

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

Энергетический факультет

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: Инновационное развитие электрической сети Амурского
газоперерабатывающего завода в связи с подключением подстанции ГПП-2

Исполнитель

студент группы 342-ом2

(подпись, дата)

А.П. Касьян

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного

содержания программы

магистратуры

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 26 » 02 2025 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Касьян Антония Григорьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы (магистерской диссертации):

Инновационное развитие энергетической сети Амурского газопровода в связи с подключением подстанции ГПП-2

(утверждено приказом от 06.02.25 № 609-46)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты контрольных замеров, исходная схема энергетической сети Амурского газопровода 220/110 кВ

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

Характеристики района подключения энергетической сети. Выбор оптимального варианта развития сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Схематическая схема. Векторы сети

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

7. Дата выдачи задания 26.02.2025

Руководитель выпускной квалификационной работы: Михаилов Никита Викторович, к.т.н., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 26.02.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 119с., 19 рисунок, 39 таблицы, 51 использованных источников, 5 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УТРОЙСТВА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, РАСЧЕТНЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.

В данной магистерской диссертации выполнена разработка схем развития электрической сети Амурской области в связи с подключением ГПП-2. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения ПС ГПП-2 с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности

В процессе написания магистерской диссертации было принято участие в научно-технических конференциях и написаны научные публикации, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год, страницы
Перспективы внедрения цифровых технологий на подстанциях энергосистем	Вестник Амурского государственного университета. - 2024. - № 105. - С. 96-103.
Преимущества использования протокола связи GOOSE на цифровых подстанциях	Молодежь XXI века: Шаг в будущее. Материалы XXV региональной научно-практической конференции. Том 2. - 2024. - С. 564-565

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	8
Введение	9
1 Анализ современного состояния схемно-режисной ситуации в электрических сетях Свободненского района Амурской Области	12
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования	12
1.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	14
1.3 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района	16
1.3.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	16
1.3.2 Структурный анализ источников питания	16
1.3.3 Структурный анализ линий электропередач	18
1.3.4 Структурный анализ подстанций	19
1.4 Расчет и анализ установившихся режимов существующей сети	21
1.4.1 Моделирование существующего участка электрической сети	25
1.4.2 Анализ режимов существующей сети.	25
2. Характеристика инновационных и цифровых технологий , применяемых при развитии электрической сети	32
2.1 Микропроцессорные терминалы на 10 кВ	32
2.2 Протоколы связи для создания автоматизированного рабочего места	37
2.3 Микропроцессорные терминалы на стороне 110 кВ	43
2.4 Вывод	44
3 Проектирование развития рассматриваемой энергетической сети	45
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	45
3.2 Техническая анализ вариантов развития электрической сети	48
3.3 Вывод	49
4 Техническая проработка выбранных вариантов развития электрической сети амурской области в связи с проектированием подстанции ГПП-2	50

4.1	Описание схемы электроснабжения	50
4.2	Состав сооружений ПС 110 кВ ГПП-2	52
4.3	Выбор оборудования ПС 110 кВ ГПП-2	54
4.4	Потребители переменного тока 10 кВ	60
4.5	Потребители переменного тока 0,4 кВ собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2	60
4.6	Потребители собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2 постоянного тока	62
4.7	Электроснабжение потребителей Амурского ГПЗ на напряжении 10 кВ	63
4.8	Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ ГПП-2 на напряжении 0,4 кВ переменного тока	65
4.9	Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ ГПП-2 на напряжении 220 В постоянного тока	66
4.10	Решения по компенсации реактивной мощности	67
4.11	Релейная защита и автоматика	68
4.11.1	Релейная защита и автоматика ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2	68
4.11.2.	Противоаварийная автоматика	72
4.11.3	Управление выключателями ЗРУ 10 кВ	75
4.11.4	Расчет нагрузки трансформаторов тока и выбор сечения жил контрольных кабелей	76
4.11.5	Расчет мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 10 кВ	77
4.11.6	Электромагнитная совместимость и помехозащищенность устройств РЗА	80
4.12	Мероприятия по обеспечению установленных требований энергетической эффективности.	84
4.13	Сведения о сетевых и трансформаторных объектах	85
4.14	Организация масляного и ремонтного хозяйства	86
4.15	Мероприятий по заземлению и молниезащите	88
4.16	Мероприятия по резервированию электроэнергии	90
4.17	Техническая проработка вариантов развития электрической сети	91

4.17.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС ГПП-2 к РП 110 кВ АГПЗ.	91
4.17.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС ГПП-2 к Свободненской ТЭС	97
4.18 Вывод	102
5 Выбор оптимального варианта развития сети	103
5.1 Капитальные вложения	103
5.2 Расчет эксплуатационных издержек	105
5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	107
5.4 Оценка экономической эффективности проекта	108
5.5 Вывод	112
Заключение	113
Библиографический список	114
Приложение А	120
Приложение Б	121
Приложение В	133
Приложение Г	139
Приложение Д	148

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБК – Административно бытовой комплекс

АВР – Автоматическое включение резерва

АГПЗ – Амурский газоперерабатывающий завод

АИISKУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

АПВ – Автоматическое повторное включение энергоресурсов

АСКУ ЭР – Автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов

АССО – Автоматизированная система Системного оператора

АСУ – Автоматизированная система управления

ВОЛС – Волоконно-оптическая линия связи

ВРУ – Вводное распределительное устройство

ГПП – Главная понизительная подстанция

ГРЩ – Главный распределительный щит

ГЩУ – Главный щит управления

ДГЗ – Дуговая защита

ДЗ – Дистанционная защита

ДЗТ – Дифференциальная защита трансформатора

ЕЭС – Единая энергетическая система

ЗМН – Защита от минимального напряжения

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция

ЛВЖ – Легковоспламеняющаяся жидкость

ЛЗШ – Логическая защита шин

ЛЭП – Линия электропередачи

ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка инновационного развития электрической сети с центрами питания Свободненская ТЭС при подключении крупного потребителя мощностью 43 МВт в Амурской области, а также проектирование новой подстанции ГПП-2, с целью увеличения производительности Амурского Газоперерабатывающего завода.

Актуальность темы обусловлена экономическим и технологическим развитием Амурской области в связи с увеличением объёмов производства на Амурском Газоперерабатывающем заводе.

Объект исследования – электрические сети напряжением 110 кВ Свободненского района Амурской области, а также внутренние сети АППЗ.

Предмет исследования – инновационные и цифровые технологии применяемые в линиях электропередачи и на подстанциях для подключения новых потребителей.

Целью данной магистерской диссертации является проектирование развития электрической сети напряжением 110 кВ в связи с появлением крупных нагрузок для повышения надежности и гибкости схемы.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) Выявление проблемных мест существующей сети и возможности подключения нового крупного потребителя;
- 2) Анализ инновационных технологий применяемых при развитии электрических сетей и подключении ПС;
- 3) Разработка вариантов подключения нового крупного потребителя к электрическим сетям Свободненского района Амурской области;
- 4) Техническая проработка предложенных вариантов;

5) Определение оптимального варианта инновационного развития сети на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

Научная новизна заключается в обоснованном выборе инновационных и цифровых технологий и их адаптации, к реальному объекту при развитии электрических сетей 110 кВ Свободненского района Амурской области.

Практическая значимость работы заключается в том, что в результате мы получаем повышение гибкости электрических сетей 110 кВ Амурского Газоперерабатывающего завода.

В данной работе проделано следующее:

1. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети, дана экономическая и климатическая характеристики, а также рассмотрены территориальные особенности Амурской области, дана характеристика источников питания в рассматриваемом эквиваленте сети, выполнен структурный анализ ЛЭП и ПС, расчёт и анализ режимов существующей сети. По результатам проработанных вопросов в разделе 1 определена возможность подключения к существующим сетям 110 кВ нового крупного потребителя.

2. Приведена характеристика применяемого инновационного оборудования. По результатам данного раздела выбраны инновационные технологии, применение которых возможно при развитии сети.

3. Разработаны варианты развития электрической сети. Были разработаны 4 варианта развития электрической сети и проведя их анализ выбраны 2 для дальнейшего расчета.

4. Выполнена техническая проработка двух выбранных вариантов развития электрической сети при подключении нового крупного потребителя. Оба рассмотренных варианта могут быть осуществимы для подключения нового потребителя также произведены выбор и проверка оборудования для внешнего электроснабжения нового подключаемого потребителя.

5. Произведен расчёт экономической эффективности двух рассматриваемых вариантов. Был сделан выбор оптимального варианта развития сети, а также сделаны необходимые выводы и подведены результаты.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Pro, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ СХЕМНО–РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СВОБОДНЕНСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Краткая характеристика района проектирования требуется для выполнения корректного отображения и дальнейшего анализа данных по климатогеографическим показателям, необходимым для проверки и выбора основного оборудования ПС.

Также в данном разделе необходимо произвести оценку существующего оборудования на предмет необходимости его проектирования.

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектирования

Климат рассматриваемой территории характеризуется резкой континентальностью, которая выражается в больших годовых (45-50 °С) и суточных (до 20 °С) колебаниях температуры воздуха. Разность температур самого холодного и самого теплого месяцев равна 42 – 50° С.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5—7 % от годовых. Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца — января — $-24,4$ °С. Самый сильный мороз за всё время наблюдения достиг отметки $-52,1$ °С. Благодаря сухости воздуха и слабым ветрам мороз переносится сравнительно легко. Вследствие незначительности снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2—2,5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в мае, за исключением нескольких аномальных случаев, когда слабые заморозки отмечались в начале июня. Влияние Тихого океана проявляется в основном летом, когда с моря проникает

летний муссон. Лето жаркое и дождливое. Среднемесячная температура июля — 20,7 °С, наиболее высокие температуры достигают +42 °С (25 июня 2010 года). Максимальное количество осадков выпадает в июле-августе (100—300 мм за месяц)

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.

Таблица 2 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$, °С	-1,1
Высшая температура воздуха t_{+max} , °С	+39,3
Низшая температура воздуха t_{-min} , °С	-50
Температура воздуха при гололеде t_r , °С	-8,2
Температура воздуха при максимальном ветре t_B , °С	-8,2
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-35
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

1.2 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

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

В качестве эквивалента выбран участок существующих сетей Амурской области на напряжение 220-110 кВ, представленный на рисунке 1.

