завитая 1, 2 цепь	344	835	41.2
Светлая - Энергия 1 с.	242	610	39.6
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	271	690	39.3
Светлая - Энергия 2 с.	237	610	38.9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	267	690	38.7

Таблица 27 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
6	Амурская 500	500	465,8	-6,85
8	Амурская ср.т.	500	466,2	-6,75
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
12	Благовещенская	220	205,4	-6,62

Таблица 28 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Ключевая - Светлая	452	690	65.5
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	425	835	50.9
Светлая - Энергия 1 с.	294	610	48.2
Светлая - Энергия 2 с.	289	610	47.4
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	325	690	47.1
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	320	690	46.3
Бурейская ГЭС 220 – Завитая 1, 2 цепь	358	835	42.9
Зейская ГЭС 500 - Амурская 500 (2)	770	1891	40.7
Чалганы-тяга - Ключевая	205	610	33.7
Амурская 220 (2) - оп. 6	198	610	32.5
Амурская 220 - оп. 5	191	610	31.4

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 24 и 26 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 25 и 27 представлены оптимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

Рисунок 14 – Нормальный режим для варианта 2

Зейске

Рисунок 15 – Послеаварийный режим для варианта 2

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

4.1 Капиталовложения

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [14].

Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2018 г. Рекомендуется принимать $K_{инф2018} = 4,18$ [15].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (2)$$

4.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение ПС

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

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

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

- 1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;
- 8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;
- 1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;
- 10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (3)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат.

4.1.2 Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор [3]. Данные по ВЛЭП каждого варианта исполнения сети приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Параметры линий

Наименование	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{ВЛО}$, млн.руб/км
Вариант 1			
ВЛ 220 кВ одноцепная	АССС	22	2,1
Вариант 2			
ВЛ 110 кВ одноцепная	АС-300	51	2,4

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (4)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения одного километра линии, млн.руб/км;

l - протяженность ВЛ, км;

$K_{ВЛ*}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока, для ВЛ - 1,7;

$K_{инф}$ - коэффициент инфляции.

Затраты сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

3,18% - Содержание службы заказчика, строительный контроль;

8% - проектно – изыскательные работы;

Затраты на сооружение ЛЭП с учетом районного коэффициента и инфляции составили:

Вариант 1:

$$K_{вл} = 2,1 \cdot 22 \cdot 1,7 \cdot 4,18 + 2,1 \cdot 22 \cdot 1,7 \cdot 4,18 \cdot \left(\frac{3,3 + 3,18 + 8}{100} \right) = 375,8 \text{ млн.руб.}$$

Вариант 2:

$$K_{вл} = 2,4 \cdot 511,7 \cdot 4,18 + 2,4 \cdot 511,7 \cdot 4,18 \cdot \left(\frac{3,3 + 3,18 + 8}{100} \right) = 995,6 \text{ млн.руб.}$$

4.1.3 Расчет капиталовложений на реконструкцию ПС Восточная

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост} \quad (5)$$

где $K_{РУ}$ - капиталовложения на строительство распределительного устройства;

$K_{ТР}$ - капиталовложения на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат.

В таблице 30 представлены типы трансформаторов, выбранных для первого варианта развития сети. Стоимость силового трансформатора, зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [14].

Таблица 30 – Трансформаторы

Наименование	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, млн. руб
Вариант 1			
Автотрансформатор	63000/220	2	8,5

Капитальные затраты на РУ (количество элегазовых ячеек зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 31 [14].

Таблица 31– Стоимость РУ

Тип РУ	U,кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1			
КРУЭ	110 кВ	Восточная	9,4

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

Для варианта 1:

$$K_{mp}=2 \cdot 8,5=17 \text{ млн.руб};$$

$$K_{py}=9,4 \cdot 3=28,2 \text{ млн.руб};$$

$$K_{пост}=10,3 \text{ млн.руб.}$$

Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции , [15]:

Для варианта 1:

$$K_{nc}=(17+28,2+10,3) \cdot 4,53=251,4 \text{ млн.руб.}$$

Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \tag{6}$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 1:

$$K=251,4+375,8=627,2 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$K=995,6 \text{ млн.руб.}$$

Результаты расчета капиталовложений для обоих вариантов проектирования сети сведены в таблицу 32

Таблица 32 – общие капиталовложения

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
Подстанции	251,4	
Воздушные линии	375,8	995,6
ИТОГО	627,2	995,6

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (7)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

4.2.1 Расчет амортизационных отчислений.

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги).

Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [14]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (7)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС, 15 лет для ВЛ).

Для варианта 1:

$$I_{ам\ пс} = 251,4/20 = 12,57 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам\ вл} = 375,8/15 = 25,1 \text{ млн.руб};$$

$$I_{ам} = 12,57 + 25,1 = 37,67 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{ам} = I_{ам\ вл} = 958,9/15 = 63,9 \text{ млн.руб.}$$

4.2.2 Расчет эксплуатационных затрат.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Издержки на эксплуатацию

$$I_{э.р} = \alpha_{э.р.вл} \cdot K_{вл} + \alpha_{э.р.пс} \cdot K_{пс} \quad (8)$$

где $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}$, $\alpha_{\text{э.р.ПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{э.р.ВЛ}} = 0.008$; для ПС 220 кВ $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0.049$, для ПС 110 кВ $\alpha_{\text{э.р.ПС}} = 0.059$ [14]).

Для варианта 1:

$$I_{\text{экс пс}} = 251,4 \cdot 0,049 = 12,3 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс вл}} = 375,8 \cdot 0,008 = 3 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 12,3 + 3 = 15,3 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{\text{экс вл}} = 995,6 \cdot 0,008 = 7,96 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{\text{экс}} = 7,96 \text{ млн.руб.}$$

4.2.3 Расчет затрат на компенсацию потерь

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0 \quad (9)$$

где ΔW – потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта режима, кВтч;

C_0 – ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2018 год в соответствии с информацией, указанной в [4], $C_0 = 0.466 \text{ руб./кВтч}$.

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{max}} \quad (10)$$

где ΔP – потери мощности в нормальном режиме, МВт;

T_{max} – время использования максимальных нагрузок (принято 5500 ч).

Для варианта 1:

$$\Delta W = 4,2 \cdot 5500 = 23100 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 23100 \cdot 0,466 / 1000 = 10,76 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2:

$$\Delta W = 6,3 \cdot 5500 = 34650 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{\Delta W} = 34650 \cdot 0,466 / 1000 = 16,14 \text{ млн.руб.}$$

Результаты расчёта суммарных издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Результаты расчёта издержек

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
$I_{ам}$	37,67	63,9
$I_{экс}$	15,3	7,96
$I_{Δw}$	10,76	16,14
ИТОГО	63,67	88

4.3 Расчёт недоотпуска электроэнергии

Надежность это свойство системы электроснабжения, обусловленное ее безотказностью долговечностью, ремонтпригодностью и обеспечивающее нормальное выполнение заданных функций системы. Надежность системы электроснабжения зависит от надежности входящих в нее элементов (выключателей, трансформаторов, линий и т.д.). При этом сравниваемые варианты часто различаются по показателям надежности. Сопоставление вариантов технических решений с разной степенью надежности электроснабжения можно осуществить двумя способами:

1) выравнивание надежности за счет дополнительных технических решений в вариантах с меньшей надежностью; достигается резервированием источников питания и повышением пропускной способности электросетей, противоаварийным управлением; указанные мероприятия при этом связаны с дополнительными издержками;

2) учет экономических последствий, обусловленных их надежностью; выбор варианта с меньшей надежностью приводит к дополнительным затратам, которые называются ущербом от ненадежности или недоотпуском.

В качестве показателя надежности используется вероятность отказов элементов сети 110 кВ. Расчет надежности произведем аналитическим методом [16]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности.

Составляется расчетная схема (рисунок 16,18). В схему замещения (рисунок 17,19) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: линии, выключатели ВН и НН, трансформаторы.

