

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование инновационных линий электропередачи напряжением 220-500 кВ с пониженным гололёдообразованием на примере Новобурейского района Амурской области

Исполнитель

студент группы 342-ом1

(подпись, дата)

Д.А. Кривошеев

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель научного

содержания программы

магистратуры профессор,

доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2025

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Кривошеева Дмитрия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование инновационных линий электропередачи напряжением 220-500 кВ с пониженным гололёдообразованием на примере Новобурейского района Амурской области

(утверждено приказом от 06.03.2025 №609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 06.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ, контрольные замеры зимнего и летнего периода ПАО «Россети» АПМЭС, материалы производственной и преддипломной практик.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов) 1. Характеристика района проектирования. 2. Инновационные технологии 3. Техническая проработка вариантов 4. Выбор оборудования. 5. Выбор оптимального варианта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Схема района проектирования, с вариантами реконструкции электрической сети 2. Расчет электрического режима.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наталья Викторовна Савина, заведующий кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 127 стр., 22 рисунок, 48 таблицы, 5 приложений, 45 источников, 71 формулы.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

Актуальность темы обусловлена развитием электрических сетей Амурской области в целом и Новобурейского района в частности.

Целью работы является обеспечение надежного и эффективного функционирования электрической сети при подключении Архаринской СЭС за счет внедрения гололёдостойких ВЛ.

Магистерская диссертация посвящена проектированию инновационных линий электропередачи с повышенной стойкостью к гололёдообразованию в Новобурейском районе Амурской области в связи с подключением Архаринской СЭС. Для исследуемого участка сети определен его эквивалент.

В работе проведены расчеты и анализ нормальных и послеаварийных режимов действующей сети с использованием ПВК RastrWin, что позволило выявить ее слабые места.

На основе проведенного анализа технически проработаны варианты развития сети, выбрано необходимое оборудование и рассчитана инвестиционная привлекательность проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Новобурейского района Амурской области	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Новобурейского района Амурской области	11
1.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети по электрической схеме	14
1.3 Структурный анализ электрической сети 220-500 кВ Новобурейского района Амурской области	16
1.3.1 Характеристика источников питания	16
1.3.2 Характеристика линий электропередачи	22
1.3.3 Характеристика подстанций и потребителей	23
1.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	25
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети по данным контрольных замеров	28
1.6 Обоснование целесообразности проектирования инновационных линий электропередачи в рассматриваемом районе	31
1.7 Выводы	33
2 Анализ технологий борьбы с гололедом на линиях электропередачи 220-500 кВ и выбор оптимальных для Новобурейского района	34
2.1 Анализ влияния гололёдных нагрузок на ВЛ	34
2.2 Характеристика существующих методов борьбы с гололёдом и выбор наиболее эффективного	38
2.2.1 Механическая очистка гололёда на воздушных линиях электропередачи (ВЛ)	38
2.2.2 Плавка гололёда на воздушных линиях электропередачи переменным и постоянным током	41

2.2.3	Нагрев провода токами высокой частоты для борьбы с гололёдом	43
2.2.4	Установка антиобледенительных систем на воздушных линиях электропередачи	45
2.2.5	Системы мониторинга и прогнозирования гололёдообразования на ВЛ	48
2.3	Анализ инновационных технологий борьбы с гололёдными нагрузками на ВЛ	52
2.4	Морфологический анализ технологий снижения гололёдообразования и выбор целесообразных для Новобурейского района	56
2.5	Выводы	58
3	Разработка схемы подключения Архаринской СЭС к энергосистеме района с применением инновационных линий электропередачи с повышенной стойкостью к гололёду	59
3.1	Разработка вариантов развития электрической сети	59
3.2	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	69
3.3	Выбор сечения проектируемых линий электропередачи	71
3.4	Расчёт электрического режима выбранных вариантов	73
3.5	Конструктивное исполнение проектируемой ВЛ	79
3.5.1	Выбор типа опор	79
3.5.2	Выбор типов изоляторов	79
3.6	Выбор оптимального варианта развития сети	81
3.6.1	Капитальные вложения	81
3.6.2	Расчёт эксплуатационных издержек	83
3.6.3	Определение статистических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	84
3.7	Расчёт токов короткого замыкания	85
3.8	Реконструкция РУ ВН ПС 220 кВ Архара	94
3.8.1	Выбор и проверка выключателей	95
3.8.2	Выбор и проверка разъединителей	98

3.8.3	Проверка трансформаторов тока	99
3.8.4	Проверка трансформаторов напряжения	105
3.8.5	Выбор и проверка ОПН	106
3.9	Оценка грозоупорности проектируемой ВЛ	110
4	Оценка экономической эффективности принятого к реализации решения	116
4.1	Анализ надежности схемы выдачи мощности	116
4.2	Оценка экономической эффективности проекта	120
4.3	Выводы	124
	Заключение	127
	Библиографический список	128
	Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	133
	Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	132
	Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	144
	Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	150
	Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	159

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ЛЭП – линия электропередачи;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ПС – подстанция;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ТКЗ – токи короткого замыкания.

ВВЕДЕНИЕ

Связи с проектным решением по реализации строительства Архаринской СЭС в Новобурейском районе была выбрана тема проектирования инновационных линий электропередачи с повышенной стойкостью к гололедообразованию, для рассмотрения реализации данных ЛЭП совместно с строительством нового объекта генерации Амурской области.

Существующие линии электропередачи в Новобурейском районе выполнены в классическом исполнении и не имеют антигололёдных систем, что приводит к механическим перегрузкам опор (при 20 мм льда нагрузка превышает допустимую на 40%), увеличению провиса проводов, сокращению изоляционных зазоров и как следствие повышает риск аварий.

Объектом исследования данной магистерской диссертации является электрическая сеть напряжением 220-500 кВ Новобурейского района Амурской области, включая подстанции (ПС Архара, ПС Завитая) и линии электропередачи (ВЛ Райчихинская ГРЭС – Архара, ВЛ Нижне-Бурейская ГЭС – НПС-29).

Предметом исследования – проектирование инновационных ВЛ с технологиями снижения гололёдообразования для подключения Архаринской СЭС, включая:

- Выбор материалов (композитные провода ACCC Silvassa).
- Внедрение систем мониторинга на базе ИИ.
- Оптимизацию схемы сети.

Цель магистерской диссертации – повышение надежности сети при подключении Архаринской СЭС за счет внедрения гололёдостойких ВЛ.

Задачи:

1. Анализ климатических и режимных параметров сети.
2. Выбор технологий борьбы с гололёдом (полимерные покрытия СРВ + ИИ-мониторинг).
3. Разработка вариантов подключения СЭС (4 технических решения).

4. Расчет электрических режимов и токов КЗ (в RastrWin, Mathcad).
5. Техническая проработка вариантов развития существующей сети.
6. Оценка экономической эффективности принятого варианта развития сети.

В диссертации для достижения поставленных задач применены следующие **методы исследования**:

- Расчетные: Моделирование режимов в ПВК RastrWin, прогноз нагрузок, расчет токов КЗ.
- Аналитические: Морфологический анализ технологий (сравнение 6 методов борьбы с гололёдом).
- Экономические: Определение приведенных затрат, срока окупаемости.
- Экспериментальные: Использование данных контрольных замеров ПАО «Россети» (2018–2024 гг.).

Научная новизна магистерской диссертации:

Предложен комбинированный подход для ВЛ 220-500 кВ: полимерные покрытия (СРВ) + интеллектуальные системы мониторинга на базе ИИ. Доказана эффективность проводов АССС Silvassa для гололёдных районов (снижение аварийности на 60–70%). Разработана оптимальная схема подключения Архаринской СЭС (вариант №1: ВЛ 3×20 км до ПС Архара).

Теоретическая и практическая значимость

1. Теоретическая: Систематизированы данные по гололёдостойким технологиям (механические, термические, химические методы).
 - Практическая: Проектные решения внедрены в схему развития Амурской энергосистемы. Рассчитана экономия: снижение эксплуатационных затрат на 15% за счет уменьшения аварий. Подтверждена окупаемость проекта за 5–6 лет.

Структура работы

Введение: Актуальность, цели, задачи.

Глава 1: Анализ существующей сети (климат, режимы, проблемы).

Глава 2: Обзор технологий борьбы с гололёдом (выбор СРВ + ИИ).

Глава 3: Проектирование ВЛ для Архаринской СЭС (4 варианта, выбор оптимального).

Глава 4: Экономическая эффективность ($NPV = 339$ млн руб. для варианта №1).

Заключение: Выводы и рекомендации.

Приложения: Расчёты в RastrWin, Mathcad, схемы сети.

Проект разработан в операционной системе Windows 10 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013г., Microsoft Office Excel 2013г., MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПБК RastrWin 3.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НОВОБУРЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Характеристика района размещения ВЛ предоставляет основную информацию, необходимую для комплексного понимания вопросов проектирования и эксплуатации электрических сетей. В этом разделе будет детально рассматриваться не только географические и климатические условия, но и дана структурная характеристика электроэнергетической системы Новобурейского района, в котором будет размещена инновационная линий электропередачи.

1.1 Климатические характеристики и территориальные особенности Новобурейского района

Новобурейский район расположен в южной части Амурской области. Он находится на Бурейско-Зейской равнине, которая является важной географической особенностью Приамурья. На востоке он граничит с Бурейским районом, на юге — с Архаринским районом, а на западе — с Зейским районом. Его северная граница несколько размыта и в целом определяется увеличением пересечённости местности по мере приближения к предгорьям Станового хребта.

В административном отношении трассы линий электропередач проходят по территории Новобурейского района Амурской области, преимущественно по 11 землям лесного фонда, землям населенных пунктов, а также сельскохозяйственного назначения и землям промышленности, энергетики, транспорта.

Климат на территории Новобурейского муниципального округа резко-континентальный, муссонного типа, характерна высокая контрастность времен года. Этот район Амурской области являются наиболее холодным. Зима здесь продолжительная, морозная, сухая и ветреная, с большим количеством

солнечного сияния (средняя температура января -26°C). Весна короткая, поздняя, безморозный период наступает к середине июня. Лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля $+20^{\circ}\text{C}$), с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до $+34^{\circ}$ — $+37^{\circ}$, а ночью холодает до $+14^{\circ}$ — $+16^{\circ}\text{C}$). Годовые амплитуды температур составляют $50\text{--}60^{\circ}\text{C}$.

Муссоны определяют и распределение осадков по сезонам. За холодный период (ноябрь–март) их выпадает, обычно, в десять раз меньше, чем за тёплый период (апрель–октябрь). Минимальное количество осадков выпадает в феврале. Для всей области характерен летний максимум осадков. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы.

Снежный покров лежит 173 дня. Первый снег обычно появляется в первой декаде октября или первых числах ноября. Разрушение снежного покрова происходит в середине–конце апреля.

На основе статистической информации и нормативных документов рассматриваются климатические и территориальные обязанности. [4]

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров района

Наименования	Показатели
1	2
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/с	32
Район по гололёду	IV
Нормативная толщина стенки гололёда, мм	25
Наименьшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-52
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-2,2
Наибольшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	+41
Число грозových часов в году, ч/год	60-80

Продолжение таблицы 1

1	2
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,2
Количество дней с ветром более 10 м/с, %	3
Вес снегового покрова, кгс/м ²	240
Температура гололёдообразования, °С	-2
Район по степени загрязнения атмосферы	II
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмический район, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,5-1
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	80
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	120

Грунтовый покров Новобурейского района представлен разнообразными типами: суглинками, песками, глинами, а также смешанными грунтами. Глины отличаются высоким значением удельного сопротивления, свидетельствующим об их хорошей изолирующей способности. Для песчаных грунтов характерна низкая электропроводность, обусловленная наличием воздушных полостей между частицами, преобладающим типом местности в Новобурейском районе является равнинный (плоский и слабоволнистый), что является следствием его расположения в центральной части Зейско-Буреинской равнины.

Для выбранного района проектирования необходимо выбирать оборудование, соответствующее ХЛ [43].

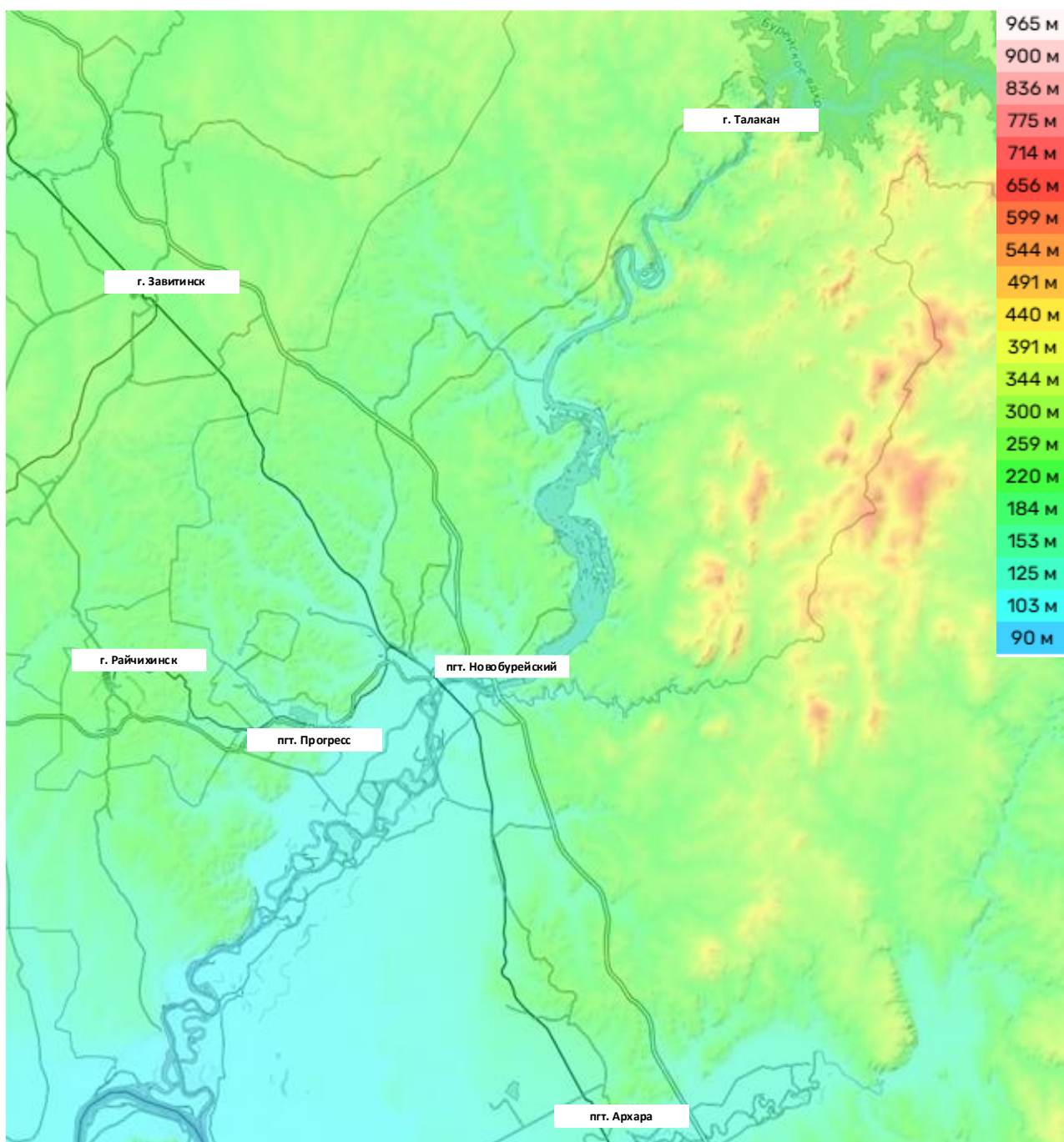


Рисунок 1 – Топографическая карта Новобурейского района

1.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети по электрической схеме

Эквивалент рассматриваемого участка сети определяется для отделения от энергосистемы района, предполагаемого для подключения новых объектов.

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области.

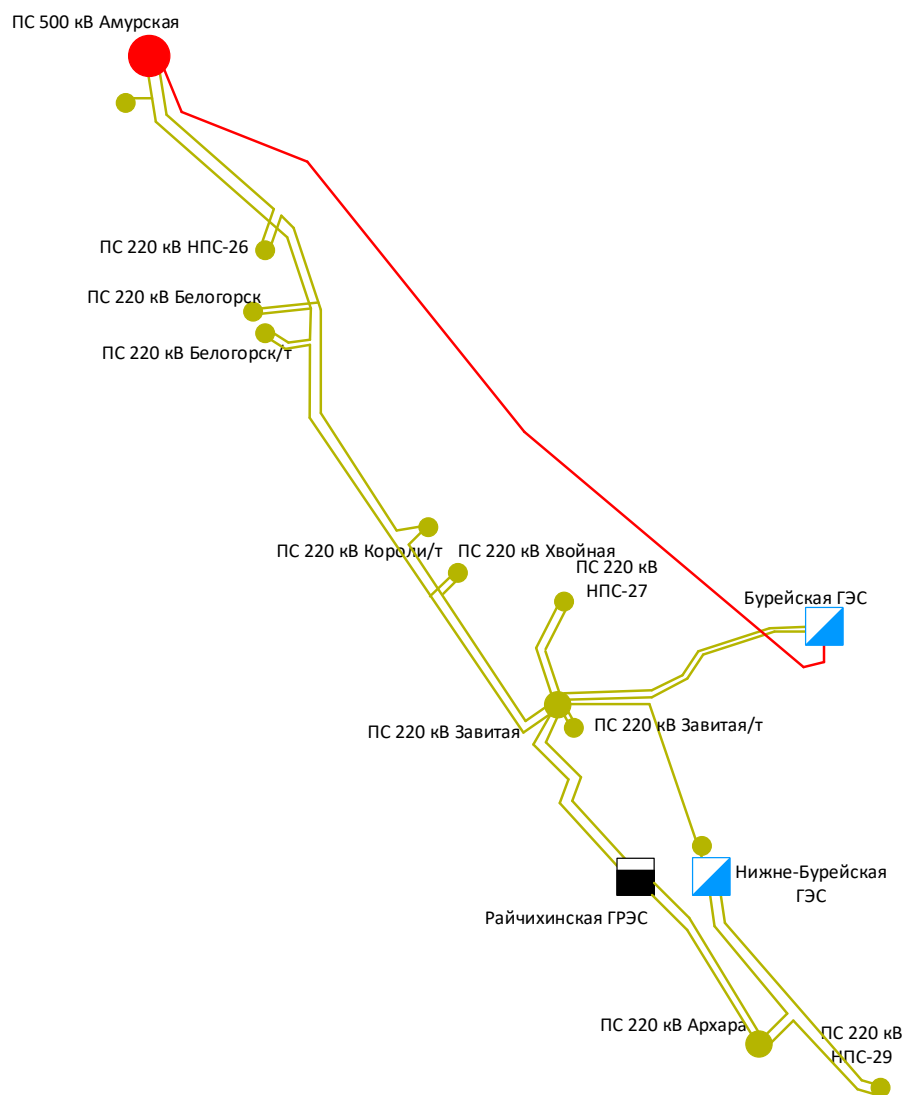


Рисунок 1 – Структурная схема рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны следующие объекты генерации:

1. Бурейская ГЭС;
2. Нижне-Бурейская ГЭС;
3. Райчихинска ГРЭС.

Одна подстанция с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Амурская, 10 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Завитая; ПС Хвойная; ПС Короли/т; ПС Белогорск/т; ПС Белогорск; ПС Свободный; ПС Створ; НПС 29; ПС Архара; НПС 26.

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

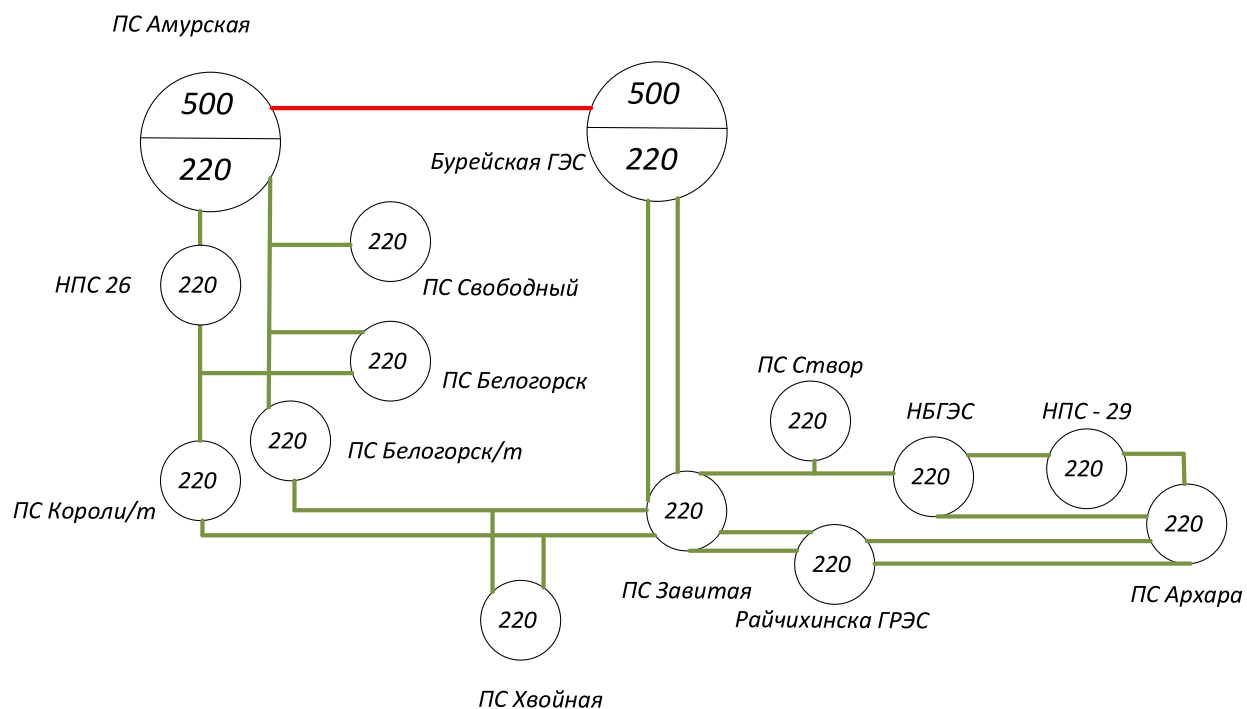


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

1.3 Структурный анализ электрической сети 220-500 кВ Новобурейского района Амурской области

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

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.3.1 Характеристика источников питания

Бурейская ГЭС

Бурейская ГЭС представляет собой мощную высоконапорную гидроэлектростанцию приплотинного типа. Проектная установленная мощность электростанции — 2010 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 7,1

млрд кВт·ч. Конструктивно гидроэнергетические объекты делятся на плотину, гидроэлектростанцию, открытое распределительное устройство (распределительное устройство) и здание распределительного устройства с газовой изоляцией (КРУЭ). В сооружении нет проходов для судов, поэтому речные суда не могут проходить через него.

В Дальневосточной энергосистеме Бурейская 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.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ и 500 кВ [66]:

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Амурская 1 (278,6 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 1 (429,9 км);

ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС — Хабаровская 2 (427,2 км);

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС — Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые);

ВЛ-220 кВ Бурейская ГЭС — Завитая 1, Завитая 2 (транзитные).

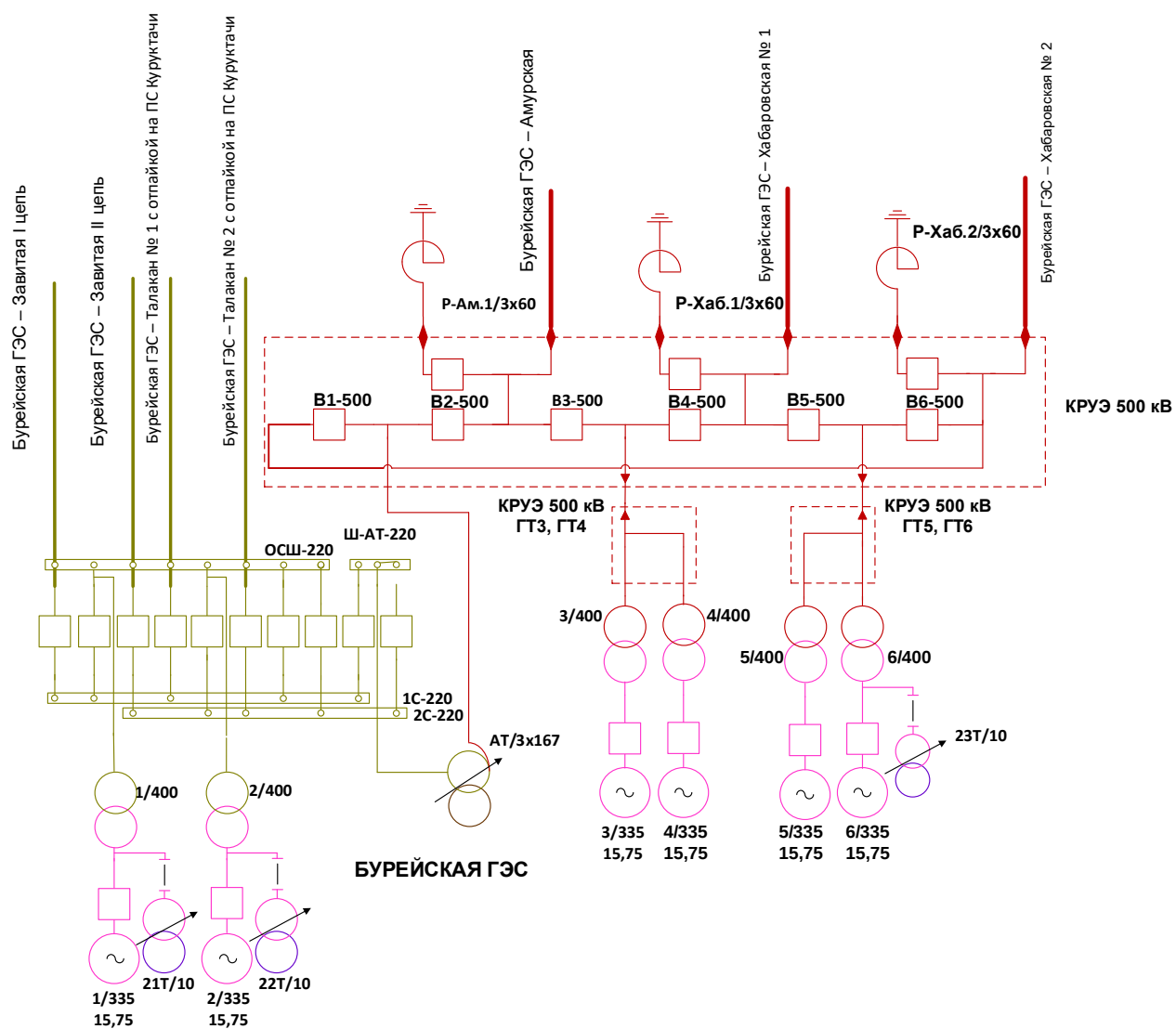


Рисунок 3– Главная схема Бурейской ГЭС

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол–во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1313/265-48 УХЛ4	6	335	15,75	125	230

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	I _x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4
ТЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

Нижне-Бурейская ГЭС

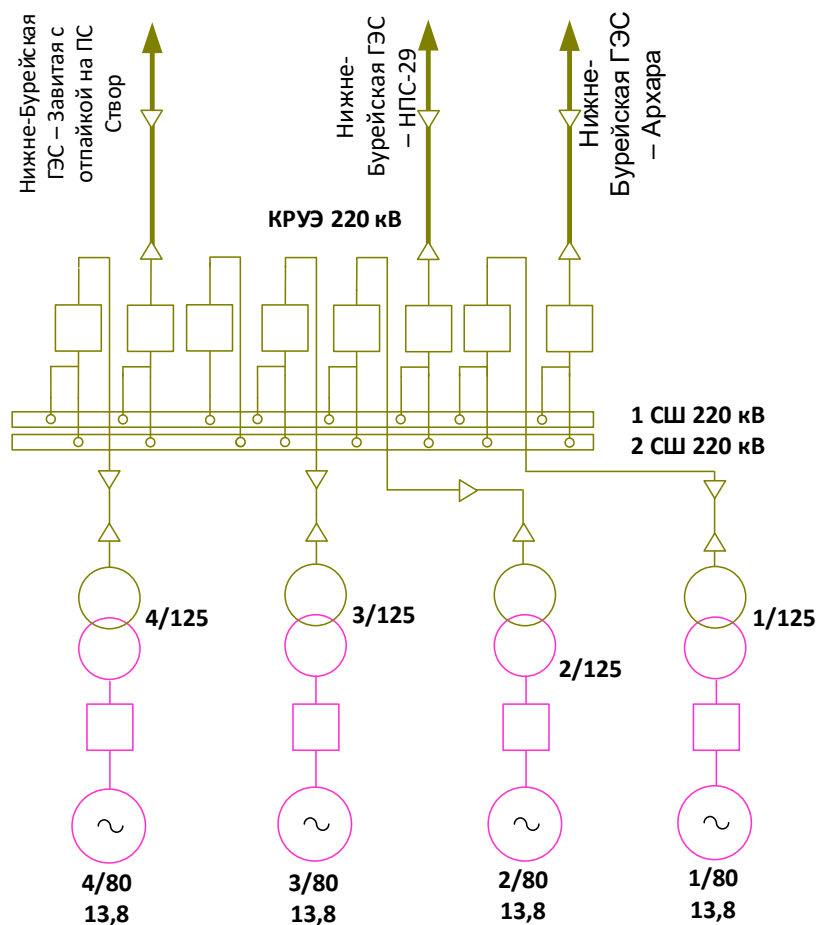
Нижне-Бурейская ГЭС спроектирована как средненапорная русловая гидроэлектростанция (здание ГЭС входит в состав напорного фронта). Проектная установленная мощность электростанции — 320 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 1,67 млрд кВт·ч. [66]

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ПЛ30-ВБ-630	4	80	13,8	125	230

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	I _x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-125000/220-УХЛ1	4	11			380	135	625	0,5



НИЖНЕ-БУРЕЙСКАЯ ГЭС

Рисунок 4 – Главная схема Нижне - Бурейской ГЭС

С трансформаторов электроэнергия передаётся на КРУЭ 220 кВ, а с него — в энергосистему по линиям электропередачи:

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Архара;

КВЛ 220 кВ Нижнее-Бурейская ГЭС — ПС НПС-29;

КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС — ПС Завитая с отпайкой на ПС Створ.

Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ГРЭС - паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции составляет 83 МВт, тепловая мощность - 238,1 Гкал / час. Станция работает по графику конденсации с выделением тепла. Проектом и фактическим топливом

является бурый уголь с Райчихинского месторождения. Конструктивная схема - с поперечными соединениями для основных потоков воды и пара.