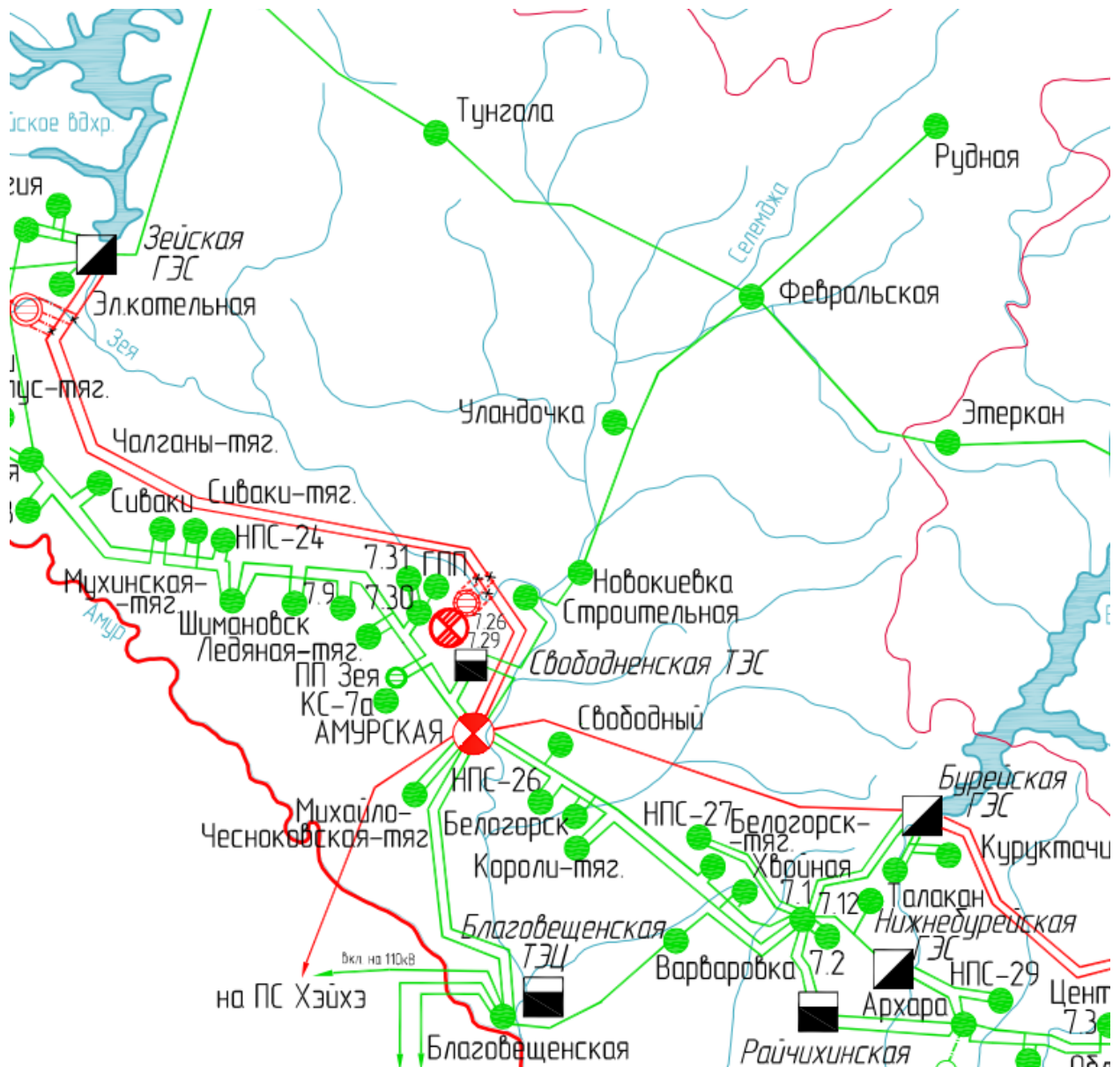


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

Выбранную сеть мы ограничиваем шинами 220 кВ ПС Амурская в дальнейших расчетах примем шины данной подстанции за базисный узел

поскольку в большинстве времени мощность протекает от ПС Амурская к остальным ПС, также шинами 220 кВ ПС Февральская и Мухинская/т.

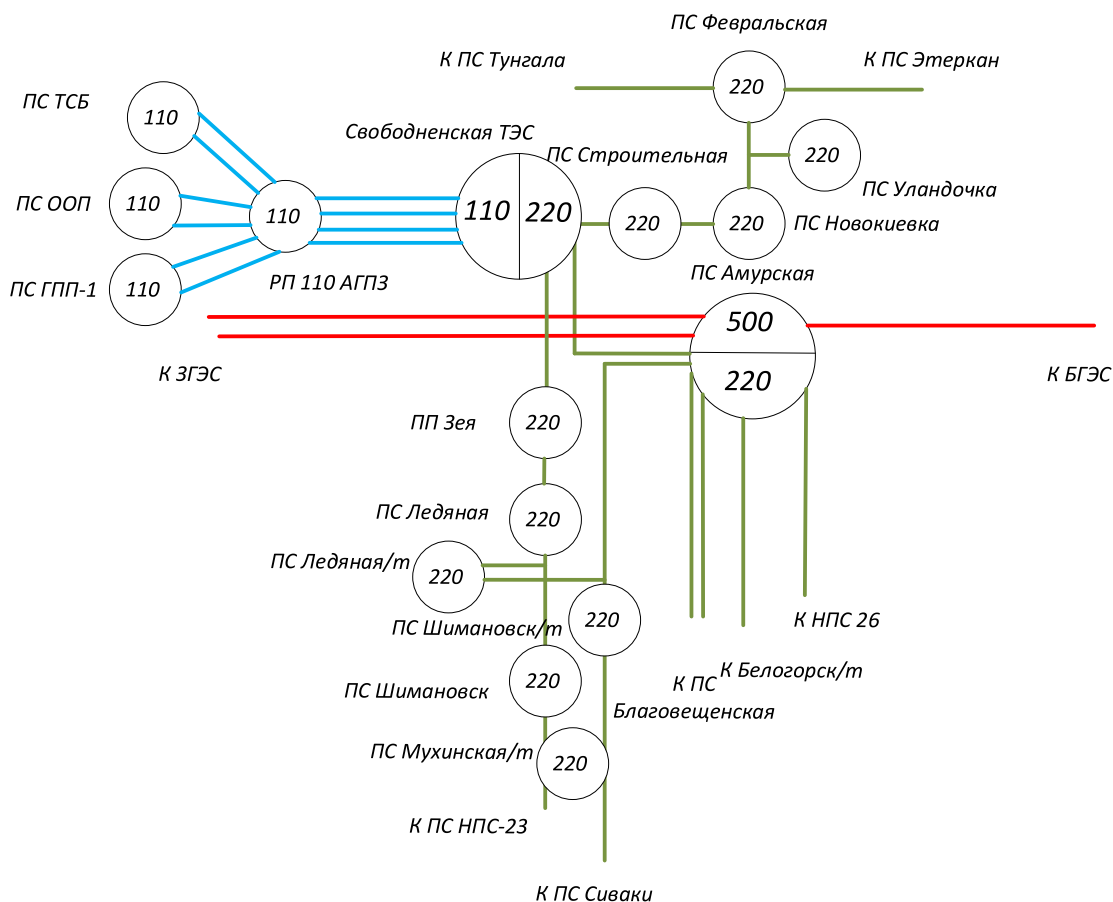


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбран объект генерации: Свободненская ТЭС, выбрана одна ПС с классом напряжения 500 кВ ПС Амурская и 10 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Строительная; ПС Новокиевка; ПС Уланочка; ПС Февральская; ПП Зея; ПС Ледяная; ПС Ледяная/т; ПС Шимановск/т; ПС Шимановск; ПС Мухинская/т, 4 подстанции с высшим классом напряжения 110 кВ: РП 110 АГПЗ; ПС ТСБ; ПС ООП; ПС ГПП-1 .

Так же рассмотрим структурную схему Амурского ГПЗ

Электростанция будет снабжать паром Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ), который станет крупнейшим в стране и вторым по мощности в мире предприятием по переработке природного газа.

В составе Свободненской ТЭС предусматривается два энергоблока ПСУ-80 МВт.

Выдача мощности от генераторов предусматривается через блочные трансформаторы единичной мощностью 125 МВА на шины РУ 110 кВ ТЭС Свободненская.

Присоединение ТЭС Свободненская к энергосистеме Амурской области предусмотрено на напряжении 220 кВ заходами ВЛ 220 кВ Амурская-Ледяная, ВЛ 220 кВ Амурская-Новокиевка. На ТЭС Свободненская установлено четыре автотрансформатора 220/110 кВ единичной мощностью 125 МВА. В проекте также предусмотрена возможность расширения станции с увеличением мощности до 320 МВт.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по линиям электропередачи 220 кВ :

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС - Амурская №1;

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС - Амурская №2;

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС - Новокиевка;

ВЛ-220 кВ Свободненская ТЭС -Зея.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол – во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В – С	В – Н	С – Н				
АТДЦТН – 125000/220/110/10,5	4	11	45	28	305	65	625	0,5
ТЦ – 125000/110/10,5	2	10,5			400	120	687,5	0,55

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол – во	РНОМ, МВт	UНОМ, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
ТВФ-80-2УЗ	2	80	10,5	3000	3000

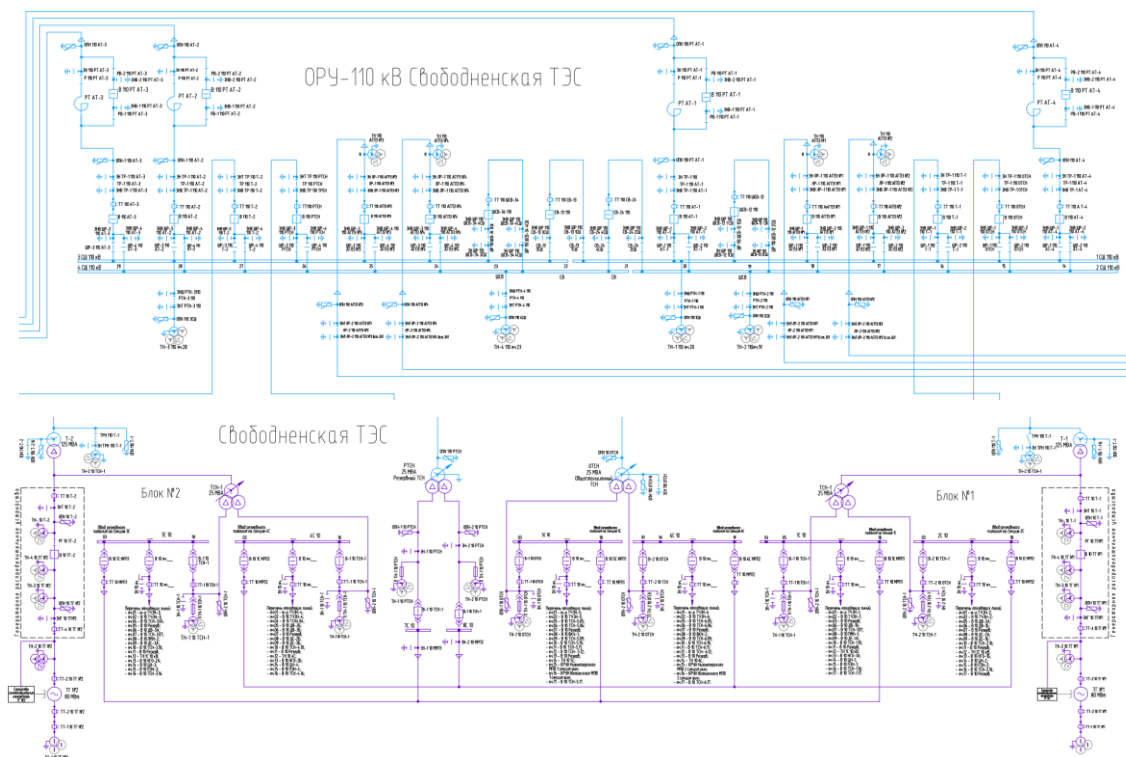


Рисунок 4 – Главная схема Свободненской ТЭС [58]