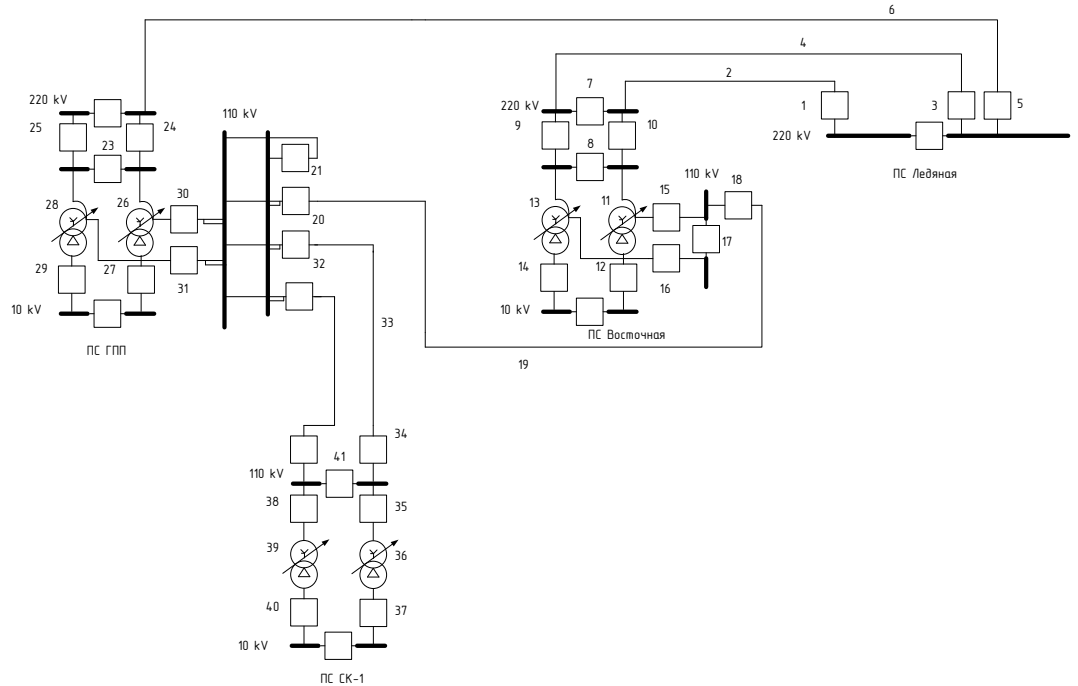


Рисунок 16 - Расчетная схема сети по варианту 1

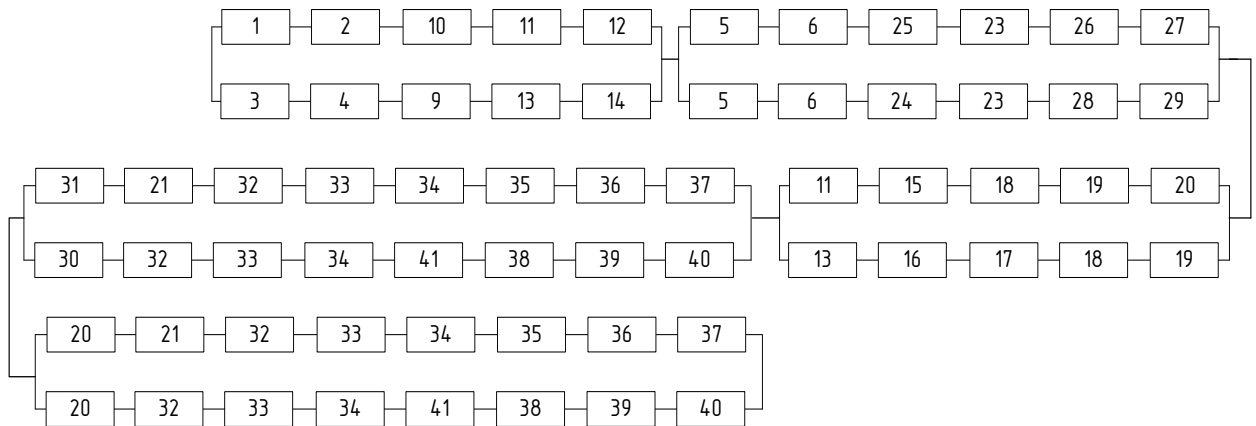


Рисунок 17 – Схема замещения сети по варианту 1

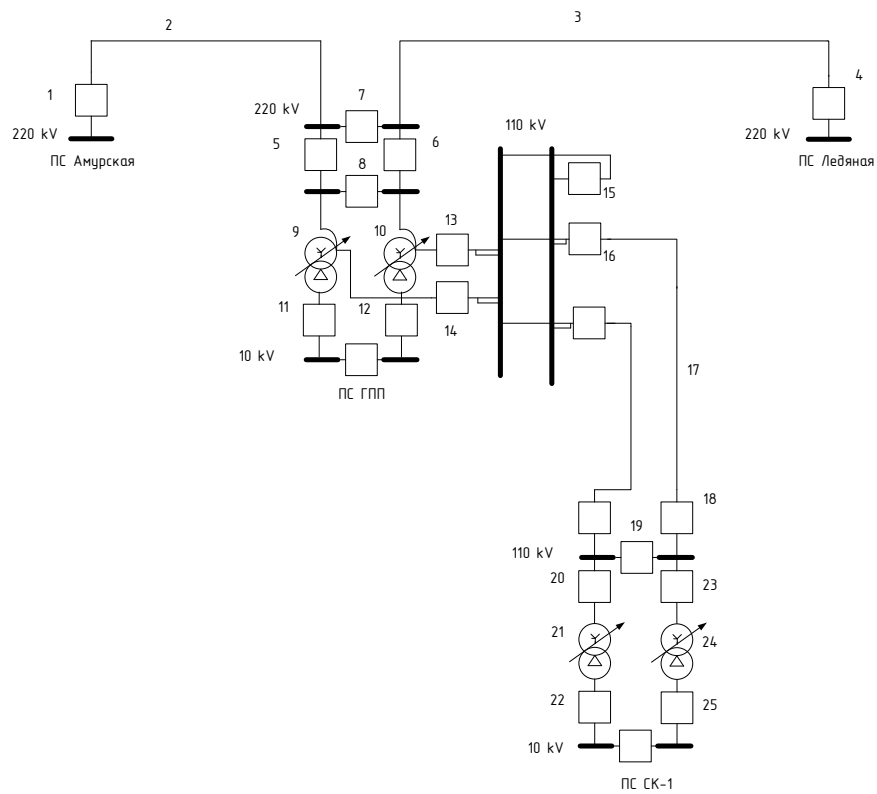


Рисунок 18 - Расчетная схема сети по варианту 2

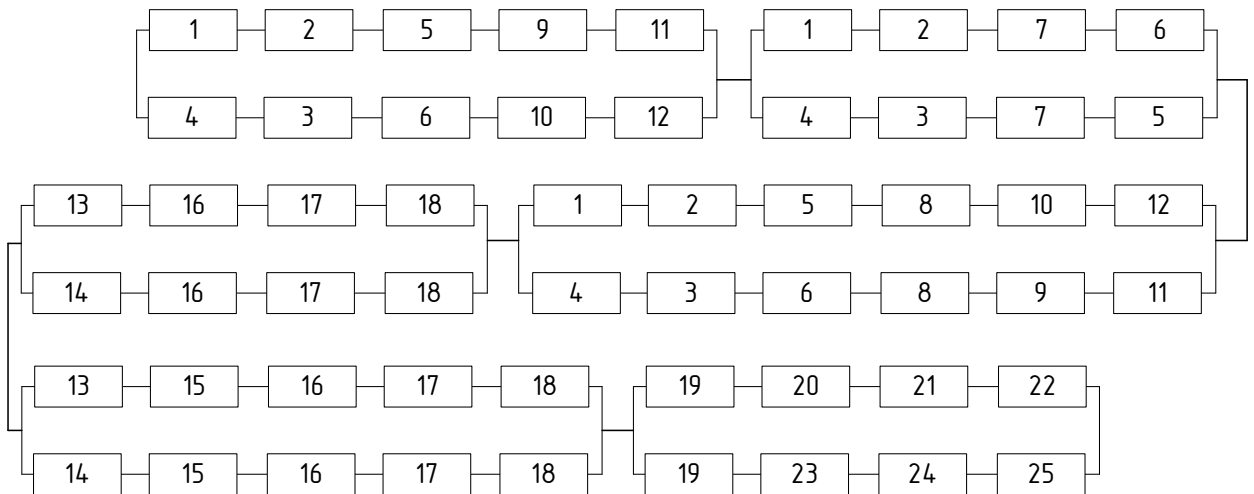


Рисунок 19 – Схема замещения сети по варианту 2

Схемы замещения по вариантам 1 и 2 представляют собой цепочку последовательно-параллельно соединенных элементов.

Оба варианта схемы замещения учитывают с отказ линий питания 110 кВ от ПС ГПП к ПС СК-1 при раздельном режиме работы трансформаторов ПС ГПП.

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 110 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760} \quad (11)$$

$$q = \frac{0,02 \cdot 20}{8760} = 0,000046$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

$$q_2 = (q_1 + q_2 + q_5 + q_9 + q_{11}) \cdot (q_4 + q_3 + q_6 + q_{10} + q_{12}) + (q_1 + q_2 + q_7 + q_6) \cdot (q_4 + q_3 + q_7 + q_5) + (q_1 + q_2 + q_5 + q_8 + q_{10} + q_{12}) \cdot (q_4 + q_3 + q_6 + q_8 + q_9 + q_{11}) + (q_{13} + q_{16} + q_{17} + q_{18}) \cdot (q_{14} + q_{16} + q_{17} + q_{18}) + (q_{13} + q_{15} + q_{16} + q_{17} + q_{18}) \cdot (q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17} + q_{18}) + (q_{19} + q_{20} + q_{21} + q_{22}) \cdot (q_{19} + q_{23} + q_{24} + q_{25});$$

$$q_2 = (0,000126 + 0,000340 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000091) \cdot (0,000126 + 0,000100 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000091) + (0,000126 + 0,000340 + 0,000126 + 0,000126) \cdot (0,000126 + 0,000100 + 0,000126 + 0,000126) + (0,000126 + 0,000340 + 0,000126 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000091) \cdot (0,000126 + 0,000100 + 0,000126 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000091) + (0,000046 + 0,000046 + 0,000110 + 0,000046) \cdot (0,000046 + 0,000046 + 0,000110 + 0,000046) + (0,000046 + 0,000046 + 0,000046 + 0,000110 + 0,000046) \cdot (0,000046 + 0,000046 + 0,000046 + 0,000110 + 0,000046) + (0,000046 + 0,000046 + 0,000046 + 0,000110 + 0,000046) \cdot (0,000046 + 0,000046 + 0,000112 + 0,000046) = 0,000002172;$$

$$q_1 = (q_1 + q_2 + q_{10} + q_{11} + q_{12}) \cdot (q_3 + q_4 + q_9 + q_{13} + q_{14}) + (q_5 + q_6 + q_{25} + q_{23} + q_{26} + q_{27}) \cdot (q_5 + q_6 + q_{24} + q_{23} + q_{28} + q_{29}) + (q_{11} + q_{15} + q_{18} + q_{19} + q_{20}) \cdot (q_{13} + q_{16} + q_{17} + q_{18} + q_{19}) + (q_{31} + q_{21} + q_{32} + q_{33} + q_{34} + q_{35} + q_{36} + q_{37}) \cdot (q_{30} + q_{32} + q_{33} + q_{34} + q_{41} + q_{38} + q_{39} + q_{40}) + (q_{20} + q_{21} + q_{32} + q_{33} + q_{34} + q_{35} + q_{36} + q_{37}) \cdot (q_{20} + q_{32} + q_{33} + q_{34} + q_{41} + q_{38} + q_{39} + q_{40});$$

$$q_1 = (0,000126 + 0,000033 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000091) \cdot (0,000126 + 0,000033 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000091) + (0,000126 + 0,000340 + 0,000126 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000126) \cdot (0,000126 + 0,000340 + 0,000126 + 0,000126 + 0,000280 + 0,000126) + (0,000280 + 0,000091 + 0,000091 + 0,000110 + 0,000091) \cdot$$

·(0,000280+0,000091+0,000091+0,000091+0,000110+0,000091)+(0,000091+
+0,000091+0,000091+0,000110+0,000091+0,000091+0,000112+0,000091)·
·(0,000091+0,000091+0,000110+0,000091+0,000091+0,000091+0,000112+
+0,000091)+ (0,000091+ +0,000091+0,000091+0,000110+0,000091+0,000091+
+0,000112+0,000091)·(0,000091+0,000091+0,000110+0,000091+ 0,000091+
+0,000091+0,000112+ +0,000091)= 0,000003373.