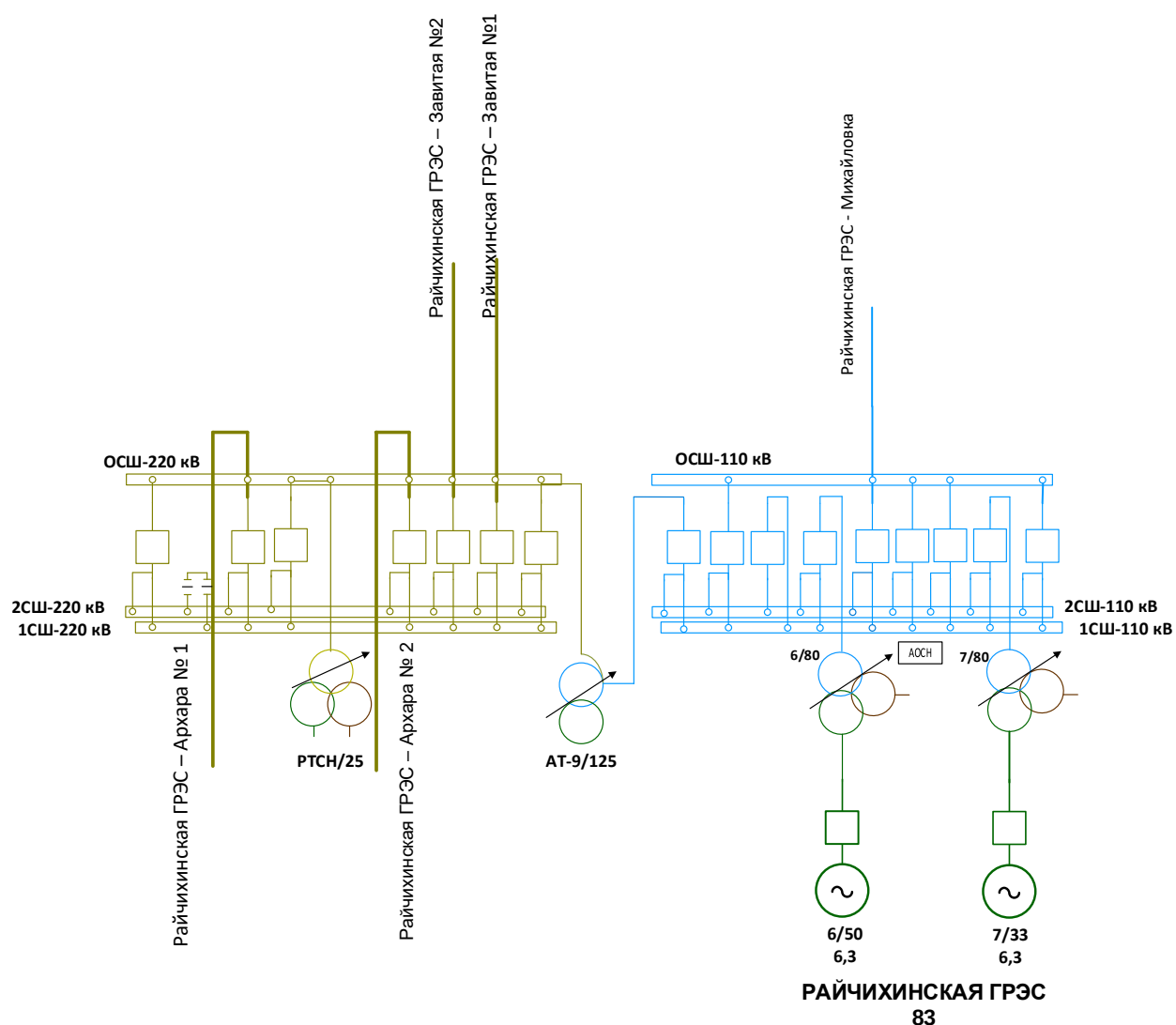


Рисунок 5 – Главная схема Райчихинской ГРЭС [6]

Таблица 6 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	1	50	6,3	1500	3000
ТВ-60-2	1	33	6,3	1500	3000

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	I _x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТН-80000/110-УХЛ1	2	11	18.5	7	390	82	480	0,6

Электроэнергия подается в электрическую сеть от открытых распределительных устройств (ОРУ) 110 кВ и 220 кВ, а также от закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 35 кВ на следующих линиях электропередач:

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;

ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;

ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурей-тяга;

1.3.2 Характеристика линий электропередачи

Таблица 8 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Марка и сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
Бурейская ГЭС - Амурская	500	3 х АС-300/39	278,6	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая 1 цепь	220	АС-400/51	78,81	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая 2 цепь		АС-400/51	78,81	ВЛ
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300/39	121,46	ВЛ
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		АСО-300/39	51,66	ВЛ
НПС 26 – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск	220	АС-300/39	88,98	ВЛ
Амурская – НПС 26		АС-300/39	51,36	ВЛ
Амурская – Белогорск/т с отпайкой на ПС Белогорск и ПС Свободный		АС-300/39	72,71	ВЛ

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
Райчихинская ГРЭС - Архара		АС-300/39	54,37	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Архара		АС-300/39	54,37	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Завитая		АСО-300/39	45,54	ВЛ
Райчихинская ГРЭС - Завитая		АСО-300/39	45,54	ВЛ
Архара – НПС 29		АС-400/51	34,62	ВЛ
НБГЭС - Архара		АС-400/51	51,55	ВЛ
НБГЭС – НПС 29		АС-400/51	77,6	ВЛ
НБГЭС – Завитая с отпайкой на ПС Створ		АС-400/51	57,65	ВЛ

Таблица 9 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	3 х АС-300/39	278,6
220	АС-400/51	379,04
	АСО-300/39	264,2
	АС-300/39	321,79

1.3.3 Характеристика подстанций и потребителей

Таблица 10 – Распределение ПС по схемам РУ и способу присоединения

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС Амурская	Узловая	Четырехугольник (7)
		Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Завитая;	Узловая	Две рабочие системы шин (13)
ПС Хвойная;	Ответвительная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Короли/т;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
НПС 26	Проходная	Четырехугольник (7)

Продолжение таблицы 10

1	2	3
ПС Белогорск/т;	Проходная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Белогорск;	Ответвительная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Свободный;	Ответвительная	Блок (линия-трансформатор) с выключателем(3Н)
ПС Створ;	Ответвительная	Мостик с выключателями в цепях линии и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
НПС 29;	Проходная	Четырехугольник (7)
ПС Архара;	Узловая	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (12)

Таблица 11 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10 2 х АДЦТН-63000/220/110
ПС Завитая;	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	АДЦТН-30000/220/110 АДЦТН-32000/220/110
ПС Короли/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
НПС 26	2 х ТДН-25000/220
ПС Белогорск/т;	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Белогорск;	2 х АДЦТН-63000/220/110, 2 х ТДТН-40000/220
ПС Свободный;	ТДТН-40000/220
ПС Створ;	2 х ТДТН-25000/220
НПС 29;	2 х ТДН-25000/220
ПС Архара;	2 х ТДТН-40000/220

Новобурейский района, расположен в зоне влияния мощных энергетических объектов Амурской области, таких как Бурейская ГЭС, обеспечивая электроэнергией как другие районы Амурской области, так и Хабаровский край. Основными потребителями в Новобурейском районе являются: предприятие «Буря Кран», население района, сельскохозяйственные предприятия и железная дорога.

Также источники питания региона являются таковыми и для стратегического объекта федерального значения – космодрома «Восточный», электроснабжение которого частично обеспечивается от ПС 500 кВ Амурская, которая распределяет электроэнергию от Бурейской ГЭС в Свободненском районе Амурской области.

1.4 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости реконструкции сети и оптимизации режима для подключения новой станции [40].

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

- Данные контрольного замера по подстанциям Амурской области за 2018-2023 годы;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 2023 г [57];
- Схема потокараспределения Амурских электрических сетей за 2023 г.

Согласно приказу по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286 расчёт режимов следует осуществлять в соответствии с [33], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов.

В данном исследовании, максимальная и минимальная мощность нагрузок были взяты из данных контрольных измерений на соответствующих подстанциях из массива за период 2018-2023 год. Максимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных зимних контрольных измерений в часы максимальных нагрузок, в то время как минимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных летних контрольных измерений в часы минимальных нагрузок. Данные по нагрузкам представлены в таблице 12

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 12 – Данные контрольных замеров

№	Название ПС	Максимальные нагрузки		Минимальные нагрузки	
		Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5	6
1	БГЭС 220 кВ	16,50	1,40	11,50	0,90
2	Завитая 220 кВ	75,60	11,60	52,90	8,10
3	Хвойная 220 кВ	33,80	1,90	23,60	1,30
4	Короли/т 220 кВ	23,80	5,90	16,60	4,10
5	Белогорск/т 220 кВ	14,60	5,50	10,20	3,80
6	Белогорск 220 кВ	101,50	28,00	71,10	19,60
7	Архара 220 кВ	31,10	12,30	21,80	8,60
8	НПС-29	10,00	0,60	7,00	0,40
9	НБГЭС	9,70	0,30	6,80	0,20
10	Створ 220 кВ	0,90	0,10	0,70	0,06
11	Райчихинская ГРЭС	72,00	25,80	50,40	18,10

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

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2023-2028 гг.;

Определим прогнозируемые мощности для Завитая.

$$P_{Завитая}^{прог} = 75,5 \cdot (1 + 0,0313) = 88,4 \text{ МВт};$$

$$Q_{Завитая}^{прог} = 11,6 \cdot (1 + 0,0313) = 13,6 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети, результаты расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозируемые мощности для ПС

№	Название ПС	Зима 2028г.		Лето 2028г.	
		Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	БГЭС 220 кВ	19,3	1,6	13,51	1,12
2	Завитая 220 кВ	88,4	13,6	61,88	9,52
3	Хвойная 220 кВ	39,5	2,2	27,65	1,54
4	Короли/т 220 кВ	27,8	6,9	19,46	4,83
5	Белогорск/т 220 кВ	17,1	6,4	11,97	4,48
6	Белогорск 220 кВ	118,8	32,8	83,16	22,96
7	Архара 220 кВ	36,4	14,4	25,48	10,08
8	НПС-29	11,7	0,7	8,19	0,49
9	НБГЭС	11,3	0,3	7,91	0,21
10	Створ 220 кВ	1,1	0,1	0,77	0,07
11	Райчихинская ГРЭС	84,2	30,2	58,94	21,14
12	БГЭС 220 кВ	19,3	1,6	13,51	1,12

Полученные нагрузки применяются для расчета режима в приложении В, Г, Д. 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 RastrWin3 [4].

Моделирование участка действующей электрической сети выполняется в программном комплексе RastrWin3. Линии электропередачи задаются параметрами П-образной схемы замещения. Трансформаторы и автотрансформаторы описываются параметрами Г-образной схемы замещения; также предусмотрено задание устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все необходимые параметры элементов вводятся вручную.

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

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети по данным контрольных замеров

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

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 14

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	354,09	1000	35,41
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	212,89	630	33,79
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	205,13	630	32,56
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	189,27	630	30,04

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	267,56	960	27,87
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	267,56	960	27,87
оп. Белогорск 1 - НПС 26	171,33	630	27,19
НПС 26 - Амурская 220 кВ	168,70	630	26,78
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	144,42	630	23,17
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	141,02	630	22,38
Архара 220 кВ - НБГЭС	191,54	960	19,95
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	83,46	630	13,25
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	78,21	600	13,04
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	78,21	600	13,04
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	72,51	630	11,51
НПС-29 - НБГЭС	99,64	960	10,38
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	65,01	630	10,32
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	59,46	630	9,44
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	59,46	630	9,44
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	54,51	630	8,65
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	50,78	630	8,06
Архара 220 кВ - НПС-29	73,87	960	7,70
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	45,20	630	7,17
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	43,18	630	6,88
НБГЭС - Створ 220 кВ	60,09	960	6,26

Большая часть ВЛ недогружены. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 12.58 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 3.

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 ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ БГЭС – Амурская.

При отключении ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ БГЭС – Амурская мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого. Токовая загрузка ЛЭП, представлена в таблице 15

Таблица 15 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме отключена ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ БГЭС – Амурская

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	480,13	630	76,21
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	373,74	630	59,32
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	345,88	630	54,90
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	332,40	630	52,76
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	400,00	960	41,67
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	400,00	960	41,67
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	133,43	630	21,18
Архара 220 кВ - НБГЭС	189,81	960	19,77
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	113,07	630	17,95
оп. Белогорск 1 - НПС 26	110,43	630	17,53
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	103,77	630	17,22
оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	107,68	630	17,09
НПС 26 - Амурская 220 кВ	104,57	630	16,60

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	77,25	600	12,87
Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	77,25	600	12,87
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	77,38	630	12,28
НПС-29 - НБГЭС	98,75	960	10,29
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	58,78	630	9,33
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	58,78	630	9,33
Архара 220 кВ - НПС-29	73,36	960	7,64
НБГЭС - Створ 220 кВ	59,44	960	6,19
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	56,49	960	5,95

Данные по потерям сведены в таблицу 16

Таблица 16 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	12.58
отключена ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная при ремонте ВЛ 500 кВ БГЭС - Амурская	10.4

1.6 Обоснование целесообразности проектирования инновационных линий электропередачи в рассматриваемом районе.

Проектирование воздушных линий электропередачи (ВЛ) с повышенной устойчивостью к гололедообразованию представляют собой критически важное направление развития энергетических систем, особенно в регионах с экстремальными климатическими условиями.

Целью является не только минимизация аварийных рисков, но и обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, включая промышленные объекты и населенные пункты, расположенные в зонах с интенсивным обледенением.

Актуальность работы основывается на перспективной реализации проекта Архаринской СЭС в районе и климатических изменений, приводящих к учащению экстремальных погодных явлений, необходимость адаптации энергосетей становится очевидной. Гололедные образования на проводах ВЛ вызывают механические перегрузки, обрывы линий и длительные отключения электроэнергии. Внедрение гололедостойких технологий позволяет энергокомпаниям и системным операторам предотвращать аварии, сокращать эксплуатационные расходы и поддерживать стабильность работы энергосистемы. Например, в районах с расчетной толщиной гололеда 20–25 мм (Арктика, Сибирь, Дальний Восток) применение композитных проводов и активных систем антиобледенения снижает частоту аварий на 40–60%.

Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) также усиливает актуальность гололедостойких ВЛ. Ветровые и солнечные электростанции, размещаемые в удаленных регионах с суровым климатом, требуют надежных линий электропередачи для передачи энергии. Современные ВЛ, оснащенные нагревательными элементами и датчиками мониторинга, обеспечивают стабильность интеграции ВИЭ в единую сеть, компенсируя их непостоянную генерацию.

Повышение качества электроснабжения напрямую связано с устойчивостью ВЛ к гололеду. Использование проводов с гидрофобными покрытиями и системами динамического демпфирования предотвращает провисание линий, снижает колебания напряжения и частоты, что особенно важно для чувствительного промышленного оборудования. Например, на ВЛ 220 кВ «Чита-Хилок» внедрение композитных проводов АССС сократило перебои в подаче энергии на 45%, обеспечив стабильную работу горнодобывающих предприятий Забайкалья.

Модернизация ВЛ с повышенной гололедостойкостью — стратегический шаг для обеспечения энергетической безопасности регионов с экстремальным климатом. Внедрение инновационных решений (композитные провода, активный нагрев, цифровой мониторинг) не только снижает аварийность, но и

способствует интеграции ВИЭ, улучшению качества энергии и экологической устойчивости. Дальнейшие исследования должны быть направлены на оптимизацию затрат, развитие отечественных технологий и создание нормативной базы, соответствующей вызовам XXI века.

В связи с планируемым возведением в районе Архаринской СЭС, считаю необходимым рассмотреть варианты для проектирования ВЛ для присоединения солнечной электростанции к энергосистеме района.

1.7 Выводы

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными связями, связь между энергосистемой Амурской области.

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, которые имеют не менее четырех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 10 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-400.

К особенностям электроэнергетической системы можно отнести большую протяженность линий напряжением 500-220 кВ, что приводит к большим перетокам реактивной мощности, и как следствие, к высоким уровням напряжения на шинах подстанций за счет зарядных мощностей. Большая часть электроэнергии, генерируемой в Амурской области на выделенных электростанциях, передается в энергосистему Хабаровского края.

По результатам расчета режима можно сделать вывод что в послеаварийном режиме ВЛ не перегружены поэтому в данном районе возможно подключение новых мощностей к существующим сетям

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ГОЛОЛЁДОМ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220-500 КВ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ДЛЯ НОВОБУРЕЙСКОГО РАЙОНА.

2.1 Анализ влияния гололёдных нагрузок на ВЛ

Гололёдные нагрузки представляют серьёзную угрозу для устойчивой работы воздушных линий электропередачи (ВЛ) в регионах с суровыми климатическими условиями. Новобурейский район Амурской области, где среднегодовая температура колеблется от -25°C зимой до $+30^{\circ}\text{C}$ летом, ежегодно сталкивается с интенсивными гололёдными явлениями в период с ноября по март. Это связано с повышенной влажностью, частыми туманами и перепадами температур. По данным Росгидромета, толщина льда на проводах здесь может достигать 15–20 мм, что создаёт экстремальные нагрузки на элементы ВЛ.

В Новобурейском районе эксплуатируются ВЛ двух классов напряжения: 220 кВ и 500 кВ. Их ключевые параметры представлены в таблице:

Таблица 17 – технические данные ВЛ региона по классу напряжения

Параметр	ВЛ 220 кВ	ВЛ 500 кВ
Материал провода	АС-400/51	АС-300/39
Высота опор (м)	25–30	35–40
Длина пролёта (м)	250–300	300–400
Допустимая нагрузка (кН)	18–22	35–40

При образовании гололёда масса проводов увеличивается, что приводит к их провисанию и росту механической нагрузки на опоры. Например, при толщине льда 15 мм удельная нагрузка на провод достигает 36 Н/м, а провисание провода ВЛ 220 кВ увеличивается до 3.8 м (Таблица 2). Для ВЛ 500 кВ это

значение достигает 5.1 м, что сокращает габарит до земли ниже допустимых норм (минимальное расстояние по ПУЭ — 6-8 м в зависимости от местности).

Таблица 18 – Расчёт нагрузок при гололёде

Толщина льда (мм)	Удельная нагрузка (Н/м)	Провисание провода (м)	Нагрузка на опору (кН)
5	12	1,2	20
10	24	2,5	30
15	36	3,8	42
20	40	4,5	55
25	48	5,1	70

Сравнение допустимых и фактических нагрузок (Таблица 18) показывает, что для ВЛ 500 кВ гололёд толщиной 15 мм создаёт нагрузку 42 кН, что превышает допустимые 40 к Н. При 20 мм нагрузка достигает критических 55 кН, что в 1.4 раза выше нормы. Для ВЛ 220 кВ превышение начинается уже при 10 мм льда. [45]

На рисунке 6 видна нелинейная зависимость нагрузки на опору от толщины льда. Уже при 15 мм для ВЛ 500 кВ нагрузка (42 кН) близка к пределу прочности, а при 20 мм (55 кН) возникает риск обрушения.

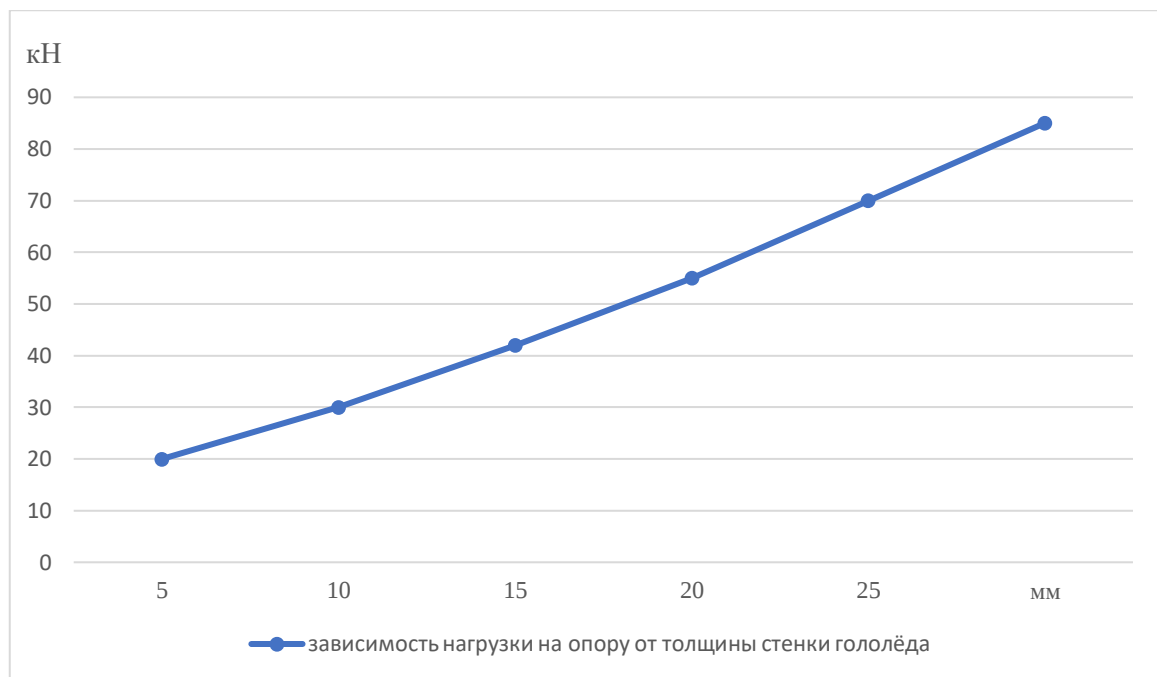


Рисунок 6 – Зависимость нагрузки на опору от толщины льда

Провисание проводов (Рисунок 7) также представляет угрозу: при 20 мм гололёда провод ВЛ 220 кВ провисает на 5 м, сокращая расстояние до земли до 2–3 м, что опасно при пересечении с автодорогами или в лесных массивах.

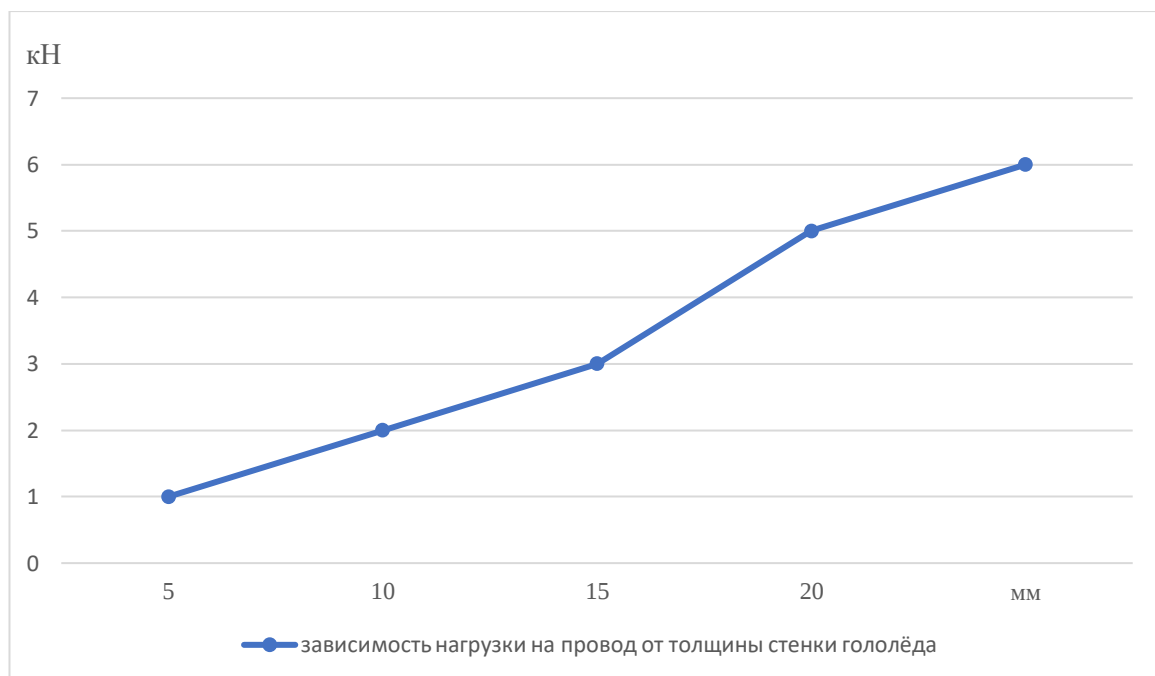


Рисунок 7 – Зависимость провисания провода от толщины льда

Дополнительные факторы риска:

1. Резонансные колебания — Сочетание гололёда и ветра (более 10 м/с) вызывает вибрации проводов, приводящие к усталостным разрушениям металла.

2. Ледяные штормы — В 2018 году в районе зафиксирован случай обрыва провода ВЛ 220 кВ из-за налипания мокрого снега с последующим обледенением.

3. Коррозия — Лёд, смешанный с реагентами с автодорог, ускоряет коррозию алюминиевых проводов.

Рекомендации по минимизации рисков:

1. Технические меры:

- Установка антиобледенительных систем (плавильные модули, импульсный нагрев).

- Усиление опор с применением композитных материалов и увеличение их высоты на 10–15%.

- Использование проводов с гладким гидрофобным покрытием (например, ASTACAP).

2. Профилактика:

- Внедрение системы мониторинга гололёда на базе датчиков IoT, передающих данные о нагрузке в режиме реального времени.

- Регулярная расчистка просек под проводами для уменьшения риска падения деревьев при обрывах.

3. Сотрудничество с метеослужбами:

- Интеграция прогнозов гололёда в систему управления сетями для своевременного отключения участков при критических нагрузках.[43]

Стоимость модернизации ВЛ 500 кВ оценивается в 120–150 млн рублей на 100 км, но потенциальные убытки от аварии (включая простой потребителей) могут превысить 500 млн рублей. Для ВЛ 220 кВ затраты ниже (80–100 млн рублей), однако риски остаются значительными из-за высокой плотности населённых пунктов в районе.[23]

Гололёдные нагрузки в Новобурейском районе требуют комплексного подхода, включающего как техническое перевооружение линий, так и внедрение

систем прогнозирования. Наибольшее внимание следует уделить ВЛ 500 кВ, где превышение нагрузок достигает критических значений. Реализация предложенных мер снизит риск аварий на 60–70%, обеспечив надёжное энергоснабжение региона в зимний период.[40]

2.2 Характеристика существующих методов борьбы с гололёдом и выбор наиболее эффективного

Проблема гололёдообразования на проводах ЛЭП заключается в том, что образование льда на тросах и проводах линий электропередачи чаще всего становится причиной серьёзных аварий в осенне-зимний период. Они связаны с короткими замыканиями, обрывами проводов и тросов, а также поломкой траверс и опор. Для борьбы с гололёдом используются разные методы, например:

- Механическая очистка.
- Плавка гололёда переменным или постоянным током.
- Нагрев провода токами высокой частоты.
- Установка антиобледенительных систем.
- Системы мониторинга и прогнозирования гололёдообразования. [22]

Остановимся на каждом из вышеперечисленных методов борьбы с гололёдом подробнее и проанализируем их эффективность.

2.2.1 Механическая очистка гололёда на воздушных линиях электропередачи (ВЛ)

Механическая очистка — это традиционный метод борьбы с обледенением на ВЛ, применяемый в ситуациях, когда образование ледяной корки достигает критических значений, угрожая обрывом проводов, разрушением изоляторов или деформацией опор. Несмотря на трудоёмкость и необходимость временного отключения линии от генерации, метод сохраняет актуальность в регионах с ограниченным доступом к современным технологиям, таким как плавка льда током или химическая обработка. Его ключевое преимущество — возможность точечного удаления наледи даже в труднодоступных зонах, например, в горной местности или на участках с ветхими опорами.

Процесс очистки начинается с обязательного отключения ЛЭП для обеспечения безопасности работников. Это требует согласования с энергоснабжающими организациями и может привести к временным перебоям в электроснабжении потребителей. После обесточивания формируются бригады специалистов, оснащённых диэлектрическими инструментами и средствами индивидуальной защиты: скребками, ледорубами, гибкими тросами, а также автовышками для доступа к высоковольтным проводам. Инструменты изготавливаются из непроводящих материалов (фибергласс, дерево), чтобы минимизировать риск короткого замыкания при случайном контакте с токоведущими частями.

Ручная очистка предполагает аккуратное сбивание льда с проводов, изоляторов и элементов опор. Например, деревянные молотки (киянки) используются для деликатного удаления наледи без повреждения защитного слоя металлоконструкций, а гибкие тросы протягиваются вдоль проводов для разрушения ледяного слоя за счет механического воздействия. В более сложных случаях, например, на линиях с напряжением выше 110 кВ, применяются механизированные решения: роботизированные установки, которые перемещаются по проводам и разрушают лёд вибрационными или ударными механизмами, либо автовышки с кранами для работы на участках со сложным рельефом.

Организация работ включает несколько этапов. Сначала проводится визуальный осмотр для выявления наиболее обледеневших участков. Затем бригады последовательно очищают провода, начиная с менее нагруженных секций, чтобы избежать резкой перераспределения механических нагрузок. После завершения обязательен контроль качества: проверяется отсутствие остаточного льда и повреждений инфраструктуры. Работы часто приостанавливаются при неблагоприятных погодных условиях, таких как ветер свыше 15 м/с, интенсивный снегопад или температура ниже -20°C, что повышает риск обморожения персонала и делает лёд слишком твёрдым для ручной обработки.[30]

Преимущества и недостатки

- Преимущества способа:

1. Низкая стоимость при малых объёмах работ.
2. Возможность точечного устранения гололёда в труднодоступных зонах.

Недостатки способа:

1. Высокие трудозатраты и длительность процесса.
2. Риск повреждения проводов и изоляторов при неаккуратной очистке.
3. Зависимость от погоды: работы приостанавливаются при сильном ветре, снегопаде или температуре ниже -20°C .
4. Необходимость частого повторения из-за циклического образования гололёда.

Для повышения эффективности механическую очистку часто комбинируют с другими методами. Например, после удаления льда на провода наносят антигололёдные реагенты (хлорид кальция, карбамид), замедляющие повторное обледенение. Установка гасителей вибрации снижает риск обрыва проводов при механическом воздействии, а предварительный прогрев линий током позволяет смягчить ледяную корку.

Метод особенно востребован в горных регионах (Кавказ, Алтай, Урал), где интенсивные гололёдные явления сочетаются с экономической нецелесообразностью использования вертолётов или термических технологий. Он также применяется на старых ВЛ с напряжением до 110 кВ, где модернизация инфраструктуры под современные системы антиобледенения финансово неоправданно.

Все работы регламентируются нормативными документами, такими как ГОСТ Р 50571.7.703-2017 [33] и Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [27], которые устанавливают требования к безопасности, квалификации персонала, инструментам и последовательности операций. Например, запрещается проводить очистку без страховочных систем, а использование металлических инструментов допускается только на обесточенных линиях.[41]

В заключение, механическая очистка остаётся важным элементом эксплуатации ВЛ в условиях обледенения, особенно в регионах с ограниченными ресурсами. Её роль усиливается при интеграции в комплексные системы мониторинга, где сочетание ручного труда, профилактической химической обработки и модернизированных механизмов позволяет снизить риски аварий и продлить срок службы энергетической инфраструктуры.

2.2.2 Плавка гололёда на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) переменным и постоянным током

Плавка гололёда — метод удаления ледяных отложений на проводах и элементах ВЛ путём пропускания через них электрического тока, который нагревает проводники за счёт эффекта Джоуля-Ленца ($Q=I^2 \cdot R \cdot t$). Несмотря на высокую эффективность, метод требует точных расчётов и связан с рисками для оборудования, включая деформацию проводов и длительные отключения линий.

Таблица 19 – Особенности переменного и постоянного тока

Параметр	Переменный ток (AC)	Постоянный ток (DC)
Источник питания	Используется штатная сеть переменного тока.	Требуются выпрямители или отдельные генераторы.
Эффективность	Менее энергоэффективен из-за потерь на реактивное сопротивление.	Выше КПД, так как нет потерь на реактивную составляющую.
Равномерность нагрева	Неравномерный нагрев из-за скин-эффекта (ток концентрируется на поверхности провода).	Равномерное распределение тока по сечению провода.
Применение	Чаще используется на ВЛ с напряжением до 220 кВ .	Применяется на линиях выше 330 кВ и в системах HVDC.

Ключевым условием плавки гололёда является отключение линии на 4–6 часов для подключения источников тока, что приводит к временному прекращению электроснабжения потребителей. Для минимизации ущерба нагрузку переключают на резервные линии или локальные генераторы.