1.3.3 Структурный анализ линий электропередач

Таблица 5 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети 220-110 кВ

Наименование линии	Сечение линии	Длина линии, км
1	2	3
Свободненская ТЭС – Амурская №1	АС – 240/32	55
Свободненская ТЭС – Амурская №2	АС – 240/32	55
Свободненская ТЭС – ПП Зезя	АС – 300/39	11
кВ ПП Зезя – Ледяная	АС – 300/39	7
ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная /т	АС – 240/32	85
ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т	АС – 300/39	39.5
ВЛ 220 кВ Шимановск – Мухинская/т	АС – 300/39	52.7
ВЛ 220 кВ Шимановск/т – Мухинская/т	АС – 240/32	54.8
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	АС – 300/39	8.2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная	АС – 300/39	88
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка	АС – 240/32	180
4хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – РП 110 АГПЗ	1СХ185/120- 110	2
2хВЛ 110 кВ РП 110 АГПЗ - ТСБ	1СХ185/120- 110	0.2
2хВЛ 110 кВ РП 110 АГПЗ - ООП	1СХ185/120- 110	0.2
2хВЛ 110 кВ РП 110 АГПЗ – ГПП-1	1СХ185/120- 110	0.2

Таблица 6 – Характеристика сечений

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС – 300/39	207
	АС – 240/32	430
110	1СХ185/120-110	2,6

1.3.4 Структурный анализ подстанций

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

Таблица 7 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
ПС Амурская	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПП Зея	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Ледяная	Узловая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Шимановск	Транзитная	Мостик (5АН)

Продолжение таблицы 7

1	2	3
ПС Шимановск/т	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Ледяная/т	Отпаечная	Два блока линия – трансформатор (4Н)
ПС Мухинская/т	Узловая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Строительная	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Новокиевка	Транзитная	Мостик (5АН)
ПС Уландочка	Отпаечная	Блок (линия- трансформатор) с выключателем (3Н)
ПС Февральская	Узловая	Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
РП 110 АГПЗ	Узловая	Две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями (14)
ПС ТСБ	Тупиковая	Два блока линия – трансформатор (4Н)
ПС ООП	Тупиковая	Два блока линия – трансформатор (4Н)
ПС ГПП-1	Тупиковая	Два блока линия – трансформатор (4Н)

Таблица 8 – Количество и марки, установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
ПС Амурская	6 х АОДЦТН-167000/500/220/10; 2 х АТДЦТН-63000/220/110
ПС Шимановск/т	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПП Зея	-
ПС Ледяная	2 х ТДТН – 40000/220/35/10
ПС Сиваки	2 х АТДЦТН – 63000/220/110
ПС Шимановск	2 х ТДТН – 25000/220/35/10
ПС Ледяная/т	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Мухинская/т	2 х ТДТНЖ-40000/220
ПС Строительная	2 х ТДТН – 40000/220/35/10
ПС Новокиевка	2 х ТДТН – 25000/220/35/10
ПС Уландочка	ТДТН – 25000/220/35/10

1	2
ПС Февральская	2 х АТДЦТН-63000/220/110
РП 110 АГПЗ	-
ПС ТСБ	2хТРДН-80000/110
ПС ООП	2хТРДН-80000/110
ПС ГПП-1	2хТРДН-80000/110

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сильные связи ПС 500 кВ Амурская имеет связь с Зейской ГЭС по 3 ЛЭП 220 кВ и по 2 ЛЭП на напряжение 500 кВ, с Бурейской ГЭС по 2 ЛЭП 220 кВ и 1 ЛЭП 500 кВ. Всего в рассматриваемом районе располагаются 1 электростанции с суммарной установленной мощностью 160 МВт, 15 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-240. По схеме подключения ПС преобладают подстанции транзитного типа с схемой подключения мостик (5АН). Результаты данного раздела будут использованы как основа для расчета режимов существующей сети.

1.4 Расчет 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.

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 [27];
- 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 [4], 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 9.

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Таблица 9 – Данные контрольных замеров

Название ПС	Максимальные нагрузки		Минимальные нагрузки	
1	2	3	4	5
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
ПС Амурская 220 2	59,83	17,95	47,86	14,36
ПС Амурская 220 1	59,83	17,95	47,86	14,36
ПС 220 кВ Февральская	50,60	0,17	40,48	0,14
ПС 220 кВ Мухинская/т	35,90	6,84	28,72	5,47
ПС 220 кВ Шимановск	10,34	4,02	8,27	3,21
ПП Зся	10,26	3,42	8,21	2,74
ПС 220 кВ Шимановск/т	9,74	4,96	7,79	3,97
ПС ООП Т2	43,2	17,3	34,56	13,82
ПС ООП Т1	43,2	17,3	34,56	13,82
ПС ТСБ Т2	43,2	17,3	34,56	13,82
ПС ТСБ Т1	43,2	17,3	34,56	13,82
ГПП-1 Т2 НН2	43,2	17,3	34,56	13,82
ГПП-1 Т2 НН1	43,2	17,3	34,56	13,82
ГПП-1 Т1 НН2	43,2	17,3	34,56	13,82

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
ГПП-1 Т1 НН1	43,2	17,3	34,56	13,82
ПС 220 кВ Ледяная/т	6,84	3,42	5,47	2,74
ПС 220 кВ Ледяная	5,13	3,42	4,10	2,74
ПС 220 кВ Новокиевка	2,48	0,26	1,98	0,21
ПС 220 кВ Строительная	1,71	0,34	1,37	0,27
ПС 220 кВ Уландочка	0,85	0,09	0,68	0,07

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

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1.1)$$

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

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

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС 220 кВ Шимановск.

$$P_{Шимановск.}^{прог} = 10.34 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 12.1 \text{ МВт};$$

$$Q_{Шимановск.}^{прог} = 4,01 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 4.7 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети, результаты расчета представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозируемые мощности для ПС

Название ПС	Зима 2028г.		Лето 2028г.	
	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	2	3	4	5
ПС Амурская 220 2	70	21	56,00	16,80

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
ПС Амурская 220 1	70	21	56,00	16,80
ПС 220 кВ Февральская	59,2	0,2	47,36	0,16
ПС 220 кВ Мухинская/т	42	8	33,60	6,40
ПС 220 кВ Шимановск	12,1	4,7	9,68	3,76
ПП Зея	12	4	9,60	3,20
ПС 220 кВ Шимановск/т	11,4	5,8	9,12	4,64
ПС ООП Т2	50,4	20,2	40,32	16,12
ПС ООПТ1	50,4	20,2	40,32	16,12
ПС ТСБ Т2	50,4	20,2	40,32	16,12
ПС ТСБ Т1	50,4	20,2	40,32	16,12
ГПП-1 Т2 НН2	50,4	20,2	40,32	16,12
ГПП-1 Т2 НН1	50,4	20,2	40,32	16,12
ГПП-1 Т1 НН2	50,4	20,2	40,32	16,12
ГПП-1 Т1 НН1	50,4	20,2	40,32	16,12
ПС 220 кВ Ледяная/т	8	4	6,40	3,20
ПС 220 кВ Ледяная	6	4	4,80	3,20
ПС 220 кВ Новокиевка	2,9	0,3	2,32	0,24
ПС 220 кВ Строительная	2	0,4	1,60	0,32
ПС 220 кВ Уландочка	1	0,1	0,80	0,08

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 .

1.4.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

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

1.4.2 Анализ режимов существующей сети.

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

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дд}}$, А	ΔI , %
1	2	3	4
Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	184,37	690	26,72
ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	179,09	690	25,95
ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	148,85	610	24,40
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уланочка	161,01	690	23,33
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-1 Т2	109,93	491	22,39

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4
РП 110 АГПЗ 1 - ГПП-1 Т1	109,03	491	22,21
Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГПЗ 4	108,58	491	22,11
Свободненская ТЭС СН3 - РП 110 АГПЗ 3	108,58	491	22,11
Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГПЗ 2	107,70	491	21,93
Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГПЗ 1	107,70	491	21,93
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	150,40	690	21,80
Свободненская ТЭС 4 - ПП Зея	140,15	690	20,43

Все ВЛ недогружены. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 6.92 МВт. В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах. Схема нормального режима сети показана на рисунке 5.

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:

- отключение 2хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС - РП 110 АГПЗ;

При отключении 2хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС - РП 110 АГПЗ 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 12.

Таблица 12 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении 2хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС - РП 110 АГПЗ

Название	I _{max} , А	I _{дд} , А	ΔI, %
1	2	3	4
Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГПЗ 4	217,22	491	44,24
Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГПЗ 2	215,45	491	43,88
Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	184,37	690	26,72
ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	179,09	690	25,95
ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	148,85	610	24,40
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	161,01	690	23,33
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-1 Т2	109,96	491	22,40
РП 110 АГПЗ 1 - ГПП-1 Т1	109,06	491	22,21
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	150,40	690	21,80
Свободненская ТЭС 4 - ПП Зея	140,14	690	20,43
ПС Амурская 220 2 - Оп.2	105,66	610	17,32
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	109,07	690	15,88
Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	82,47	610	13,52
ПС 220 кВ Ледяная - Оп.1	92,63	690	13,45
Оп.1 - ПС 220 кВ Шимановск	86,33	690	12,51
РП 110 АГПЗ 3 - ПС ТСБ Т2	53,66	491	10,93
РП 110 АГПЗ 4 - ПС ООП Т2	53,66	491	10,93
РП 110 АГПЗ 1 - ПС ТСБ Т1	53,22	491	10,84
РП 110 АГПЗ 2 - ПС ООПТ1	53,22	491	10,84
ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	61,34	610	10,06

Данные по потерям сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	6,92
Отключение 2хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС - РП 110 АГПЗ	7,25

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. Схемы нормального и послеаварийного режима сети показаны на рисунках 5 и 6.