3. Ущерб от недоотпуска:

$$Y_{неод} = \alpha \cdot \bar{P}_{оэф.р} \cdot q_c \cdot K_{инф}; \quad (12)$$

$$Y_{неод1} = 7,5 \cdot 52300 \cdot 0,000002172 \cdot 25 = 21,02 \text{ млн.руб.};$$

$$Y_{неод2} = 7,5 \cdot 52300 \cdot 0,000003373 \cdot 25 = 33,07 \text{ млн.руб.};$$

где α - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения по рисунку 20 из [9] при величине бытовой нагрузки 50% (кривая 1 с наибольшим расчётным ущербом) и доле $\varepsilon=1$ - 7,5 тыс.руб/кВт*ч;

$K_{инф}$ - коэффициент приведения к ценам [9], 25;

$\bar{P}_{оэф.р}$ - нагрузка района проектирования 52300 кВт.

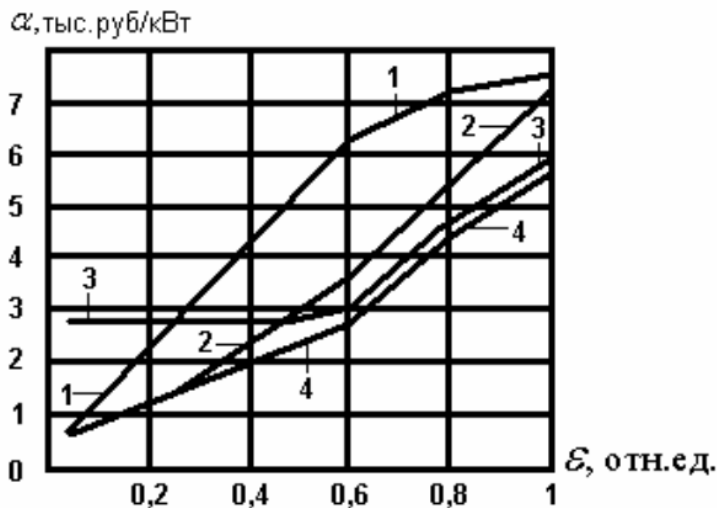


Рисунок 20 - Расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электроснабжения (номер кривой 1)

4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

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

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (13)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения млн. руб	Издержки млн. руб	Затраты млн. руб
1	627,2	63,67	690,9
2	995,6	88	1083,6

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше по сравнению с вариантом №2.

4.5 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб Y_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (14)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;
 P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;
 $t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;
 $y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении,
у.е./кВт[23];

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (15)$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (16)$$

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

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Б.

Результаты расчета для варианта №1 представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Расчет величины ущерба для варианта №1

Объект	у, кВт	T_{cp} , ч	У, тыс.руб
ПС ГПП	174300	134.68	35210

4.6 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

4.6.1 Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (15)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (16)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 9130 \cdot 5500 = 50210 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 50210 \cdot 2 = 100400 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (17)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}). \quad (18)$$

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

$$П_{\text{чт}} = П_{\delta t} - H_t; \quad (19)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между

притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \text{Э}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (20)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 18.

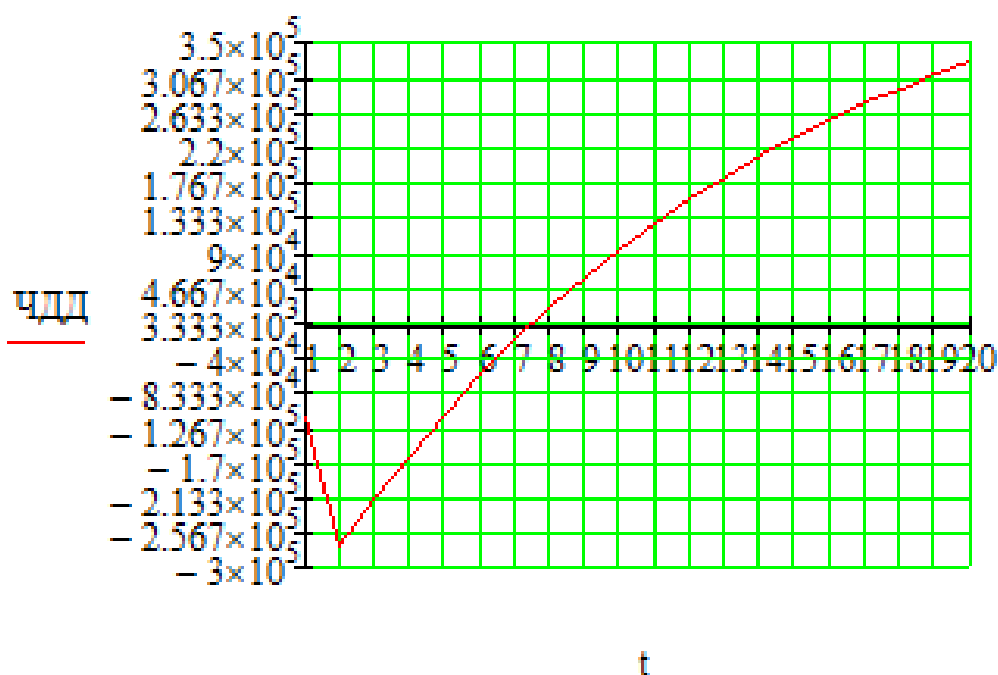


Рисунок 18 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 8 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (21)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

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

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

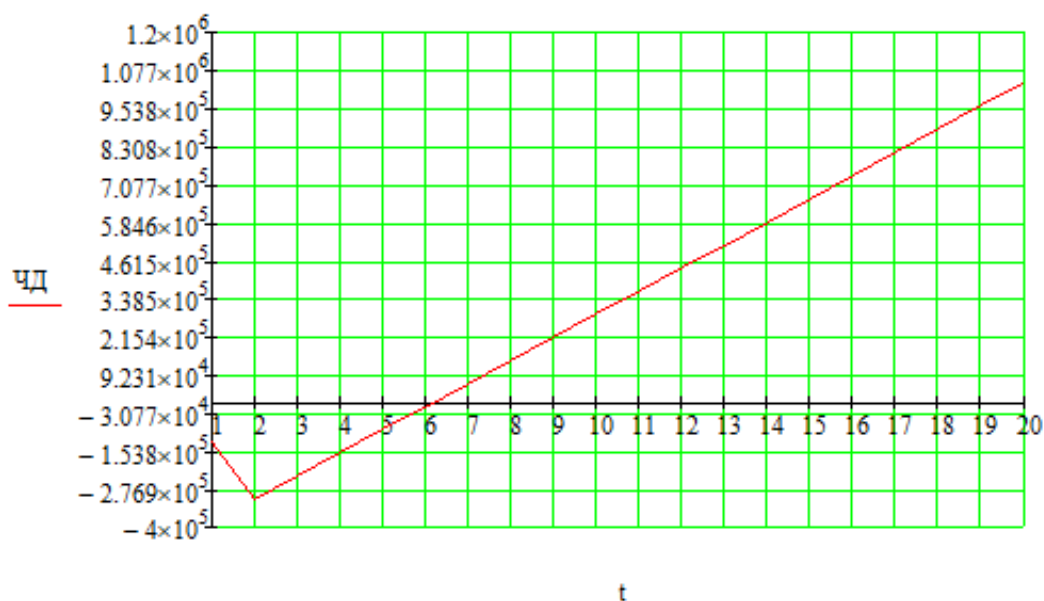


Рисунок 19 - График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 36.880 миллионов руб. составит 6 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 2.07$). Рентабельность проекта составит 24.47% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

5. ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАННОЕ В ПРОЕКТЕ

В качестве инновационного оборудования в данном проекте выбраны распределительные устройства подстанции в виде КРУЭ.

КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Применение КРУЭ позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые распределительным устройством и обеспечить возможность более легкого расширения КРУЭ по сравнению с традиционными РУ, однако при расширении необходимо использовать однотипное оборудование либо специальные согласующие устройства.

К другим преимуществам КРУЭ можно отнести:

- многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземляющими разъединителями, трансформаторы тока, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая надежность и стойкость к воздействию внешней среды;
- возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью;
- отсутствие электрических и магнитных полей;
- безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа.

Одним из основных преимуществ КРУЭ является надежность.

Далее приведена таблица с распределением отказов по элементам КРУЭ.

Таблица 35 – Распределение отказов элементов КРУЭ

Элементы КРУЭ	Доля отказов, %
Выключатели с приводом (доля привода около 20% общего числа отказов)	43,4
Разъединители	17,9
Заземляющие разъединители	4,4
Трансформаторы тока	0,9
Трансформаторы напряжения	5,6
Сборные шины	5,5
Шинопроводы и соединительные части	11,9
Разрядники	0,7
Вводы-выводы	7,1
Прочие	2,6

Приведенная структура отказов типичная. Наиболее критичный с позиций надежности модуль КРУЭ – выключатель и его привод.

Другой важнейший параметр надежности – время восстановления

Таблица 36 – Время восстановления

Номинальное напряжение, кВ	Общее время восстановления, ч	Трудозатраты, чел/ч	Доставка запасных частей, ч
От 60 до 100	216	63	30
От 100 до 200	384	58	48
От 200 до 300	192	138	91
От 300 до 500	192	127	74
От 500 до 700	216	160	40
Среднее значение по всем классам напряжения	312	88	57

Приведенные сравнительные характеристики закономерны.

Во-первых, аварийно-восстановительные ремонты КРУЭ сложны, так как в ряде случаев связаны со вскрытием газоплотных защитных кожухов.

Во-вторых, время восстановления КРУЭ включает отказы всех элементов электроустановки (выключателей, сборных шин, измерительных трансформаторов и др.)