Сила тока при плавке превышает номинальные значения в 1.5–3 раза. Например, для провода АС 240/32 применяют ток до 2000 А. Это вызывает тепловое расширение проводов, приводящее к их провисанию и снижению изоляционных зазоров, а также деформацию соединительных зажимов и изоляторов. Дополнительным ограничением являются погодные условия: метод не используют при температуре ниже -25°C или ветре свыше 15 м/с, так как лёд плавится неравномерно.

Этапы процесса

1. Расчёт параметров — определение силы тока, исходя из сечения провода, толщины льда и температуры воздуха. Проводится моделирование теплового баланса для исключения перегрева.

2. Подготовка оборудования — установка шунтирующих соединений для подачи тока в обход трансформаторов, монтаж датчиков температуры и амперметров.

3. Плавка — постепенное увеличение тока до расчётного значения с постоянным мониторингом температуры проводов, которая не должна превышать $+5...+10^{\circ}\text{C}$.

4. Контроль — визуальная проверка очистки и измерение механической нагрузки на опоры.

В Беларуси на ВЛ 110 кВ для удаления льда толщиной 15 мм применяют переменный ток 1000 А в течение 1.5 часов.

В России на линиях 500 кВ используют постоянный ток 2500–3000 А, подаваемый через выпрямительные установки, что позволяет устранять обледенение в условиях экстремальных зимних штормов.

Для снижения рисков внедряются автоматические системы отключения, срабатывающие при превышении температуры провода (например, при $+50^{\circ}\text{C}$). Конструкции линий усиливают термостойкими проводами (ACSR/TW с алюминиево-стальным сердечником), армированными изоляторами и зажимами. Запрещается проводить плавку на проводах с повреждённой оболочкой или неисправными опорами.[27]

Преимущества и недостатки

Преимущества:

1. Быстрое удаление льда на протяжённых участках.
2. Минимальный физический износ проводов (в сравнении с механической очисткой).

Недостатки:

1. Высокие энергозатраты (до 10 МВт·ч для линии 100 км).
2. Риск аварий из-за ошибок в расчётах токов.

Работы по устранению гололеда с помощью данного метода регламентируется ГОСТ Р 55180-2012 [15], устанавливающим допустимые токи и температурные режимы, и ПУЭ (27, п. 2.5.16), который запрещает использование металлических инструментов на активных линиях и определяет требования к квалификации персонала.

Плавка гололёда током остаётся незаменимым методом для критически важных ВЛ, где обледенение угрожает массовыми авариями. Наибольшую эффективность демонстрирует на магистральных линиях постоянного тока, где сочетание высокой мощности и точного контроля позволяет сохранить устойчивость энергосистемы в экстремальных условиях. Для минимизации рисков метод интегрируют с системами прогнозирования гололёда, автоматизацией управления нагрузкой и регулярной модернизацией инфраструктуры.

2.2.3 Нагрев провода токами высокой частоты (ВЧ) для борьбы с гололёдом

Метод основан на использовании токов высокой частоты (1–100 кГц), которые за счёт скин-эффекта концентрируются в поверхностном слое провода, вызывая его интенсивный нагрев. Это позволяет растапливать лёд или предотвращать его образование при меньших энергозатратах по сравнению с традиционными методами.

Принцип работы и особенности

Скин-эффект реализуется путём распределения тока высокой частоты в тонком поверхностном слое провода. Глубина проникновения (δ) зависит от частоты и материала.

Например, для алюминиевого провода:

- При 10 кГц: $\delta \approx 0.8$ мм.
- При 100 кГц: $\delta \approx 0.25$ мм.

Это позволяет нагревать только внешнюю часть провода, минимизируя потери энергии.

Реализация данного метода заключается в следующем:

1. К проводу подключается высокочастотный генератор, создающий электромагнитное поле.
2. Нагрев происходит бесконтактно (индукционный метод) или через трансформаторные системы.
3. Температура поверхности провода достигает $+3...+10^{\circ}\text{C}$, что достаточно для плавления льда.

Преимущества метода и недостатки

Преимущества:

1. Энергоэффективность: на 20–30% меньше затрат энергии, чем при плавке постоянным/переменным током.
2. Работа без отключения ЛЭП: можно использовать на действующих линиях, если частота генератора не совпадает с сетевой (50/60 Гц).
3. Точечное воздействие: Фокусировка на критических участках (изоляторы, пролёты над дорогами).
4. Автоматизация: Интеграция с датчиками гололёда для включения нагрева только при необходимости.

Недостатки:

1. Высокая стоимость: Генераторы ВЧ и системы управления требуют значительных инвестиций.
2. Ограниченная длина: Эффективность падает на проводах длиннее 1–2 км из-за затухания сигнала.

3. Сложная настройка: требуется индивидуальный подбор частоты для разных типов проводов и толщины льда.

4. Риск помех: ВЧ-поля могут влиять на работу устройств связи и релейной защиты.

Примеры применения

- Горные регионы (Кавказ, Альпы): для линий с частым обледенением (более 10 раз за зиму).
- Критическая инфраструктура (аэропорты, больницы): где недопустимы перебои в электроснабжении.
- Умные сети (Smart Grid): В Финляндии и Швеции ВЧ-нагрев комбинируют с IoT-платформами для автономного управления.

Нагрев провода токами высокой частоты — перспективная технология для борьбы с гололёдом, особенно на ответственных участках ЛЭП. Её ключевые преимущества — энергоэффективность, возможность работы без отключения линии и точечное воздействие — делают метод востребованным в современных энергосистемах. Однако высокая стоимость и техническая сложность ограничивают массовое применение. Для максимальной эффективности ВЧ-нагрев следует комбинировать с другими методами:

Технология особенно актуальна в рамках развития Smart Grid, где интеграция с системами мониторинга и автоматизации позволяет минимизировать эксплуатационные расходы и повысить надёжность энергосетей.

2.2.4 Установка антиобледенительных систем на воздушных линиях электропередачи (ВЛ)

Антиобледенительные системы — это комплекс решений, направленных на предотвращение образования льда или его удаление без механического вмешательства. Они включают электрические нагреватели, термоактивные и гидрофобные покрытия, а также индукционные технологии. Эти системы применяются как для профилактики, так и для борьбы с уже сформировавшимся

гололёдом, обеспечивая непрерывность электроснабжения в экстремальных погодных условиях.

Типы систем и их особенности

1. Резистивные кабели:

Встраиваются в конструкцию проводов или монтируются поверх них. При подаче электрического тока выделяют тепло, растапливая лёд. Пример данных систем — это саморегулирующиеся кабели, которые меняют сопротивление в зависимости от температуры, минимизируя энергопотребление.

2. Термоактивные покрытия:

Наносятся на провода в виде токопроводящих красок или плёнок (например, на основе графита). При подключении к источнику питания нагреваются, предотвращая обледенение. Преимуществом является лёгкость нанесения на существующие линии без демонтажа.

3. Гидрофобные материалы:

Покрываются с высокой водоотталкивающей способностью (силиконы, фторполимеры). Не предотвращают обледенение полностью, но снижают адгезию льда, упрощая его удаление ветром или вибрацией. Недостаток — требуют обновления каждые 3–5 лет.

4. Индукционные системы:

Используют внешние катушки, создающие электромагнитное поле для бесконтактного нагрева проводов. Работают аналогично высокочастотному нагреву, но с меньшими энергозатратами.

Преимущества и недостатки

Преимущества

1. Профилактика обледенения: Системы автоматически поддерживают температуру проводов, предотвращая накопление льда.

2. Минимальное вмешательство: для большинства систем (кроме резистивных кабелей) не требуется отключение ЛЭП.

3. Долговечность: Современные материалы, такие как саморегулирующиеся кабели, служат 15–20 лет.

4. Экологичность: Отсутствие химических реагентов и механических повреждений проводов.

5. Универсальность: Применимы на линиях любого напряжения, включая магистральные ЛЭП 220–500 кВ.

Недостатки:

1. Высокая стоимость: Установка резистивных кабелей на 1 км линии обходится порядка 870 000–4 000 000 рублей в зависимости от класса напряжения.

2. Энергопотребление: Резистивный кабель мощностью 50 Вт/м потребляет 50 кВт·ч на 1 км линии за час работы.

3. Сложность монтажа: Интеграция нагревательных элементов в действующие ЛЭП требует демонтажа проводов.

4. Ограниченная эффективность гидрофобных покрытий: работают только при умеренном обледенении.

5. Риск перегрева: Неправильная настройка может повредить изоляторы или опоры.

Примеры применения

- Скандинавия: на горных ЛЭП Норвегии и Швеции используются саморегулирующиеся кабели с автономным питанием от солнечных панелей.
- Канада: В провинциях Квебек и Онтарио наносят гидрофобные покрытия на провода в зонах с частыми перепадами температуры через 0°C.
- Япония: Термоактивные краски применяются на линиях, питающих скоростные поезда, чтобы исключить задержки из-за обледенения. [34; 40]

Антиобледенительные системы — это высокотехнологичное решение для защиты ЛЭП от гололёда, особенно в регионах с экстремальными зимними условиями. Их ключевые преимущества — профилактика обледенения и возможность работы без отключения сети — делают метод идеальным для критически важных объектов: аэропортов, больниц, железнодорожных узлов.

Перспективы развития:

- Внедрение инновационных материалов, таких как графеновые покрытия, повышающих эффективность нагрева.
- Использование возобновляемых источников энергии (солнечные панели, ветрогенераторы) для автономного питания систем.
- Интеграция с IoT-платформами для адаптивного управления на основе данных метеодатчиков.

Для максимальной эффективности антиобледенительные системы рекомендуется комбинировать: например, гидрофобные покрытия с резистивными кабелями. Это снизит энергозатраты и продлит срок службы оборудования, обеспечивая надёжность энергосетей в самых сложных климатических условиях.

2.2.5 Системы мониторинга и прогнозирования гололёдообразования на ВЛ

Эти системы предназначены для раннего обнаружения обледенения проводов и прогнозирования рисков аварий. Они сочетают аппаратные датчики, программные алгоритмы анализа данных и телекоммуникационные технологии, что позволяет энергокомпаниям оперативно реагировать на угрозы.

Компоненты систем

1. Датчики:

Силоизмерительные датчики — фиксируют механическую нагрузку на провода (вес льда, ветровое давление).

Метеодатчики — измеряют температуру, влажность, скорость ветра, осадки.

Видеокамеры с ИИ-анализом — распознают визуальные признаки обледенения.[36]

2. Телекоммуникации:

Передача данных через GSM, спутниковую связь или LoRaWAN.

3. Программное обеспечение:

Платформы для визуализации данных (графики, карты с привязкой к местности) и формирования прогнозов. [36]

Преимущества и недостатки систем [36]

Преимущества:

1. Оперативность реакции. Мониторинг в режиме реального времени позволяет начать плавку гололёда или механическую очистку до критического накопления льда, снижая риск обрывов проводов.
2. Снижение аварийности. Прогнозирование "пляски" проводов и перегрузок на опорах предотвращает до 70% аварий в регионах с частым обледенением.
3. Экономия ресурсов. Точечное применение антиобледенительных методов (например, плавка током) сокращает энергозатраты на 20–30% [34].
4. Архивация данных. Анализ исторических данных помогает корректировать нормативы для проектирования ВЛ в гололёдных районах.

Недостатки:

1. Высокая стоимость. Развёртывание сети датчиков на длинных ВЛ (100+ км) требует инвестиций в оборудование и инфраструктуру связи.
2. Зависимость от связи. В удалённых районах с плохим покрытием GSM возможны перебои передачи данных.
3. Ложные срабатывания. Датчики могут ошибочно фиксировать обледенение при сильном ветре или налипании мокрого снега.
4. Ограниченная прогностическая точность. Традиционные алгоритмы плохо учитывают микроклиматические особенности (например, локальные туманы в горных ущельях).

Интеграция с искусственным интеллектом перспективы

Внедрение ИИ-технологий значительно повысит эффективность систем за счёт:

- Машинное обучение (ML):

Алгоритмы анализируют исторические данные об обледенении, погодные паттерны и параметры ВЛ (высота подвеса, диаметр проводов) для прогнозирования рисков с точностью до 95%. Примером может служить система

мониторинг AIOPS использует предиктивную аналитику для предсказания сбоев в ИТ-инфраструктуре — аналогичный подход применим для ВЛ [38].

- Обработка мультимодальных данных:

ИИ объединяет информацию с датчиков, спутниковых снимков и метеомоделей, выявляя скрытые корреляции (например, связь между влажностью и скоростью нарастания льда).

- Компьютерное зрение:

Камеры с ИИ распознают типы отложений (гололёд, изморозь) и их толщину, что критично для выбора метода очистки [39].

- Оптимизация плавки током:

ИИ рассчитывает минимальную силу тока для плавки льда, учитывая температуру провода и прогноз погоды, чтобы избежать перегрева [34].

Все существующие методы борьбы с гололёдом отлично подходит под свои задачи, условия и возможности энергетических организаций, связанных с обслуживанием ЛЭП, находящихся в их ведении. Данные для сравнения сведены в диаграмму, изображённую на рисунке 6

Таблица 20 – Морфологический анализ существующих технологий борьбы с гололёдом.

Параметр	Резистивный нагрев	Индукционный нагрев	Механические методы	Покр тия	Химические реагенты	Системы мониторинга
1	2	3	4	5	6	7
Эффективность (%)	95	90	75	80	85	70
Энергопотребление	Высокое	Среднее	Низкое	Нет	Нет	Низкое
Стоимость внедрения (\$)	100–150 тыс.	200–300 тыс.	30–50 тыс.	20 тыс.	5–10 тыс.	100–200 тыс.
Экологичность	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	Низкая	Высокая

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7
Срок службы	15 лет	20 лет	5–10 лет	10 лет	1 сезон	10–15 лет
Сложность обслуживания	Средняя	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя

Эффективность систем мониторинга зависит от интеграции с другими методами.

Оптимальная технология: Индукционный нагрев + Мониторинг

Хотя каждая технология имеет свои преимущества, комбинированный подход демонстрирует наивысшую эффективность. Индукционный нагрев обеспечивает быстрое удаление льда при минимальном энергопотреблении, покрытия снижают частоту обледенений, а системы мониторинга оптимизируют работу. Для подтверждения приведём итоговую оценку:

Таблица 21 - Итоговая оценка двух подходов реализации технологий борьбы с гололедом

Критерий	Индукционный нагрев	Комбинированный подход
1	2	3
Энергоэффективность	8/10	9/10
Надёжность	9/10	10/10
Срок окупаемости	7 лет	5 лет
Универсальность	Высокая	Максимальная

Для ВЛ 220–500 кВ в условиях экстремального обледенения комбинация индукционного нагрева, антиобледенительных покрытий и систем мониторинга является оптимальным решением. Она обеспечивает долгосрочную защиту, снижает эксплуатационные расходы и минимизирует экологические

риски. Внедрение таких систем особенно актуально для регионов с частыми перепадами температур (Урал, Сибирь, Северная Европа).

2.3 Анализ инновационных технологий борьбы с гололёдными нагрузками на ВЛ

Передовые методы борьбы с гололёдом: анализ и выбор оптимального решения

Современные технологии борьбы с гололёдом развиваются в направлении повышения эффективности, экологичности и энергоэффективности. Рассмотрим ключевые инновационные методы, их преимущества и недостатки, а затем определим оптимальный вариант.

Антиобледенительные полимерные покрытия (СРВ)

Принцип работы:

Концентрированные гидрофильные полимерные щетки (СРВ) создают смазывающий слой из воды, оставшейся в структуре материала, что снижает адгезию льда. Такие покрытия работают при температурах до -30°C , предотвращая образование наледи и облегчая удаление уже сформированного льда.

Преимущества:

- Высокая долговечность (до 10 лет).
- Экологичность (не требуют химических реагентов).
- Эффективность в широком температурном диапазоне.

Недостатки:

- Высокая стоимость производства и нанесения.
- Ограниченная применимость на существующих объектах из-за сложности монтажа.

Испытания в лабораторных условиях показали снижение силы сцепления льда на 85%. [6]

Самонагревающиеся материалы

Технологии:

- Самонагревающийся бетон: содержит парафин, выделяющий тепло при переходе из жидкого в твёрдое состояние. Поддерживает температуру поверхности до $+12,8^{\circ}\text{C}$, растапливая снег [14].

- Асфальт с микрокапсулами: микрокапсулы с ацетатом натрия снижают температуру замерзания воды до -21°C , предотвращая образование льда.

Преимущества:

- Автономность (не требует внешних источников энергии).
- Долгосрочная эффективность (до 8 лет для асфальта).

Недостатки:

- Высокие начальные затраты на модернизацию инфраструктуры.
- Ограниченная масштабируемость в условиях экстремальных температур.

Экологичные химические реагенты

Современные реагенты на основе хлорида кальция и натрия с добавлением ингибиторов коррозии (например, Ratmix ЭКО, ПГМ Премиум). Они работают при температурах до -35°C , сохраняя безопасность для окружающей среды [11].

Преимущества:

- Быстрое действие (15–30 минут).
- Соответствие экологическим стандартам (ГОСТ Р 58427-2020).

Недостатки:

- Остаточное воздействие на почву и металлы.
- Необходимость повторного нанесения после снегопадов [10].

Системы с использованием альтернативных источников тепла

- Тепло сточных вод: в Японии тепло канализационных стоков используется для обогрева дорожного полотна, сокращая энергозатраты на 90%.

- Геотермальные системы: подземные тепловые насосы растапливают снег на тротуарах и автострадах.

Преимущества:

- Нулевые выбросы CO_2 .

- Энергоэффективность.

Недостатки:

- Высокая стоимость инфраструктурных изменений.
- Зависимость от климатических условий.

Интеллектуальные системы мониторинга

Компоненты:

- Датчики температуры, влажности и нагрузки.
- ИИ-алгоритмы для прогнозирования обледенения.
- Интеграция с системами автоматического распределения реагентов

или нагрева [51].

Преимущества: [37]

- Точечное применение методов, минимизация расходов.
- Повышение безопасности за счёт раннего предупреждения.

Недостатки: [37]

- Зависимость от качества связи и данных.
- Высокая начальная стоимость внедрения.

Таблица 22 – Анализ инновационных методов противодействия гололедным образованиям на элементах ВЛ

Параметр	Полимерные покрытия (СРВ)	Самонагревающиеся материалы	Экологичные реагенты	Альтернативные источники тепла	Интеллектуальные системы на базе ИИ
1	2	3	4	5	6
Эффективность (%)	90	85	80	75	95
Срок службы	10 лет	8 лет	1 сезон	15+ лет	10–15 лет
Энергопотребление	Нет	Нет	Нет	Низкое	Низкое
Экологичность	Высокая	Высокая	Средняя	Максимальная	Высокая

1	2	3	4	5	6
Стоимость внедрения (\$)	100–250 тыс.	500 тыс.+	5–10 тыс.	1 млн+	100–200 тыс.
Универсальность	Высокая	Ограниченная	Высокая	Ограниченная	Максимальная

Оптимальная технология: Комбинация СРВ + Интеллектуальные системы на базе ИИ

Анализ показывает, что комбинированный подход обеспечивает максимальную эффективность:

1. Полимерные покрытия (СРВ) предотвращают образование льда на критических объектах (провода ВЛ, мосты).
2. Интеллектуальные системы оптимизируют использование ресурсов, активируя нагрев или распыление реагентов только при угрозе обледенения 5.
3. Самонагревающийся бетон снижает нагрузку на коммунальные службы в городской инфраструктуре.

Таблица 24 - Сравнительный анализ инновационных методов противодействия гололедным образованиям на элементах ВЛ

Критерий	СРВ	Комбинированный подход
Энергоэффективность	9/10	10/10
Надёжность	8/10	10/10
Срок окупаемости	7 лет	5–6 лет
Экологичность	Высокая	Максимальная

Наиболее перспективным решением является интеграция полимерных покрытий, самонагревающихся материалов и интеллектуальных систем

мониторинга. Такой подход сочетает долговечность, экологичность и адаптивность, что особенно актуально для регионов с экстремальными зимними условиями (Сибирь, Скандинавия, Канада). Для ВЛ 220–500 кВ рекомендуется дополнять СРВ резистивным нагревом, что подтверждается опытом Канады и Скандинавии.

2.4 Морфологический анализ технологий снижения гололёдообразования и выбор целесообразных для Новобурейского района

Морфологический анализ — метод решения задач, основанный на подборе возможных решений для отдельных частей задачи (так называемых морфологических признаков, характеризующих устройство) и последующем систематизированном получении их сочетаний (комбинировании).

Для проведения морфологического анализа необходимо рассмотреть, как комплексные подходы к составлению систем противодействия гололёду, так и рассмотреть каждую технологию в отдельности. Исходные данные для проведения анализа представлены в таблице 25

Таблица 25 – Исходные данные по каждому методу из наиболее эффективных для проведения анализа.

	Инновационные технологии		Технологии, находящиеся в эксплуатации	
Параметр	Полимерные покрытия (СРВ)	Интеллектуальные системы	Индукционный нагрев	Системы мониторинга
1	2	3	4	5
Эффективность (%)	90	95	90	70*
Срок службы	10 лет	10–15 лет	20 лет	10–15 лет
Энергопотребление	Нет	Низкое	Среднее	Низкое
Экологичность	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5
Стоимость внедрения (\$)	100–250 тыс.	100–200 тыс.	200–300 тыс.	100–200 тыс.
Универсальность	Высокая	Максимальная	Высокая	Средняя

Также стоит проанализировать данные из предыдущих подразделов, касаемо объединенного подхода к проблеме гололедообразования на ВЛ. Данные для проведения сравнения представлены в таблице 26

Таблица 26 – Данные для анализа комбинированных подходов

Критерий	Индукционный нагрев + Мониторинг	СРВ + Интеллектуальные системы
Энергоэффективность	8/10	10/10
Надёжность	9/10	10/10
Срок окупаемости	5 лет	5–6 лет
Экологичность	Максимальная	Максимальная

В результате анализа представленных данных наиболее эффективным и надежным способом борьбы с гололёдом для применения на территории Новобурейского района является комбинированный подход с применением СРВ и интеллектуальных систем, что обеспечит наивысшую надежность ВЛ, за сравнительно не высокую разницу в стоимости проектов реализации. Также данные технологии универсальны и подходят для реализации в Новобурейском районе Амурской области для повышения стойкости к гололеду существующих и проектируемых ЛЭП.

2.5. Выводы

На основании проведенной работы по сбору и анализу информации касаясь влияния гололёда на линии электропередачи и технологий противостояния гололёдным нагрузкам на проводах, стоит отметить важность реализации данных технологий для повышения надежности ВЛ в регионах с частыми переходами через нулевую температурную точку, что является одной из главных условий образования гололёда.

Также были освещены все технологии противодействия гололеду, с подробным описанием каждой технологии с акцентами на преимуществах и недостатках каждого метода, что позволило провести морфологический анализ наиболее эффективных технологий и выделить те, что могут быть реализованы в Новобурейском районе Амурской области и повысить стойкость к гололёдным нагрузкам ЛЭП рассматриваемого района.

В результате был выбран комбинированный подход с реализацией технологий полимерных покрытий (СРВ) или композитных проводов в тандеме с интеллектуальными системами на базе ИИ, что должно привести к увеличению надежности элементов воздушных линий электропередачи до 20-30 %

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ АРХАРИНСКОЙ СЭС К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ РАЙОНА С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПОВЫШЕННОЙ СТОЙКОСТЬЮ К ГОЛОЛЁДУ

Опираясь на весь материал, что был освещен в предыдущих разделах магистратской диссертации, необходимо спроектировать линию электропередачи, с повышенной стойкостью к гололёду.

Для проектирования инновационной ВЛ в Новобурейском районе предлагаю рассмотреть вариант развития энергосистемы с включением в ее состав планируемой к строительству Архаринской СЭС, что позволит предметно рассмотреть возможность строительства ВЛ данной конструкции в рассматриваемом климатическом районе, а также оценить экономический эффект от данных ЛЭП.

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 ЕЭС РФ на период 2023 – 2028 годов» предполагается строительство Архаринской СЭС, предполагаемая электрическая мощность станции составит 75 МВт. [50]

Данную мощность рационально подключать к сети 110 кВ, однако для района размещения СЭС характерны ВЛ 220, 35 и 10 кВ, самая ближайшая ВЛ рекомендуемого класса напряжения являются 2 ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск, однако отдаленность данного транзита, 120 км от места строительства Архаринской СЭС, а также его загрузка нивелируют все преимущества данного варианта подключения.

Для 75 МВт сеть 220 кВ предпочтительна по следующим причинам: снижение потерь при передаче мощности на большие расстояния, упрощение интеграции в магистральные сети.

Структурная схема подключения СЭС к сети 220 кВ на рисунке 9.

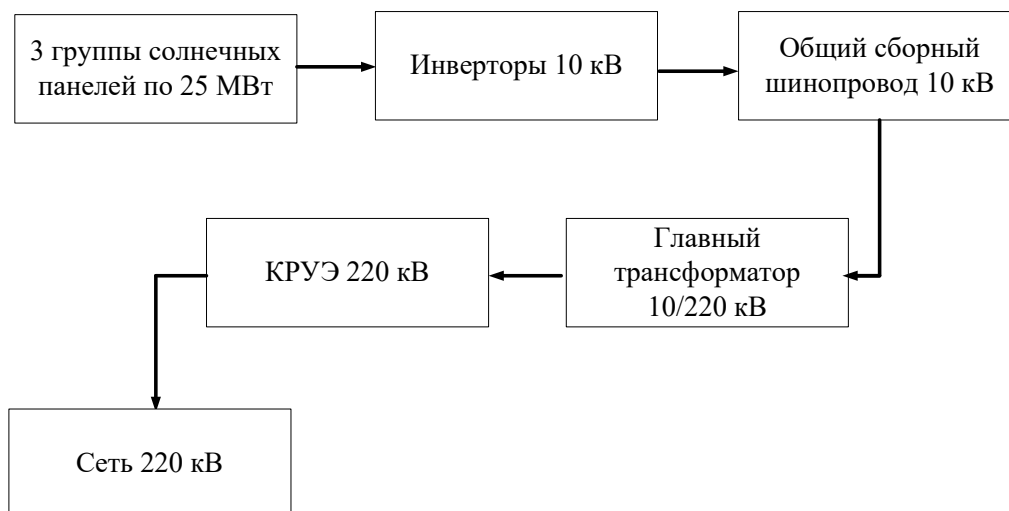


Рисунок 9 – Структурная схема подключения Архаринской СЭС к сети 220 кВ.

Вариант 1. Предусматривает подключение Архаринской СЭС к ПС 220 кВ Архара. Данный вариант подразумевает:

- строительство Архаринская СЭС;
- строительство 3х ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара длиной 20 км.

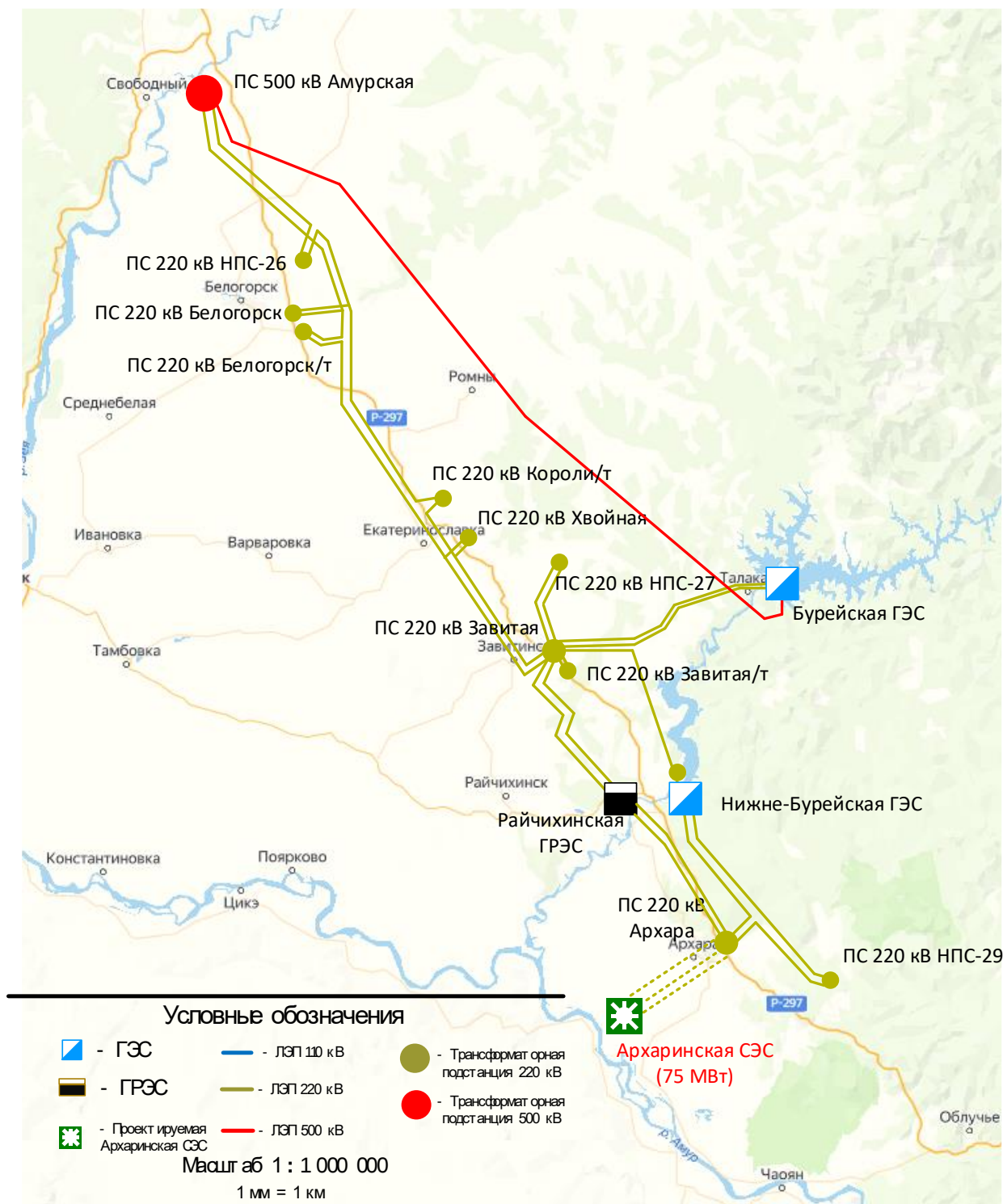


Рисунок 10 - Вариант подключения 1

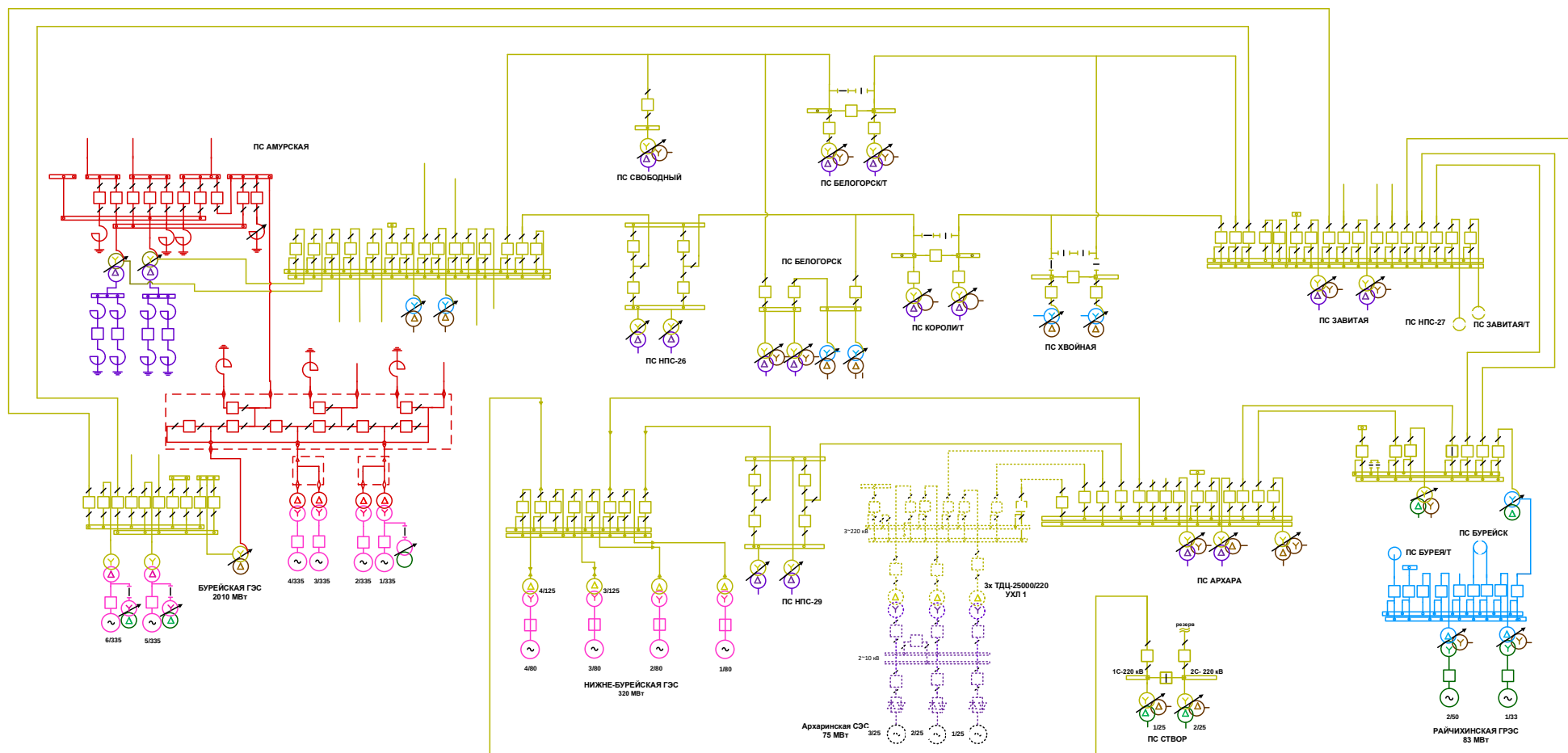


Рисунок 11 – Однолинейная схема для Варианта № 1

Вариант 2. Предусматривает подключение Архаринской СЭС к ВЛ 220 кВ Райчихинская – Архара №1 и ПС 220 кВ Архара. Данный вариант подразумевает:

- строительство Архаринской СЭС;
- строительство ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара длиной 20 км.
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Райчихинская – Архара №1 длиной 25 км.