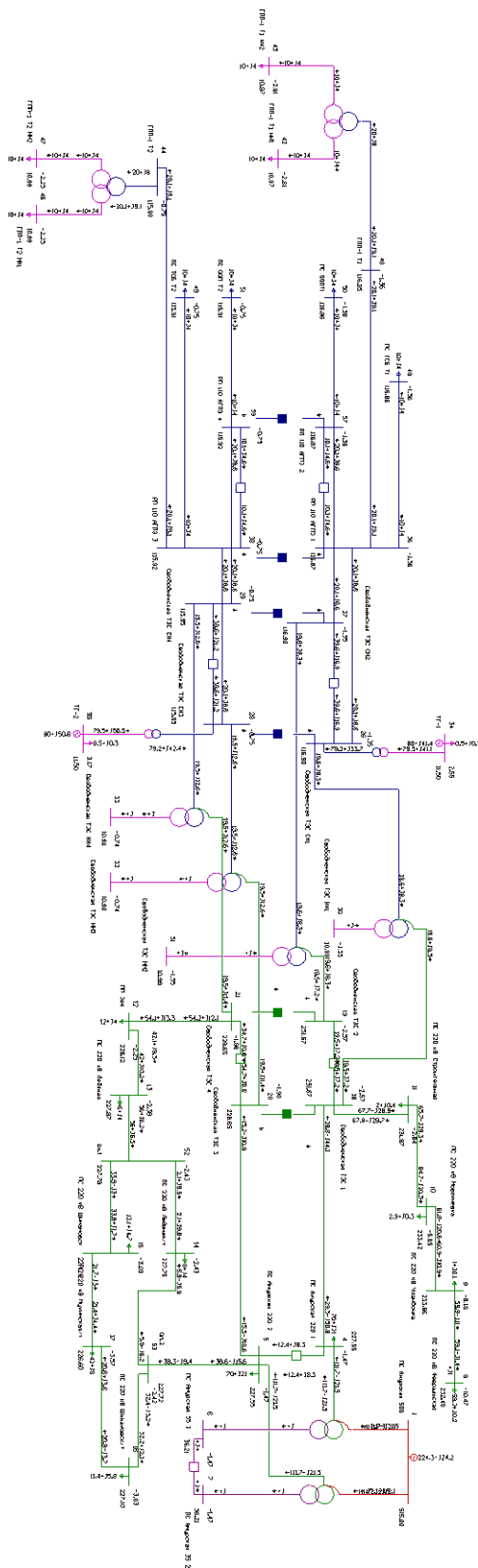


Рисунок 5 - Схема нормального режима сети

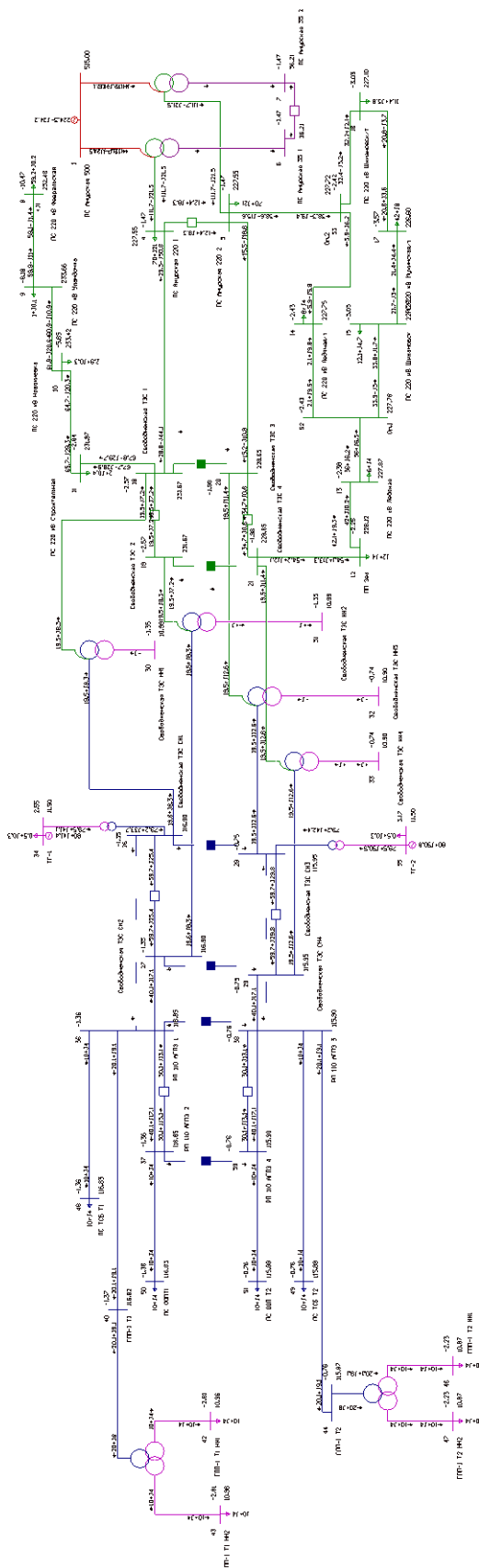


Рисунок 6 - отключение 2хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС - РП 110 кВ АГПЗ

1.5 Вывод

Был выбран эквивалент для дальнейшего проектирования и расчета возможных вариантов развития сети.

После расчета существующего режима никаких проблем с параметрами режима не наблюдается. При расчете послеаварийных режимов мы наблюдаем что линии данной сети так же остаются не перегруженными, как и в нормальном режиме, что позволяет нам выбрать данный район для подключения новой нагрузки.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННЫХ И ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В магистерской диссертации поставлена цель проектирования новой ПС ГПП-2 для будущего подключения новой нагрузки АГПЗ. Для того чтобы подключение удовлетворяло всем современным требованиям, необходимо применение современного оборудования. В этом разделе приведем инновационное оборудование, необходимое для подключения и эксплуатации подстанции.

2.1 Микропроцессорные терминалы на 10 кВ

В качестве инновационного оборудования рассмотрены цифровые терминалы РЗиА двух производителей, а также автоматизированные рабочие места.

Терминал РЗиА французского производства от компании Schneider Electric MiCOM 13X серии и отечественный терминал РЗиА от компании Механотроника БМРЗ 150 серии.

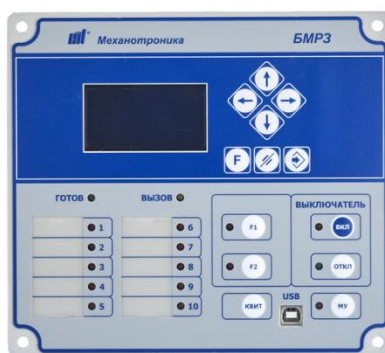


Рисунок 7 – терминал РЗиА от компании Механотроника БМРЗ 150 серии



Рисунок 8 – терминал РЗиА французского производства от компании
Schneider Electric MiCOM 13X серии

Рассмотрев основные особенности данных типов терминалов можно прийти к следующим заключениям.

Основные особенности БМРЗ-150:

Различные исполнения монтажа:

1. лицевая панель встроена в базовый блок (моноблок)
2. лицевая панель — вынесенный пульт (базовый блок отдельно)

Компактный размер

Аппаратная унификация

Повышенная устойчивость к внешней среде:

1. температура эксплуатации от -40°C до $+55^{\circ}\text{C}$, включая дисплей
2. влажность до 98%, иней с последующим его оттаиванием допускается
3. степень защиты оболочки лицевой панели IP54

Высокие характеристики по питанию

Диапазон напряжения от 66 В до 264 В

Допустимое время прерывания питания до 2,5 с

Время готовности после включения 0,6 с

Количество аналоговых входов: 8

Количество дискретных входов/выходов: 22/21

Полный набор функций защит и управления для разных типов присоединений

Смена групп уставок

Единое для всех устройств НТЦ «Механотроника» программное обеспечение «Конфигуратор-МТ» с графическим редактором логики

Функция самодиагностики, определяющая характер неисправности устройства

Расширенный функционал регистрации аварийных сигналов и событий:

1. до 16000 записей в памяти журнала событий
2. не менее 250 осциллограмм длительностью 10 с. Каждая осциллограмма может содержать запись следующих каналов: до двадцати пяти аналоговых сигналов; до 250 дискретных сигналов (дискретные входы, выходы и логические сигналы).
3. Формат осциллограмм COMTRADE 2013, осциллограммы могут быть скачены файлами с расширениями .cfg, .dat, .inf, .hdr, либо файлом с расширением .cff.
4. регистрация параметров аварий в журнале аварий
5. возможность изменять параметры регистратора и состав сигналов
6. защита от удаления данных регистратора

Поддержка протоколов связи:

1. МЭК 61850 (GOOSE, MMS)
2. МЭК 60870-5-104
3. Modbus-TCP
4. МЭК 60870-5-101/103
5. Modbus-RTU
6. SNTP v.4, PTPv.2, NMEA (GPS)

Интерфейсы связи: Ethernet оптический, Ethernet RJ-45, последовательный порт RS-485, USB

Цена: 704 400 Р.

Основным недостатком данного терминала является отсутствие на дисплее мнемосхемы.

Основные особенности MiCOM P139:

Функции управления

1. Управление 6 аппаратами
2. Мониторинг 10 аппаратов
3. Контроль дополнительных сигналов
4. и измеренных значений
5. Мнемосхема ячейки
6. Логика оперативной блокировки ячейки
7. Свыше 200 конфигурируемых ячеек

Измерения

1. Фазные токи
2. Ток нулевой последовательности
3. Напряжение
4. Мощность: P, Q, S
5. Энергия: активная и реактивная
6. Тепловая нагрузка

Другие функции

1. Автоматическое повторное включение
2. 4 группы уставок
3. УРОВ
4. Программируемые входы, выходы, светодиоды
5. До 64 входов / 26 выходов
6. 3 коммуникационных порта:
7. МЭК 60870-103 / -101 / Modbus / DNP 3.0 /
8. МЭК 61850 (сертификат КЕМА)
9. Запись:
 - 9.1 8x200 повреждений

9.2 8х200 перегрузок

9.3 8х200 замыканий на землю

9.4 8 осциллограмм (1 кГц)

9.5 Контроль состояния выключателя

Новое решение

1. Дублированный порт Ethernet
2. Протоколы :
3. SHP – Self Healing Protocol
4. DHP – Dual Homing Protocol
5. RSTP – Rapid Spanning Tree Protocol

Применение

1. Комплект защит с интегрированной функцией контроля и управления.
Для применения установках ВН и СН

Функции защиты

1. Направленная максимальная токовая защита, от междуфазных повреждений, трехступенчатая, с независимой выдержкой времени, и одноступенчатая с обратнозависимой выдержкой времени
2. Направленная ТЗНП
3. Реле минимальной и максимальной частоты f , df/dt , $\Delta f/\Delta t$
4. Реле направления мощности для защиты двигателей с измерением действующего значения токов
5. Токовая защита обратной последовательности
6. Защита от перегрузки с одной постоянной времени
7. Защита двигателя (например, затянутый пуск, ограничение числа пусков и т.д.)
8. Защита от короткого замыкания на землю (по проводимости)
9. Защита минимального напряжения и защита от повышения напряжения
10. Ускорение времени срабатывания в случае включения на короткое замыкание
11. Контроль синхронизма (опция)

Цена: 501 966 Р.

Основным минусом данного терминала является отсутствие его на Российских рынках и проблемное общение с производителями.

Оба терминала имеют возможность создания полностью автоматизированного рабочего места, далее называем его Автоматизированное рабочее место релейщика и автоматизированное рабочее место начальника смены.

2.2 Протоколы связи для создания автоматизированного рабочего места

На цифровых подстанциях могут использоваться различные протоколы связи для обеспечения передачи данных между различными устройствами и системами. Некоторые из наиболее распространенных протоколов включают:

1. IEC 61850 — это стандартный протокол связи для систем автоматизации подстанций, который обеспечивает стандартизированные методы обмена данными между устройствами на подстанции. Он используется для передачи информации о состоянии оборудования, управления и защиты системы.

2. Modbus — это протокол связи, используемый для передачи информации между электронными устройствами через последовательные линии передачи данных (RS-232, RS-485) или сети TCP/IP. Он часто используется для связи между контроллерами и устройствами в системах автоматизации и управления.

3. DNP3 (Distributed Network Protocol) — этот протокол связи применяется для передачи данных в системах управления энергосетями и автоматизации подстанций. Он обеспечивает надежную передачу данных в условиях шума и помех и поддерживает функции управления, мониторинга и защиты.

4. TCP/IP — протокол передачи данных в сетях TCP/IP (например, Ethernet) широко используется для обеспечения связи между различными

устройствами и системами на подстанции. Он обеспечивает гибкость и масштабируемость для передачи данных различных типов и приложений.

5. GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) — это протокол передачи событий, который широко используется в системах автоматизации подстанций, особенно в контексте стандарта IEC 61850.

Так как данный протокол встречается у большинства подстанций рассмотрим его поподробнее.

В рамках протокола GOOSE информация о событиях передается в реальном времени между устройствами на подстанции, такими как защитные реле, устройства управления и мониторинга, а также другие подобные устройства. GOOSE позволяет быстро и надежно распространять информацию о событиях, таких как аварийные сигналы, команды управления или данные о состоянии оборудования.

Протокол GOOSE работает поверх сети Ethernet и обеспечивает высокую скорость передачи данных в реальном времени. Он использует механизм многоадресной рассылки (multicast), чтобы одновременно доставлять данные всем устройствам, которые подписаны на определенные события.