Относительно высокое время восстановления КРУЭ не означает, что при их отказах ограничение выдачи мощности в энергосистему или электро-снабжения потребителей будет иметь ту же продолжительность. Требования, предъявляемые с позиций надежности к КРУЭ, в разных странах могут отличаться. Однако существуют общие обязательные положения: ремонт одной ячейки не должен вызывать простоя других ячеек рассматриваемого РУ; ремонт одной системы шин не должен влиять на другие системы шин данного РУ. Прочие требования обеспечиваются выбором типа схемы электрических соединений, как и для традиционных РУ.

Следовательно, для сравнительного анализа надежности КРУЭ и традиционных РУ основной интерес представляет параметр потока отказов. Как уже отмечалось, наиболее критичный с позиций надежности элемент КРУЭ – выключатель и его привод. Их доля в общем числе отказов 43,4% (в мире).

Таблица 37 - характеристики параметров потокоотказов

Номинальное напряжение, кВ	Параметр потока отказов выключателей, 1/год (отн. ед.)		
	КРУЭ	воздушных	масляных
110	0,0073 (1,0)	0,05 - 0,1 (6,85 - 13,7)	0,01 - 0,03 (1,4-4,1)
220	0,0043 (1,0)	0,06 - 0,15 (14,0-34,9)	0,01 - 0,07 (2,3 - 16,3)
330	0,014 (1,0)	0,07 - 0,2 (5,0-14,3)	...
500	0,0054 (1,0)	0,08 - 0,2 (14,8-37,0)	...
Итого	0,0038

Как видно из данных таблицы выключатели КРУЭ имеют более благоприятные характеристики надежности: значения параметра потока отказов в 1,4-37,0 раз более низкие.

Так же необходимо затронуть технико-экономические аспекты оценки эффективности использования КРУЭ, поскольку до сих пор бытует мнение о чрезмерно высокой стоимости данного оборудования.

Сравнение затрат на КРУЭ и на традиционные РУ за расчетный срок службы дает преимущества первым. В таблице 38 приведено соответствующее сопоставление без учета стоимости земли и надежности.

Таблица 38 – Затраты на сооружение ОРУ и КРУЭ

Составляющие затрат	Затраты, %			
	110-145 кВ		420 кВ	
	Традиционн ое РУ	КРУЭ	Традиционн ое РУ	КРУЭ
Единовременные первоначальные затраты	100,0	113,7	100,0	86,7
<u>В том числе:</u>				
электрооборудование	37,9	67,9	32,3	42,8
устройства защиты, контроля и управления	12,5	9,0	12,4	8,9
транспорт, монтаж, пусконаладочные работы, испытания	15,7	11,4	27,7	15,5
грузоподъемные и земляные работы, фундаменты	25,8	3,9	22,0	6,0
здания и сооружения	3,2	18,9	2,8	11,9
прочие	4,9	2,6	2,8	1,6
Приведенные за 30 лет производственные издержки	29,6	4,0	26,5	5,2
Итого	129,6	117,7	126,5	91,9

5.1 Выбор оборудования

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

– Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- Начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- Ударный ток к.з.

Для выбора оборудования был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах СН ПС ГПП при помощи ПК «RastrWin», результаты расчета в таблице 39.

Таблица 39 – Значение токов короткого замыкания

Вид короткого замыкания	Значение тока короткого замыкания, кА
1Ф	1,727
2Ф	2,330
3Ф	4,660

Ударный ток определяется по формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (22)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (23)$$

где T_a - постоянная времени затухания, равная 0,03.

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72;$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 4,660 = 11,3 \text{ кА};$$

Выбор и проверка ячеек КРУЭ производится в соответствие с алгоритмом:

Условия выбора:

- 1) По номинальному напряжению;
- 2) По номинальному току;

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость;

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость.

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 40.

Таблица 40 – Условия выбора и проверки ячеек КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном}=3150$ А	$I_{раб.мах}=50$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=100$ кА	$i_{уд}=11.3$ кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном}=1600$ кА ² · с	$B_{к.ном} = 29.6$ кА ² · с	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУЭ марки СЭЩ-110 удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выбор выключателей высокого напряжения.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (24)$$

где $U_{ап.уст}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст ном}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие [10]:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (25)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (26)$$

где $i_{мах}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверка на термическую стойкость осуществляется с учетом суммарного времени $t_{откл}$, состоящего из времени срабатывания релейной защиты с учетом ступени селективности и времени срабатывания выключателя.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (27)$$

$$B_k = 4,66^2 \cdot (1,333 + 0,03) = 29,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $t_{отк}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, равная 0,03;

$$I_{н.о} - 4,66 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}; \quad (28)$$

$$t_{отк} = 1,3 + 0,033 = 1,333 \text{ с};$$

где $t_{рз}$ - время действия релейной защиты, с.;

$t_{ов}$ - время отключения выключателя, с.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном}}{100};$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА};$$

где β_H - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40 \%$.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (29)$$

$$i_{a.t} = \sqrt{2} \cdot 4,66 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 4,7 \text{ кА.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете, таблица 41.

Таблица 41 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб} = 50 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4.66 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{y0} = 11.3 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{y0}$
$B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.расч} = 29.6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_{аном} = 90,51 \text{ кА}$	$i_a = 22.63 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$

На напряжение 110 выбрано КРУЭ-СЭЩ-110 - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ с возможностью установки, как в кирпичное здание, так и в здание с ограждением из сэндвич-панелей.

В состав распределительного устройства в зависимости от сетки схем главных цепей могут входить:

Модуль выключателя. КРУЭ-СЭЩ-110 кВ комплектуется выключателем, в котором применена новейшая техника гашения дуги. Особая конструкция камеры гашения дуги обеспечивает отключение цепи без перенапряжений.;

Модуль разъединителя-заземлителя;

Модуль быстродействующего заземлителя. Время срабатывания быстродействующего заземлителя менее 80 мс;

Модуль трансформатора напряжения;

Модуль ограничителя перенапряжений, который служит для защиты распределительного устройства от грозовых и коммутационных перенапряжений и оснащен счетчиком числа срабатываний.;

Модуль трансформатора тока;

Вводные модули;

Шкаф местного управления и система контроля, при помощи которого осуществляется:

- управление коммутационными аппаратами;
- реализация функций защит и автоматики КРУЭ;
- работа системы оперативных блокировок;
- взаимодействие с системой автоматического управления АСУ.



Рисунок 20 – КРУЭ СЭЩ 110

К конкурентным преимуществам выбранного изделия относятся:

- безопасность,
- универсальность,
- более высокий механический ресурс приводов разъединителя и быстродействующего заземлителя
- повышенная стойкость к току КЗ.

С учетом курса на импортозамещение особое значение приобретает и тот факт, что продукт изготавливает отечественное производство на базе предприятия Электроцит Самара.

Особенности

За счет модульности достигается гибкость конструкции, имеется возможность собрать любую из существующих на сегодня стандартных схем подстанции в соответствии с СТО 56947007 29.240.30.010-2008. В качестве материала для корпусов модулей используется алюминиевый сплав, имеющий небольшую удельную плотность, высокие антикоррозионные свойства. Легкая конструкция модулей не требует сооружения дорогого заглубленного фундамента, что уменьшает стоимость строительства подстанции. В конструкции КРУЭ-СЭЩ-110 кВ применены высококачественные комплектующие. Срок службы до первого среднего ремонта, если ранее не были выработаны механический или коммутационный ресурс – не менее 15 лет. Средний срок службы распреустройства – не менее 30 лет. Для поглощения влаги и продуктов разложения газа в КРУЭ-СЭЩ-110 кВ установлен газовый фильтр со специальным абсорбирующим средством.

Выбор энергоэффективного провода, для ЛЭП 110 кВ Восточная – ГПП, так же будет инновационным решением. В качестве проводника был выбран провод АССС (Aluminium Composite Core Conductor) с композитным сердечником.

Провода нового поколения АССС с высокопрочным композитным сердечником из углеродного волокна и с токопроводящим слоем из отожженного алюминия позволяет значительно увеличить пропускную способность при реконструкции ВЛ, причем одновременно существенно сокращая потери.

Основные преимущества проводов марки АССС:

- Провод АССС при замене провода АС равного диаметра позволяет увеличить пропускную способность линии в 2 раза.
- Электрическое сопротивление провода АССС на 25-30% выше, чем у традиционных проводов того же удельного веса; что позволяет сократить потери линии и связанные с ней выбросы в атмосферу на 20-30%, а также повысить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии.
- Обладая более высокой прочностью на разрыв (на 20-25%), эти провода имеют удельный вес на 50-60% меньше, чем у проводов со стальным сердечником аналогичного эффективного сечения.

При монтаже проводов АССС применяются стандартное оборудование, рекомендуется метод раскатки провода «под тяжением», а также использование блоков с увеличенными диаметрами и специальных зажимов во избежание излишнего перегибания провода. Арматура для проводов АССС должна быть рекомендована производителем провода.

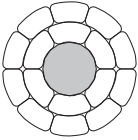
Эффективность и экономичность данного решения подтверждена многократным использованием при модернизации старых и строительстве новых ВЛ в Германии, Франции, Великобритании, Испании, Португалии, Польше, Бельгии, США, Китае, Мексике, Чили и Южной Африке.



Рисунок 21 – Провод АССС с композитным сердечником

В таблице 42 дан пример использования провода АССС при замене типового провода АС .