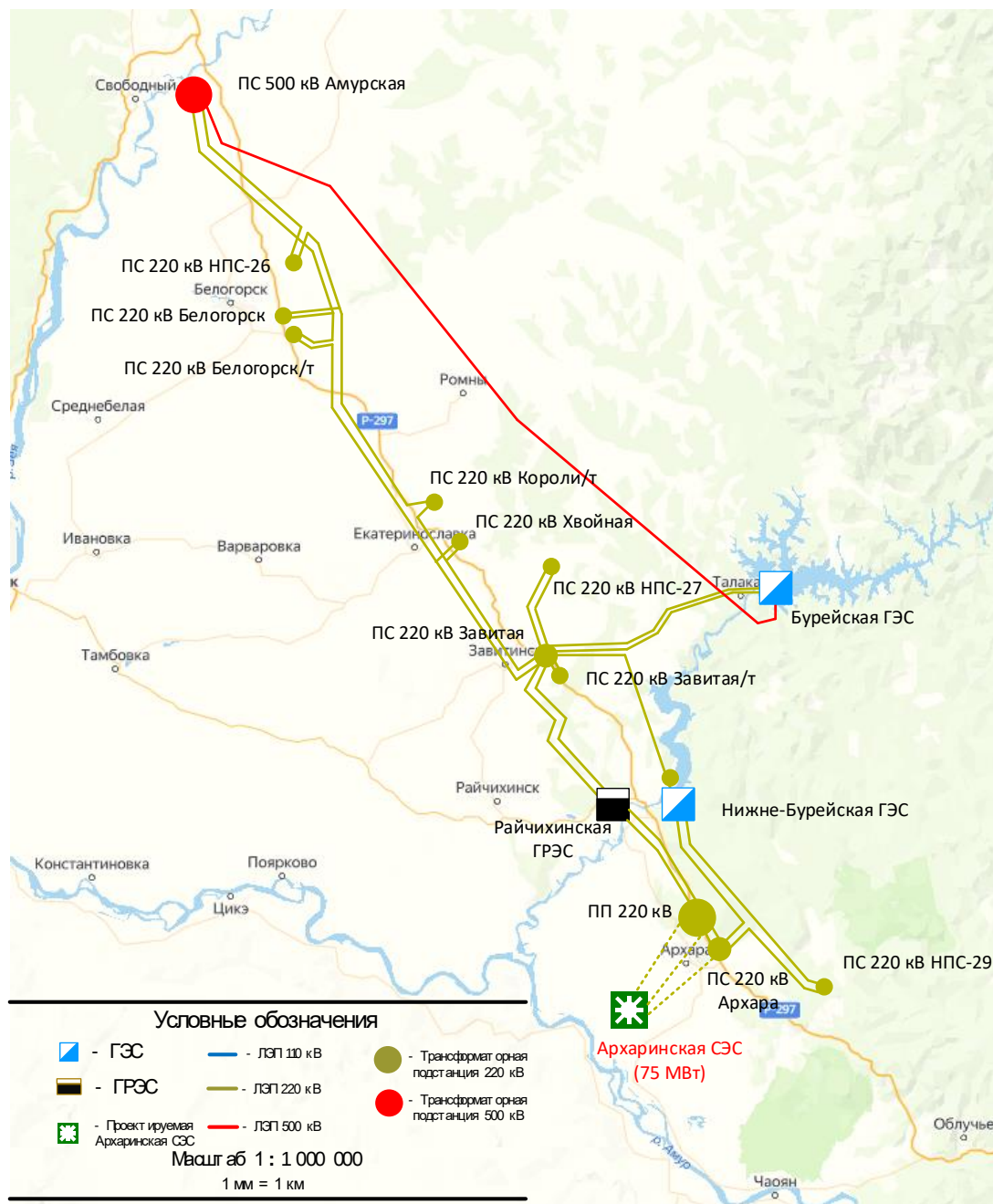


Рисунок 12 - Вариант подключения 2

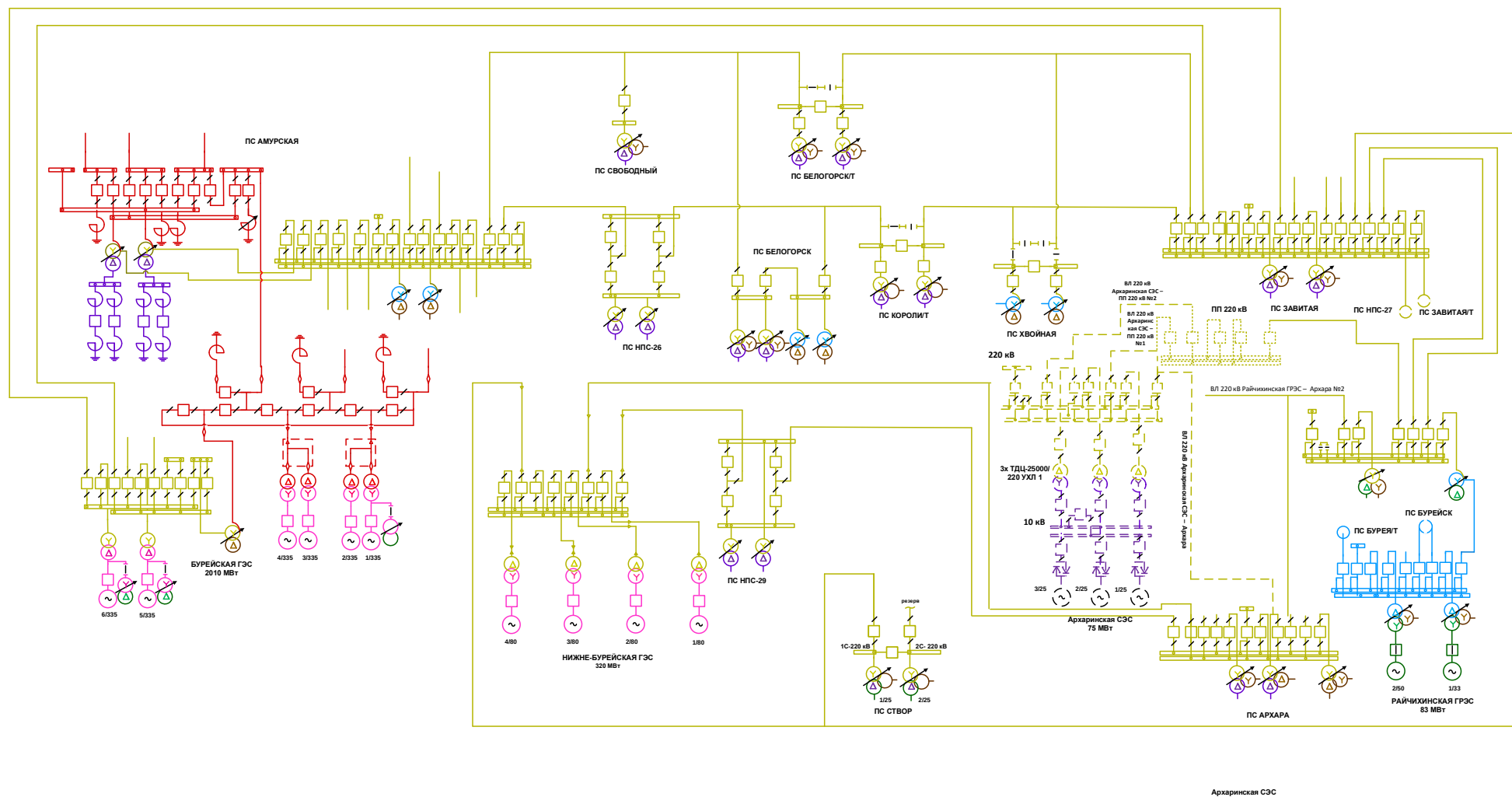


Рисунок 13 – Однолинейная схема для Варианта № 2

Вариант 3. Предусматривает подключение Архаринской СЭС к ВЛ 220 кВ Райчихинская – Архара №1,2. Данный вариант подразумевает:

- строительство Архаринской СЭС;
- строительство переключательного пункта (ПП) 220 кВ для осуществления транзита ВЛ Райчихинская ГРЭС – Архара №2;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Райчихинская – Архара №1,2 длиной 25 км.

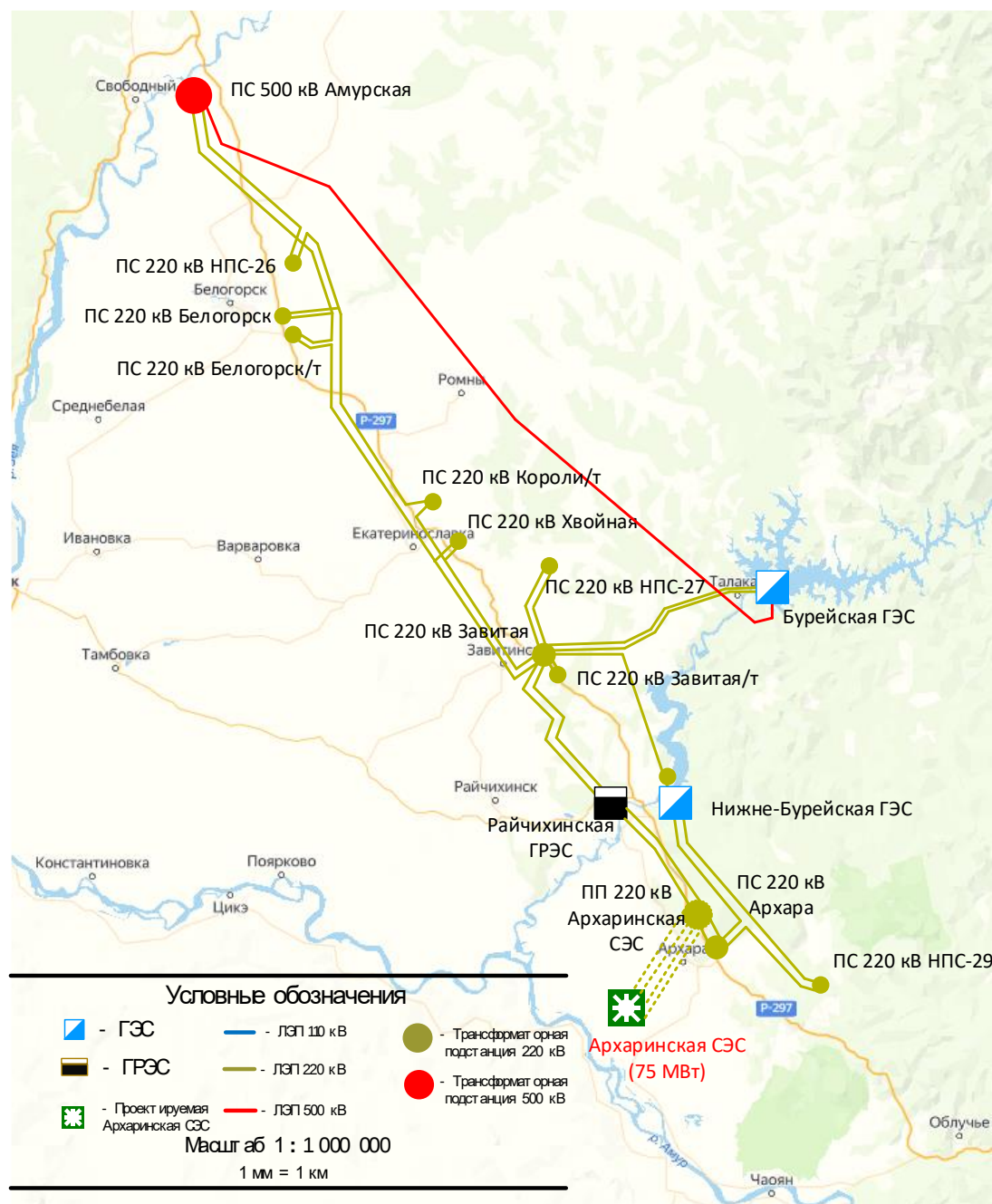


Рисунок 13 - Вариант подключения 3

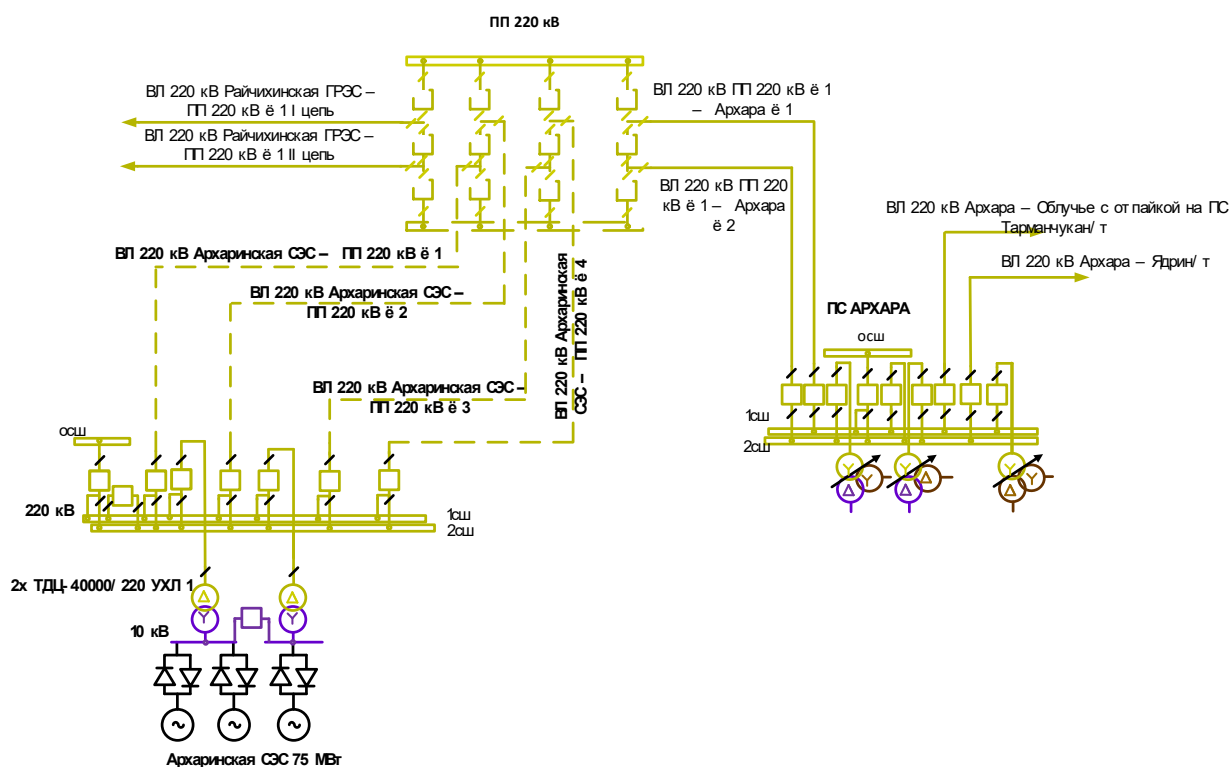


Рисунок 14 – Однолинейная схема для Варианта № 3

Вариант 4. Предусматривает подключение Архаринской СЭС к ВЛ 220 кВ Райчихинская – Архара №1 и ВЛ 220 кВ Архара – НПС-29. Данный вариант подразумевает:

- строительство Архаринской СЭС;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Архара – НПС-29 длиной 35 км;
- строительство 2-х переключательных пунктов (ПП) 220 кВ для включения в транзит Райчихинская ГРЭС – Архара и Нижне-Бурейская ГЭС – НПС-29;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Райчихинская – Архара №1 длиной 25 км.

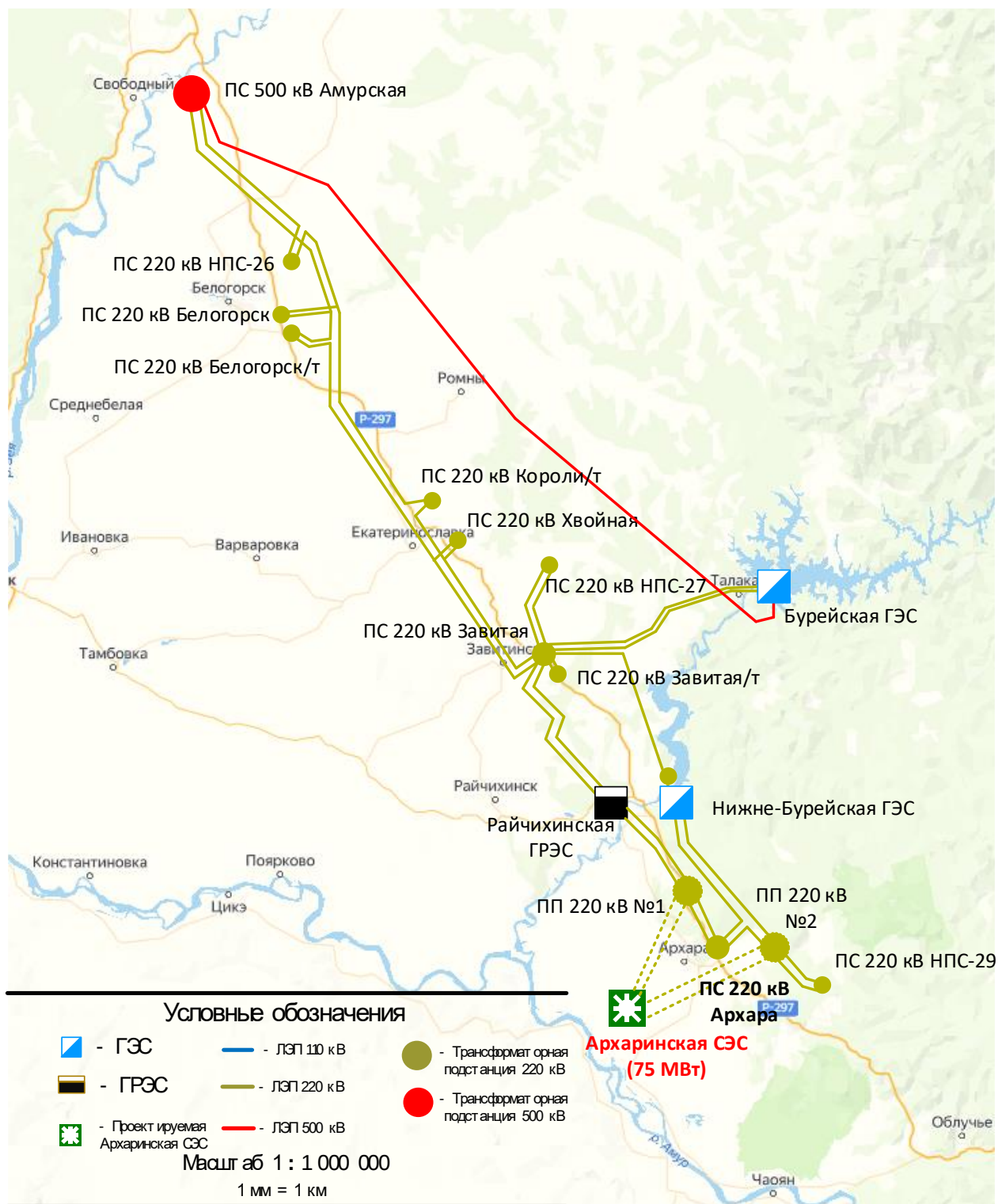


Рисунок 15 - Вариант подключения 4

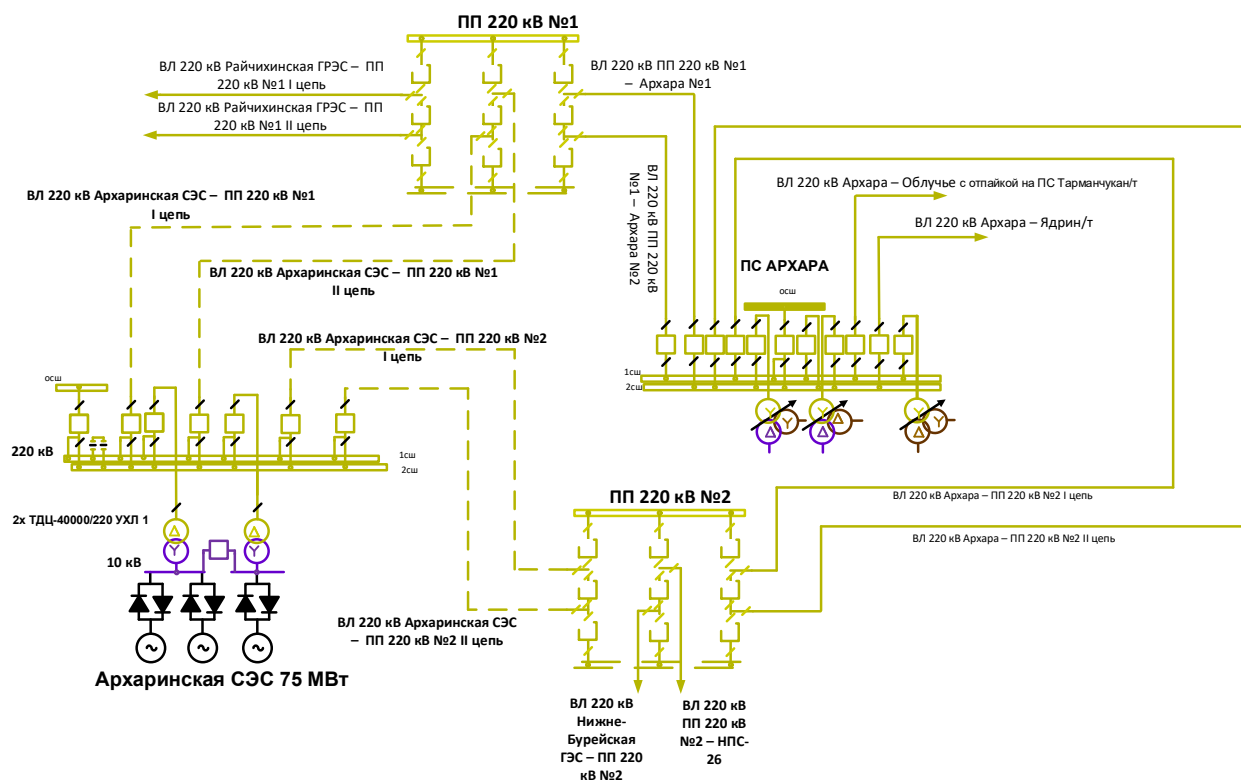


Рисунок 16 – Однолинейная схема для Варианта № 4

Для анализа предложенных вариантовведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 27.

Таблица 27 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	40	Добавление 2х линейных ячеек на ПС Архара
2	60	Добавление линейной ячейки на ПС Архара и строительство ПП 220 кВ
3	90	Строительство ПП 220 кВ и переустройство ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 1 и №2
4	120	Строительство 2 ПП 220 кВ, переустройство ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 1 и №2, также переустройство ВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС – Архара и ВЛ 220 кВ Архара – НПС-29

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям.

Таковыми показателями являются:

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исчислении;

в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;

г) необходимая реконструкция существующих объектов.

В результате анализа технико-экономической рациональности, были выбраны варианты 1 и 2.

3.2 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

При подключении к действующим подстанциям необходимо будет проверить секции шин и линейные выключатели на возможность присоединения нового объекта Архаринская СЭС.

По всему варианту был произведён расчет режима, из расчета электрического режима в ПВК RastrWin3, все технические параметры находятся в допустимых пределах.

Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение зависит от длины линии и активной мощности, протекающей по линии. При высоком напряжении уменьшаются сечения проводов, потери мощности, но растут затраты на сооружение линии

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше. Для этого необходимо знать активную мощность P_{ij} и длину L_{ij} , определяемого участка с учётом коэффициента трассы.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}; \quad (2)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{75}}} = 154 \text{ кВ}$$

Примем номинальное напряжение 220 кВ.

Выбор схемы РУ ВН Архаринской СЭС

Для двух конкурентоспособных вариантов выбираем РУ ВН «Две рабочие и обходная система шин» (13Н).

Таблица 28- Критерии выбранной схемы

Критерий	Описание
- экономический критерий	а) Требуется две ячейки выключателей на четыре и более присоединения (два и более Т (АТ), и больше 2х линий). б) Простота модернизации. в) Дешевле аналогичных схем для того же количества присоединений
- эксплуатационный критерий	а) Хорошая оперативная гибкость. б) Высокая надежность (возможность питания любой секции от любой ВЛ при нормальной или ремонтной схеме с помощью ОШ). в) Позволяет равномерно распределить нагрузку.

3.3 Выбор сечения проектируемых линий электропередачи

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение композитных проводов марки АССС с интеграцией СРВ + Интеллектуальные системы. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях по следующей формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max 3}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \cdot 10^3, \quad (3)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

$P_{\max 3}$ - потоки активной максимальной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт;

$Q_{\max}$ - потоки максимальной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВАр;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии;

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

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (4)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_t - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1,05.

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{р.п}}, \quad (5)$$

где $I_{\partial,\partial}$ - длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{P,II}$ - расчетный послеаварийный ток.

Рассмотрим пример расчета.

Для примера рассмотрим расчет для головного участка Архаринская СЭС–Архара. Теперь приведем расчет максимального тока для данного участка:

$$I_{\max \text{ Архаринская СЭС–Архара}} = \frac{\sqrt{75^2 + 20^2}}{2 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} \cdot 10^3 = 101 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{Архаринская СЭС–Архара}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 101 = 111,3 \text{ А}$$

Примем к установке на данном участке композитный провод нового поколения АССС Silvassa с длительно допустимым током $I_{\partial,\partial} = 605 \text{ А}$.

Для проверки выбора сечения необходимо воспользоваться условием проверки в послеаварийном режиме по формуле 6:

$$I_p \leq I_{\max} \cdot k_1 \cdot k_3 \quad (6)$$

где $I_{\max}$ - максимальный ток, А;

k_1 – коэффициент, учитывающий глубину прокладки кабеля, равный 1,18;

[10]

k_3 - коэффициент, учитывающий расстояние между цепями ВЛ, примем 0,25; [10]

По условия формулы 8 расчётный ток должен быть меньше или равен длительно допустимому току, который приведен с выборов марки провода и равен 605 А. Из чего следует:

$$111,3 \text{ A} \leq 605 \cdot 1,18 \cdot 0,25 \text{ A}$$

$$111,3 \text{ A} \leq 178,5$$

Согласно условию, провода АССС™ Silvassa выбран верно.

3.4 Расчет электрического режима выбранных вариантов

Для каждого варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Таблица 32 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Ид.д	I/ Ид. д
1	2	3	4
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	377,55	1000	37,75
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	195,73	630	31,07
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	193,18	630	30,66
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	158,60	630	25,17
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	150,03	630	23,81
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	225,99	960	23,54
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	225,99	960	23,54
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	137,80	630	22,12
оп. Белогорск 1 - НПС 26	121,50	630	19,29
НПС 26 - Амурская 220 кВ	118,46	630	18,80
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	113,07	630	17,95
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	102,43	630	16,26
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	96,13	630	15,26
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	91,17	630	14,47
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	128,57	960	14,00

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
Архара 220 кВ - НБГЭС	133,63	960	13,92
НБГЭС - Створ 220 кВ	131,40	960	13,69
Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	70,09	610	11,92
Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	70,09	610	11,92
Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	70,16	610	11,90
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	54,61	630	8,67
НПС-29 - НБГЭС	72,31	960	7,53
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	45,58	630	7,24

Таблица 33 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Архаринская СЭС	220	221,81	0,82
СЭС1	10,5	10,50	0,00
СЭС2	10,5	10,50	0,00
СЭС3	10,5	10,50	0,00

Таблица 34 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара при ремонте ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара

Название	I max	Ид. д	I/ Ид. д
1	2	3	4
Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	196,15	610	32,37
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	188,64	630	29,94
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	188,61	630	29,94
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	297,22	1000	29,72
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	147,89	630	23,48
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	141,18	630	22,41
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	211,16	960	22,00

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	211,16	960	22,00
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	134,33	630	21,56
оп. Белогорск 1 - НПС 26	111,82	630	17,75
НПС 26 - Амурская 220 кВ	109,39	630	17,36
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	108,45	630	17,21
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	98,86	630	15,69
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	91,27	630	14,49
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	88,41	630	14,03
Архара 220 кВ - НБГЭС	133,61	960	13,92

Таблица 35 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара при ремонте ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Архаринская СЭС	220	221,81	0,82
СЭС1	10,5	10,50	0,00
СЭС2	10,5	10,50	0,00
СЭС3	10,5	10,50	0,00

Таблица 36 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Ид. д	I/ Ид. д
1	2	3	4
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	188,52	630	29,92
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	188,32	630	29,89
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	297,12	1000	29,71
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	146,69	630	23,28
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	140,30	630	22,27
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	212,15	960	22,10

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	212,15	960	22,10
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	134,18	630	21,54
оп. Белогорск 1 - НПС 26	110,69	630	17,57
НПС 26 - Амурская 220 кВ	108,37	630	17,20
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	108,17	630	17,17
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	98,81	630	15,68
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	91,14	630	14,47
Архара 220 кВ - НБГЭС	136,52	960	14,22
Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	83,70	610	14,05
Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	83,78	610	14,04
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	88,34	630	14,02
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	117,31	960	12,67
НБГЭС - Створ 220 кВ	120,13	960	12,52
НПС-29 - НБГЭС	73,54	960	7,66
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	46,93	630	7,45
Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	35,09	630	5,57

Таблица 37 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Архаринская СЭС - Райчихинская ГРЭС	193,34	630	31,02
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	189,32	630	30,05
оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	188,91	630	29,99
БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	297,32	1000	29,73
оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	151,07	630	23,98
оп. Свободный - Амурская 220 кВ	143,63	630	22,80
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	209,39	960	21,81
БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	209,39	960	21,81

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4
оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	134,71	630	21,63
Архара 220 кВ - НБГЭС	179,60	960	18,71
Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	117,66	630	18,68
оп. Белогорск 1 - НПС 26	114,83	630	18,23
НПС 26 - Амурская 220 кВ	112,15	630	17,80
Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	109,12	630	17,32
оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	98,96	630	15,71
оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	91,63	630	14,54
оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	88,64	630	14,07
НПС-29 - НБГЭС	93,76	960	9,77
Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	48,64	630	7,72
Архара 220 кВ - НПС-29	70,62	960	7,36
НБГЭС - Створ 220 кВ	66,63	960	6,94
Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	65,27	960	6,80

Таблица 38 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Архаринская СЭС	220	221,65	0,75
СЭС1	10,5	10,50	0,00
СЭС2	10,5	10,50	0,00
СЭС3	10,5	10,50	0,00

Таблица 39 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
Архаринская СЭС	220	222,37	1,08
СЭС1	10,5	10,50	0,00
СЭС2	10,5	10,50	0,00
СЭС3	10,5	10,50	0,00

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения и токовая нагрузка по оборудованию в сети находятся в допустимых пределах. В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток по оборудованию не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах сети остаются в допустимых пределах.