Преимущества протокола GOOSE включают:

- Быстрая передача данных: информация о событиях доставляется в реальном времени, что позволяет быстро реагировать на изменения в системе.

- Надежность: протокол GOOSE обеспечивает высокую надежность передачи данных, что особенно важно для защитных систем и аварийного управления.

- Простота настройки и использования: GOOSE прост в настройке и интеграции с существующими системами, что облегчает его применение в различных проектах.

Протокол GOOSE широко применяется в современных системах управления подстанциями, так как он позволяет эффективно обмениваться

информацией о событиях между различными устройствами, повышая тем самым надежность и эффективность работы энергетической инфраструктуры.

Хотя протокол GOOSE обладает множеством преимуществ, он также имеет некоторые ограничения и минусы:

1. Ограниченная пропускная способность сети: использование многоадресной рассылки (multicast) для передачи данных может привести к увеличению трафика в сети, особенно при большом количестве устройств и событий. Это может стать проблемой в сетях с ограниченной пропускной способностью.

2. Неэффективность при крупномасштабных сетях: В крупных энергосистемах с большим количеством подстанций и устройств использование протокола GOOSE для передачи данных о событиях может быть неэффективным из-за большого объема трафика и возможных задержек.

3. Безопасность: поскольку протокол GOOSE передает данные в открытом виде, существует потенциальный риск перехвата или подмены информации злоумышленниками. Для обеспечения безопасности передачи данных может потребоваться использование дополнительных механизмов шифрования и аутентификации.

4. Сложность конфигурации и управления: несмотря на то что протокол GOOSE предоставляет гибкость и возможности реального времени, его конфигурация и управление могут быть сложными в настройке и поддержке, особенно при большом количестве устройств и событий на подстанции.

5. Зависимость от сетевой инфраструктуры: протокол GOOSE требует наличия сетевой инфраструктуры, поддерживающей передачу данных по протоколу Ethernet. В некоторых случаях это может потребовать дополнительных инвестиций в сетевое оборудование и инфраструктуру.

В целом, несмотря на эти ограничения, протокол GOOSE остается одним из наиболее распространенных и эффективных способов передачи

данных о событиях в системах автоматизации подстанций, особенно при правильном проектировании и настройке.

Терминалы, использующие протокол GOOSE на цифровых подстанциях, могут быть различными устройствами, включая защитные реле, контроллеры, устройства управления, мониторинга и другие. Вот несколько типов терминалов, которые могут поддерживать протокол GOOSE:

1. Защитные реле: защитные реле играют ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы энергосистемы. Они могут использовать протокол GOOSE для быстрой передачи сигналов о событиях, таких как срабатывание защитных функций, аварийные ситуации и изменения параметров сети.

2. Устройства автоматизации и управления: контроллеры и устройства автоматизации выполняют различные функции управления энергосистемой, такие как управление нагрузкой, распределение энергии и координация работы различных устройств. Они также могут использовать протокол GOOSE для обмена данными о событиях и состоянии системы.

3. Устройства мониторинга и диагностики: устройства мониторинга и диагностики отслеживают состояние оборудования на подстанции и обнаруживают возможные проблемы. Они могут использовать протокол GOOSE для передачи информации о событиях, таких как отказы оборудования или изменения параметров сети.

4. Интегрированные устройства управления и защиты: некоторые устройства могут объединять функции управления, защиты и мониторинга в одном компактном устройстве. Они могут использовать протокол GOOSE для обмена данными между различными функциональными блоками и системами.

Это лишь некоторые примеры терминалов, которые могут использовать протокол GOOSE на цифровых подстанциях. Различные производители предлагают разнообразные устройства, поддерживающие этот протокол, в зависимости от конкретных потребностей и требований проекта.

Рассмотрим основное применение цифровых подстанций.

1. Оптимизация распределения электроэнергии в городских сетях: цифровые подстанции позволяют мониторить нагрузку на электросети в реальном времени и автоматически регулировать распределение энергии.

Например, в периоды пикового потребления

энергии система может автоматически перераспределять энергию из менее загруженных сетей в те, которые испытывают большую нагрузку, что позволяет снизить вероятность перегрузок и сбоев.

2. Мониторинг и обслуживание удаленных областей: в удаленных или труднодоступных районах установка цифровых подстанций обеспечивает возможность удаленного мониторинга и управления энергосистемой. Это позволяет операторам энергосистемы оперативно реагировать на возможные проблемы и проводить диагностику оборудования без необходимости физического присутствия на месте.

3. Интеграция возобновляемых источников энергии: цифровые подстанции способствуют более гибкой интеграции возобновляемых источников энергии, таких как солнечные и ветровые электростанции, в основную энергосистему. Они позволяют эффективно управлять разнообразными источниками энергии, балансируя их производство и потребление и обеспечивая стабильность сети.

4. Управление энергосистемой больших промышленных комплексов: в крупных промышленных комплексах, где требуется точное управление потреблением энергии для обеспечения непрерывного производства, цифровые подстанции играют ключевую роль. Они позволяют оптимизировать расход энергии, предотвращать перегрузки и сбои, а также минимизировать потери электроэнергии.

5. Управление микросетями: в небольших микросетях, например, на отдаленных островах или в регионах с непостоянным доступом к основным сетям, цифровые подстанции помогают создать автономные системы энергоснабжения. Они обеспечивают надежное и эффективное управление

распределением энергии в таких микросетях, что повышает их устойчивость и экономическую эффективность.

Благодаря этому протоколу связи появляется возможность дистанционно корректировать уставки релейной защиты и выполнять необходимые переключения.

Рассмотрев программное обеспечение терминалов БМРЗ и MiCOM можно прийти к выводу что программа для БМРЗ более удобная в эксплуатации, так как полностью на русском языке, все файлы БФПО можно обновить в любое время с сайта производителя, а так же в случае возникновения проблем в логике или необходимости создания специфичного файла БФПО есть возможность связаться с производителями по телефону или через почту компании, которая посоветует решение или самостоятельно создаст необходимый файл и предоставит его компании.

Однако в терминалах БМРЗ есть как гибкая так и жесткая логика, и в некоторых случаях проблемы возникают именно с жесткой логикой. Так же в Конфигураторе МТ есть возможность настроить передачу всех данных на удалённое рабочее место, не используя дополнительные программы.

Для работы с терминалами MiCOM используется несколько программ. Основной является программа под названием Easergy Studio. Данная программа позволяет создавать системы из терминалов, настраивать полностью GOSSE сообщение между терминалами, а так же позволяет изменять уставки, скачивать осциллограммы и журналы событий.

Основным недостатком данной программы является то что в данный момент обновление и установка самой программа не возможна.

Логика в данных терминалах более гибкая, и позволяет отображать ее в отдельном окне в формате онлайн, для полного наблюдения за работой логики.

Для данной подстанции рекомендуется выбрать терминалы от компании Механотроника БМРЗ.

2.3 Микропроцессорные терминалы на стороне 110 кВ

На стороне 110 кВ установлены терминалы от компании АВВ. Данные терминалы установлены как три панели, каждая из которых отвечает за свой спектр функций, таких как панель основных защит трансформатора, дополнительные защиты и панель управления выключателем. Данные терминалы собираются в большую оптическую сеть и благодаря ПО появляется возможность так же редактировать уставки дистанционно, скачивать осциллограммы и журналы события, не подключаясь к каждому терминалу отдельно, что экономит как время, так и упрощает работу в поиске и устранении причин аварий. Логика в данных терминалах представлена как отдельные блоки, что позволяет с лёгкостью найти необходимый блок и защиту, а так же самостоятельно задать уходящий и приходящий сигнал по оптической связи по протоколу GOOSE.



Рисунок 9 – терминал РЗиА производства от компании АВВ

Использование данных терминалов требует от персонала понимания работы логики таких терминалов, а главное внимательность, ведь при

ошибочном срабатывании защиты данные терминалы могут остановить весь производственный процесс.

2.4 Вывод

Для проектирования ПС ГПП-2 принята инновация в создании полностью автоматизированной подстанции дистанционного управления с АРМ начальника смены оперативного персонала.

Так же данные протоколы связи и цифровые терминалы на прямую передают текущие данные как на АРМ начальника смены, так и на АРМ репейника, что позволяет дистанционно фиксировать срабатывания защит и изменения в работе системы.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

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

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики ЕЭС РФ на период 2023 – 2028 годов» предполагается строительство ПС ГПП-2, предполагаемая электрическая мощность ПС ГПП-2 составит 20 МВт.

Для разработки вариантов подключения необходимо определить рациональное напряжение предполагаемого объекта.

Проверка номинального напряжения

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}} ; \quad (3.1)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{1} + \frac{2500}{20}}} = 40 \text{ кВ.}$$

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС ГПП-2 к РП 110 кВ АГПЗ. Данный вариант подразумевает:

-
- The diagram illustrates the power supply system for the Krasnodar region, centered around the Rostov-110 AGPS (РП 110 АГПЗ) substation. The system includes the following components and connections:
- Power Stations (ПС) and Substations (ПП):**
 - ПС ГПП-2 (110 kV)
 - ПС ТСБ (110 kV)
 - ПС ООП (110 kV)
 - ПС ГПП-1 (110 kV)
 - К ПС Тунгала (220 kV)
 - ПС Февральская (220 kV)
 - К ПС Этеркан (220 kV)
 - Свободненская ТЭС (220 kV)
 - ПС Строительная (220 kV)
 - ПС Уландочка (220 kV)
 - ПС Новокиевка (220 kV)
 - ПС Амурская (220 kV)
 - К ЗГЭС (220 kV)
 - К БГЭС (500 kV)
 - ПП Зезя (220 kV)
 - ПС Ледяная (220 kV)
 - ПС Ледяная/т (220 kV)
 - ПС Шимановск/т (220 kV)
 - ПС Шимановск (220 kV)
 - ПС Мухинская/т (220 kV)
 - К ПС НПС-23 (220 kV)
 - К ПС НПС-26 (220 kV)
 - К ПС Белогорск/т (220 kV)
 - Благовещенская (220 kV)
 - К ПС Сиваки (220 kV)
 - Transmission Lines (ЛЭП):**
 - 110 kV lines connecting PS GPP-2, PS TSB, PS OOP, and PS GPP-1 to Rostov-110 AGPS.
 - 220 kV lines connecting Rostov-110 AGPS to various substations and power stations.
 - 500 kV lines connecting Rostov-110 AGPS to the BGE (К БГЭС).