Таблица 42 – Сравнение проводов АС 240 и АССС

Характеристика	Единица измерения	АС 240/32	АССС Casablanca 285	Преимущества провода АССС™	
					гладкая поверхность + крутильная жесткость + самодемпфирование - стойкость к ветру и гололеду
Конструкция					
		алюминий 24 x Ø3,60 мм сталь 7 x Ø2,40 мм	алюминий 16 (6+10) x 4,70 мм композит 1 x Ø7,11 мм		
Сечение провода общее	мм ²	274,6	316,4	15,2%	больше сечение провода при меньшем диаметре – выше эффективность
Сечение алюминия	мм ²	244	276,7	13,4%	больше сечение проводящей части – выше эффективность
Внешний диаметр	мм	21,6	20,50	-5,1%	диаметр меньше на 5% - меньше влияние ветра и гололеда, выше надежность
Масса провода	кг/м	0,921	0,843	-8,5%	меньше масса на 9% - меньше нагрузка на опоры и арматуру - выше надежность линии
Прочность					
Сечение сердечника	мм ²	31,7	39,7	25,2%	сечение сердечника больше при меньших массе и диаметре провода - выше эффективность
Разрывное усилие провода, не менее	Н	75 050	101 300	35,0%	прочность выше на 35% - выше надежность провода

Продолжение таблицы 42

Модуль упругости провода выше точки температурного перегиба	Н/мм ²	69 000	112 300	62,8 %	при нагреве провода возрастает его упругость - минимальные стрелы провеса
Модуль упругости ниже точки температурного перегиба	Н/мм ²	69 000	63 500	- 8,0%	при низких температурах провода упругость сравнима
Электрические и тепловые характеристики					
Электрическое сопротивление постоянному току при 20°C	Ом/км	0,1182	0,1013	- 14,3 %	эл.сопротивление меньше на 14% = экономия на потерях
Температурный коэффициент линейного удлинения	10-6/°C	19,2	1,61		при нагреве провода стрелы провеса значительно меньше
Мах рабочая температура поверхности провода	°C	80	175		есть запас пропускной способности за счет повышения рабочей температуры
Ток при температуре провода 80°C	А	605	742	22,6 %	при равной рабочей температуре пропускная способность выше
Номинальный (длительно допустимый) ток при максимальной рабочей температуре	А	605	1 177	94,5 %	пропускная способность выше в 1,95 раза выше = запас по передаче мощности + дополнительный экономический эффект

Повышение энергетической эффективности является одним из основных приоритетов не только международной, но и российской внутренней политики. Основной идеей обновленной Энергостратегии России на период до 2035 года является переход к инновационной модели развития российской энергетики, роста энергоэффективности экономики страны. За счёт применения энергосберегающих технологий почти при двойном росте ВВП к 2035 году потребление первичной энергии планируется увеличить

менее чем на 20%, при этом удельная энергоемкость ВВП должна снизиться более чем на 50% .

Применение таких инновационных продуктов, как провода нового поколения, позволяет решать основные проблемы электросетей, связанные с недостаточной энергоэффективностью: повышение надежности, бесперебойности энергоснабжения, сокращение потерь и увеличение пропускной способности. Использование проводов нового поколения приводит к снижению потерь линий электропередач до 30% и увеличению их пропускной способности в 1,5 - 2 раза. Замена имеющихся проводов на энергоэффективные позволяет достичь ежегодной экономии за счет более низких потерь и дополнительной передаваемой мощности, что обеспечивает сроки окупаемости проекта в первые годы эксплуатации.

Реализация глобальных инновационных проектов, таких как Smart Grid, невозможна без проводов нового поколения, которые являются инновационным решением, основанным на новых технологиях и материалах, сырье высокого качества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Амурской области. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Осуществлён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018-2022 годов .
- 4 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 - 25.03.2018.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 7 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.02.2019
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

11 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

12 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.

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

14 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

15 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ - К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. - М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 248с.

16 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

17 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

18 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

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

20 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. М. / Энергоатомиздат, 2016.

21 Гринберг-Басин, М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учебное пособие для техникумов ж.-д. транспорта – М.: Транспорт 1986. – 168 с. .

22 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

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

24 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Часть I. Электроэнергетические системы и сети. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ. - Екатеринбург 2005 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyland.info>

25 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

26 Государственная корпорация по космической деятельности «Роскосмос» <http://www.roscosmos.ru/>;

27 Восточный (космодром) Материал из Википедии — свободной энциклопедии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>;

28 Кувшинов, Г.Е., Соловьёв, Д.Б. Современные направления развития измерительных преобразователей тока для релейной защиты и

автоматики/Г.Е. Кувшинов, Д.Б. Соловьев-Владивосток: Изд-во Владивостокский филиал государственного казенного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Российская таможенная академия", 2012. – 316 с;

29 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru) – 20.10.2018 г.

30 Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «Субъекты Российской Федерации, включенные в перечень, предусмотренный в приложении к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 10000 \text{ кВт} \quad n := 2 \quad k_{\text{изном}} := 0.55$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{\text{изном}} = 1.1 \times 10^4 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.83$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 9.13 \times 10^3 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 9.13 \times 10^3 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 5.021 \times 10^7 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 1.004 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{ам1} = 1.987 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{год} := O - И = 9.844 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{год} \cdot 0.24 = 2.363 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$ЧДД := \sum \left[\frac{\Delta_t}{(1 + E_n)^t} \right]$$

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 1.223 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 1.834 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -1.242 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$ЧДД_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.15 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$ЧДД_1 := ЧДД_1 = -1.15 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -1.854 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$ЧДД_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.589 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$ЧДД_2 := ЧДД_1 + ЧДД_2 = -2.74 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\mathcal{E}_3 := O - И - Н = 7.482 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\mathcal{E}_3}{(1 + E_n)^3} = 5.939 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -2.146 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\mathcal{E} := \mathcal{E}_3 = 7.482 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^4} = 5.499 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -1.596 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^5} = 5.092 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -1.087 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^6} = 4.715 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -6.153 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^7} = 4.365 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -1.787 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^8} = 4.042 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 2.255 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^9} = 3.743 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 5.997 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^{10}} = 3.465 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 9.463 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^{11}} = 3.209 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 1.267 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_n)^{12}} = 2.971 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 1.564 \times 10^5$$

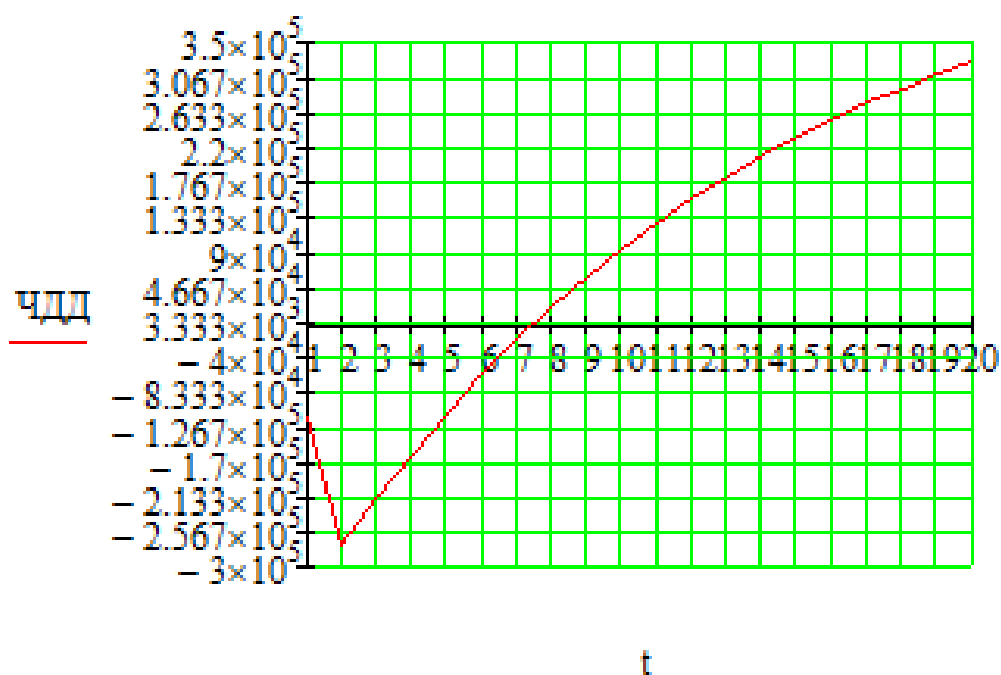
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.751 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 1.839 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.547 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 2.094 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.359 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 2.33 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 2.184 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 2.548 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 2.022 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 2.751 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.872 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 2.938 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.734 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 3.111 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.605 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 3.272 \times 10^5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 2.07$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

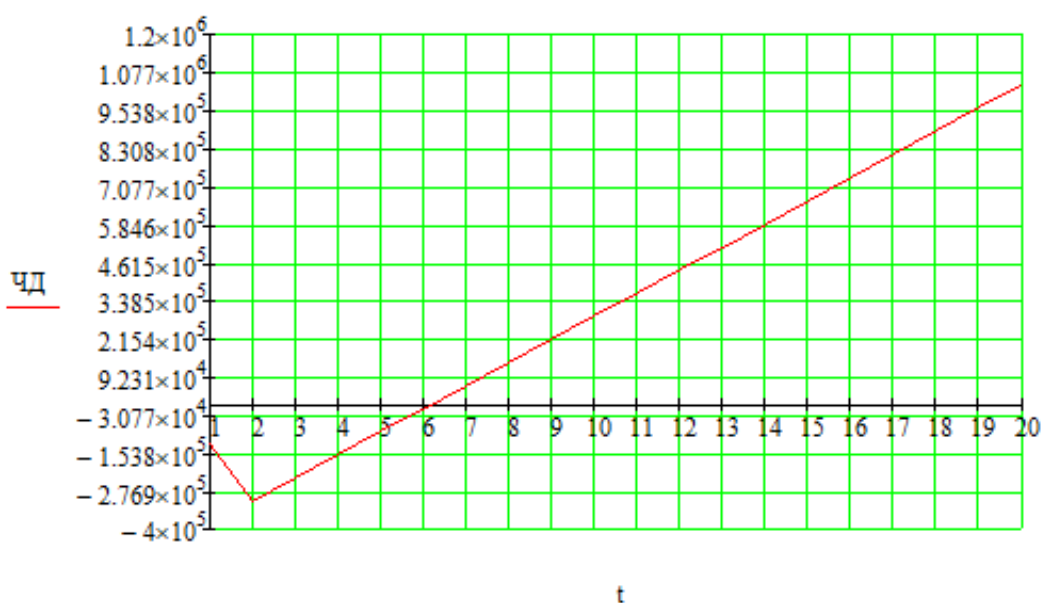
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.242 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{1.} := \text{ЧД}_1 = -1.242 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -1.854 \times 10^5$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3.096 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.348 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -1.6 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -8.518 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = -1.036 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 6.445 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 1.393 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 2.141 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 2.889 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 3.637 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{12} := \text{ЧД}_{11} + \text{ЧД}_{12} = 4.385 \times 10^5$	тыс.руб

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧД}_{13} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{13} := \text{ЧД}_{12} + \text{ЧД}_{13} = 5.134 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{14} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{14} := \text{ЧД}_{13} + \text{ЧД}_{14} = 5.882 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{15} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{15} := \text{ЧД}_{14} + \text{ЧД}_{15} = 6.63 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{16} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{16} := \text{ЧД}_{15} + \text{ЧД}_{16} = 7.378 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{17} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{17} := \text{ЧД}_{16} + \text{ЧД}_{17} = 8.126 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{18} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{18} := \text{ЧД}_{17} + \text{ЧД}_{18} = 8.874 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{19} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{19} := \text{ЧД}_{18} + \text{ЧД}_{19} = 9.622 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{20} := \vartheta = 7.482 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{20} := \text{ЧД}_{19} + \text{ЧД}_{20} = 1.037 \times 10^6$	тыс.руб



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

Простой срок окупаемости составит 7 лет 5 месяцев.