3.5 Конструктивное исполнение проектируемой ВЛ

Воздушная линия электропередач – линия электропередач, исполнение которой выполнено с помощью вспомогательного оборудования в воздушном исполнении. Состав такой линии входят опоры, изоляторы, вспомогательная линейная арматура, провод, грозозащитный трос. Необходимо выбрать все составляющие для проектируемой линии

3.5.1 Выбор типа опор

Выбор и проверка провода была выполнена в пункте 3.4.

Тип опоры выбирается с учетом номинального напряжения линии, которое рассчитано в пункте 3.3. По надежности было определено количество цепей – 3 цепи. По мимо этого важно учитывать климатические условия, такие район по гололеду, скорость ветровой нагрузки района, данные приведены в пункте 1.

Для прокладки трассы воздушной линии электропередач выбирается тип опоры ПК 220-1. Основными характеристиками можно привести то, что опора рассчитана на 1 цепь провода марки АС или АССС напряжением 220 кВ.

Тип выбранных опор – промежуточная, которая предназначена для района по гололеду IV, район по ветру – III, согласно таблице 1. Для обеспечения защиты от атмосферных явлений данный вид опоры оснащён тросостойкой. Основными преимуществами данного типа опор являются:

- удобная транспортировка;
- высокая механическая стойкость;
- повышенная гибкость составляющих конструкций;
- минимальные сроки возведения.

Для создания тяжения на проводах ВЛ, чтобы поддерживать заданную проектную величину провиса проводов на протяжении всей трассы необходимо выбрать также и анкерные опоры, которые будут выполнять данные функции. Выбираем анкерные опоры марки У220-3 для ВЛ с применением опоры ПК 220-1 т.к. опора рассчитана на 1 цепь провода марки АС или АССС напряжением 220 кВ.

3.5.2 Выбор типов изоляторов и арматуры

Провод крепится к опоре с помощью изоляторов и линейной арматуры. К выбранным типам опор принимаем к установке тип подвесных изоляторов стержневого полимерного исполнения марки ЛК 70/220 – II для всей трассы электропередачи, так как согласно ПУЭ ВЛ 220 кВ должна выполняться подвесными изоляторами.

По номинальному напряжению согласно формуле (30)

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (7)$$

$$220 \leq 220.$$

Условие, заданное формулой (23), выполняется.

По допустимой нагрузке, формула (24):

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (8)$$

где $F_{расч}$ – сила, которая действует на изолятор, Н, которая 7000 Н;

$F_{доп}$ – значение допустимой величины нагрузки, равная $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}$, Н,
9600 Н;

$F_{разр}$ – значение разрушающей нагрузки на изгиб изолятора, Н.

$$7000 \leq 9000$$

Таким образом изолятор прошел проверку и его можно принять к установке.

С помощью зажимов закрепляют провода и тросы к опорам. Через сцепную арматуру соединяют зажимы и изоляторы, для последующей подвески гирлянды на опору. Помимо зажимов и сцепной арматуры, используются такие виды арматуры, как защитная и соединительная натяжные.

Для проектируемой линии выбирается линейная арматура: серьга марки СР-12-16, натяжные зажимы НСО-11,2/11,4, ушко марки У2-16-20.

3.6 Выбор оптимального варианта развития сети

Цель пункта — выбрать оптимальный вариант развития электрической сети путём расчёта экономической эффективности.

3.6.1 Капитальные вложения

Раздел посвящен определению капиталовложений в строительство ЛЭП и подстанций. Под капиталовложениями понимаются совокупные затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов, необходимые для создания новых, расширения, реконструкции и технического перевооружения энергообъектов. Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \tag{9}$$

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.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (10)$$

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.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (12)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 6,58$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 28, для варианта №2 представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс. руб.	Оборудование
Проводники	120000	40 км АССС-Silvassa
Трансформаторы	21300	3х ТДН -25000
Постоянная часть затрат	47500	-
Стоимость распределительных устройств	103500	13Н (220) 2 х выключатель 220 кВ

Таблица 41 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	K , тыс. руб.	Оборудование
Проводники	145000	50 км АС-300/39 20 км АС-240/32
Трансформаторы	21300	3х ТДН -25000
Постоянная часть затрат	47500	-
Стоимость распределительных устройств	78500	9Н (220) выключатель 220 кВ

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{общ} = 2201832$ тыс. руб.;

- вариант №2: $K_{общ} = 2202000$ тыс.руб.

3.6.2 Расчёт ежегодных эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек. Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (13)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (14)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (15)$$

где ΔW – потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1.6 руб/КВт·ч[24].

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (16)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек вариантов приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Издержки

Вариант	И _{э.р.} , тыс. руб	И _{ам.рен.} , тыс. руб	И _{Δw} тыс.руб	И, тыс. руб
№1	9593	110100	66.088	119800
№2	10820	110100	60.36	121000

3.6.3 Приведенные статистические затрат и выбор оптимального варианта сети

Критерии выбора оптимального варианта:

Минимум среднегодовых эксплуатационных затрат.

При разнице в эксплуатационных затратах $\leq 5\%$ – минимум стоимости потерь электроэнергии.

Минимум приведенных затрат (обобщающий критерий).

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]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (17)$$

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 31.

Таблица 43 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	2202000	119800	339934
2	2201832	121000	341159
Δ , %	-0,007	0,99	0,35

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

3.7 Расчёт токов короткого замыкания

Под коротким замыканием понимают – внезапное замыкание двух точек системы, которое в нормальном режиме работы не должно произойти, между частями электроустановки, проводящими электрический ток, или на землю, в результате которого происходит резкое увеличение максимально допустимого заводом изготовителем значения тока.

В эксплуатации различают несколько видов короткого замыкания, которые оказывают негативное и опасное воздействие на электрооборудование. Самыми серьезными являются токи трехфазного и однофазного замыкания на землю. Трехфазное короткое замыкание характеризуется разрушительным, в связи с тем, что происходит перекрытие сразу трех рабочих фаз. Однофазное и двухфазное замыкания, также наносят сильный урон оборудованию. Все виды перекрытий сопровождаются снижением параметров электрической сети и ухудшения работоспособности, а именно происходит понижение напряжения в сети в области, где произошло перекрытие.

В рамках магистерской диссертации будет происходить анализ подстанции Архара, для выявления необходимой реконструкции и для доказательства того, что уже действующее силовое оборудование может подойти при проектировании электропередачи. С этой целью необходимо будет произвести выбора и проверки оборудования на подстанции. Помимо оборудования будет произведен расчет защит релейной и автоматики, для обеспечения сохранности

и целостности оборудования в процессе эксплуатации и при возможных нештатных отключениях и авариях.

В рамках выполнения диссертации будет происходить расчет всех трех видов короткого замыкания в эквиваленте, который включать в себе проектируемую электропередачу номинальным напряжением 220 кВ и подстанции, которые будут питаться посредством работы данной линии, такие как Архара и Архаринская СЭС. Для расчета рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема рисунок 13. На основании этой схемы составляется 50 схема замещения. На получившейся схеме замещения выбираются несколько точек, в которых будет производиться расчет токов короткого замыкания [7].

Для проверки условий работы электрооборудования, трехфазное короткое замыкание определяется как один из наиболее тяжелых режимов работы. Несмотря на то, что доля таких замыканий составляет около 10%, они являются одними из самых опасных и могут привести к серьезным повреждениям оборудования и даже пожарам. Поэтому проверка условий работы электрооборудования в этом режиме является важной задачей для обеспечения безопасности и надежности работы электрических систем.

Расчетная схема замещения электрической сети должна включать в себя все элементы, которые могут повлиять на ток короткого замыкания. В зависимости от типа рассматриваемого объекта и его расположения в сети, может потребоваться учитывать различные факторы

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, которая представлена на рисунке 10, в которых необходимо определить токи КЗ.

где $I_{по}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой подстанция связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен 1,75 [9] значение постоянной времени $T_a = 0,35$ [9].

Апериодическая составляющая тока КЗ, рассчитывается следующим образом:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{по} \quad (19)$$

Рассчитываем апериодическую составляющую трехфазного тока КЗ, прямой последовательности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 6,17 = 8,4 \text{ кА}$$

Рассчитываем ударный трехфазный ток КЗ, прямой последовательности:

$$I_{1,уд} = 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,17 = 15,27 \text{ кА}$$

Таблица 28 - Токи КЗ.

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{кз}$ кА	$i_{уд}$ кА	$i_{ат}$
Трехфазный	К1	6,17	15,27	8,44
Трехфазный	К2	64,04	167,54	89

Также для выбора электрического оборудования ПС необходимо рассчитать номинальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование

должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

Номинальные рабочие токи:

$$I_{ном1} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4, \quad (20)$$

$$I_{ном1} = \frac{80777}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 1,4 = 381 \text{ А};$$

$$I_{ном1} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}, \quad (21)$$

$$I_{ном1} = \frac{26926}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1481 \text{ А};$$

Таблица 29 - номинальные рабочие токи

Расположение	Номинально рабочий ток, А.
ВН	381
НН	1481

Выбор генераторов и трансформаторов для РУ ВН Архаринской СЭС

Количество, тип и мощность генераторов принимается по установленной мощности электростанции 75 МВт. Принимаем к установке 3 группы солнечных панелей суммарной мощностью по 25 МВт каждая.

Для выдачи мощности в сеть высокого и сверхвысокого напряжения на электростанции устанавливаются блочные повышающие трансформаторы. Для электростанций повышающие трансформаторы выбираются без устройств РПН.

Мощность трансформаторных блоков согласовывается с мощностью генераторов. Она должна обеспечивать выдачу всей энергии, вырабатываемой генераторами, за вычетом энергии, потребляемой на собственные нужды.

Мощность двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщеплённой обмоткой низшего напряжения определяется по формуле:

$$S_{T.HOM} \geq S_{PACЧ}, \quad (22)$$

$$S_{PACЧ} = S_{max} - S_{CH} \quad (23)$$

где $S_{T.HOM}$ – номинальная полная мощность генератора, МВА;

S_{CH} - мощность собственных нужд, МВА.

S_{CH} определяется по выражению:

$$S_{CH.MAX} = P_{CH} \cdot \cos \varphi \quad (24)$$

где P_{CH} - мощность собственных нужд, выбирается исходя из типа электростанции, в данном случае это СЭС станция с мощностью с.н. 30% от $P_{уст}$ согласно «Основным техническим требованиям к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем» [51];

$$P_{CH} = 25 \cdot 0,3 = 7,5 \text{ МВА. для группы панелей мощностью 25 МВт;}$$

Полная мощность, потребляемая собственными нуждами генератора, выбирается из условия что инвертор обладает коэффициентом мощности $\cos \varphi_{CH} = 1$:

$S_{CH.MAX} = P_{CH} \cdot \cos \varphi = 7.5 \cdot 1 = 7,5 \text{ МВА}$ для группы солнечных панелей мощностью 25 МВт;

Произведем выбор трансформаторов для группы генераторов 25 МВт

$$S_{T.HOM 220} \geq |25 - 7,5| = 17,5 \text{ МВА}.$$

Принимаем к установке три трансформатора ТДЦ - 25000/220 на РУ 220 кВ.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН Архаринской СЭС. Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на КРУЭ 220 и КРУ 10 кВ.

Проверка ячеек КРУЭ 220 кВ.

Выбор и проверка КРУЭ и входящего в него оборудования производится в соответствии с алгоритмом:

Условия выбора:

- 5 По номинальному напряжению:
- 2) По номинальному току:
- 3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:
- 4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость.

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в Приложении Б.

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 19.

Таблица 30 – Условия выбора и проверки ячеек КРУЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{уст}=220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах}=71 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=125 \text{ кА}$	$i_{уд}=15,27 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.ном}=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 51 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

КРУЭ 220 кВ ЯГГ компании Электроаппарат удовлетворяет условиям проверки и может быть принято к эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (25)$$

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

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

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

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (26)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (27)$$

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

Для ПС выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-10/630. 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. Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (28)$$

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл} = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (29)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (30)$$

Для проверки данного условия требуется определение $B_{к.ном}$:

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (31)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости выключателя;

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости.

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (32)$$

где $I_{откл.ном}$ - номинальный ток отключения выключателя;

β_n - содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{IT0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}} ; \quad (33)$$

Условием проверки является $i_{аном} > i_a$.

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой} ; \quad (34)$$

где $i_{дин.стой}$ - ток электродинамической стойкости выключателя.

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 31.

Таблица 31 - Выбор выключателей Архаринской СЭСЭС

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_c = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{ном} = 630$ А	$I_{раб} = 71$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{п0} = 6.17$ кА	$I_{откл.ном} > I_{п0}$
$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд} = 15.27$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.ном} = 3200$ кА ² с	$B_{к.расч} = 51$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_{аном} = 90,51$ кА	$i_a = 8.44$ кА	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Подробный расчет приведен в приложении Г.

3.8 Реконструкция РУ ВН ПС 220 кВ Архара

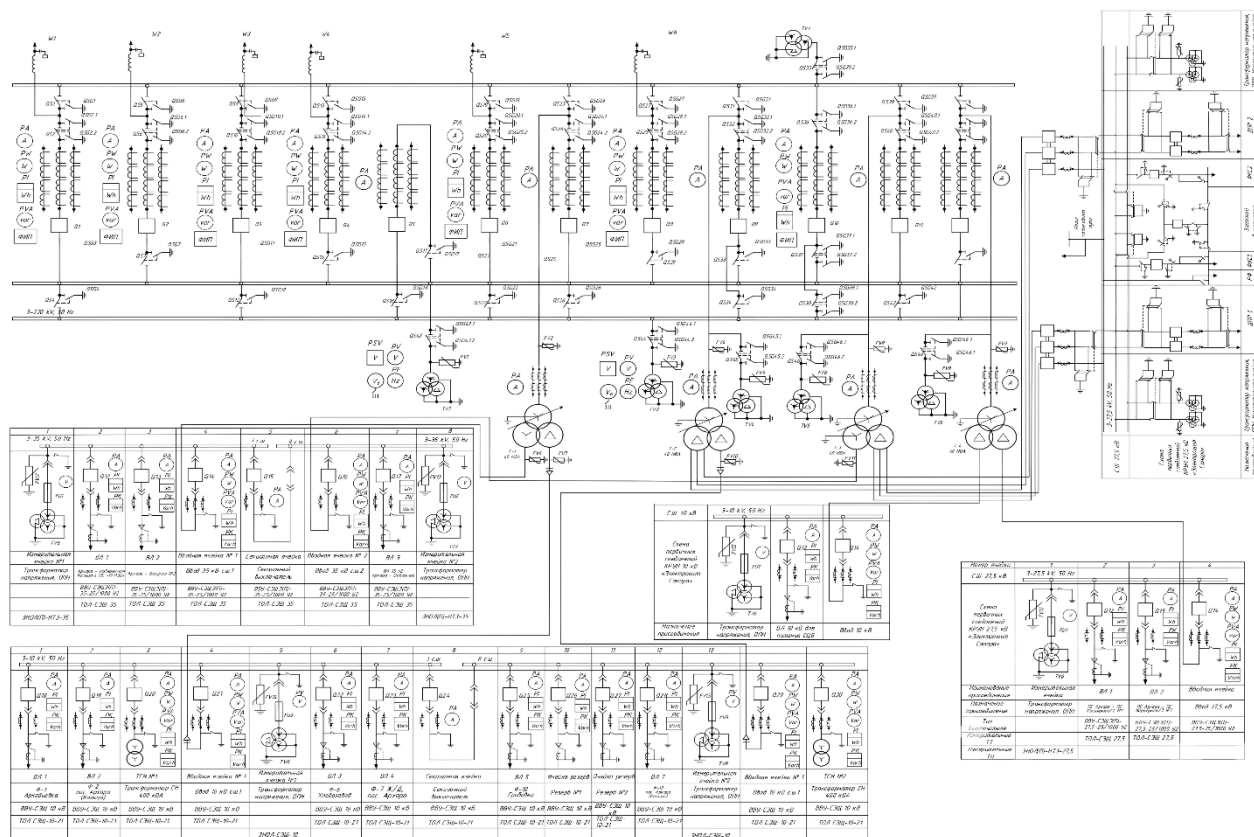


Рисунок 19 – подробная однолинейная схема ПС 220 кВ Архара

Подстанция 220 кВ Архара, введенная в 1973 году, обеспечивает транзит электроэнергии от Райчихинской ГРЭС и Нижне-Бурейской ГЭС потребителям юго-востока Амурской области и Еврейской АО. Как узловой объект, она распределяет энергию для своей и соседних энергосистем, поддерживая надежное электроснабжение региона.

В связи с проектировании новых ВЛ подходящих к ПС 220 кВ Архара от Архаринской СЭС, необходима реконструкция РУ ВН, для расширения его на 4 линейные ячейки. Также стоит учитывать дату последней реконструкции, если таковая производилась, чтобы более точно определить надобность расчётов по проверке оборудования на распределительном устройстве 220 кВ ПС Архара.

Последняя реконструкция секции шин 220 кВ на рассматриваемой подстанции производилась 2017 году для присоединения Нижне-Бурейской ГЭС. В связи с чем была расширена секция шин на 1 линейную ячейку, силовые трансформаторы на ПС не менялись.

Также для ПС Архара выбираться и проверяться будут следующие оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части, а также ОПН и высокочастотные заградители.

3.8.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель представляет собой коммутационное устройство, основная функция которого заключается в управлении режимами работы электрической цепи — подключением и отключением питания. Эти аппараты критически важны для безопасного обесточивания оборудования как в плановых ситуациях (например, при техническом обслуживании), так и при авариях, где их оперативное срабатывание предотвращает масштабные повреждения системы.

Классификация выключателей включает несколько технологических типов:

- Вакуумные — с дугогашением в вакуумной среде;
- Элегазовые (SF₆) — использующие гексафторид серы для изоляции;
- Электромагнитные — с магнитным управлением дугой;
- Другие модификации, адаптированные под специфические условия

эксплуатации.

На подстанции Архара внедрены выключатели модели 3AP1FG-245, разработанные компанией «Евроконтракт». В рамках текущего анализа запланирована поэтапная проверка их работоспособности по стандартизированной методике, детали которой приведены далее.

Критерии выбора коммутационных аппаратов:

1. Номинальные параметры:
 - Напряжение;
 - Длительно допустимый ток (с учетом пиковых нагрузок).
2. Эксплуатационные характеристики:
 - Отключающая способность (максимальный ток, который аппарат может разорвать без повреждений);
 - Динамическая стойкость к воздействию токов короткого замыкания (КЗ);

- Термическая устойчивость к перегрузкам при КЗ.

Данные параметры обеспечивают соответствие оборудования требованиям сетевой инфраструктуры и безопасность энергосистемы в критических режимах.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (35)$$

При выборе по номинальному току, требуется выполнить следующее условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (36)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальный возможный рабочий ток присоединения, А;

$I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, А.

Условие по динамической устойчивости аппарата:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} \quad (37)$$

где $i_{пр.скв}$ – предельно допустимое значение амплитудное значение сквозного тока аппарата;

$i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания.

Для ОРУ 220 кВ установлены выключатели компании «Евроконтракт» ЗАР1FG-245.

Выключатель данного типа предназначен для коммутации электрических цепей в нормальных и аварийных режимах работы сети трехфазного исполнения переменного тока с частотой 50 Гц на напряжение 220 кВ.

Выключатель необходимо проверить по условию термической стойкости:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (38)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, состоящая из суммы времени собственного отключения выключателя и времени срабатывания 2 ступени селективности резервной релейной защиты.

I_{n0} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

$$B_k = 13,63^2 \cdot (0,34 + 0,02) = 66,87 \text{ кА}^2\text{с}$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателя при апериодической составляющей тока короткого замыкания. Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{откл.ном}, \quad (39)$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключенном токе, 40 %;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения, кА;

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,28 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{раб.макс} = \frac{K_{AB} \cdot \sum S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (40)$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235 \text{ А}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Сравнение каталожных данных ЗАР1FG-245м с расчётными

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 235 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 29,180 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,876 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_k$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,629 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$
$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 13,629 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{н0}}$
$i_{\text{а.ном}} = 28,28$	$i_{\text{ат}} = 19,277 \text{ кВ}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

3.8.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителя производится аналогично выбору выключателя, но с учетом того, что разъединитель предназначен для включения и отключения цепей без нагрузки. Отключающая способность разъединителя не является основным критерием при его выборе. В качестве разъединителя на 220 кВ, выберем РГ – 220/1000 ХЛ1, производством завод ЗАО «Завод Электротехнического оборудования» (г. Великие Луки) [44].

Сравнение расчётных и паспортных данных представлено в таблице 294
Таблица 40 – сравнительный анализ паспортных и расчётных данных разъединителя РГ – 220/1000 ХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 100,4 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,66 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
Главные ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 346 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Заземляющие ножи		
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 66,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выбранный разъединитель удовлетворяет по термической и динамической стойкости, из-чего делаем вывод, что разъединитель выбран верно.

3.8.3 Проверка трансформатора тока

Трансформатор тока служит для уменьшения первичного тока до значения, удобного для использования приборами и реле, и для отделения цепей, контролируемых при помощи приборов, от первичных цепей с высоким напряжением.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{сет.ном} ;$$

– по номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч} .$$

Номинальный ток установки должен быть близким к рабочему току, чтобы избежать погрешностей, вызванных недогрузкой первичной обмотки. Щитовой цифровой амперметр СА3020 предназначен для измерения действующих значений переменного тока и передачи этих данных через RS485-интерфейс. Он подключается к измерительному трансформатору тока (ИТТ) и измеряет действующие значения тока, протекающего через вторичную обмотку. Мощность, потребляемая прибором, составляет 4 Вт. Добавочная информация: Щитовой цифровой амперметр СА3020 является надежным и точным прибором для измерения переменного тока. Его основная функция - измерение действующих значений тока, что позволяет контролировать электрическую

нагрузку в системе. Подключение амперметра к измерительному трансформатору тока обеспечивает точные и надежные измерения, а передача данных через RS485-интерфейс позволяет удобно получать информацию о токе на удаленном устройстве. Благодаря низкому потреблению мощности, этот амперметр экономичен и долговечен. Он идеально подходит для использования в различных промышленных и электроэнергетических системах, где точность и надежность измерений являются важными факторами.

Щитовой цифровой вольтмер СВ3020 используется для измерения действующих значений напряжения переменного тока и передачи значений по RS485 интерфейсу. Он объединяет в себе измерительные преобразователи и цифровые приборы и подключается к ИТН (измерительным трансформаторам напряжения). Потребляемая мощность составляет 5 Вт.

Цифровой ваттмер СР3020 и вармер предназначены для измерения мощности в трехфазных цепях, как активной, так и реактивной. Они передают полученные данные по RS485, потребляя при этом 5 Вт мощности.

Меркурий 236 ART — это электросчетчик, предназначенный для многотарифного учета электрической энергии. Он измеряет напряжение, ток и мощность, а также передает данные о потреблении в систему учета.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 41 [26]

Таблица 41 – Нагрузка приборов ТТ на подстанции

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Линии 220 кВ	Амперметр	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
	Ваттметр	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
	Варметр	ЦП 8506/120	1,5	1,5	1,5
Секционный	Амперметр	СА3020	4	–	4

выключатель 220кВ	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Для поддержания заданного класса точности номинальная нагрузка трансформатора тока должна быть больше подключенной нагрузки:

$$Z_{2ном} \geq \sum (Z_{приб} + Z_{пр} + Z_{к}) \quad (41)$$

На распределительном устройстве ВН установлен трансформатор тока типа ТОГ 220-П-I У1, встроенный в выбранный выше выключатель.

$$Z_{2ном} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 5} = 2,31 \text{ Ом}$$

Максимально допустимое сопротивление провода определим как:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - \sum R_{приб} - R_{к} \quad (42)$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенные к ТТ:

$$\sum R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_2^2} \quad (43)$$

$$\sum R_{\text{проб}} = \frac{5,5}{5} = 0,22 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

$$R_{\text{пр}} = 2,31 - 0,22 - 0,05 = 2,039 \text{ Ом}$$

Ориентировочное сечение провода:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}} \quad (44)$$

где l – длина соединительного кабеля (для 220 кВ – 100м).

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{2,1} = 0,83 \text{ мм}^2$$

Проверяем используемый провод АКРНГ с сечением 4 мм².

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,22 + 0,833 + 0,05 = 1,1 \text{ Ом}$$

Сравнение паспортных и расчетных данных представлены в таблице 42

Таблица 42 – Сравнение паспортных и расчётных данных ТТ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 100,4 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 2,43 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

1	2	3
$i_{дин} = 160 \text{ кА}$	$i_{уд} = 24,63 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 345 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$

Установленный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки.

3.8.4 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения служит для снижения высокого напряжения до стандартной величины и для электрической изоляции цепей, контролируемых приборами, от высокого первичного напряжения.

Трансформаторы выбираются по следующим параметрам:

- номинальное напряжение установки должно быть больше или равно номинальному напряжению трансформатора;
- конструкция и схема соединения обмоток должны соответствовать требованиям;
- класс точности должен быть выбран в соответствии с требованиями;
- вторичная нагрузка должна быть определена в соответствии с условиями эксплуатации.

$$S_{ном} \geq S_{2\Sigma} , \quad (45)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб})^2 + (\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб})^2} \quad (46)$$

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин КРУЭ ЯГГ 220 кВ.

Таблица 43 - Вторичная нагрузка ТН на ВН [14]

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	НПП ЭКРА-СПАРК	10	2	20
Ваттметр	НПП ЭКРА-СПАРК	10	2	20
Варметр	НПП ЭКРА-СПАРК	10	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	НПП ЭКРА-СПАРК	12	3	36
Частотомер	НПП ЭКРА-СПАРК	10	1	10
Устройства РЗА	НПП ЭКРА-СПАРК	10	2	20
Итого				126

Суммарная мощность приборов:

$$126 \text{ ВА} \leq 140 \text{ ВА}.$$

Таблица 44 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН [14]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 140 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 126 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный трансформатор напряжения прошел проверку.

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ:

Сравнения параметров вторичной нагрузки на стороне 10 кВ приведено в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	НПП ЭКРА-СПАРК	2	4
Счётчик АЭ и РЭ	НПП ЭКРА-СПАРК	20	20
Сумма			24

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-10.

Таблица 46 – Проверка выбранного трансформатора напряжения:

Номинальные параметры ТН		Расчётные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	$S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 24 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$

3.8.5 Выбор и проверка ОПН

Для предотвращения повреждения изоляции электрических систем из-за перенапряжений, необходимы нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Ограничители напряжения (ОПН) являются резисторами, изготовленными из оксида цинка и добавок окиси других металлов с использованием керамических технологий. Они имеют нелинейную характеристику и используются для защиты от перенапряжений в электрических системах.

В нормальном режиме работы, варистор имеет большое сопротивление, что позволяет току через ограничитель напряжения быть очень маленьким – порядка долей миллиампера. При перенапряжении варистор переходит в проводящее состояние и способен пропускать ток до 10 и более килоампер, что

позволяет ограничить дальнейшее увеличение напряжения. После того, как напряжение уменьшается, варистор автоматически возвращается в непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нро}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

- номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20 кА;

- удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{ни}$ длительностью $T_{ни}=2000$ мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

- остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{ост к}$, кВ. Коммутационный импульс тока I_k имеет временные параметры 30/60 мкс;

- остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений $U_{ост г}$. Грозовой импульс тока I_g имеет временные параметры 8/20 мкс;

- ток взрывобезопасности $I_{вб}$, кА. Это действующее значение тока КЗ, при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

- ток пропускной способности $I_{ни}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

- длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$, мм.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из

условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ} \quad (47)$$

В качестве ограничителя перенапряжения на ПС Архара установлен SB198/10.3-I. Номинальное напряжение - 2200 кВ, максимальное рабочее напряжение 198 кВ, минимальный пробивной разряд 10,3 кВ.

$$220\text{кВ}=220\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}; \quad (48)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}}; \quad (49)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 220}{\sqrt{3}} = 146,07 \text{кВ}$$

$$198 \text{кВ} \geq 146,07 \text{кВ}$$

Выбранный выше тип ОПН проверяется на обеспечение им требуемого защитного уровня коммутационных перенапряжений.

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения ОПН, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15-20% ниже испытательного напряжения $U_{КИ}$ коммутационным

импульсом защищаемого электрооборудования:

$$U_{ост.к} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,2) \quad (50)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{исп50}$$

где $U_{исп50}$ – 50%-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, принимаем равным 128 кВ.[30]

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 128 = 219,3 \text{ кВ}$$

$$175 \leq 219,3 / (1,2) \text{ кВ}$$

$$175 \leq 182,75 \text{ кВ}$$

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{вн}$.

$$A_{вн} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,15 - 0,25) \quad (51)$$

где $U_{дон}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений (450);

$$A_{ен} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{ен} = 0,61 > 0,25$$

ОПН должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям, $A_{гр}$:

$$A_{гр} = (U_{дон} - U_{ост.к}) / U_{дон} > (0,2 - 0,25) \quad (52)$$

$$A_{гр} = (450 - 175) / 450 > 0,25$$

$$A_{гр} = 0,61 > 0,25$$

Выбранный ОПН удовлетворяет условиям проверки.

Таблица 47 - Параметры ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	205
Класс энергоёмкости	3
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	550
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

Все условия проверки на подстанциях ограничителя перенапряжений выполнено успешно, в связи с этим его можно использовать.

3.9 Оценка грозоупорности проектируемой ВЛ

Грозоупорность линии электропередачи — это устойчивость линии к воздействию грозových перенапряжений.