Вариант 2. Предусматривает подключение ПС ГПП-2 к Свободненской ТЭС. Данный вариант подразумевает:

- 46

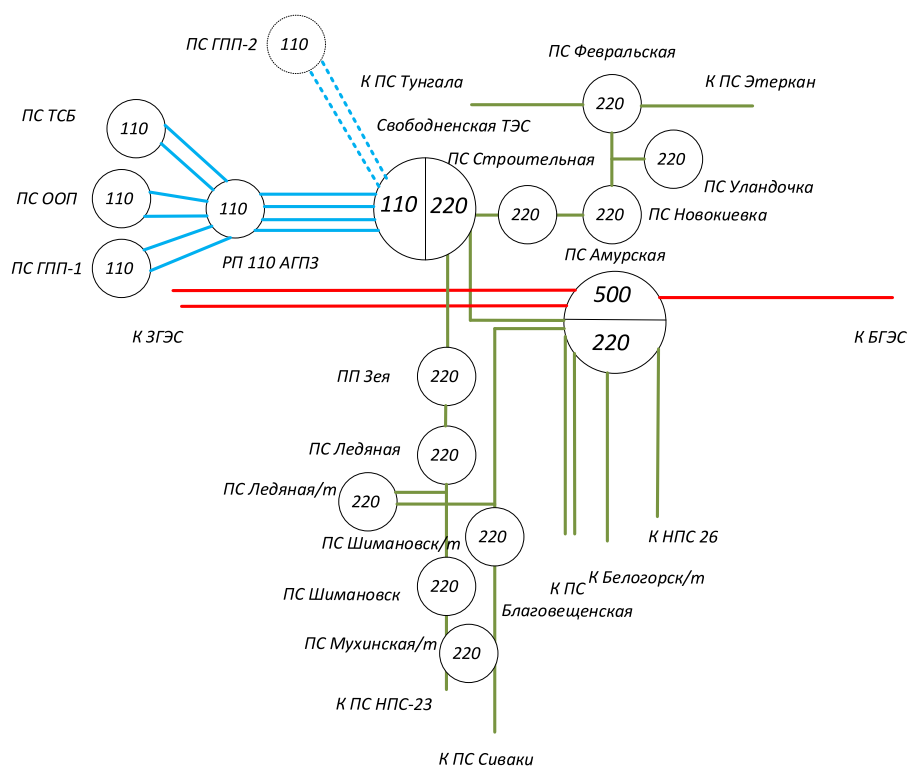


Рисунок 11 - Вариант подключения 2

Вариант 3. Предусматривает подключение ПС ГПП-2 к Свободненской ТЭС. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ГПП-2;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – ГПП-2 2 км.

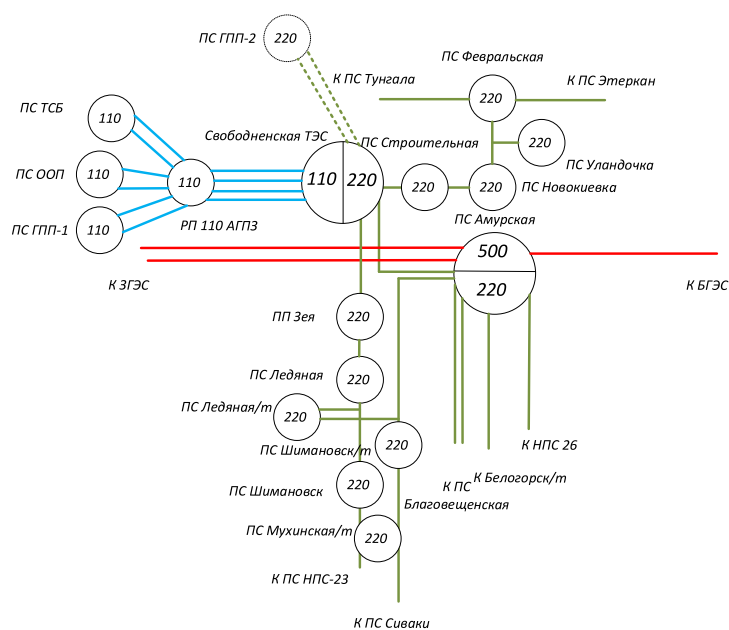


Рисунок 12- Вариант подключения 3

Вариант 4. Предусматривает подключение ПС ГПП-2 к Свободненской ТЭС и РП 110 кВ АГПЗ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС ГПП-2;
- строительство 2хВЛ 110 кВ РП АГПЗ – ГПП-2 1 км;
- строительство ВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – ГПП-2 1 км.

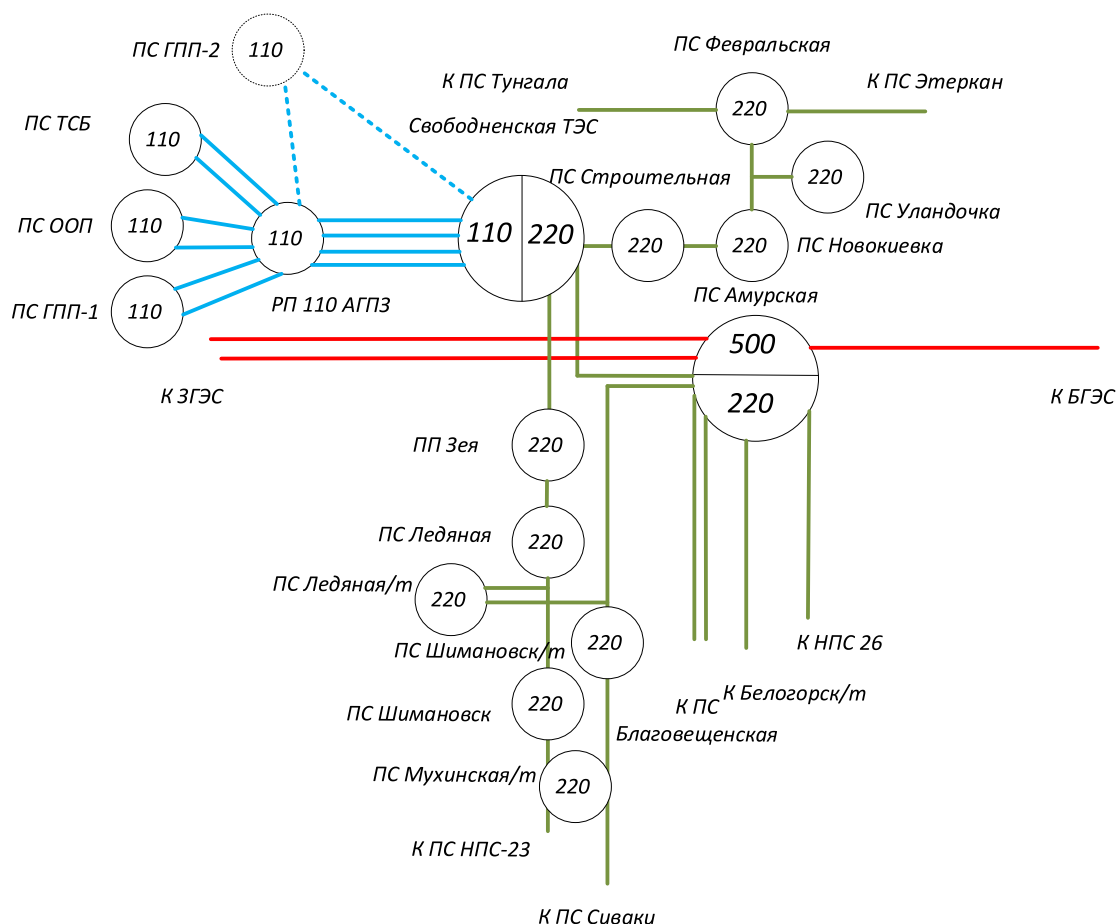


Рисунок 13- Вариант подключения 4

3.2 Техническая анализ вариантов развития электрической сети

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

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей могут быть сформулированы следующим образом:

1) схема сети должна быть по возможности простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно

кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;

2) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также потери мощности и электроэнергии. Из принятых четырех схем выберем две. Выбор произведем по следующим показателям :

- а) протяженность трасс линий;
- б) протяженность линий в одноцепном исполнении;
- в) суммарное количество ячеек выключателей 110(35) - 220 кВ на подстанциях сети;
- г) необходимая реконструкция существующих объектов.

Для анализа предложенных вариантовведем сведение о длине проектируемой линии и необходимой реконструкции в таблицу 13.

Таблица 13 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Длина линии км	Дополнительная реконструкция
1	1	Добавление 2х линейных ячеек 110 кВ
2	2	Добавление 2х линейных ячеек 110 кВ
3	2	Добавление 2х линейных ячеек 220 кВ
4	2	Добавление 2х линейных ячеек 110 кВ

3.3 Вывод

Была произведена разработка 4 вариантов развития электрической сети и описаны мероприятия для их реализации. После сопоставительного анализа для дальнейшего технического анализа выбраны первый и второй вариант. Для данных вариантов исходя из инновационного оборудования, рассмотренного в разделе 2 возможно применение всех предложенных технологий.

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

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПРОЕКТИРОВАНИЕМ ПОДСТАНЦИИ ГПП-2

4.1 Описание схемы электроснабжения

Для приема и распределения электроэнергии на территории Амурского газоперерабатывающего завода сооружается распределительный пункт 110 кВ (РП 110 кВ АГПЗ).

Внутриплощадочная распределительная сеть Амурского ГПЗ выполняется на напряжении 110 кВ с сооружением нескольких понизительных подстанций ПС 110 кВ ГПП-1, ПС 110 кВ ГПП-2, ПС 110 кВ ООП и ПС 110 кВ ТСБ.

Электроснабжение площадки ГПП-2 осуществляется с двух разных систем шин 110 кВ РП 110 кВ АГПЗ. Подключение проектируемой ПС 110 кВ ГПП-2 осуществляется по КВЛ 110 кВ АГПЗ – ГПП-2 № 1, КВЛ 110 кВ АГПЗ – ГПП-2 № 2, протяженностью 0,15 км каждая.

Взрывоопасные зоны на площадке ПС 110 кВ ГПП-2 отсутствуют.

ПС 110 кВ ГПП-2 осуществляет прием электроэнергии на напряжении 110 кВ, её трансформацию и распределение на напряжении 10 кВ, обеспечивая I категорию надежности электроснабжения потребителей в нормальном режиме работы схемы. Мощность силовых трансформаторов подстанции обеспечивает 100 % резервирование питания нагрузки от одного трансформатора в аварийном режиме.

Согласно Нормам технологического проектирования «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий» при построении системы электроснабжения предприятия во всех случаях, где это, возможно, следует применять схему глубокого ввода, как наиболее экономичную и надежную систему распределения электроэнергии. Так как

площадка ПС 110 кВ ГПП-2 расположена в непосредственной близости от РП 110 кВ "Амурского ГПЗ протяжённость подключающих ЛЭП составляет 150 м, принимается схема глубокого ввода, без дополнительных коммутационных аппаратов на стороне 110 кВ ПС 110 кВ ГПП-2.

Мощность силовых трансформаторов подстанций обеспечивает 100 % резервирование питания нагрузки от одного трансформатора в аварийном режиме. В таблице 14 приведены характеристики ПС ГПП-2.

Таблица 14 – Характеристика понизительной подстанции ГПП-2

Наименования ГПП	Расчетная мощность потребителей, кВт	Назначение	Состав ГПП
ПС 110 кВ ГПП-2	43712,65	Электроснабжение технологических потребителей	Трансформаторы 110/10 кВ 80 МВА – 2 шт.; ЗРУ 10кВ

Для ограничения токов КЗ до уровня не выше 31,5 кА на стороне 10 кВ до вводных выключателей ЗРУ 10 кВ устанавливаются сухие трехфазные токоограничивающие реакторы типа РТСТ-10-2500.

Расчетные максимальные значения токов короткого замыкания ПС 110 кВ ГПП-2 были получены во время прохождения производственной практики, проверены через расчет в ПВК RastrWin3 и представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Таблица токов КЗ

Место КЗ	Ток КЗ, кА		
	Максимальный однофазный	Максимальный трехфазный	Ударный
1	2	3	4
Выводы 110 кВ силового трансформатора 110/10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2	9,22	7,02	18,0
Выводы 10 кВ силового трансформатора 110/10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2	-	27,1	72,8
Шины 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2	-	26,9	65,5
Шины 0,4 кВ ПС 110 кВ ГПП-2	-	19,8	43,9

Электроприёмники, расположенные на территории завода и вспомогательной зоны, относятся ко второй категории надежности (ПУЭ 7 издание) и должны обеспечиваться питанием от двух независимых взаиморезервируемых источников электроснабжения. Перерыв в электроснабжении от одного из независимых источников возможен на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала. Ввиду наличия потребителей первой категории надежности электроснабжения на объекте, на ЗРУ 10 кВ ПС ГПП-2 предусмотрен АВР между секциями, обеспечивающий первую категорию по надежности электроснабжения потребителей в нормальном режиме работы схемы.