Дисконтированный срок окупаемости продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 6 лет.

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -40.65 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -60.65 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 24.477 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 36.880 миллионов руб. составит 6 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=2.07). Рентабельность проекта составит 24.47% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт в программе Mathcad

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./КВт*ч

$$Y_o := 0.6$$

Удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./КВт

$$Y_{вн} := 1.5$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{огр} := 1$$

Доля нагрузки технологической брони:

$$\sigma_{техн.бр} := 0.9$$

Мощность нагрузки, КВт

$$P_{пс} := 70 \cdot 10^3$$

Технологическая броня, КВт:

$$P_{техн.бр.ПС} := P_{пс} \cdot \sigma_{техн.бр} = 6.3 \times 10^4$$

Удельная величина ущерба, у.е.

$$Y_{ПС} := Y_o \cdot P_{пс} \cdot t_{огр} + \left(Y_o + \frac{Y_{вн}}{t_{огр}} \right) P_{техн.бр.ПС} \cdot t_{огр} = 1.743 \times 10^5 \quad \frac{\text{кВт}}{\text{час}}$$

$$\omega_{0.ВЛ110} := \frac{0.5}{100} \quad T_{в.вл110} := 11 \quad \omega_{пл.ВЛ110} := 2.8 \quad T_{в.пл.вл110} := 17$$

$$I_1 := 22 \quad I_2 := 10.22 \quad I_3 := 11.73$$

$$T_{пр.1} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_1 \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 48.81$$

$$T_{пр.2} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_2 \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 48.162$$

$$T_{пр.3} := \omega_{0.ВЛ110} \cdot I_3 \cdot T_{в.вл110} + \omega_{пл.ВЛ110} \cdot T_{в.пл.вл110} = 48.245$$

$$\omega_{0.тр110} := 0.025 \quad T_{в.тр110} := 60 \quad \omega_{тек.тр110} := 1 \quad T_{в.тек.тр110} := 30$$

$$\omega_{кап.тр110} := 0.166 \quad T_{в.кап.тр110} := 330$$

$$T_{пр.тр.110} := \omega_{0.тр110} \cdot T_{в.тр110} + \omega_{тек.тр110} \cdot T_{в.тек.тр110} + \omega_{кап.тр110} \cdot T_{в.кап.тр110} = 86.28$$

$$T_{пр.4} := T_{пр.тр.110} = 86.28$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2} + T_{пр.3}}{3} + T_{пр.4} = 134.686$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{ПС} := \frac{Y_{ПС} \cdot t_{пр.пс} \cdot 1.5}{1000} = 3.521 \times 10^4$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
Нагр	5	Амурская 500	500	1	202.0	10.0						1 400.0	487.24	-2.55
Нагр	6	Амурская 500 (2)	500	1								740.0	487.17	-2.57
Нагр	7	Амурская ср.т.	500	1									485.83	-2.83
Нагр	20	Зейская ГЭС ср.т.	500	1									500.09	0.02
Нагр	2	Бурейская ГЭС ср.т.	500	1									510.85	2.17
Нагр	8	Амурская ср.т. (2)	500	1									485.78	-2.84
Нагр	9	Амурская 220	220	1	63.7	-28.5							223.41	1.55
Нагр	10	Амурская 220 (2)	220	1	67.3	30.3							223.38	1.54
Нагр	11	Амурская 10	10	1									10.69	6.88
Нагр	22	Зейская ГЭС 35	35	1									37.51	7.16
Нагр	4	Бурейская ГЭС 35	35	1									37.80	8.01
Ген	3	Бурейская ГЭС 220	220	1	20.0	3.5	320.0	78.4	235.0	-500.0	1 000.0		235.00	6.82
Ген	21	Зейская ГЭС 220	220	1	112.6	27.1	360.0	14.5	230.0	-500.0	1 000.0		230.00	4.55
База	19	Зейская ГЭС 500	500	1			778.2	148.8	502.0	-2 000.0	2 000.0	1 317.0	502.00	0.40
Ген	1	Бурейская ГЭС 500	500	1	841.0	-270.0	763.0	197.0	506.0	-2 000.0	2 000.0	2 000.0	506.00	1.20
Нагр	12	Благовещенская	220	1	76.9	63.8							215.10	-2.23
Нагр	16	Белогорск-тяга	220	1	32.0	9.8							223.54	1.61
Нагр	17	Короли-тяга	220	1	24.7	7.9							226.25	2.84
Нагр	15	Белогорск	220	1	83.6	24.1							223.30	1.50
Нагр	18	Завитая	220	1	256.2	-3.3							229.01	4.09
Нагр	23	Ледяная	220	1	22.2	9.6							221.83	0.83
Нагр	24	оп. 3	220	1									221.87	0.85
Нагр	28	Шимановск	220	1	14.6	7.7							221.89	0.86
Нагр	25	Ледяная-тяга	220	1	15.5	10.1							221.89	0.86
Нагр	26	оп. 4	220	1									221.98	0.90
Нагр	27	Шимановск-тяга	220	1	15.0	10.1							221.80	0.82
Нагр	13	оп. 5	220	1									223.30	1.50
Нагр	14	оп. 6	220	1									223.30	1.50
Нагр	29	оп. 9	220	1									222.43	1.11
Нагр	32	Сиваки-тяга 1 с.	220	1	4.2	1.9							223.60	1.64
Нагр	33	Сиваки-тяга 2 с.	220	1	1.0	0.9							223.27	1.49
Нагр	40	Энергия 1 с.	220	1	12.0	4.7							229.90	4.50
Нагр	39	Энергия 2 с.	220	1	12.0	4.7							229.90	4.50
Нагр	30	Мухинская-тяга	220	1	19.6	10.4							222.45	1.11
Нагр	31	НПС-24	220	1	11.8	4.6							222.58	1.17
Нагр	34	Сиваки	220	1	-0.8	-0.8							223.66	1.66
Нагр	36	Ключевая	220	1	26.8	14.1							224.23	1.92
Нагр	38	Светлая	220	1	52.5	-1.2							229.46	4.30
Нагр	37	Магдагачи	220	1	165.5	-6.4							224.25	1.93
Нагр	35	Чалганы-тяга	220	1	11.5	6.5							223.73	1.70
Нагр	41	оп. 10	220	1									226.84	3.11
Нагр	42	ГПП	220	1									221.49	0.68
Нагр	43	ср.т. 1	220	1									220.11	0.05
Нагр	44	ГПП 110	110	1									115.75	5.22
Нагр	45	ГПП 10	10	1	1.8	0.9							10.55	5.45
Нагр	46	СК-1	110	1	5.2	1.4							115.70	5.18
Нагр	47	Аэродром	110	1	12.2	4.9							115.54	5.03
Нагр	49	ср.т 2	220	1									220.11	0.05
Нагр	48	Восточная	220	1	10.2	3.6							221.80	0.82

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	1	2	Бурейская ГЭС 500 - Бур...	0.58	61.10	24.2	1.000	25	34	48	
Тр-р	19	20	Зейская ГЭС 500 - Зейск...	0.58	61.10	24.2	1.000	-110	-22	130	
Тр-р	5	7	Амурская 500 - Амурская...	0.58	61.10	24.2	1.000	-200	-20	238	
Тр-р	6	8	Амурская 500 (2) - Амурс...	0.58	61.10	24.2	1.000	-202	-20	241	
Тр-р	2	3	Бурейская ГЭС ср.т. - Бу...	0.39			0.460	25	40	54	
Тр-р	20	21	Зейская ГЭС ср.т. - Зейс...	0.39			0.460	-110	-13	128	
Тр-р	7	9	Амурская ср.т. - Амурск...	0.39			0.460	-200	-4	237	
Тр-р	8	10	Амурская ср.т. (2) - Аму...	0.39			0.460	-202	-4	240	
Тр-р	2	4	Бурейская ГЭС ср.т. - Бу...	2.90	113.50		0.074	0	0	0	
Тр-р	20	22	Зейская ГЭС ср.т. - Зейс...	2.90	113.50		0.075	0	0	0	
Тр-р	7	11	Амурская ср.т. - Амурск...	2.90	113.50		0.022	0	0	0	
Тр-р	8	11	Амурская ср.т. (2) - Аму...	2.90	113.50		0.022	0	0	0	
ЛЭП	9	12	Амурская 220 - Благове...	12.76	55.86	-343.7		-39	-16	132	19.1
ЛЭП	10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	9.73	54.47	-350.2		-39	-19	137	16.6
ЛЭП	9	13	Амурская 220 - оп. 5	8.35	30.02	-179.4		-63	20	170	27.8
ЛЭП	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	8.05	28.95	-173.1		-65	20	176	28.8
ЛЭП	13	15	оп. 5 - Белогорск	0.01	0.02	-0.1		-50	-16	136	22.3
ЛЭП	14	15	оп. 6 - Белогорск	0.01	0.03	-0.2		-34	-8	89	14.6
ЛЭП	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	6.74	29.52	-181.6		-12	29	82	11.9
ЛЭП	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	0.83	3.65	-22.4		-31	22	98	14.2
ЛЭП	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	7.48	26.88	-160.6		1	31	80	13.2
ЛЭП	41	18	оп. 10 - Завитая	5.72	25.02	-154.0		2	23	59	8.6
ЛЭП	17	18	Короли-тяга - Завитая	5.07	22.21	-136.6		13	29	80	11.6
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	5.96	33.39	-214.6		-137	-17	344	41.2
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	5.96	33.39	-214.6		-137	-17	344	41.2
ЛЭП	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	7.85	84.60	-1 010.0		53	11	282	14.9
ЛЭП	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	10.34	109.86	-1 284.1		-336	101	437	23.1
ЛЭП	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	10.49	111.34	-1 301.4		-332	104	434	22.9
Выкл	5	6	Амурская 500 - Амурская...					129	-33	157	
Выкл	9	10	Амурская 220 - Амурская...					0	-29	75	
ЛЭП	9	23	Амурская 220 - Ледяная	4.53	19.85	-122.2		-35	-7	96	13.9
ЛЭП	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	5.71	20.52	-122.6		-30	-4	82	13.5
ЛЭП	23	24	Ледяная - оп. 3	0.31	1.10	-6.6		17	3	45	7.4
ЛЭП	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	0.31	1.10	-6.6		15	0	39	6.4