Показателем грозоупорности линии является число её грозových отключений. В зависимости от поставленной задачи могут рассматриваться разные показатели:

- удельное число грозových отключений на 100 км и 100 грозových часов в год;
- удельное число грозových отключений на 100 км и один год эксплуатации;
- абсолютное число грозových отключений, рассчитанное на фактическую длину линии и фактическую интенсивность грозовой деятельности.

Вероятность грозového отключения линии зависит от многих причин: интенсивности грозовой деятельности в районах, расположенных вдоль трассы линии, номинального напряжения сети, её конструкции, материала опор и других.

Для защиты ВЛ от воздействия грозových перенапряжений используются следующие методы:

1. Установка грозозащитных тросов. Они снижают вероятность попадания молнии в фазные провода, что повышает грозоупорность линии, особенно для ВЛ напряжением 35–750 кВ.
2. Применение деревянных опор или траверс. Это удлиняет путь перекрытия, что уменьшает число перекрытий изоляции и отключений.
3. Защита отдельных точек линии с ослабленной изоляцией (например, металлическая опора на линии с деревянными опорами) трубчатыми разрядниками. Они гасят дугу короткого замыкания и предупреждают отключения линии.
4. Использование автоматического повторного включения (АПВ). Особенно эффективно быстродействующее (БАПВ) и однофазное (ОАПВ).

Вопрос о способах грозозащиты приходится решать индивидуально для

каждой линии с учётом её особенностей. Поэтому для обеспечения защиты от попадания молнии в объекты электроэнергетики существуют способы обезопасить оборудование от грозových явлений [29, 31]. Для этого определяется эффективность молниезащиты ВЛ. Она рассматривается для нескольких видов ударов молнии в объект:

- в вершину опоры, т.е. трос;
- трос в середине пролёта;
- в провод (прорыв сквозь тросовую защиту).

Начало расчета начинается с определения характеристик ВЛ.

На ВЛ применяется провод к композитным сердечником АССС Silvassa, что обуславливает малую длину пролёта ЛЭП, в связи с его малым весом и большей прочностью на разрыв.

Определяется средняя высота подвеса троса, которая находится по следующей формуле (53):

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp}, \quad (53)$$

Где h_{mp} – высота подвеса троса на опоре, которая равна 25,2 м;

f_{mp} – стрела провеса троса.

Стрела провеса определяется по формуле (54):

$$f_{mp} = h_{mp} - h_2 - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (54)$$

где h_2 – высота габарита (минимальное расстояние между провод – земля), равный 7м;

h_{np}^B – высота подвеса верхнего провода, который равен 20,23 м;

h_{np}^H – высота подвеса нижнего провода, который равен 15,7 м;

$h_{mp(np)}$ - высота подвеса троса над провода, который равен 8,5 м;

$$f_{mp} = 5,17 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 21,753 \text{ м.}$$

Далее необходимо определить удельное число отключений линий при ударе молнии в опору. Общее число ударов молнии в опору находится по следующей формуле (55):

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{np}}, \quad (55)$$

где N – общее число ударов, которое приходится на 100 км линии.

l_{np} – длина пролета, равная 30 км.

Для нахождения значения общего числа ударов молнии на 100 км длины ВЛ требуется использовать формулу (56), так как средняя высота провеса провода менее 60 м:

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{mp-mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp} - \frac{2 \cdot h_{cp}^2}{30} \right) \quad (56)$$

где d_{mp-mp} – расстояние между системой «трос-трос», равный 0, т.к. будет использоваться только один трос;

p_0 – плотность разряда молнии на землю.

Плотность разряда молнии на землю определяется по формуле:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{з.ч}, \quad (57)$$

Где $N_{з.ч}$ – число грозových часов, равное 20;

$$p_0 = 0,05 \cdot 20 = 1 ;$$

Общее число ударов, которое приходится на 100 км линии:

$$N = 0,2 \cdot 1 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 21,753 - \frac{2 \cdot 21,753^2}{30} \right) = 16,733;$$

Общее число ударов молнии в опору на протяженность 60 км линии

$$N_{on} = 4 \cdot 16,733 \cdot \frac{5,17}{60} = 5,767.$$

Тогда общее число ударов молнии в опору равно $N_{on} = 5,767$ часов, которое принимается равным 6.

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору рассчитывается по формуле (58):

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (58)$$

где $I_{кр}$ — это значение критического тока молнии.

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}^-}{R_u + (k_{омс}^2 \cdot L_0 \cdot h_{on}) \cdot T_\phi + (M_0 \cdot h_{on}) \cdot T_\phi} \quad (59)$$

где R_u — импульсное сопротивление заземлителя опоры;

h_{on} — высота опоры;

L_0 — индуктивность опоры на единицу опоры, принимается равной 0,5 мкГн/м;

M_0 — коэффициент взаимной индукции между каналом молнии и телом опоры на единицу высоты опоры, принимается равным 0,2 мкГн/м;

$k_{отв}$ – коэффициент ответвления тока в опору, принимается равным 0,85;
 $U_{50\%}^-$ - пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности.

Тогда критическое значение тока молнии равно $I_{кр} = 28,3$ кА.

И, следовательно, перекрытие линейной изоляции $P_{он} = 0,32$.

Следующим состоянием переходного импульса является электрическая дуга, поэтому необходимо произвести расчет коэффициента перехода из состояния импульсного перекрытия в дугу, для этого требуется формула (60):

$$\eta = (0,92 \cdot \frac{U}{I_{разр}} - 6) \cdot 10^{-2}, \quad (60)$$

где $l_{разр}$ – длина разрядного пути, которая равна 1,27 м.

Тогда коэффициент импульсного перекрытия:

$$\eta = 1,534.$$

Теперь требуется определить удельное число отключений линии при попадании разряда молнии в опору по формуле 61:

$$n_{он} = N_{он} \cdot P_{он} \cdot \eta \cdot (1 - P_{АПВ}), \quad (61)$$

где $P_{АПВ}$ – вероятность успешной работы автоматического повторного включения, которое для линии напряжением 220 кВ равно 0,8.

$$n_{он} = 0,264.$$

Полученные результаты удовлетворяют требованию РД 34.51.101, что в свою очередь говорит об эффективности защиты ВЛ 220 кВ Архаринская СЭС – Архара от прямых попаданий молнии в опору, при относительно малой длине пролёта, за счёт применение провода нового поколения ACCC Silvassa.

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ АРХАРИНСКОЙ СЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ПОВЫШЕННОЙ ГОЛОЛЁДОСТОЙКОСТЬЮ

Опираясь на результаты режима, можно сделать вывод что энергосистема является устойчивой к такому виду аварийных отключений. Так как приведены не все схемно-режимные ситуации отключений сетевых элементов, но наиболее серьезные, которые могут повлечь за собой тяжелые последствия энергосистемы. Введение в эксплуатацию проектируемой линии позволит не только обеспечить устойчивость системы, но и надежность потребителей, запитанные от подстанций, связанных между собой.

Согласно разработанным вариантам, которые были выбраны в пункте 3.1. был выбран второй вариант. В нем было предложено использовать в результате прокладки линии инновационных технологий, в качестве таких был выбран композитный провод современного типа, характеристики, отличающие его, были описаны в пункте 3.2.

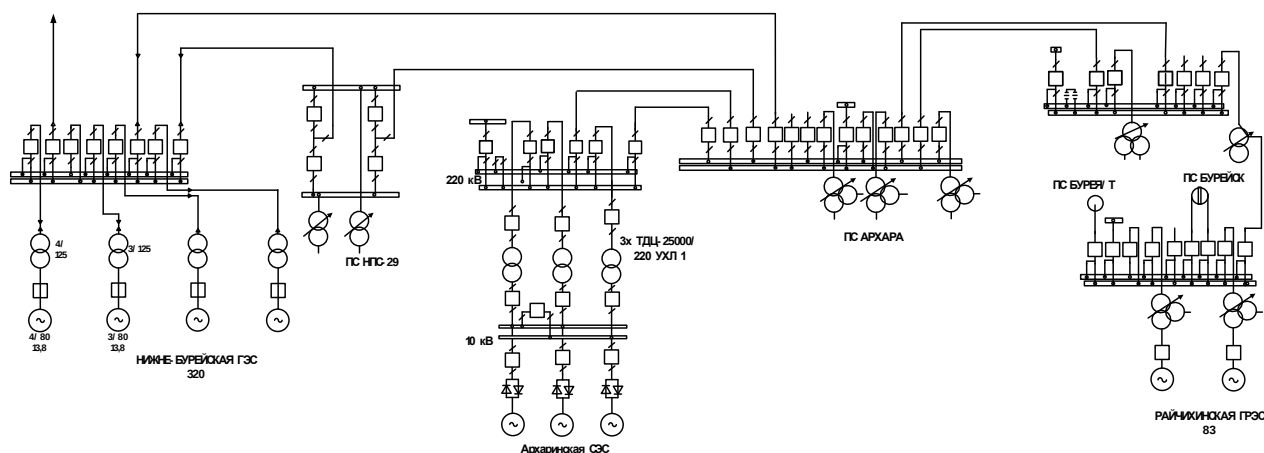
В этом разделе будет показан расчет выбранного варианта согласно технико-экономическому обоснованию. Будет использоваться метод статических приведенных затрат и ЧДД. Все расчеты производятся на основании укрупнённых стоимостных показателей

4.1 Анализ надежности схемы выдачи мощности

Для оценки надежности схемы выдачи мощности используются расчетные схемы, разрабатываемые на основе аналитического подхода. В данные схемы включаются только элементы, непосредственно участвующие в передаче электроэнергии в нормальном режиме работы (например, действующие линии электропередачи, включенные выключатели, генераторы, трансформаторы).

Резервные цепи, отключенное оборудование или неактивные компоненты исключаются из анализа, чтобы сосредоточиться на функциональной

Расчётная схема для расчёта надёжности разработанного варианта выдачи мощности представлена на рисунке 20.



Исходные данные для расчета:

Повышающий трансформатор 10/220 кВ (2шт.): $\lambda = 0,05 \text{ год}^{-1}$, $T_R = 100 \text{ ч}$;

ВЛ 220 кВ (2шт.): $\lambda = 0,03 \text{ cод}^{-1}$ на 20 км, $T_R = 10 \text{ ч}$;

ПС 220 кВ с двумя трансформаторами: $\lambda = 0,05 \text{ год}^{-1}$, $T_R = 100 \text{ ч}$;

Коммуникационное оборудование (выключатели, АРВ): $\lambda = 0,006200\text{год}^{-1}$,
 $T_R = 48\text{ч}$.

Трансформаторы СЭС и ПС работают параллельно;

ВЛ резервированы ($N + 1$);

На ПС применима схема АРВ на секционном выключателе.

Расчет надежности.

СЭС и повышающих трансформаторов (последовательное соединение):

$$\lambda_{c3c+mp} = \lambda_{c3c} + \lambda_{mp} = 0,02 + 0,05 = 0,07 \text{ } \text{zod}^{-1},$$

$$T_{B_c3c+mp} = \frac{\lambda_{c3c} \cdot T_{B_c3c} + \lambda_{mp} \cdot T_{B_mp}}{\lambda_{c3c+mp}} = \frac{0,02 \cdot 8 + 0,05 \cdot 100}{0,07} = 72,3 \text{ ч.}$$

ВЛ 220 кВ (2 параллельные линии):

$$\lambda_{цепи} = \lambda_{вл} + 2 \cdot \lambda_{выкл} = 0,03 + 2 \cdot 0,006 = 0,042 год^{-1}.$$

Для двух цепей:

$$\lambda_{вл-сист} = \lambda_{цепи}^2 \cdot (T_{B1} + T_{B2}) = 0,042^2 \cdot 20 = 0,0353 год^{-1};$$

$$T_{B_вл-сист} = \frac{(\lambda_{цепи} \cdot T_{B_цепи})^2}{\lambda_{вл-сист}} = \frac{(0,042 \cdot 10)^2}{0,0353} = 5 \text{ ч.}$$

ПС 220 кВ (2 трансформатора с АРВ):

При отказе одного трансформатора АРВ подключает резерв за 0,5 сек:

$$\lambda_{нс} = 2 \cdot \lambda_{тр} \cdot (\lambda_{тр} \cdot T_{в-тр}) = 2 \cdot 0,05 \cdot (0,05 \cdot 100) = 0,5 год^{-1};$$

$$T_{в-нс} = 24 \text{ ч (с АРВ).}$$

Суммарные показатели надежности (последовательное соединение блоков):

$$\lambda_{общ} = \lambda_{сэс-тр} + \lambda_{вл-сист} + \lambda_{нс} = 0,07 + 0,0353 + 0,5 = 0,6053 год^{-1}$$

$$T_{B_общ} = \frac{\lambda_{сэс-тр} \cdot T_{в-сэс+тр} + \lambda_{вл-сист} \cdot T_{B_вл-сист} + \lambda_{нс} \cdot T_{B_нс}}{\lambda_{общ}};$$

$$T_{B_общ} = \frac{0,07 \cdot 72,3 + 0,0353 \cdot 5 + 0,5 \cdot 24}{0,6053} \approx 32,2 \text{ ч.}$$

Коэффициент готовности (K_r):

$$K_r = (1 - \frac{\lambda_{общ} \cdot T_{в.общ}}{8760}) \cdot 100\% = (1 - \frac{0,6053 \cdot 35,2}{8760}) \cdot 100\% \approx 99,76\%$$

Вероятность безотказной работы за год:

$$P(t) = e^{-\lambda_{общ}} = e^{-0,6053} \approx 54,6\%$$

Среднее время простоя:

$$T_{простой} = \lambda_{общ} \cdot T_{в.общ} = 0,6053 \cdot 35,2 \approx 21,3 \text{ часа/год.}$$

Ущерб от перерывов электроснабжения как экономическая категория надежности

Ущерб, вызванный нарушением электроснабжения, представляет собой интегральный показатель надежности, отражающий экономические последствия для потребителей. Он количественно выражает снижение потребительской ценности электроэнергии при отклонении от заданного уровня надежности и служит основой для расчета компенсаций (штрафов, пеней) при невыполнении договорных обязательств энергоснабжающей организацией.

При разработке стратегий эксплуатации и ремонта энергосистемы учет ущерба позволяет сопоставить затраты на повышение надежности с потенциальными потерями от перерывов, используя методы количественной оценки [16].

Классификация ущерба:

Основной ущерб (Y_0)

Возникает из-за недопоставки электроэнергии, ведущей к невыполнению производственных планов, но при сохранении целостности оборудования и отсутствии технологических сбоев. Пример: простой предприятий из-за отсутствия питания.

Ущерб внезапности

Связан с непредвиденными последствиями аварийных отключений, такими как:

- Нарушение технологических процессов (например, остановка конвейера),
- Брак продукции или повреждение оборудования,
- Дополнительные затраты на восстановление после аварии.
- Величина этого ущерба зависит от:
- Категории потребителя (промышленность, ЖКХ, социальные объекты),
- Объема недополученной энергии,
- Глубины и длительности ограничений,
- Наличия резервных источников питания у потребителя.

Величина основного ущерба [17]:

$$Y_{осн} = y_{01} \cdot T_{Г} \cdot P_{ср} \cdot q_{сх}, \quad (62)$$

где $P_{ср}$ – средняя мощность потребителя МВт;

$y_{осн}$ – удельный ущерб руб./кВт;

$q_{сх}$ – вероятность отказа.

Величина ущерба внезапности:

$$Y_{вн} = y_{02} \cdot q_{сх} \cdot P_{\max}, \quad (63)$$

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год [17]:

$$Y = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (64)$$

Таблица 48 – Расчет величины ущерба

Объект	Вариант	$T_{ср}$, ч	У, тыс. руб
ВЛ 220 кВ	1	386.3	23150
	2	422.3	25300

Исходя из минимального расчетного ущерба и превосходства по всем показателям, вариант №1 принимается за основу для дальнейшей работы.

4.2 Оценка экономической эффективности принятого варианта развития

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

Оценка экономической эффективности выбранного варианта

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$Q_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (65)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (66)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

$T_{\max}$ – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 67500 \cdot 5500 = 371200 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{Pt} = 371200 \cdot 2 = 742500 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (67)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\text{от}}). \quad (68)$$

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

$$П_{чt} = П_{\delta t} - H_t ; \quad (69)$$

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:

$$ЧЧД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (70)$$

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 рисунках 15.

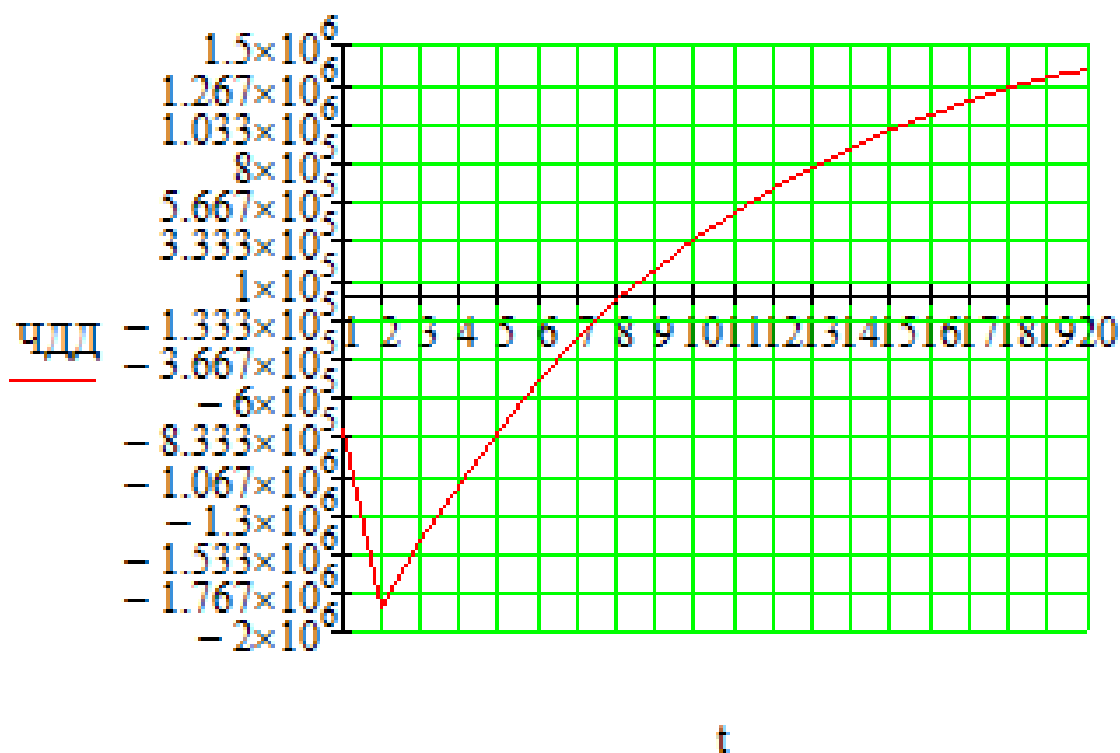


Рисунок 21 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 9 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]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (71)$$

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

остаётся положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №2 в приложении Б.

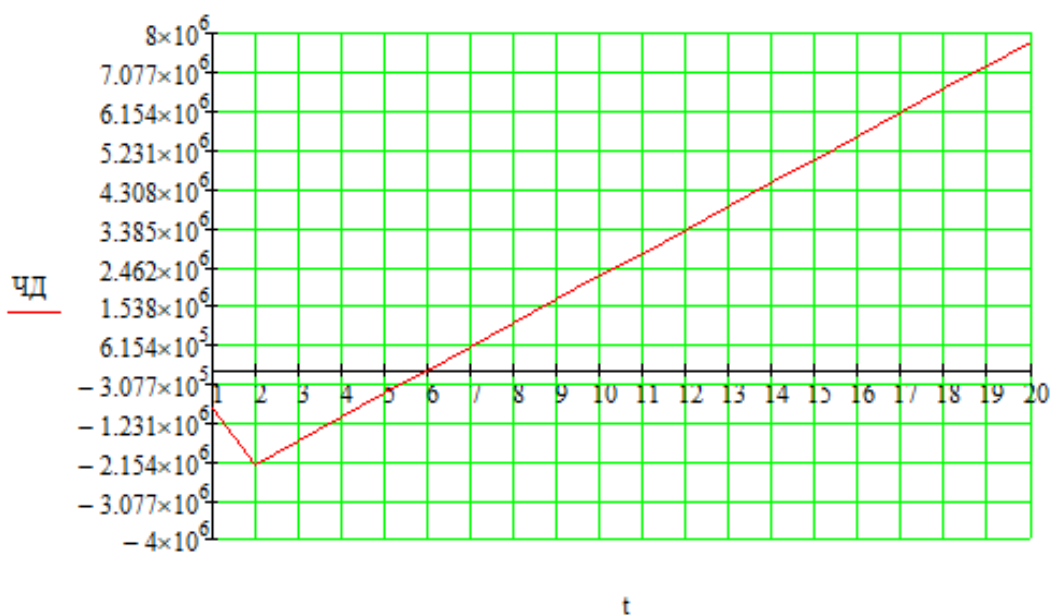


Рисунок 22 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2202 миллионов руб. составит 8,8 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.619$). Рентабельность проекта составит 25.295 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

4.3 Выводы

Проект снижения гололёдообразования на воздушных линиях (ВЛ) 220-500 кВ в Новобурейском районе Амурской области подтверждает свою инвестиционную привлекательность и экономическую эффективность. По результатам анализа ключевых показателей:

- Чистый дисконтированный доход (ЧДД) имеет положительное значение, что свидетельствует о финансовой целесообразности проекта. Срок окупаемости с учетом дисконтирования составляет 8,8 лет, что соответствует стандартам для долгосрочных инфраструктурных проектов в энергетике.

- Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД = 1,619) превышает единицу, подтверждая, что дисконтированные доходы проекта существенно превосходят затраты.

- Рентабельность достигает 25,295% начиная с третьего года эксплуатации, демонстрируя высокую отдачу от вложенных средств.

Технико-экономические преимущества проекта включают:

1. Повышение надежности электроснабжения за счет снижения рисков гололёдных аварий. Вероятность полной потери питания потребителей составляет всего $1,6 \times 10^{-5}$, а ущерб от перерывов минимизирован благодаря расчётным мерам резервирования.

2. Системный эффект реализуется через сокращение потерь электроэнергии (60,36 тыс. руб. в год), снижение эксплуатационных издержек (121 тыс. руб. в год) и улучшение качества энергоснабжения для потребителей.

3. Снижение капиталовложений за счет оптимизации структуры затрат: суммарные инвестиции в размере 2 201 832 тыс. руб. распределены между оборудованием (проводники, трансформаторы, распределительные устройства) и инфраструктурными работами с учетом зональных коэффициентов и инфляции.

Проект соответствует стратегическим требованиям развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) и объединенных энергосистем (ОЭС):

- Учтены нормативы надежности, экологические и социальные аспекты.

- Интеграция в общую схему развития энергосистемы обеспечивает синергию с другими инфраструктурными проектами.

- Устойчивость к внешним факторам (колебания цен на топливо, изменение нагрузок) подтверждена анализом чувствительности и вариативности исходных данных.

Проект рекомендуется к реализации как экономически эффективный и социально значимый. Его внедрение не только снизит операционные риски и затраты энергокомпаний, но и повысит устойчивость сети к природным воздействиям, обеспечив долгосрочную надежность электроснабжения

потребителей Амурской области. Полученные результаты соответствуют критериям минимизации дисконтированных затрат, многокритериального анализа и стратегическим целям модернизации энергетической инфраструктуры России.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации выполнен 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 надежной 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.

Подготовлено 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.

Разработан оптимальный вариант инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Басова Т.Ф., Борисов Е.И., Бологова В.В. и др. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник для студентов высших учебных заведений / под ред. Кожевникова Н.Н. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.

2 Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.

3 Проектирование электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебное пособие / С. Н. Антонов, Е. В. Коноплев, П. В. Коноплев, А. В. Ивашина. — Электрон. текстовые данные. — Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. — 104 с. — 2227-8397. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/47343.html>.

4 Приказ по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

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. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

7 Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>

8 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск: изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

9 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 19.10.2023

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

11 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

12 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачёва. — Благовещенск: АмГУ, 2013. — 201 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156454>

13 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск: АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 12.04.2022).

14 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск: АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2022).

15 Савина, Н. В. Эквивалентирование активных и реактивных сопротивлений при несинусоидальных и несимметричных режимах [Текст] / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов // Problemy elektroenergetyki : III Miedzynarodowe seminarium. – Lodz, 2002. – P. 129–135.

16 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

17 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд.-во АмГУ, 2013. – 98 с.

18 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

19 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 36 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9632.pdf

20 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей [Электронный ресурс] : метод. указ. к курсовому проектированию магист. направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. – 2-е изд., испр. и доп. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 46 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9633.pdf

21 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.

22 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.,

13 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст]: учеб.: рек. УМО / В. А. Острейковский. -2-е изд., испр. -М.: Высш. шк., 2008. - 464 с.

24 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.

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

26 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.

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

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

29 Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. — 4-е изд. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 174 с. — ISBN 978-5-9729-0404-4. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/98362.html> (дата обращения: 13.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей.

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

31 О затратах сетевой организации на покупку потерь в собственных сетях [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://drsk.ru/poteri_po_godam.html.

32 Таблица индивидуальных тарифов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.drsk.ru/individualnye_tarify_20.html

33 ГОСТ Р 50571.7.703-2017: Регламентирует требования к системам мониторинга ВЛ, включая точность датчиков и частоту обновления данных.

34 МЭК 62305: Стандарты молниезащиты и устойчивости к гололёдным нагрузкам, которые дополняются рекомендациями по интеграции ИИ 3.

35 Левченко И.И. и Засыпкина А.С. (2007) предложения моделей теплового баланса проводов, которые могут быть усилены нейросетевыми алгоритмами.

36 Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=6173>

37 Материалы XXXIV научной конференции Амурского государственного университета: современная электроэнергетика: сб. ст. Применение искусственного интеллекта для повышения надежности и энергоэффективности в магистральных электрических сетях. — Благовещенск, 2025. —124 с

38 Smart Grid или умные сети электроснабжения. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.eneca.by/ru_smartgrid0/. — Дата доступа : 03.05.2025.

39 Круглов, В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика / В.В. Борисов, В.В. Круглов. — М. : Горячая линия-Телеком, 2002. — 383 с.,

40 ГОСТ Р 58095-2018: Технические требования к антиобледенительным покрытиям для ВЛ, включая тесты на адгезию и термостойкость.

41 Аксёнов, С.В. Организация и использование нейронных сетей (методы и технологии) / В.С. Аксёнов, Б.В. Новосельцев: под ред. В.Б. Новосельцева. — Томск: Изд-во НТЛ, 2006. — 128 с.

42 ГОСТ Р 56104-2014: Требования к ВЧ-установкам для электротепловой обработки проводов.

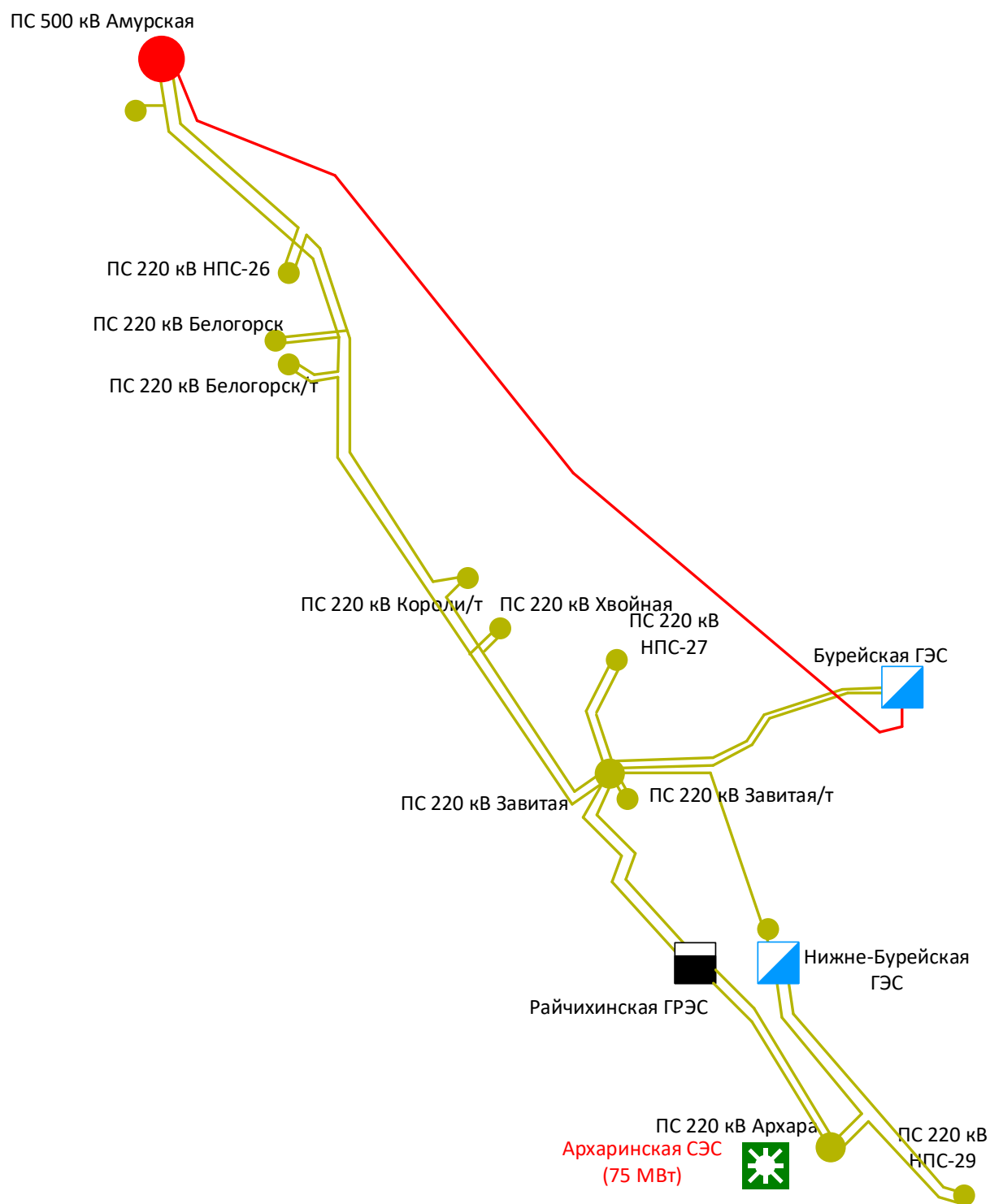
43 СНиП 3.05.06-85: Стандарты монтажа высокочастотного оборудования на ВЛ.

44 ЗАО «Завод электротехнического оборудования» г. Великие Луки [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://zeto.ru/>

45 СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200280>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_4 := 1$ $\alpha_4 := 1.05$ $K_{уд220} := 1.75$ $K_{уд10} := 1.85$
 $I_{по220} := 6.17$
 $I_{по10} := 64.04$ $T_{a220} := 0.3$ $T_{a10} := 0.6$

$$i_{уд220} := \sqrt{2} \cdot K_{уд220} \cdot I_{по220} = 15.27$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{по10} = 167.548$$

$$I_{раб110} := \frac{\sqrt{75^2 + 30^2}}{3\sqrt{3} \cdot 220} = 0.071$$

$$V_{крас220} := I_{по220}^2 (1.02 + T_{a220}) = 50.251$$

$$I_{раб10.5} := \frac{\sqrt{25^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1.481$$

$$V_{крас10} := I_{по10}^2 (1.02 + T_{a10}) = 6.644 \times 10^3$$

$$i_{a220} := \sqrt{2} \cdot I_{по220} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a220}}} = 8.44$$

$$\sqrt{75^2 + 30^2} = 80.777$$

$$i_{a10} := \sqrt{2} \cdot I_{по10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 89.069$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
 5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{300.2} := 3280 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{300} := 2100 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240.2} := 3210 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{240} := 2000 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{185.2} := 3040 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{185} := 1970 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$C_{150.2} := 2860 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{150} := 1900 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{120.2} := 2830 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{120} := 1900 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{95.2} := 2820 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{95} := 1910 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{70.2} := 2920 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{70} := 1940 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$C_{\text{кабел185}} := 1400 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{240} \cdot 60 = 120000$$

тыс.руб

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 137376 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{300} \cdot 50 + C_{240} \cdot 20 = 1.45 \times 10^5$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.66 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ку}}$$

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

$K_{\text{ру}}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{\text{тр}}$ - стоимость трансформаторов;

$K_{\text{ку}}$ - стоимость компенсирующих устройств.