Подключение потребителей 10 кВ АГПЗ к шинам ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 выполняется по радиальной схеме (индивидуальные ячейки для каждого потребителя).

4.2 Состав сооружений ПС 110 кВ ГПП-2

Для электроснабжения технологических потребителей предусматривается строительство ПС 110 кВ с двумя трансформаторами единичной мощностью 80 МВА. Подстанция принимается комплектно – блочного исполнения максимальной заводской готовности.

В состав ПС 110 кВ ГПП-2 входят следующие сооружения и оборудование:

- а) силовой масляный трансформатор 110/10 кВ ТРДН-80000/110-УХЛ1 – 2 шт.;
- б) блок заземлителей нейтрали трансформаторов 110/10 кВ – 2 шт., в комплекте с оборудованием:
 - 1) заземлитель однополюсный 110 кВ STA с двигательным приводом СММ – 1 шт.;
 - 2) ограничитель перенапряжения 110 кВ – Rexlim R072-1 26E – 1 шт.;
- в) ограничитель перенапряжения Rexlim Q120-123E – 6 шт.;
- г) блочно-контейнерное здание ЗРУ 10 кВ;

д) токоограничивающие реакторы типа РТСТ-10-2500-0,25-УХЛ1 – 4 шт.;

е) ячейковый портал ПСТ-110 Я1С – 2 шт.;

ж) токопроводы 10 кВ от силовых трансформаторов к ЗРУ 10 кВ.

Для размещения шкафов КРУ 10 кВ, систем собственных нужд постоянного и переменного тока, оборудования АСУ ТП, и другого оборудования на ПС 110 кВ ГПП-2 сооружается блочно-контейнерное здание ЗРУ 10 кВ.

Блочно-контейнерное здание ЗРУ 10 кВ поставляется на стройплощадку в виде отдельных блок-контейнеров высокой заводской готовности с частично смонтированным оборудованием. На стройплощадке производится сборка (монтаж) здания на заранее подготовленные фундаменты, проводятся работы по переводу здания и транспортного положения в эксплуатационное и устанавливается оборудование, поставляемое отдельно.

Установка контейнеров производится на свайный фундамент, приподнятый над уровнем земли на 2,2 м. Под зданием расположены кабельные конструкции для прокладки силовых и контрольных кабелей.

Связь ЗРУ 10 кВ с силовыми трансформаторами осуществляется жестким шинопроводом 10 кВ открытого исполнения.

Проектом предусматривается применение стальных ячейковых порталов типа ПСТ-110Я С1, принятые по типовому проекту 3.407.2-162 «Унифицированные стальные порталы открытых распределительных устройств 35-150 кВ для обычных и северных районов»[30]. Конструкции ячейковых порталов рассчитаны на прочность, устойчивость и деформативность в соответствии с требованиями ПУЭ 7-е издание

Молниезащита сооружений ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2, РП 110 кВ АГПЗ и вспомогательных зданий, и сооружений выполняется отдельностоящими молниеотводами

4.3 Выбор оборудования ПС 110 кВ ГПП-2

Выбор оборудования 110 и 10 кВ ПС 1 10 кВ ГПП-2 осуществляется по следующим критериям:

- по нагрузочной способности;
- по термической стойкости к токам короткого замыкания (КЗ);
- по динамической стойкости к ударным токам КЗ.

Мощность силового трансформатора принята в соответствии с данными расчета электрических нагрузок (см. таблицу 19),

$$P_{\text{расч.}} = 43712,65 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{расч.тр.}} = \frac{P_{\text{расч.}}}{\cos \varphi} \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч.тр.}} = \frac{43712,65}{0,95} = 46013 \text{ кВА}$$

где $S_{\text{расч.тр.}}$ – расчетная полная мощность трансформатора, кВА;

$P_{\text{расч.}}$ – суммарная расчетная мощность потребителей ГПП-2, кВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Условие выбора единичной мощности силового трансформатора $S_{\text{НОМ}}$:

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{расч.тр.}},$$

$$80000 \text{ кВА} \geq 46013 \text{ кВА.}$$

На ПС 110 кВ ГПП-2 предусматривается применение гибкой ошиновки на напряжение 110 кВ и жесткой ошиновки на напряжение 10 кВ.

Проверка сечения проводов гибкой ошиновки по длительно допустимому току выполнена исходя из номинальной мощности силового трансформатора, работающего в режиме 100 % резервирования питания всей нагрузки от одного трансформатора в аварийном режиме.

Гибкая ошиновка 110 кВ выполняется проводом АС-240/32.

Допустимый длительный ток провода АС-240/32 составляет 05 А.

Для ПС 110 кВ ГПП-2:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.2)$$

$$I_{ном} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 420 \text{ A} < I_{дд} = 605 \text{ A}$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток силового трансформатора, А;

$S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{дд}$ – длительно допустимый ток проводника, А.

Провод АС-240/32 удовлетворяет требованиям по воздействию токов КЗ и условию минимально допустимого сечения по короне и радиопомехам. Гибкая ошиновка в пределах открытых распределительных устройств по экономической плотности тока не проверяется.

Токопровод 10 кВ между силовым трансформатором 110/10 кВ и ЗРУ 10 кВ выполняются неизолированными жесткими алюминиевыми шинами прямоугольного сечения 120х10 мм.

Допустимый длительный ток шин составляет 2650 А.

$$I_{ном_10} = \frac{S_{ном_ОБ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (4.3)$$

$$I_{ном_10} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312 \text{ A} \leq 2650 \text{ A}$$

где $I_{ном_10}$ – номинальный ток расщепленной обмотки силового трансформатора на стороне 10 кВ, А;

$S_{ном_ОБ}$ – номинальная мощность расщепленной обмотки НН силового трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Жесткая ошиновка выполняется на опорных изоляторах ИОС-20-2000-

УХЛ1. Расстояние между рядами опорных изоляторов принято не более 1,5 м, расстояние между фазами принято 0,6 м. Конструкция жесткой ошиновки проверена на динамическую стойкость к ударным токам КЗ.

Выбор высоковольтного оборудования ПС 110 кВ ГПП-2 приведен в таблицах 16, 17

Таблица 16 - Выбор основного оборудования ПС 110 кВ ГПП-2

Параметр	Значение	Условие выбора	Числовые значения
1	2	3	4
ПС 110 кВ ГПП-2			
Силовой трансформатор 110/10 кВ ТРДН-80000/110/10/10	$S_{НОМ}=80 \text{ МВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{расч.}$	$80 \text{ МВА} > 46,013 \text{ МВА}$
Заземлитель однополюсный 110 кВ STA	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ТЕРМ} = 40 \text{ кА (3 сек.)}$ $I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.С}$ $I_{ТЕРМ} \geq I_{КЗ \text{ МАХ}}$ $I_{ТЕРМ} \cdot t$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$ $40 \text{ кА} > 9,22 \text{ кА}$
		$B_{ТЕРМ} \geq B_{К}$ $B_{К} = I_{КЗ}^2 (t_{РЗ} + t_{ОВ} + T_a) \quad I_{ДИН} \geq I_{уд}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 9,222(0,14+0,05+0,05)=20,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $100 \text{ кА} > 18,0 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения 110кВ Pexlim R072-YN123E	$U_{НОМ}=72 \text{ кВ}$ $U_{МАХ}=123 \text{ кВ}$ $I_{ВЗР}=50 \text{ кА}$	$U_{МАХ} \geq U_{НОМ.С}$ $I_{ВЗР} \geq 1,2 I_{КЗ \text{ МАХ}}$	$123 \text{ кВ} > 110 \text{ кВ}$ $50 \text{ кА} > 11,06 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения 110кВ Pexlim R108-YN123E	$U_{НОМ} = 108 \text{ кВ}$ $U_{МАХ} = 123 \text{ кВ}$ $U_{НД}=78 \text{ кВ}$ $I_{ВЗР} = 50 \text{ кА}$	$U_{НД} \geq (1,05 U_{МАХ}) \sqrt{3}$ $U_{МАХ} \geq U_{НОМ.С}$ $I_{ВЗР} \geq 1,2 I_{КЗ \text{ МАХ}}$	$78 \text{ кВ} > 75 \text{ кВ}$ $123 \text{ кВ} > 110 \text{ кВ}$ $50 \text{ кА} > 11,06 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения 10кВ ОПН-П/ЗЭУ-10/12/10/550	$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$ $U_{МАХ}=12 \text{ кВ}$ $I_{ВЗР}=40 \text{ кА}$	$U_{МАХ} \geq U_{НОМ.С}$ $I_{ВЗР} \geq 1,2 I_{КЗ \text{ МАХ}}$	$12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ}$ $40 \text{ кА} > 32,52 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Токоограничивающий реактор РТСТ-10-250≥0-0,25-УХЛ1	$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{дд}=2500 \text{ А}$	$I_{дд} \geq I_{расч}$	$2500 \text{ А} > 2312 \text{ А}$
	$I_{терм}=31,5 \text{ кА}$ $t_{ном} = 1 \text{ с}$ $W_{тер.ном.}=I_{терм}^2 \cdot t_{ном}=992 \text{ кА}^2 \text{ с}$ $I_{кз.мах}=10,7 \text{ кА}$ $t_{кз}=1,4+0,05=1,45 \text{ с}$ $W_{тер.расч.}=I_{кз.мах.}^2 \cdot t_{кз}=166 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$W_{тер.ном.} \geq$ $W_{тер.расч.}$	$992 \text{ кА}^2 \text{ с} \geq 166 \text{ кА}^2 \text{ с}$
	$I_{дин}=80 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$	$80 \text{ кА} \geq 29,1 \text{ кА}$
Гибкая ошиновка 110 кВ АС 400/93	$I_{дд}=705 \text{ А}$	$I_{дд} \geq I_{расч}$	$705 \text{ А} > 420 \text{ А}$
Жёсткая ошиновка 10 кВ медные шины 120*10 мм	$I_{дд}=2650 \text{ А}$	$I_{дд} \geq I_{расч}$	$2650 \text{ А} > 2312$