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
ЛЭП	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	0.28	1.00	-6.0		31	10	84	13.8
ЛЭП	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	4.95	17.78	-106.3		0	0	13	2.1
ЛЭП	27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	6.63	23.83	-142.4		15	5	42	7.0
ЛЭП	24	28	оп. 3 - Шимановск	3.87	16.93	-104.2		2	2	9	1.3
ЛЭП	28	29	Шимановск - оп. 9	5.17	22.62	-139.2		17	5	45	6.5
ЛЭП	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	0.30	1.09	-6.5		17	-2	44	7.1
ЛЭП	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	1.82	6.53	-39.0		21	-1	56	9.1
ЛЭП	30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	5.55	24.31	-149.6		30	7	81	11.8
ЛЭП	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	4.79	17.23	-103.0		33	2	86	14.1
ЛЭП	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	0.33	1.18	-7.0		35	2	90	14.7
ЛЭП	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	5.64	20.26	-121.1		34	-2	91	14.9
ЛЭП	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	2.92	10.48	-62.7		46	-1	119	19.5
ЛЭП	34	36	Сиваки - Ключевая	7.62	33.33	-205.1		34	1	91	13.1
ЛЭП	36	37	Ключевая - Магдагачи	5.36	23.44	-144.2		-28	10	75	10.9
ЛЭП	36	38	Ключевая - Светлая	11.00	48.18	-296.5		135	-8	349	50.6
ЛЭП	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	1.25	4.50	-26.9		95	-3	238	39.1
ЛЭП	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	1.22	4.39	-26.2		96	-3	243	39.8
ЛЭП	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	10.02	56.08	-360.5		-142	1	356	42.7
ЛЭП	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	0.21	0.93	-5.7		-109	-1	273	39.5
ЛЭП	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	0.21	0.92	-5.6		-107	-1	268	38.9
ЛЭП	42	23	ГПП - Ледяная	1.79	7.85	-48.3		19	6	53	7.5
Тр-р	42	43	ГПП - ср.т. 1	1.40	104.00	6.0	1.000	-10	-3	27	
Тр-р	42	49	ГПП - ср.т 2	1.40	104.00	6.0	1.000	-10	-3	27	
Тр-р	43	44	ср.т. 1 - ГПП 110	1.40			0.526	-9	-2	24	
Тр-р	49	44	ср.т 2 - ГПП 110	1.40			0.526	-9	-2	24	
Тр-р	43	45	ср.т. 1 - ГПП 10	2.80	195.60		0.048	-1	0	3	
Тр-р	49	45	ср.т 2 - ГПП 10	2.80	195.60		0.048	-1	0	3	
ЛЭП	44	46	ГПП 110 - СК-1	1.21	4.35	-26.0		-3	0	13	2.2
ЛЭП	44	46	ГПП 110 - СК-1	1.21	4.35	-26.0		-3	0	13	2.2
ЛЭП	44	47	ГПП 110 - Аэродром	2.49	4.14	-42.7		-6	-2	33	8.4
ЛЭП	44	47	ГПП 110 - Аэродром	2.49	4.14	-42.7		-6	-2	33	8.4
ЛЭП	23	48	Ледяная - Восточная	0.64	2.78	-17.2		-5	-1	14	
ЛЭП	23	48	Ледяная - Восточная	0.64	2.78	-17.2		-5	-1	14	

Таблица «Ветви» для нормального режима

Номер	Название	U_ном	V	dV ▼
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
11	Амурская 10	10	10.69	6.88
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max	Iдоп_расч	I/I_доп
9	12	Амурская 220 - Благове...	116	138	138	690	20.0
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	119	143	143	825	17.4
9	13	Амурская 220 - оп. 5	192	182	192	610	31.5
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	199	189	199	610	32.6
13	15	оп. 5 - Белогорск	141	141	141	610	23.1
14	15	оп. 6 - Белогорск	92	92	92	610	15.1
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	128	105	128	690	18.5
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	129	127	129	690	18.7
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	125	104	125	610	20.4
41	18	оп. 10 - Завитая	104	84	104	690	15.1
17	18	Короли-тяга - Завитая	127	110	127	690	18.4
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	351	359	359	835	42.9
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	351	359	359	835	42.9
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	150	423	423	1 891	22.4
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	712	769	769	1 891	40.7
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...				1 891	
9	23	Амурская 220 - Ледяная	27	40	40	690	5.8
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	19	34	34	610	5.5
23	24	Ледяная - оп. 3	127	127	127	610	20.8
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	39	39	39	610	6.4
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	86	86	86	610	14.1
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	80	82	82	610	13.5
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	121	121	121	610	19.9
24	28	оп. 3 - Шимановск	87	88	88	690	12.7
28	29	Шимановск - оп. 9	127	127	127	690	18.5
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	127	127	127	610	20.8
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	141	141	141	610	23.1
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	161	160	161	690	23.4
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	172	172	172	610	28.2
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	171	171	171	610	28.0
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	175	175	175	610	28.7

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	206	205	206	610	33.7
34	36	Сиваки - Ключевая	169	169	169	690	24.4
36	37	Ключевая - Магдагачи	40	22	40	690	5.8
36	38	Ключевая - Светлая	452	451	452	690	65.5
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	289	289	289	610	47.4
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	294	294	294	610	48.2
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	423	425	425	835	51.0
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	325	325	325	690	47.1
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	320	320	320	690	46.3
42	23	ГПП - Ледяная	55	54	55	710	7.8
44	46	ГПП 110 - СК-1	14	14	14	610	2.3
44	46	ГПП 110 - СК-1	14	14	14	610	2.3
44	47	ГПП 110 - Аэродром	33	34	34	390	8.8
44	47	ГПП 110 - Аэродром	33	34	34	390	8.8
23	48	Ледяная - Восточная	14	15	15	690	2.1
23	48	Ледяная - Восточная	14	15	15	690	2.1

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.17
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82
12	Благовещенская	220	205.23	-6.71
7	Амурская ср.т.	500	465.67	-6.87
8	Амурская ср.т. (2)	500	465.62	-6.88
5	Амурская 500	500	465.50	-6.90
6	Амурская 500 (2)	500	465.46	-6.91

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max	Iдоп_расч	I/I_доп
9	12	Амурская 220 - Благове...	111	133	133	690	19.3
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	112	137	137	825	16.6
9	13	Амурская 220 - оп. 5	143	136	143	610	23.4
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	145	138	145	610	23.7
13	15	оп. 5 - Белогорск	139	139	139	610	22.9
14	15	оп. 6 - Белогорск	87	87	87	610	14.2
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	75	52	75	690	10.9
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	74	72	74	690	10.8
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	85	67	85	610	14.0
41	18	оп. 10 - Завитая	67	50	67	690	9.7
17	18	Короли-тяга - Завитая	97	85	97	690	14.1
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	371	375	375	835	44.9
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	371	375	375	835	44.9
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	90	295	295	1891	15.6
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	392	429	429	1891	22.7
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	391	428	428	1891	22.6
9	23	Амурская 220 - Ледяная	72	78	78	690	11.4
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	56	62	62	610	10.2
23	24	Ледяная - оп. 3	66	66	66	610	10.8
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	37	37	37	610	6.1
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	82	82	82	610	13.5
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	24	29	29	610	4.8
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	64	64	64	610	10.5
24	28	оп. 3 - Шимановск	29	31	31	690	4.4
28	29	Шимановск - оп. 9	68	67	68	690	9.8
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	67	67	67	610	11.0
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	79	80	80	610	13.1
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	103	102	103	690	14.9
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	110	110	110	610	18.1
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	113	113	113	610	18.5
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	113	115	115	610	18.8

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических
нагрузок в ПВК RastrWin

35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	143	143	143	610	23.5
34	36	Сиваки - Ключевая	110	113	113	690	16.4
36	37	Ключевая - Магдагачи	59	53	59	690	8.5
36	38	Ключевая - Светлая	376	378	378	690	54.8
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	253	253	253	610	41.5
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	257	257	257	610	42.2
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	375	375	375	835	44.9
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	288	288	288	690	41.7
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	283	283	283	690	41.0
42	23	ГПП - Ледяная	53	52	53	710	7.5
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	14	14	610	2.2
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	14	14	610	2.2
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.5
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.5
23	48	Ледяная - Восточная	14	14	14	690	2.1
23	48	Ледяная - Восточная	14	14	14	690	2.1

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным
автотрансформатором на ПС «Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82
11	Амурская 10	10	10.62	6.23

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с одним отключенным
автотрансформатором на ПС «Амурская»