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$K_{\text{постодна}} := 47500 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{постмат}} := 21000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{румот}} := 66000 = 6.6 \times 10^4$$

$$K_{\text{ру2блока}} := 54000 = 5.4 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр6.3}} := 3600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр10}} := 4100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр16}} := 5900 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр25}} := 7100 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр40}} := 8600 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр63}} := 9200 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр100}} := 18700 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр125}} := 23400 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЫК110}} := 7000$$

$$K_{\text{ВЫК220}} := 12500$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{румот}} + (K_{\text{ВЫК220}} \cdot 3) = 1.035 \times 10^5$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{румот}} + (K_{\text{ВЫК220}}) = 7.85 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр1}} := 3K_{\text{тр25}} = 2.13 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := 3K_{\text{тр25}} = 2.13 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{постодна}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 1.723 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{постодна}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} = 1.473 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.972 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.686 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 6.58$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл}1} + K_{\Sigma \text{пс}1}) \cdot K_{\text{инф}} = 2201832.763 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 2.202 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := \textcolor{red}{I}_3 + И_{\text{ам}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{3, \text{вл}} := 0.007 \quad \alpha_{3, \text{пс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{31} := \alpha_{3, \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{3, \text{пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}1} = 1.082 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{32} := \alpha_{3, \text{вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{3, \text{пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}2} = 9.593 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$\text{лет} \quad T_{\text{ст.}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_1}{T_{\text{ст.}}} = 1.101 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб} \quad K_1 = 2.202 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_2}{T_{\text{ст.}}} = 1.101 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб} \quad K_2 = 2.202 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \textcolor{red}{\Delta W} \cdot C_0$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \textcolor{red}{\Sigma W}_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

$$dP_1 := 5.05$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := dP_1 \cdot T = 2.777 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$dP_2 := 5.71$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := dP_2 \cdot T = 3.14 \times 10^4$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$dP_{1\text{тр}} := 1.81$$

$$dP_{2\text{тр}} := 1.8$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр1}} := dP_{1\text{тр}} \cdot T = 9.955 \times 10^3$$

$$\Sigma W_{\text{тр2}} := dP_{2\text{тр}} \cdot T = 9.9 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр1}}) = 3.773 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр2}}) = 4.13 \times 10^4$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := \frac{\Sigma W_1 \cdot C_0}{1000} = 60.368 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := \frac{\Sigma W_2 \cdot C_0}{1000} = 66.088 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 11} + I_{\Delta W1} = 1.21 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 22} + I_{\Delta W2} = 1.198 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 341159.366 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 339934.42648 \quad \text{тыс.руб}$$

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

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

Годовая прибыль:

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

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 75000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{изном}} := 0.5$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{изном}} = 7.5 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos \phi_1 := 0.9$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos \phi_1 = 6.75 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 6.75 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 3.712 \times 10^8 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_z) \cdot 10^{-3} = 7.425 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 9.66 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 7.328 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.759 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 8.807 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 1.321 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.12$$

$$\Xi_1 := -И - K_{t1} = -8.904 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Xi_1}{(1 + E_n)^1} = -7.95 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -7.95 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{12} = -1.331 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.061 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -1.856 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 5.57 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 3.964 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -1.459 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 5.57 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 3.54 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -1.105 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 3.16 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -7.894 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 2.822 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = -5.073 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 2.519 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = -2.553 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^8} = 2.249 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = -3.038 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^9} = 2.008 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 1.705 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{10}} = 1.793 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 3.498 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{11}} = 1.601 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{11.} := \text{ЧДД}_{10.} + \text{ЧДД}_{11} = 5.099 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{12}} = 1.43 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = 6.529 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{13}} = 1.276 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{13.} := \text{ЧДД}_{12.} + \text{ЧДД}_{13} = 7.805 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{14}} = 1.14 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{14.} := \text{ЧДД}_{13.} + \text{ЧДД}_{14} = 8.945 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{15}} = 1.018 \times 10^5$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = 9.962 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{16}} = 9.085 \times 10^4$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = 1.087 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{17}} = 8.112 \times 10^4$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 1.168 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{18}} = 7.243 \times 10^4$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 1.241 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{19}} = 6.467 \times 10^4$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 1.305 \times 10^6$$

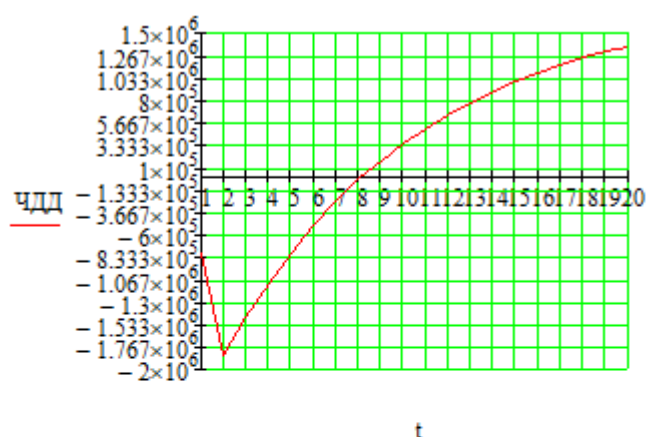
$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_R)^{20}} = 5.774 \times 10^4$$

тыс.руб

$$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 1.363 \times 10^6$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 1.619$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

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

Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -8.904 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -8.904 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -1.331 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -2.221 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э}_3 = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -1.664 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э}_4 = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -1.107 \times 10^6$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э}_5 = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -5.503 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э}_6 = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб		

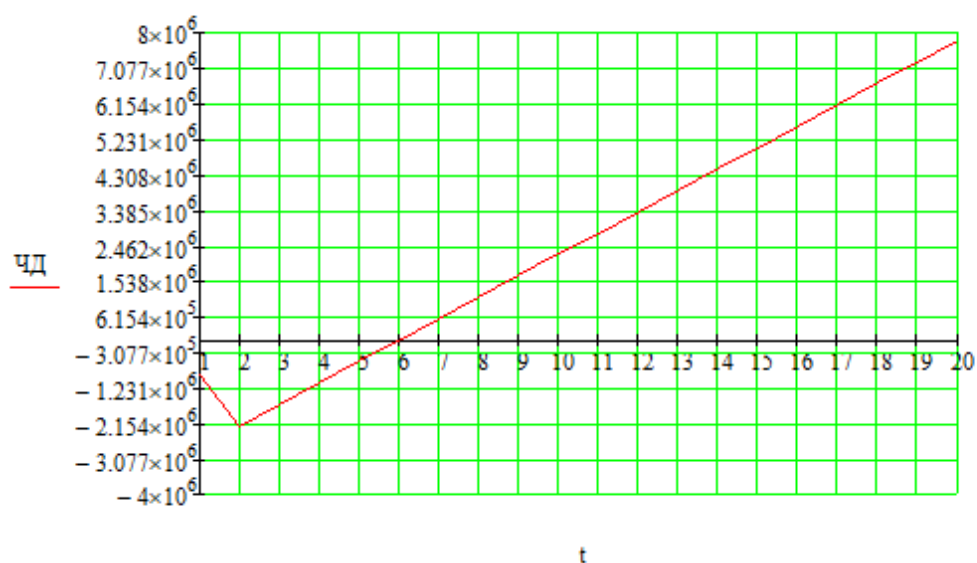
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$ЧД_7 := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 6.683 \times 10^3$	тыс.руб
$ЧД_8 := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 5.636 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 1.121 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{10} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 1.678 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{11} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 2.235 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{12} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 2.791 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{13} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 3.348 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 3.905 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 4.462 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 5.019 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 5.576 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 6.133 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 6.69 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := \Theta = 5.57 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 7.247 \times 10^6$	тыс.руб
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 7.804 \times 10^6$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



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

$$\text{ВДН} := 8 + (9 - 8) \cdot \frac{\text{ЧДД}_9}{\text{ЧДД}_9 - \text{ЧДД}_8} = 8.849$$

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_2} \cdot 100 = -40.439 \quad \%$$

$$K_2 = 2.202 \times 10^6$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_2} \cdot 100 = -60.439 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_2} \cdot 100 = 25.295 \quad \%$$

Приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

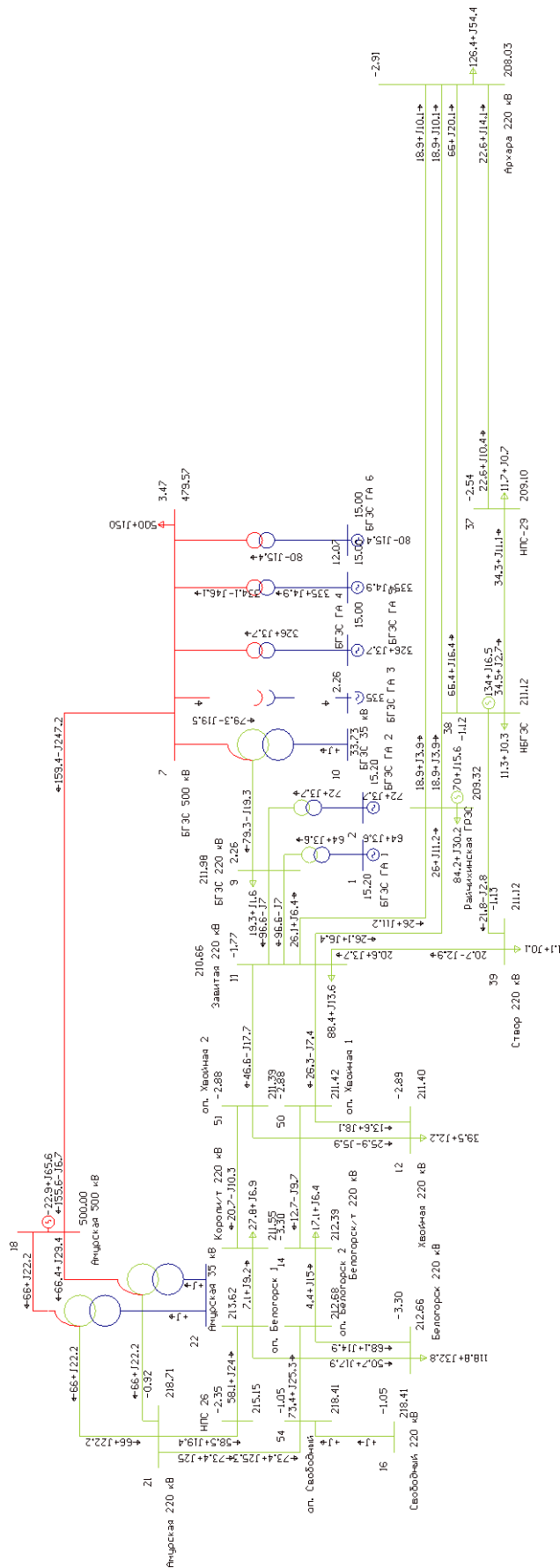
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	64	3,595976	15,2	-200	200	0	15,2	-3,49206	3,819305
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	3,697594	15,2	-200	200	0	15,2	-3,49206	4,014271
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	3,717174	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,83697
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	4,937491	15	-200	200	0	15	-4,7619	12,06938
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-15,4146	15	-200	200	0	15	-4,7619	5,520026
Нагр	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	500	150	0	0	0	0	0	0	479,5709	-4,08583	3,467439
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	481,839	-3,63219	2,262994
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	211,9809	-3,64503	2,261136
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	33,72873	-3,63219	2,262994
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	210,6614	-4,24484	-1,76716
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	211,3977	-3,91014	-2,88552
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	211,5529	-3,83958	-3,03518
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	212,3915	-3,45839	-3,29995
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	212,6563	-3,33806	-3,29741
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,406	-0,72453	-1,04797
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	215,1506	-2,20427	-2,35495
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-22,9062	65,58439	500	0	0	0	500	0	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	497,1292	-0,57416	-0,92617
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	497,1292	-0,57416	-0,92617
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,7141	-0,58451	-0,92416
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34,79904	-0,57416	-0,92617
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	126,4	54,4	0	0	0	0	0	0	208,0297	-5,44103	-2,91041
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	209,1043	-4,95258	-2,53632
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	211,1194	-4,03663	-1,1241
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	211,1179	-4,03733	-1,13184
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	209,3178	-4,85553	-2,36559
Нагр	50 оп.	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	211,4197	-3,90015	-2,87984
Нагр	51 оп.	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	211,3927	-3,91239	-2,87815
Нагр	52 оп.	Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	213,6156	-2,90198	-2,91807
Нагр	53 оп.	Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	212,6805	-3,32704	-3,29648
Нагр	54 оп.	Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	218,406	-0,72453	-1,04797

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	63,80548	1,267239	0	0	173,8146	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,79799	0,9066	0	0	195,5642	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,1785	-44,6827	0	0	395,1575	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,1428	-46,1426	0	0	406,0884	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,7762	-18,9977	0	0	98,72739	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-79,6729	12,17752	0	0	97,03122	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-79,2997	19,30329	0	0	97,79324	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	2,68Е-14	2,42Е-13	0	0	2,91Е-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-66,3546	-29,4229	0	0	83,81432	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-66,3546	-29,4229	0	0	83,81432	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-65,9684	-22,2087	0	0	80,83875	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-65,9684	-22,2087	0	0	80,83875	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,04Е-14	2,49Е-13	0	0	2,89Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,04Е-14	2,49Е-13	0	0	2,89Е-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-159,44	247,1551	0	1000	354,0886	35,40886
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-97,7946	9,336229	0	960	267,5639	27,87124
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-97,7946	9,336229	0	960	267,5639	27,87124
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-26,4603	15,07016	0	630	83,4554	13,24689
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-12,7145	15,386	0	630	54,50635	8,651801
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-13,6314	-8,01337	0	630	43,32358	6,876759
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-46,7968	21,39138	0	630	141,0183	22,38385
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-25,8693	5,973429	0	630	72,51275	11,50996
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-20,7176	11,71944	0	630	65,00899	10,31889
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	7,090577	17,2048	0	630	50,78494	8,061102
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	4,411911	16,03046	0	630	45,19633	7,17402
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-50,81	-16,5353	0	630	145,9595	23,16818
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-68,1122	-14,8999	0	630	189,2764	30,04387
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	57,93542	25,72347	0	630	171,3257	27,19456
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	72,52096	29,85242	0	630	212,8949	33,79285
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	73,36773	25,26906	0	630	205,1264	32,55975
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	58,10031	24,00823	0	630	168,6971	26,77731
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	1,33Е-10	0,004961	0	630	0,013114	0,002082
ЛЭП	36	37	0	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1	0	0	0	0	22,60138	14,06024	0	960	73,87335	7,695141
ЛЭП	36	38	0	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3	0	0	0	0	66,01126	20,13579	0	960	191,5364	19,95171
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	18,89365	10,10198	0	630	59,46067	9,438201
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	18,89365	10,10198	0	630	59,46067	9,438201
ЛЭП	37	38	0	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7	0	0	0	0	34,33802	11,09509	0	960	99,63577	10,37873
ЛЭП	38	39	0	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7	0	0	0	0	-21,7855	2,859382	0	960	60,08805	6,259172
ЛЭП	39	11	0	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154	0	0	0	0	-20,685	2,886598	0	960	57,49805	5,989381
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	26,0436	11,21543	0	600	78,21246	13,03541
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	26,0436	11,21543	0	600	78,21246	13,03541

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	0	64	-44,2077	15,2	-200	200	0	15,2	-3,49206	18,12447
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	0	72	-44,1081	15,2	-200	200	0	15,2	-3,49206	18,31555
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	0	326	-116,012	15	-200	200	0	15	-4,7619	27,12799
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	0	280	-121,382	15	-200	200	0	15	-4,7619	26,00259
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	0	80	-134,173	15	-200	200	0	15	-4,7619	21,13122
Ген	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	500	150	0	748,5701	505	-1200	1200	0	505	1	19,14353	
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	491,715	-1,65699	16,56952
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	0	216,2906	-1,68609	16,57886
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,42005	-1,65699	16,56952
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	0	212,5633	-3,3803	10,67656
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	0	212,063	-3,60774	3,801109
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	0	213,6831	-2,87131	-1,62521
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	0	213,6713	-2,87667	0,07675
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	0	214,0867	-2,68785	-0,502
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0848	0,038555	-0,25845
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	216,7698	-1,46827	-0,55133
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	37,16049	79,80234	505	0	0	0	0	505	1	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500,8997	0,179948	-0,24741
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500,8997	0,179948	-0,24741
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220,3896	0,177107	-0,24441
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35,06298	0,179948	-0,24741
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	126,4	54,4	0	0	0	0	0	0	0	209,9962	-4,54716	9,55228
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	0	211,0661	-4,06087	9,91926
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	0	213,0543	-3,15714	11,30614
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	213,0524	-3,15799	11,29856
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	0	211,2557	-3,97468	10,08776
Нагр	50 оп.	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	212,0874	-3,59663	3,82043
Нагр	51 оп.	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2,87815
Нагр	52 оп.	Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	215,177	-2,19228	-0,66376
Нагр	53 оп.	Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	214,1278	-2,66916	-0,49729
Нагр	54 оп.	Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0848	0,038555	-0,25845

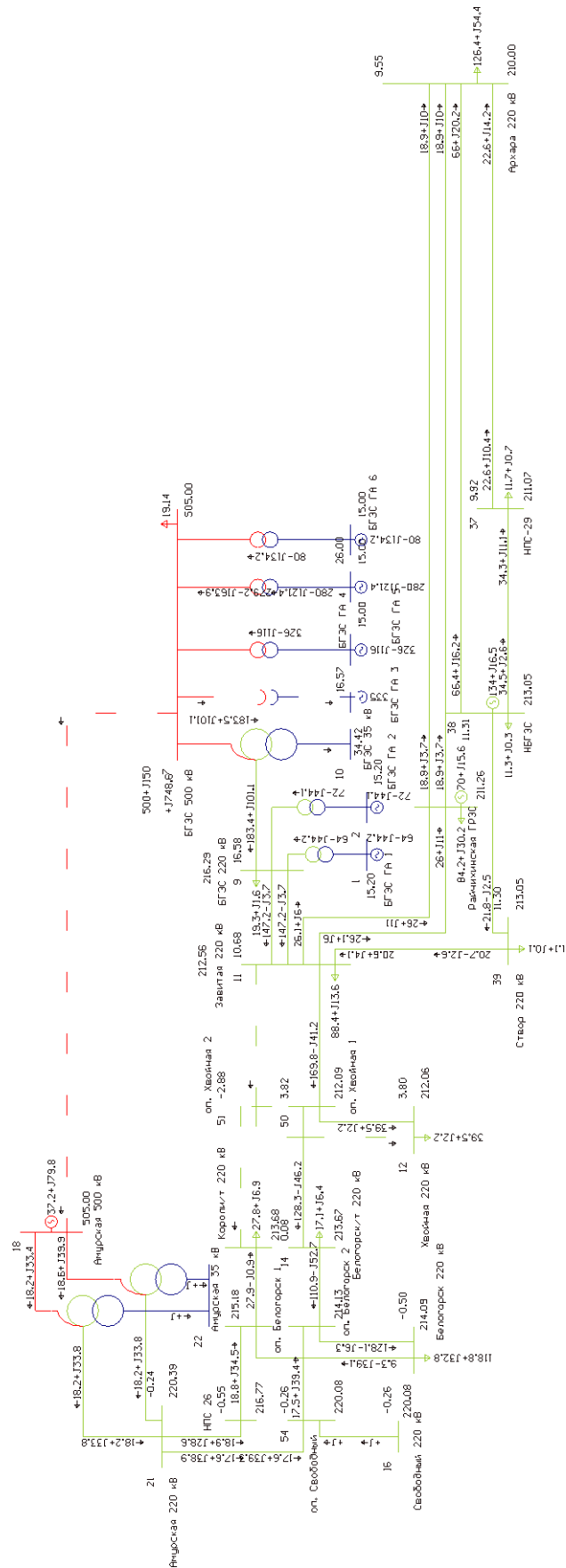
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	63,78529	-47,3847	0	0	212,1044	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,77787	-47,7433	0	0	230,1122	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0779	-170,524	0	0	419,6806	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	279,2374	-163,93	0	0	370,1903	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,64962	-145,81	0	0	189,95	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-183,965	-118,306	0	0	250,0579	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-183,477	-101,07	0	0	245,9539	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-18,5802	-39,9012	0	0	50,32104	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-18,5802	-39,9012	0	0	50,32104	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-18,2452	-33,7866	0	0	44,25878	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-18,2452	-33,7866	0	0	44,25878	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-7,49Е-15	-2,51Е-13	0	0	2,89Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-7,49Е-15	-2,51Е-13	0	0	2,89Е-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	0	0	0	1000	0	0
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-149,835	-2,17159	0	960	399,9998	41,66665
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-149,835	-2,17159	0	960	399,9998	41,66665
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-174,375	29,00786	0	630	480,1336	76,21169
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/Г 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-130,273	43,34066	0	630	373,7441	59,32447
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-39,4999	-2,11076	0	630	107,6966	17,0947
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/Г 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	0	0	0	630	0	0
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/Г 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	27,79406	6,900539	0	630	77,37661	12,282
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/Г 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-111,207	52,59193	0	630	332,3956	52,76121
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	9,242902	-37,5535	0	630	108,4718	17,21775
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-128,125	6,341321	0	630	345,8835	54,90215
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	18,69512	36,66582	0	630	110,4297	17,52853
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	17,19243	46,40344	0	630	133,4283	21,1791
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	17,62078	39,33586	0	630	113,0704	17,94768
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	18,76407	34,48843	0	630	104,5727	16,59884
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	7,94Е-11	0,005037	0	630	0,013215	0,002098
ЛЭП	36	37	0	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1	0	0	0	0	22,60614	14,17764	0	960	73,36364	7,642046
ЛЭП	36	38	0	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3	0	0	0	0	66,02228	20,18258	0	960	189,8093	19,7718
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	18,88459	10,01984	0	630	58,7757	9,329476
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	18,88459	10,01984	0	630	58,7757	9,329476
ЛЭП	37	38	0	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7	0	0	0	0	34,342	11,13592	0	960	98,75444	10,28692
ЛЭП	38	39	0	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7	0	0	0	0	-21,7787	2,598962	0	960	59,43614	6,191264
ЛЭП	39	11	0	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154	0	0	0	0	-20,6781	2,624663	0	960	57,16589	5,95478
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	26,03324	11,00735	0	600	77,24576	12,87429
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	26,03324	11,00735	0	600	77,24576	12,87429

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

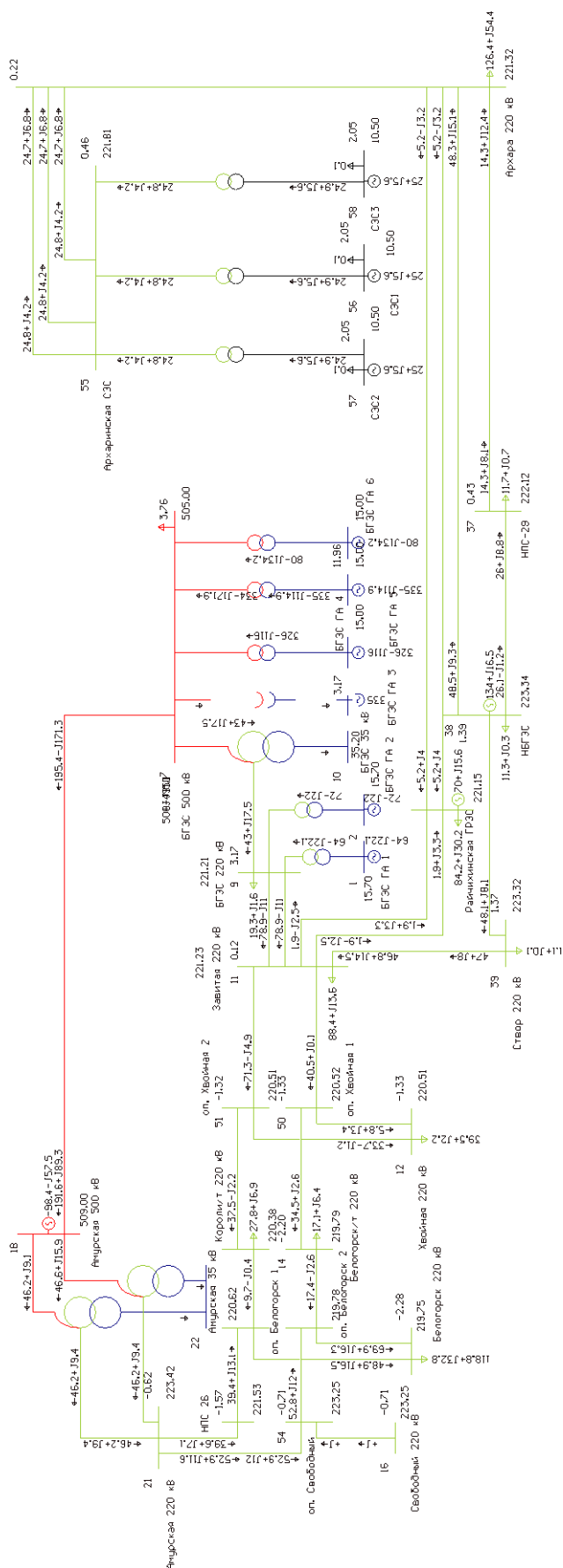
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	64	-22,0993	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,622235
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-22,013	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,803109
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-116,012	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,74049
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-114,855	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,96099
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-134,173	15	-200	200	0	15	-4,7619	5,743719
Ген	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	500	150	0	491,133	505	-1000	1000	0	505	1	3,756026
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	502,7923	0,558468	3,165717
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	221,214	0,5518	3,167267
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,19546	0,558468	3,165717
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	221,226	0,557292	0,124318
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,5064	0,23017	-1,33314
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	220,3755	0,170704	-1,56259
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	219,7942	-0,09355	-2,20114
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	219,7543	-0,1117	-2,28201
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,251	1,477708	-0,71212
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,5299	0,695425	-1,57171
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-98,4056	-57,4921	509	0	0	0	509	1,8	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,819	1,563797	-0,6246
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,819	1,563797	-0,6246
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,4247	1,556696	-0,62379
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,54733	1,563797	-0,6246
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	126,4	54,4	0	0	0	0	0	0	221,3229	0,601301	0,224358
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	222,1181	0,962781	0,426898
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	223,3443	1,520135	1,388096
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	223,3237	1,510783	1,373631
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	221,1525	0,523877	0,082871
Нагр	50 оп.	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,5153	0,234209	-1,33091
Нагр	51 оп.	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,5066	0,230286	-1,32438
Нагр	52 оп.	Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,6239	0,283569	-1,93707
Нагр	53 оп.	Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,7785	-0,1007	-2,28121
Нагр	54 оп.	Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,251	1,477708	-0,71211
Нагр	55	Архаринская СЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,8081	0,821855	0,460085
Ген	56	СЭС1	10,5	0	1	0,1	0	25	5,590374	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,053277
Ген	57	СЭС2	10,5	0	1	0,1	0	25	5,590374	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,053277
Ген	58	СЭС3	10,5	0	1	0,1	0	25	5,590374	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,053277

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kt/t	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	доп_расч	max	загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	63,78938	-24,5599	0	0	178,3984	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,78239	-24,9051	0	0	198,3018	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0779	-170,524	0	0	419,6806	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0438	-171,921	0	0	429,5131	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,64962	-145,81	0	0	189,95	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-43,3682	-24,2052	0	0	56,78132	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-42,9809	-17,5376	0	0	53,30482	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-46,5969	-15,8951	0	0	55,84463	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-46,5969	-15,8951	0	0	55,84463	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,2357	-9,37076	0	0	53,63516	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,2357	-9,37076	0	0	53,63516	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-195,403	171,328	0	1000	297,1077	29,71077
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,6243	16,7632	0	960	212,3683	22,1217
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,6243	16,7632	0	960	212,3683	22,1217
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-40,6795	7,827902	0	630	108,1119	17,16062
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-34,6568	3,183769	0	630	91,12001	14,46349
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-5,79464	-3,33374	0	630	17,65092	2,801733
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-71,6622	8,237532	0	630	188,2538	29,88155
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-33,7034	1,307854	0	630	88,31171	14,01773
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-37,5584	3,627133	0	630	98,79629	15,68195
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-9,72604	9,097648	0	630	34,89053	5,538179
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-17,441	3,763982	0	630	46,86834	7,439419
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-49,0312	-14,9491	0	630	135,6577	21,53297
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-69,8699	-16,3083	0	630	188,484	29,91809
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	39,32553	15,36375	0	630	110,4859	17,53744
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	52,4301	18,95336	0	630	146,4552	23,24686
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	52,90683	11,99873	0	630	140,2971	22,26938
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	39,39532	13,07842	0	630	108,1818	17,17171
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	1,50E-10	0,005183	0	630	0,013405	0,002128
ЛЭП	36	37	0	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1	0	0	0	0	14,30979	12,37086	0	960	49,34444	5,140046
ЛЭП	36	38	0	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3	0	0	0	0	48,26281	15,14103	0	960	131,9502	13,74481
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-5,16007	3,17401	0	630	17,06706	2,709058
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-5,16007	3,17401	0	630	17,06706	2,709058
ЛЭП	37	38	0	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7	0	0	0	0	26,02488	8,778016	0	960	71,39062	7,436523
ЛЭП	38	39	0	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7	0	0	0	0	-48,1418	-8,06769	0	960	126,2193	13,14785
ЛЭП	39	11	0	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154	0	0	0	0	-47,0394	-8,03959	0	960	127,9865	13,33193
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	1,942693	3,282209	0	600	9,957113	1,659519
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	1,942693	3,282209	0	600	9,957113	1,659519
Тр-р	55	56	0	0	Архаринская СЭС - СЭС1	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76651	4,211516	0	0	65,39082	0
Тр-р	55	57	0	0	Архаринская СЭС - СЭС2	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76651	4,211516	0	0	65,39082	0
Тр-р	55	58	0	0	Архаринская СЭС - СЭС3	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76651	4,211516	0	0	65,39082	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	1,2	0	0	0	-24,7864	-4,21146	0	610	66,85294	10,9595
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	0	0	0	0	-24,7569	-4,21146	0	610	66,92683	10,97161
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	0	0	0	0	-24,7569	-4,21146	0	610	66,92683	10,97161

Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	64	-20,8393	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,626832
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-20,753	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,807796
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-116,012	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,74292
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-114,855	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,96342
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-134,173	15	-200	200	0	15	-4,7619	5,746147
Ген	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	500	150	0	493,1957	505	-1000	1000	0	505	1	3,758454
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	502,5423	0,508462	3,169868
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	221,104	0,50181	3,171601
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,17796	0,508462	3,169868
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	220,7836	0,356183	0,138259
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,1601	0,072753	-1,32672
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	220,0493	0,022425	-1,55727
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	219,5599	-0,20003	-2,20044
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	219,5398	-0,2092	-2,28215
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,1748	1,443074	-0,71367
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,3593	0,617873	-1,57191
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-98,245	-54,8843	509	0	0	0	509	1,8	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,6637	1,53274	-0,62657
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,6637	1,53274	-0,62657
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,3564	1,525619	-0,62566
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,53646	1,53274	-0,62657
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	126,4	54,4	0	0	0	0	0	0	220,4744	0,215651	0,257508
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	221,3149	0,597661	0,459429
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	222,653	1,205921	1,421804
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	222,6352	1,197824	1,407106
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	220,5274	0,239718	0,104986
Нагр	50 оп. Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220,1697	0,077133	-1,32453
Нагр	51 оп. Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220,1599	0,072683	-1,31795
Нагр	52 оп. Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4133	0,187847	-1,93684
Нагр	53 оп. Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219,564	-0,1982	-2,28134
Нагр	54 оп. Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	223,1748	1,443074	-0,71367
Нагр	55 Архаринская СЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	221,8098	0,822646	0,975476
Ген	56 СЭС1	10,5	0	1	0,1	0	25	5,583426	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,568676	
Ген	57 СЭС2	10,5	0	1	0,1	0	25	5,583426	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,568676	
Ген	58 СЭС3	10,5	0	1	0,1	0	25	5,583426	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,568676	

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kt/t	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	доп_расч	imax	загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	63,78991	-23,2777	0	0	177,313	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,78292	-23,623	0	0	197,3297	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0779	-170,524	0	0	419,6806	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0438	-171,921	0	0	429,5131	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,64962	-145,81	0	0	189,95	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-43,2416	-26,2716	0	0	57,84566	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-42,8547	-19,5879	0	0	54,13322	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	7,35E-16	5,03E-13	0	0	5,78E-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-46,74	-17,1889	0	0	56,48786	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-46,74	-17,1889	0	0	56,48786	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,3463	-10,4099	0	0	54,02147	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,3463	-10,4099	0	0	54,02147	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,59E-14	5,79E-16	0	0	1,81E-14	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,59E-14	5,79E-16	0	0	1,81E-14	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-195,53	171,3317	0	1000	297,2197	29,72197
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,5638	14,45585	0	960	211,1594	21,99577
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,5638	14,45585	0	960	211,1594	21,99577
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-40,5892	8,5117	0	630	108,4497	17,21424
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-34,5372	4,309764	0	630	91,26909	14,48716
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-5,82646	-3,74106	0	630	18,31663	2,907402
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-71,504	9,454222	0	630	188,6107	29,93821
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-33,6693	1,715857	0	630	88,4095	14,03325
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-37,4349	4,458806	0	630	98,86362	15,69264
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-9,60064	9,933876	0	630	36,24684	5,753467
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-17,3204	4,905213	0	630	47,3365	7,513731
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-49,0223	-15,0574	0	630	135,8545	21,56421
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-69,8841	-16,2061	0	630	188,6433	29,94338
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	39,44281	16,33382	0	630	111,825	17,75
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	52,97554	19,99326	0	630	147,8925	23,47501
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	52,97554	13,1072	0	630	141,1795	22,40944
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	39,51504	14,06007	0	630	109,3931	17,36398
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	2,24E-10	0,00518	0	630	0,0134	0,002127
ЛЭП	36	37	0	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1	0	0	0	0	14,29548	13,02674	0	960	50,64654	5,275681
ЛЭП	36	38	0	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3	0	0	0	0	48,23048	16,63967	0	960	133,6051	13,9172
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-5,06113	5,191687	0	630	18,98648	3,013728
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-5,06113	5,191687	0	630	18,98648	3,013728
ЛЭП	37	38	0	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7	0	0	0	0	26,01229	9,470098	0	960	72,21616	7,522517
ЛЭП	38	39	0	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7	0	0	0	0	-48,1663	-5,73386	0	960	125,8055	13,10474
ЛЭП	39	11	0	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154	0	0	0	0	-47,1031	-5,7173	0	960	126,7299	13,20104
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	2,044884	5,346781	0	600	14,98692	2,497821
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	2,044884	5,346781	0	600	14,98692	2,497821
Тр-р	55	56	0	0	Архаринская СЭС - СЭС1	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76651	4,204645	0	0	65,38733	0
Тр-р	55	57	0	0	Архаринская СЭС - СЭС2	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76651	4,204645	0	0	65,38733	0
Тр-р	55	58	0	0	Архаринская СЭС - СЭС3	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76651	4,204645	0	0	65,38733	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	1,2	0	0	0	0	0	0	610	0	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	0	0	0	0	0	0	0	610	0	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	0	0	0	0	-74,2954	-12,6147	0	610	197,4306	32,36567

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
зак	1	БГЭС ГА 1		15,75
зак	2	БГЭС ГА 2		15,75
зак	3	БГЭС ГА 3		15,75
зак	4	БГЭС ГА 4		15,75
зак	5	БГЭС ГА 5		15,75
зак	6	БГЭС ГА 6		15,75
у	7	БГЭС 500 кВ		500
у	8	БГЭС Н1		500
у	9	БГЭС 220 кВ		220
зак	10	БГЭС 35 кВ		35
у	11	Завитая 220 кВ		220
у	12	Хвойная 220 кВ		220
у	13	Короли/т 220 кВ		220
у	14	Белогорск/т 220 кВ		220
у	15	Белогорск 220 кВ		220
у	16	Свободный 220 кВ		220
у	17	НПС 26		220
зак	18	Амурская 500 кВ		500
у	19	Амурская Н1		500
у	20	Амурская Н2		500
у	21	Амурская 220 кВ		220
зак	22	Амурская 35 кВ		35
у	36	Архара 220 кВ		220
у	37	НПС-29		220
у	38	НБГЭС		220
у	39	Створ 220 кВ		220
у	40	Райчихинская ГРЭС		220
у	50	оп. Хвойная 1		220
у	51	оп. Хвойная 2		220
у	52	оп. Белогорск 1		220
у	53	оп. Белогорск 2		220
у	54	оп. Свободный		220
у	55	Архаринская СЭС		220
зак	56	СЭС1		10,5
зак	57	СЭС2		10,5
зак	58	СЭС3		10,5

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_анц	N_анц	Kт/r	r0	x0	g0	b0
Тр-р	False	Тр-р	9	1	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	3,7	13	0	0	0,07159	0,31	19,14	3,7	13
Тр-р	False	Тр-р	9	2	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	3,7	13	0	0	0,07159	0,31	19,14	3,7	13
Тр-р	False	Тр-р	7	3	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Тр-р	False	Тр-р	7	4	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Тр-р	False	Тр-р	7	5	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Тр-р	False	Тр-р	7	6	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	0,8	2,6	0	0	0,0315	1,36	101,98	0,8	2,6
Тр-р	False	Тр-р	7	8	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Тр-р	False	Тр-р	8	9	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	8	10	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Тр-р	False	Тр-р	18	19	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Тр-р	False	Тр-р	18	20	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	1,5	24,1	0	0	1	0,58	61,1	1,5	24,1
Тр-р	False	Тр-р	19	21	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	20	21	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0	0	0,44	0,39	0	0	0
Тр-р	False	Тр-р	19	22	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
Тр-р	False	Тр-р	20	22	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0	0	0,07	2,9	113,5	0	0
ЛЭП	False	ЛЭП	7	18	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	10	-1064,5	0	0	0	24,21	255,78	10	-1852,23
ЛЭП	False	ЛЭП	9	11	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	0	-204,6	0	0	0	16,59	95,43	0	-356,004
ЛЭП	False	ЛЭП	9	11	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	0	-204,6	0	0	0	16,59	95,43	0	-356,004
ЛЭП	False	ЛЭП	11	50	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	0	-184,4	0	0	0	20,07	89,73	0	-320,856
ЛЭП	False	ЛЭП	50	14	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	0	-130,9	0	0	0	14,25	63,72	0	-227,766
ЛЭП	False	ЛЭП	50	12	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	0	-2,3	0	0	0	0,33	1,17	0	-4,002
ЛЭП	False	ЛЭП	11	51	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	0	-104,3	0	0	0	11,34	50,73	0	-181,482
ЛЭП	False	ЛЭП	51	12	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	0	-1,4	0	0	0	0,03	0,66	0	-2,436
ЛЭП	False	ЛЭП	51	13	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	0	-32,6	0	0	0	3,54	15,87	0	-56,724
ЛЭП	False	ЛЭП	13	52	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	0	-180	0	0	0	25,14	85,8	0	-313,2
ЛЭП	False	ЛЭП	14	53	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	0	-23,7	0	0	0	2,64	11,13	0	-41,238
ЛЭП	False	ЛЭП	52	15	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	0	-39,05	0	0	0	5,43	19,62	0	-67,947
ЛЭП	False	ЛЭП	53	15	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	0	-0,16	0	0	0	0,21	0,078	0	-0,2784
ЛЭП	False	ЛЭП	52	17	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	0	-53,09	0	0	0	5,91	25,89	0	-92,3766
ЛЭП	False	ЛЭП	53	54	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	0	-175,4	0	0	0	19,5	82,35	0	-305,196
ЛЭП	False	ЛЭП	54	21	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	0	-9,8	0	0	0	1,17	4,62	0	-17,052
ЛЭП	False	ЛЭП	17	21	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	0	-135,59	0	0	0	15,09	66,09	0	-235,927
ЛЭП	False	ЛЭП	54	16	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	0	-0,104	0	0	0	0,144	0,051	0	-0,18096
ЛЭП	False	ЛЭП	36	37	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	0	-89,1	0	0	0	7,23	41,58	0	-155,034
ЛЭП	False	ЛЭП	36	38	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	0	-139,3	0	0	0	11,34	65,16	0	-242,382
ЛЭП	False	ЛЭП	36	40	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	0	-147,2	0	0	0	16,02	71,61	0	-256,128
ЛЭП	False	ЛЭП	36	40	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	0	-147,2	0	0	0	16,02	71,61	0	-256,128
ЛЭП	False	ЛЭП	37	38	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	0	-210,7	0	0	0	17,07	98,28	0	-366,618
ЛЭП	False	ЛЭП	38	39	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	0	-1,7	0	0	0	0,15	0,81	0	-2,958
ЛЭП	False	ЛЭП	39	11	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	0	-154	0	0	0	12,48	71,85	0	-267,96
ЛЭП	False	ЛЭП	40	11	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	0	-117,6	0	0	0	13,08	57,39	0	-204,624
ЛЭП	False	ЛЭП	40	11	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	0	-117,6	0	0	0	13,08	57,39	0	-204,624
Тр-р	False	Тр-р	55	56	0	Архаринская СЭС - СЭС1	2,54	55,9	2,04	13,2	0	0	0,047	2,54	55,9	2,04	13,2
Тр-р	False	Тр-р	55	57	0	Архаринская СЭС - СЭС2	2,54	55,9	2,04	13,2	0	0	0,047	2,54	55,9	2,04	13,2
Тр-р	False	Тр-р	55	58	0	Архаринская СЭС - СЭС3	2,54	55,9	2,04	13,2	0	0	0,047	2,54	55,9	2,04	13,2
ЛЭП	False	ЛЭП	55	36	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	1,2	-56	0	0	0	7,2	26,1	1,2	-97,44
ЛЭП	False	ЛЭП	55	36	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	0	-56	0	0	0	7,2	26,1	0	-97,44
ЛЭП	False	ЛЭП	55	36	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	0	-56	0	0	0	7,2	26,1	0	-97,44

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	3ф	55	6,174823	-84,1022	3,43E-16	0	-1,71E-16	0
1	1	2ф	55	3,087411	-84,1022	-3,08741	-84,1022	-7,27E-17	0
1	1	1ф1ф	55	4,341355	-84,4126	-1,83368	-83,3673	-2,5082	-85,1767
1	1	1ф	55	2,26117	-84,5865	2,26117	-84,5865	2,26117	-84,5865
1	1	3ф	56	64,04215	-87,9414	3,56E-15	0	-1,78E-15	0
1	1	2ф	56	32,02108	-87,9414	-32,0211	-87,9414	2,26E-16	0
1	1	1ф1ф	56	64,04216	-87,9414	6,00E-06	0	-64,0422	-87,9414
1	1	1ф	56	32,02108	-87,9414	32,02108	-87,9414	32,02108	-87,9414

Приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

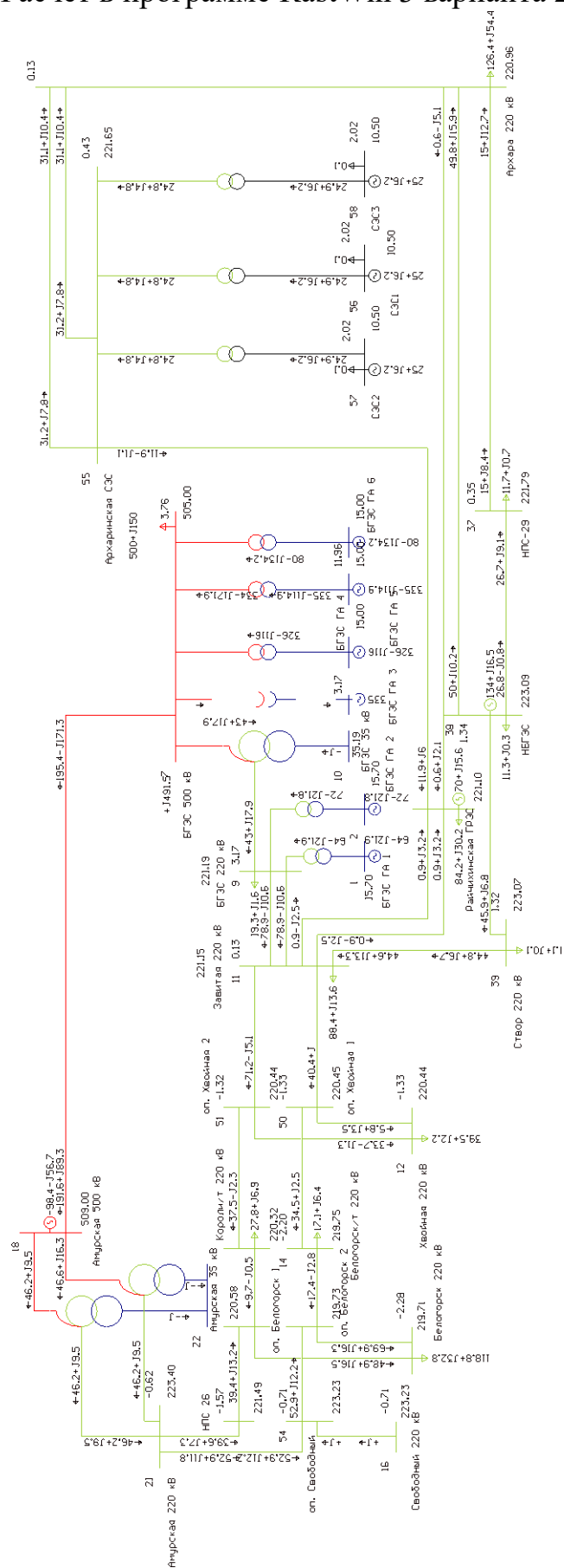
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	0	64	-21,8797	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,622782
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	0	72	-21,7935	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,803672
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	0	326	-116,012	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,74077
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	0	335	-114,855	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,96127
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	0	80	-134,173	15	-200	200	0	15	-4,7619	5,743998
Ген	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	500	150	0	491,4926	505	-1000	1000	0	505	1	3,756305	
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	502,7488	0,549754	3,166186	
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	221,1948	0,543088	3,167768	
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,19241	0,549754	3,166186	
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	221,1489	0,522225	0,126357	
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	220,4434	0,201527	-1,33245	
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	220,3155	0,143412	-1,5621	
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	219,7478	-0,11464	-2,20142	
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	219,7108	-0,13145	-2,28244	
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,2285	1,467514	-0,71239	
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,4932	0,678725	-1,57204	
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-98,3549	-56,6875	509	0	0	0	509	1,8	0	
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,7708	1,554167	-0,62505	
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,7708	1,554167	-0,62505	
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,4035	1,547065	-0,62423	
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,54396	1,554167	-0,62505	
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	126,4	54,4	0	0	0	0	0	0	220,9587	0,435762	0,134678	
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	221,7853	0,811509	0,348208	
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	223,09	1,404541	1,336042	
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	223,0715	1,396122	1,322158	
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	221,1019	0,500845	0,109038	
Нагр	50 оп.	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4524	0,205617	-1,33023	
Нагр	51 оп.	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,4436	0,201615	-1,32369	
Нагр	52 оп.	Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,581	0,264111	-1,93739	
Нагр	53 оп.	Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,735	-0,12046	-2,28164	
Нагр	54 оп.	Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,2285	1,467514	-0,71239	
Нагр	55	Архаринская СЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,6534	0,751558	0,426214	
Ген	56	СЭС1	10,5	0	1	0,1	0	25	6,207905	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,018702	
Ген	57	СЭС2	10,5	0	1	0,1	0	25	6,207905	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,018702	
Ген	58	СЭС3	10,5	0	1	0,1	0	25	6,207905	10,5	-10	10	0	10,5	0	2,018702	

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	63,78948	-24,3363	0	0	178,2053	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,78249	-24,6816	0	0	198,1288	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0779	-170,524	0	0	419,6806	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0438	-171,921	0	0	429,5131	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,64962	-145,81	0	0	189,95	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-43,3541	-24,5653	0	0	56,96907	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-42,9665	-17,8954	0	0	53,45078	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	4,64Е-14	-5,02Е-13	0	0	5,79Е-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-46,6295	-16,2963	0	0	56,02808	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-46,6295	-16,2963	0	0	56,02808	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,2359	-9,52435	0	0	53,67535	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,2359	-9,52435	0	0	53,67535	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,64Е-15	2,54Е-13	0	0	2,89Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-2,64Е-15	2,54Е-13	0	0	2,89Е-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-195,417	171,3284	0	1000	297,1205	29,71205
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,6173	16,36107	0	960	212,155	22,09948
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,6173	16,36107	0	960	212,155	22,09948
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-40,6685	7,928799	0	630	108,1715	17,7008
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-34,6405	3,351234	0	630	91,1461	14,4674
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-5,79968	-3,39403	0	630	17,74838	2,817202
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-71,6429	8,417631	0	630	188,3237	29,89266
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-33,7013	1,368262	0	630	88,33773	14,02186
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-37,5421	3,750902	0	630	98,81369	15,68471
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-9,70765	9,221992	0	630	35,08847	5,569599
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-17,4232	3,934341	0	630	46,929	7,449047
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-49,0319	-14,9656	0	630	135,6991	21,53955
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-69,8744	-16,2941	0	630	188,5241	29,92447
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	39,3446	15,50949	0	630	110,6931	17,57034
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	52,45697	19,10822	0	630	146,6894	23,28402
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	52,85722	12,18857	0	630	140,2956	22,26914
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	39,41547	13,22606	0	630	108,3714	17,20181
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	1,66Е-10	0,005182	0	630	0,013404	0,002128
ЛЭП	36	37	0	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1	0	0	0	0	15,01036	12,71895	0	960	51,40793	5,354993
ЛЭП	36	38	0	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3	0	0	0	0	49,76232	15,9233	0	960	136,5202	14,22085
ЛЭП	55	40	0	0	Архаринская СЭС - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-11,9218	1,129777	0	630	34,82757	5,528185
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-0,58994	5,050528	0	630	13,28641	2,108955
ЛЭП	37	38	0	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7	0	0	0	0	26,72691	9,148071	0	960	73,53804	7,660212
ЛЭП	38	39	0	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7	0	0	0	0	-45,9226	-6,76339	0	960	120,1603	12,5167
ЛЭП	39	11	0	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154	0	0	0	0	-44,8221	-6,73856	0	960	121,6269	12,66947
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	0,85225	3,223773	0	600	8,707243	1,451207
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	0,85225	3,223773	0	600	8,707243	1,451207
Тр-р	55	56	0	0	Архаринская СЭС - СЭС1	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76627	4,821793	0	0	65,72101	0
Тр-р	55	57	0	0	Архаринская СЭС - СЭС2	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76627	4,821793	0	0	65,72101	0
Тр-р	55	58	0	0	Архаринская СЭС - СЭС3	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76627	4,821793	0	0	65,72101	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	1,2	0	0	0	-31,2041	-7,79779	0	610	85,63146	14,03794
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	0	0	0	0	-31,1746	-7,79779	0	610	85,70408	14,04985

Продолжение приложение Д.
Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	БГЭС ГА 1	15,75	0	1	0	0	64	-18,3375	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,631484
Ген	2	БГЭС ГА 2	15,75	0	1	0	0	72	-18,2512	15,7	-200	200	0	15,7	-0,31746	4,812627
Ген	3	БГЭС ГА 3	15,75	0	1	0	0	335	0	15,75	-200	200	0	0	0	0
Ген	4	БГЭС ГА 4	15,75	0	1	0	0	326	-116,012	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,74514
Ген	5	БГЭС ГА 5	15,75	0	1	0	0	335	-114,855	15	-200	200	0	15	-4,7619	11,96564
Ген	6	БГЭС ГА 6	15,75	0	1	0	0	80	-134,173	15	-200	200	0	15	-4,7619	5,748363
Ген	7	БГЭС 500 кВ	500	0	1	500	150	0	497,2943	505	-1000	1000	0	505	1	3,76067
Нагр	8	БГЭС Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	502,046	0,409195	3,173638
Нагр	9	БГЭС 220 кВ	220	0	1	19,3	1,6	0	0	0	0	0	0	220,8856	0,402556	3,175734
Нагр	10	БГЭС 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,14322	0,409195	3,173638
Нагр	11	Завитая 220 кВ	220	0	1	88,4	13,6	0	0	0	0	0	0	219,9044	-0,04345	0,159512
Нагр	12	Хвойная 220 кВ	220	0	1	39,5	2,2	0	0	0	0	0	0	219,4781	-0,23721	-1,31928
Нагр	13	Короли/т 220 кВ	220	0	1	27,8	6,9	0	0	0	0	0	0	219,4086	-0,26881	-1,55158
Нагр	14	Белогорск/т 220 кВ	220	0	1	17,1	6,4	0	0	0	0	0	0	219,108	-0,40547	-2,20217
Нагр	15	Белогорск 220 кВ	220	0	1	118,8	32,8	0	0	0	0	0	0	219,1283	-0,39622	-2,28519
Нагр	16	Свободный 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,0459	1,384492	-0,71789
Нагр	17	НПС 26	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	221,0374	0,471559	-1,5745
База	18	Амурская 500 кВ	500	0	1	0	0	-97,6789	-50,5914	509	0	0	0	509	1,8	0
Нагр	19	Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,4072	1,48144	-0,63122
Нагр	20	Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	507,4072	1,48144	-0,63122
Нагр	21	Амурская 220 кВ	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,2434	1,474263	-0,63013
Нагр	22	Амурская 35 кВ	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35,5185	1,48144	-0,63122
Нагр	36	Архара 220 кВ	220	0	1	126,4	54,4	0	0	0	0	0	0	217,2159	-1,26552	-0,70732
Нагр	37	НПС-29	220	0	1	11,7	0,7	0	0	0	0	0	0	218,3152	-0,76581	-0,38536
Нагр	38	НБГЭС	220	0	1	11,3	0,3	134	16,5	0	0	0	0	220,3108	0,141275	0,865435
Нагр	39	Створ 220 кВ	220	0	1	1,1	0,1	0	0	0	0	0	0	220,3103	0,141061	0,857197
Нагр	40	Райчихинская ГРЭС	220	0	1	84,2	30,2	70	15,6	0	0	0	0	219,6976	-0,13747	0,386343
Нагр	50 оп.	Хвойная 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,4893	-0,23213	-1,31713
Нагр	51 оп.	Хвойная 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,4771	-0,23766	-1,31046
Нагр	52 оп.	Белогорск 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,0097	0,004424	-1,93918
Нагр	53 оп.	Белогорск 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	219,1525	-0,38521	-2,28436
Нагр	54 оп.	Свободный	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	223,0459	1,384492	-0,71789
Нагр	55	Архаринская СЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3733	1,078765	2,404711
Ген	56	СЭС1	10,5	0	1	0,1	0	25	3,333529	10,5	-10	10	0	10,5	0	4,00047
Ген	57	СЭС2	10,5	0	1	0,1	0	25	3,333529	10,5	-10	10	0	10,5	0	4,00047
Ген	58	СЭС3	10,5	0	1	0,1	0	25	3,333529	10,5	-10	10	0	10,5	0	4,00047

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	9	1	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 1	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	63,79086	-20,7357	0	0	175,3241	0
Тр-р	9	2	0	0	БГЭС 220 кВ - БГЭС ГА 2	0,31	19,14	13	3,7	0,07159	0	0	71,78385	-21,0811	0	0	195,5521	0
Тр-р	7	3	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 3	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	4	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 4	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	325,0779	-170,524	0	0	419,6806	0
Тр-р	7	5	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 5	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	334,0438	-171,921	0	0	429,5131	0
Тр-р	7	6	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС ГА 6	1,36	101,98	2,6	0,8	0,0315	0	0	79,64962	-145,81	0	0	189,95	0
Тр-р	7	8	0	0	БГЭС 500 кВ - БГЭС Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-43,1259	-30,3736	0	0	60,30554	0
Тр-р	8	9	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-42,736	-23,641	0	0	56,16478	0
Тр-р	8	10	0	0	БГЭС Н1 - БГЭС 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-8,20Е-15	-2,52Е-13	0	0	2,90Е-13	0
Тр-р	18	19	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н1	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-47,0804	-19,3261	0	0	57,72666	0
Тр-р	18	20	0	0	Амурская 500 кВ - Амурская Н2	0,58	61,1	24,1	1,5	1	0	0	-47,0804	-19,3261	0	0	57,72666	0
Тр-р	19	21	0	0	Амурская Н1 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,6865	-12,5256	0	0	55,00059	0
Тр-р	20	21	0	0	Амурская Н2 - Амурская 220 кВ	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-46,6865	-12,5256	0	0	55,00059	0
Тр-р	19	22	0	0	Амурская Н1 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,35Е-15	2,54Е-13	0	0	2,89Е-13	0
Тр-р	20	22	0	0	Амурская Н2 - Амурская 35 кВ	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	1,35Е-15	2,54Е-13	0	0	2,89Е-13	0
ЛЭП	7	18	0	0	БГЭС 500 кВ - Амурская 500 кВ	8,07	85,26	-1064,5	10	0	0	0	-195,646	171,335	0	1000	297,322	29,7322
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,4981	9,882771	0	960	209,3915	21,81161
ЛЭП	9	11	0	0	БГЭС 220 кВ - Завитая 220 кВ	5,53	31,81	-204,6	0	0	0	0	-79,4981	9,882771	0	960	209,3915	21,81161
ЛЭП	11	50	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 1	6,69	29,91	-184,4	0	0	0	0	-40,3679	9,899979	0	630	109,1249	17,32142
ЛЭП	50	14	0	0	оп. Хвойная 1 - Белогорск/т 220 кВ	4,75	21,24	-130,9	0	0	0	0	-34,2045	6,591503	0	630	91,62774	14,54409
ЛЭП	50	12	0	0	оп. Хвойная 1 - Хвойная 220 кВ	0,11	0,39	-2,3	0	0	0	0	-5,9266	4,56819	0	630	19,86232	3,15275
ЛЭП	11	51	0	0	Завитая 220 кВ - оп. Хвойная 2	3,78	16,91	-104,3	0	0	0	0	-71,1163	11,9233	0	630	189,319	30,05064
ЛЭП	51	12	0	0	оп. Хвойная 2 - Хвойная 220 кВ	0,01	0,22	-1,4	0	0	0	0	-33,5984	2,545529	0	630	88,63631	14,06926
ЛЭП	51	13	0	0	оп. Хвойная 2 - Короли/т 220 кВ	1,18	5,29	-32,6	0	0	0	0	-37,1144	6,140426	0	630	98,95913	15,7078
ЛЭП	13	52	0	0	Короли/т 220 кВ - оп. Белогорск 1	8,38	28,6	-180	0	0	0	0	-9,28128	11,62499	0	630	39,14345	6,213246
ЛЭП	14	53	0	0	Белогорск/т 220 кВ - оп. Белогорск 2	0,88	3,71	-23,7	0	0	0	0	-16,9891	7,217417	0	630	48,63858	7,72041
ЛЭП	52	15	0	0	оп. Белогорск 1 - Белогорск 220 кВ	1,81	6,54	-39,05	0	0	0	0	-49,007	-15,2778	0	630	136,2499	21,62697
ЛЭП	53	15	0	0	оп. Белогорск 2 - Белогорск 220 кВ	0,07	0,026	-0,16	0	0	0	0	-69,8987	-15,9954	0	630	188,9104	29,98578
ЛЭП	52	17	0	0	оп. Белогорск 1 - НПС 26	1,97	8,63	-53,09	0	0	0	0	39,74914	18,2968	0	630	114,83	18,22699
ЛЭП	53	54	0	0	оп. Белогорск 2 - оп. Свободный	6,5	27,45	-175,4	0	0	0	0	52,91491	22,09992	0	630	151,0723	23,97973
ЛЭП	54	21	0	0	оп. Свободный - Амурская 220 кВ	0,39	1,54	-9,8	0	0	0	0	53,3371	15,30287	0	630	143,6321	22,79875
ЛЭП	17	21	0	0	НПС 26 - Амурская 220 кВ	5,03	22,03	-135,59	0	0	0	0	39,82517	16,04828	0	630	112,1517	17,80186
ЛЭП	54	16	0	0	оп. Свободный - Свободный 220 кВ	0,048	0,017	-0,104	0	0	0	0	-3,01Е-10	0,005174	0	630	0,013393	0,002126
ЛЭП	36	37	0	0	Архара 220 кВ - НПС-29	2,41	13,86	-89,1	0	0	0	0	21,56085	15,52844	0	960	70,62378	7,356644
ЛЭП	36	38	0	0	Архара 220 кВ - НБГЭС	3,78	21,72	-139,3	0	0	0	0	63,78211	22,3078	0	960	179,5999	18,70832
ЛЭП	55	40	0	0	Архаринская СЭС - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	-74,2303	-5,95112	0	630	195,4175	31,01864
ЛЭП	36	40	0	0	Архара 220 кВ - Райчихинская ГРЭС	5,34	23,87	-147,2	0	0	0	0	41,07432	16,50306	0	630	117,6562	18,6756
ЛЭП	37	38	0	0	НПС-29 - НБГЭС	5,69	32,76	-210,7	0	0	0	0	33,29299	12,18742	0	960	93,75953	9,766618
ЛЭП	38	39	0	0	НБГЭС - Створ 220 кВ	0,05	0,27	-1,7	0	0	0	0	-25,061	4,294878	0	960	66,63265	6,940901
ЛЭП	39	11	0	0	Створ 220 кВ - Завитая 220 кВ	4,16	23,95	-154	0	0	0	0	-24,5649	4,120177	0	960	65,27459	6,799436
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	-8,99412	7,243715	0	600	30,34841	5,058068
ЛЭП	40	11	0	0	Райчихинская ГРЭС - Завитая 220 кВ	4,36	19,13	-117,6	0	0	0	0	-8,99412	7,243715	0	600	30,34841	5,058068
Тр-р	55	56	0	0	Архаринская СЭС - СЭС1	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76707	1,973912	0	0	64,50691	0
Тр-р	55	57	0	0	Архаринская СЭС - СЭС2	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76707	1,973912	0	0	64,50691	0
Тр-р	55	58	0	0	Архаринская СЭС - СЭС3	2,54	55,9	13,2	2,04	0,047	0	0	24,76707	1,973912	0	0	64,50691	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	1,2	0	0	0	0	0	0	610	0	0
ЛЭП	55	36	0	0	Архаринская СЭС - Архара 220 кВ	2,4	8,7	-56	0	0	0	0	0	0	0	610	0	0

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