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max	Iдоп_расч	M_dop ▾
36	38	Ключевая - Светлая	347	349	349	690	50.6
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	356	356	356	835	42.7
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	341	344	344	835	41.2
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	341	344	344	835	41.2
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	243	243	243	610	39.8
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	273	273	273	690	39.6
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	239	239	239	610	39.1
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	269	269	269	690	38.9
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	176	170	176	610	28.8
9	13	Амурская 220 - оп. 5	170	164	170	610	27.8
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	404	438	438	1 891	23.1
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	401	435	435	1 891	23.0
13	15	оп. 5 - Белогорск	136	136	136	610	22.3
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	119	119	119	610	19.6
9	12	Амурская 220 - Благове...	112	134	134	690	19.4
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	115	139	139	825	16.8
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	62	283	283	1 891	15.0
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	89	91	91	610	14.9
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	90	90	90	610	14.8
14	15	оп. 6 - Белогорск	89	89	89	610	14.6
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	86	87	87	610	14.2
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	98	96	98	690	14.2
9	23	Амурская 220 - Ледяная	91	95	95	690	13.8
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	84	84	84	610	13.7
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	79	82	82	610	13.5
34	36	Сиваки - Ключевая	88	91	91	690	13.2
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	80	59	80	610	13.2
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	82	61	82	690	11.9
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	81	79	81	690	11.8

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для послеаварийного режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

17	18	Короли-тяга - Завитая	80	64	80	690	11.6
36	37	Ключевая - Магдагачи	75	71	75	690	10.9
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	56	56	56	610	9.2
41	18	оп. 10 - Завитая	59	39	59	690	8.6
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.4
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.4
23	24	Ледяная - оп. 3	45	45	45	610	7.5
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	44	44	44	610	7.2
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	43	41	43	610	7.0
28	29	Шимановск - оп. 9	45	44	45	690	6.6
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	39	39	39	610	6.4
42	23	ГПП - Ледяная	40	39	40	710	5.6
44	52	ГПП 110 -	23	23	23	450	5.1
23	48	Ледяная - Восточная	20	20	20	690	3.0
23	48	Ледяная - Восточная	20	20	20	690	3.0
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	13	13	610	2.2
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	13	13	610	2.2
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	2	13	13	610	2.1
24	28	оп. 3 - Шимановск	8	9	9	690	1.3

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
11	Амурская 10	10	10.69	6.86
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max	Iдоп_расч	I/I_доп ▾
36	38	Ключевая - Светлая	348	349	349	690	50.6
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	357	356	357	835	42.7
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	341	344	344	835	41.2
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	341	344	344	835	41.2
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	243	243	243	610	39.8
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	273	273	273	690	39.6
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	239	239	239	610	39.1
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	269	269	269	690	38.9
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	176	170	176	610	28.8
9	13	Амурская 220 - оп. 5	170	164	170	610	27.8
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	404	438	438	1 891	23.2
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	401	435	435	1 891	23.0
44	52	ГПП 110 -	101	100	101	450	22.4
13	15	оп. 5 - Белогорск	136	136	136	610	22.3
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	119	119	119	610	19.6
9	12	Амурская 220 - Благове...	112	134	134	690	19.4
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	115	139	139	825	16.8
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	62	284	284	1 891	15.0
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	89	91	91	610	14.9
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	90	90	90	610	14.8
14	15	оп. 6 - Белогорск	89	89	89	610	14.6
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	87	87	87	610	14.2
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	98	96	98	690	14.2
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	86	85	86	610	14.0
9	23	Амурская 220 - Ледяная	92	97	97	690	14.0
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	79	83	83	610	13.7
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	81	60	81	610	13.3
34	36	Сиваки - Ключевая	88	91	91	690	13.2
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	83	61	83	690	12.0

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» в послеаварийном режиме

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	82	79	82	690	11.9
17	18	Короли-тяга - Завитая	81	65	81	690	11.7
36	37	Ключевая - Магдагачи	75	71	75	690	10.9
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	56	56	56	610	9.2
41	18	оп. 10 - Завитая	60	40	60	690	8.7
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.5
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.5
23	24	Ледяная - оп. 3	47	47	47	610	7.7
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	44	44	44	610	7.2
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	43	41	43	610	7.1
28	29	Шимановск - оп. 9	46	44	46	690	6.6
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	40	40	40	610	6.5
23	48	Ледяная - Восточная	40	41	41	690	6.0
23	48	Ледяная - Восточная	40	41	41	690	6.0
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	14	14	610	2.2
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	14	14	610	2.2
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	2	12	12	610	2.0
24	28	оп. 3 - Шимановск	9	9	9	690	1.3
42	23	ГПП - Ледяная				710	

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном	V	dV
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82
11	Амурская 10	10	10.68	6.80

Таблица «Отклонение напряжения» для послеаварийного режима

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I_max	Iдоп_расч	I/I_dop ▾
36	38	Ключевая - Светлая	344	347	347	690	50.2
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	355	354	355	835	42.5
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	340	344	344	835	41.2
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	340	344	344	835	41.2
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	241	242	242	610	39.6
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	271	271	271	690	39.3
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	237	237	237	610	38.9
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	267	267	267	690	38.7
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	175	170	175	610	28.7
9	13	Амурская 220 - оп. 5	169	163	169	610	27.7
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	405	437	437	1 891	23.1
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	403	434	434	1 891	23.0
13	15	оп. 5 - Белогорск	136	136	136	610	22.2
9	12	Амурская 220 - Благове...	111	133	133	690	19.3
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	116	117	117	610	19.2
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	114	139	139	825	16.8
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	63	281	281	1 891	14.8
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	86	89	89	610	14.6
14	15	оп. 6 - Белогорск	89	89	89	610	14.6
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	88	88	88	610	14.4
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	97	95	97	690	14.1
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	84	84	84	610	13.8
34	36	Сиваки - Ключевая	86	89	89	690	12.9
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	79	58	79	610	12.9
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	81	60	81	690	11.7
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	79	77	79	690	11.4
17	18	Короли-тяга - Завитая	79	63	79	690	11.4
36	37	Ключевая - Магдагачи	76	72	76	690	11.0
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	56	58	58	610	9.6

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

9	23	Амурская 220 - Ледяная	62	66	66	690	9.6
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	58	58	58	610	9.5
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	53	54	54	610	8.8
42	9	ГПП - Амурская 220	58	54	58	690	8.4
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.4
44	47	ГПП 110 - Аэродром	32	33	33	390	8.4
41	18	оп. 10 - Завитая	58	38	58	690	8.4
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	41	41	41	610	6.8
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	41	39	41	610	6.6
28	29	Шимановск - оп. 9	42	41	42	690	6.1
23	24	Ледяная - оп. 3	18	18	18	610	2.9
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	17	17	17	610	2.8
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	1	14	14	610	2.4
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	13	13	610	2.2
44	46	ГПП 110 - СК-1	13	13	13	610	2.2
23	48	Ледяная - Восточная	13	14	14	690	2.0
23	48	Ледяная - Восточная	13	14	14	690	2.0
42	23	ГПП - Ледяная	5	10	10	710	1.5
24	28	оп. 3 - Шимановск	5	10	10	690	1.4

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для нормального режима

Номер	Название	U_ном	V	dV ▲
47	Аэродром	110	116.23	5.66
46	СК-1	110	116.39	5.81
44	ГПП 110	110	116.43	5.85
45	ГПП 10	10	10.61	6.08
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82
11	Амурская 10	10	10.70	7.01
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	I max	Iдоп_расч	I/I_доп ▾
36	38	Ключевая - Светлая	452	451	452	690	65.5
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	423	425	425	835	50.9
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	294	294	294	610	48.2
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	289	289	289	610	47.4
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	325	325	325	690	47.1
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	319	320	320	690	46.3
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	351	358	358	835	42.9
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	351	358	358	835	42.9
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	715	770	770	1 891	40.7
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	205	205	205	610	33.7
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	198	189	198	610	32.5
9	13	Амурская 220 - оп. 5	191	181	191	610	31.4
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	175	175	175	610	28.7
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	172	172	172	610	28.2
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	171	171	171	610	28.0
34	36	Сиваки - Ключевая	168	169	169	690	24.4
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	161	159	161	690	23.3
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	140	140	140	610	23.0
13	15	оп. 5 - Белогорск	141	141	141	610	23.0
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	148	421	421	1 891	22.3
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	126	126	126	610	20.7
9	12	Амурская 220 - Благове...	118	140	140	690	20.3
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	123	103	123	610	20.2
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	121	121	121	610	19.8
23	24	Ледяная - оп. 3	119	119	119	610	19.5
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	128	126	128	690	18.6
28	29	Шимановск - оп. 9	127	126	127	690	18.4
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	126	104	126	690	18.3
17	18	Короли-тяга - Завитая	125	108	125	690	18.2

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для послеаварийного режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	121	145	145	825	17.6
14	15	оп. 6 - Белогорск	92	92	92	610	15.1
41	18	оп. 10 - Завитая	103	83	103	690	14.9
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	80	83	83	610	13.6
24	28	оп. 3 - Шимановск	87	88	88	690	12.7
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	76	76	76	610	12.4
44	47	ГПП 110 - Аэродром	33	34	34	390	8.7
44	47	ГПП 110 - Аэродром	33	34	34	390	8.7
36	37	Ключевая - Магдагачи	38	20	38	690	5.5
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	33	33	33	610	5.4
42	23	ГПП - Ледяная	36	37	37	710	5.2
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	12	26	26	610	4.3
42	9	ГПП - Амурская 220	28	18	28	690	4.1
9	23	Амурская 220 - Ледяная	13	27	27	690	4.0
44	46	ГПП 110 - СК-1	14	14	14	610	2.3
44	46	ГПП 110 - СК-1	14	14	14	610	2.3
23	48	Ледяная - Восточная	14	15	15	690	2.1
23	48	Ледяная - Восточная	14	15	15	690	2.1
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...				1 891	

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для послеаварийного режима

Номер	Название	U_ном	V	dV ▲
6	Амурская 500 (2)	500	465.77	-6.85
5	Амурская 500	500	465.81	-6.84
8	Амурская ср.т. (2)	500	466.18	-6.76
7	Амурская ср.т.	500	466.23	-6.75
12	Благовещенская	220	205.43	-6.62
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01

Таблица «Отклонение напряжения» для послеаварийного режима