Таблица 17 - Выбор основного оборудования КРУ-10 кВ

Параметр	Значение	Условие выбора	Параметры режима
1	2	3	4
10 кВ в КРУ-10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2			
Номинальное напряжение	$U_{макс} = 12 \text{ кВ}$	$U_{макс} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
Номинальный ток вводных и секционного выключателей ПС 110 кВ ГПП-2 $S_{тр}=80000 \text{ кВА}$ ($S_{НОМ_ОБ} = 40000 \text{ кВА}$)	$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}$	$I_{МАХ} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312 \text{ А}$
Номинальный ток выключателя отходящей линии (максимальное значение)	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}$	$I_{МАХ} = 1594 \text{ А}$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
Номинальный ток отключения выключателя ПС 110 кВ ГПП-2	$I_{\text{ТЕРМ}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ТЕРМ}} \geq I_{\text{кз max}}$	$I_{\text{кз max}} = 26,9 \text{ кА}$
Апериодическая составляющая тока КЗ	$\beta_{\text{ном}} = 40\%$ $i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot$ $I_{\text{ном откл}}/100 = \sqrt{2} \cdot$ $40 \cdot 31,5/100 = 17,82$ кА	$i_{\text{а ном}} > i_{\text{а t}}$	$T_{\text{а}} = 0,06 \text{ с}$ $t = t_{\text{св}} + t_{\text{рз}} = 0,03 + 0,0$ $3 = 0,06 \text{ с}$ $i_{\text{а t}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз max}} \cdot$ $e^{-t/T_{\text{а}}} = \sqrt{2} \cdot 26,9 \cdot$ $0,368 = 14 \text{ кА}$
Ток термической стойкости выключателя ПС 110 кВ ГПП-1 Продолжительность КЗ Интеграл Джоуля, $W_{\text{тер}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t$	$I_{\text{терм}} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{\text{ном}} = 3 \text{ с}$ $W_{\text{тер ном}} =$ $2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{тер ном}} \geq W_{\text{тер}}$ кз max	$I_{\text{кз max}} = 26,9 \text{ кА}$ $t_{\text{кз1}} = 1,1 + 0,03 =$ $1,13 \text{ с}$ $W_{\text{тер расч}} = 818 \text{ кА}^2\text{с}$
Ток электродинамической стойкости выключателя ПС 110 кВ ГПП-2	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 65,5 \text{ кА}$
Трансформаторы тока в КРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 (представлены значения при максимальных и минимальных номинальных токах ТТ, в остальных ячейках ТТ выбирается аналогичным способом)			
Номинальное напряжение	$U_{\text{макс}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{макс}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 3000/5 \text{ А}$ $I_{\text{ном}} = 150/5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}} = 2313 \text{ А}$ $I_{\text{мах}} = 23 \text{ А}$
Ток термической стойкости Продолжительность КЗ Интеграл Джоуля, $W_{\text{тер}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot t$	$I_{\text{терм}} = 31,5 \text{ кА}$ $t_{\text{ном}} = 1 \text{ с}$ $W_{\text{тер ном}} =$ $992 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{тер ном}} \geq W_{\text{тер}}$ кз max	$I_{\text{кз max}} = 26,9 \text{ кА}$ $t_{\text{кз1}} = 1,1 + 0,03 =$ $1,13 \text{ с}$ $W_{\text{тер расч}} =$ $818 \text{ кА}^2\text{с}$
Ток электродинамической стойкости	$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 65,5 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
Разъединители в КРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2			
Номинальное напряжение	$U_{\max}=12 \text{ кВ}$	$U_{\max} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$	$I_{\max} = 2313 \text{ А}$
Ток термической стойкости Продолжительность КЗ Интеграл Джоуля, $W_{\text{тер}}=I_{\text{кз}}^2 \cdot t$	$I_{\text{терм}}=31,5 \text{ кА}$ $t_{\text{ном}} = 1 \text{ с}$ $W_{\text{тер ном}} = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{тер ном}} \geq W_{\text{тер}}$ кз max	$I_{\text{кз max}}= 26,9 \text{ кА}$ $t_{\text{кз1}}=1,1+0,03=1,13 \text{ с}$ $W_{\text{тер расч}} = 818 \text{ кА}^2\text{с}$
Ток электродинамической стойкости	$I_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}}= 65,5 \text{ кА}$

Выбор кабельных линий 10 кВ, отходящих от РУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 осуществляется по следующим критериям:

- по условию невозгорания при воздействии ТКЗ (по ГОСТ Р 52736-2007);
- по экономической плотности тока (по ПУЭ);
- по условиям продолжительного режима работы (по ПУЭ).

Определение минимального сечения кабельных линий 10 кВ по невозгоранию приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Определение минимального сечения кабельных линий 10 кВ по невозгоранию

Параметр	Значение	Примечание
1	2	3
Максимальный ток КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2, $I_{\text{кз max}}$	26,9 кА	
Расчетная продолжительность КЗ (сумма времени действия резервной защиты данного присоединения и полного времени отключения выключателя)	$t_{\text{кз1}} = 0,3+0,03=0,33 \text{ с}$ $t_{\text{кз2}}=1,1+0,03=1,13 \text{ с}$	$t_{\text{кз1}}$ – время отключения КЗ для выключателей к КТП 10/0,4 кВ $t_{\text{кз2}}$ – время отключения КЗ для выключателей к РУ 10 кВ

Продолжение таблицы 18

1	2	3
Интеграл Джоуля $W_{тер} = I_k z^2 \cdot t$	239 кА ² ·с 818 кА ² ·с	- для выключателей к КТП 10/0,4 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 - время откл. КЗ для выключателей к РУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2
А _{доп} – А _{ун} ; - функция, определяющая разницу в температурах кабеля после (400 °С) и до КЗ (90 °С)	$3,2 \cdot 10^{-2}$ (кА ² · с/мм ⁴)	$S_{MIN} = \sqrt{\frac{B_{тер}}{A_{γ_{доп}} - A_{γ_{ун}}}}$
Минимальное сечение кабеля	86 160	- для линий к КТП 10/0,4кВ ПС 110 кВ ГПП-2 – 95 мм ² - для линий к РУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 – 185 мм ²

4.4 Потребители переменного тока 10 кВ

К основным электроприемникам ПС 110 кВ ГПП-2 относятся РУ 10 кВ технологических установок Амурского ГПЗ. Дополнительную нагрузку создают электроприемники системы собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2.

Таблица 19 - Расчетные мощности электроприемников ЗРУ 10 кВ ГПП-2

Номер трансформатора	Секция шин 10 кВ ЗРУ 110 кВ ГПП-2	Расчетная мощность, кВт
1	2	3
Т1	1 секция	15356,98
	2 секция	17998,82
Т2	3 секция	6637,96
	4 секция	3718,89
	ИТОГО по ГПП-2	43712,65

4.5 Потребители переменного тока 0,4 кВ собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2

К основным электроприемникам собственных нужд переменного тока ПС 110 кВ ГПП-2 относятся щиты собственных нужд здания ЗРУ 10 кВ, шкафы вспомогательных цепей Т1 (Т2), канализационные насосные станции, выпрямительно-зарядные устройства источников бесперебойного питания

постоянного тока.

Для питания потребителей переменного тока ПС 110 кВ ГПП-2 в здании ЗРУ 10 кВ подстанций устанавливаются трансформаторы собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ.

Установленная и расчетная мощности электроприемников приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Нагрузки потребителей собственных нужд переменного тока ГПП-2

Наименование нагрузки	Установленная мощность, кВт	Расчетная мощность, кВт, $P_p = K_n \cdot P_{уст}$
1	2	3
ПС 110 кВ ГПП-2		
Шкаф вспомогательных цепей трансформатора Т1 (222-FC-T1)	22	$0,3 \cdot 22 = 6,6$
Шкаф вспомогательных цепей трансформатора Т2 (222-FC-T2)	22	$0,3 \cdot 22 = 6,6$
Шкаф моторного привода РПН трансформатора Т1 (222-OLTS-1)	3	$1 \cdot 3 = 3$
Шкаф моторного привода РПН трансформатора Т2 (222-OLTS-2)	3	$1 \cdot 3 = 3$
Инвертор UZ (байпас)(222-МІ-005)	4	$0,3 \cdot 4 = 1,2$
Оборудование связи (222-МІ-010)	2	$0,3 \cdot 2 = 0,6$
Щит собственных здания ЗРУ 10 кВ (0-43-ED01)	78	$0,85 \cdot 78 = 66,3$
ГРЩ РММ (резервный ввод) (222-МІ-007)	340	$0,3 \cdot 340 = 102$
ГРЩ АБК (резервный ввод) (222-МІ-006)	172	$0,3 \cdot 172 = 51,6$
Насосная станция канализации бытовых стоков (222-МІ-008)	11	$0,92 \cdot 11 = 10,1$
Насосная станция канализации ливневых стоков (222-МІ-009)	40	$0,92 \cdot 40 = 36,7$
ИБП постоянного тока (0-43-UP01)	18	$0,85 \cdot 18 = 15,3$
Щит рабочего освещения (0-43-LP08)	5	$0,4 \cdot 5 = 2$
Итого по ПС 110 кВ ГПП-2	737,6	321,2

4.6 Потребители собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2 постоянного тока

К основным электроприемникам ИБП постоянного тока проектируемой подстанции относятся шинки управления, питания и сигнализации КРУ 10 кВ, шинки управления РУ 0,4 кВ и потребители особой группы 1 категории.

Для питания потребителей собственных нужд постоянного тока напряжением 220 В предусматривается ИБП постоянного тока (0-43-UP01), размещаемый в здании ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2. Значения ТКЗ на шинах щитов EL1(2) ИБП постоянного тока ГПП-2 – 1880 А.

Для электропитания шкафа связи ($P_{ном.} = 0,54$ кВт) предусматривается ИБП переменного тока (0-43-UP02), мощностью 1 кВА.

Установленная и расчетная мощности электроприемников питаемых от ИБП постоянного тока приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Нагрузка потребителей собственных нужд ПС ГПП-2 постоянного тока

Наименование	P_n , кВт	I_n , А
1	2	3
Постоянная нагрузка:		
Питание СН постоянного тока 0-43-EM01 ($\pm EC$)	4,12	18,73
Питание центральной сигнализации 0-43-EM01	0,30	1,36
Питание СН постоянного тока 0-43-EL01 ($\pm EC$)	0,45	2,05
Питание шкафа АСУ -ТП SS222	1,50	6,82
Сетевая панель АЙСКУЭ	1,50	6,82
Резерв для шин $\pm EC$	1,76	8,00

1	2	3
Временная нагрузка:		
Привода заводки пружин выключателей 0-43-ЕМ01 ($\pm EY$)	2,64	12,00
Резерв для шин $\pm EY$	0,88	4,00
Итого постоянная нагрузка:	7,87	35,77
Итого пиковая нагрузка:	10,51	47,77
Итого постоянная нагрузка с учетом резервов:	9,63	43,77
Итого пиковая нагрузка с учетом резервов:	13,15	59,77

4.7 Электроснабжение потребителей Амурского ГПЗ на напряжении 10 кВ

К электроприемникам ПС 110 кВ ГПП-2 относятся РУ 10 кВ и КТП 10/0,4 кВ технологических установок Амурского ГПЗ, трансформаторы 10/0,4 кВ собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2.

Для распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ в здании ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 размещается распределительное устройство, выполненное по схеме «две секционированные выключателем системы шин». Подключение потребителей 10 кВ Амурского ГПЗ предусмотрено к КРУ 10 кВ по радиальной схеме (индивидуальные ячейки для каждого потребителя).

Связь КРУ 10 кВ с силовыми трансформаторами осуществляется жесткими токопроводами 10 кВ. Для ввода токопроводов в здание ЗРУ 10 кВ на стене здания закрепляются кронштейны с опорными изоляторами, для прохода сквозь стену устанавливаются проходные изоляторы. Над проходными изоляторами организуется козырек. Между проходными изоляторами и ячейками ввода комплектного распределительного устройства 10 кВ устанавливается закрытый шинопровод.

Проектируемая схема РУ 10 кВ обеспечивает I категорию надежности электроснабжения по ПУЭ в нормальных режимах работы схемы для технологических КТП-10/0,4 кВ и РУ 10 кВ Амурского ГПЗ.

КРУ 10 кВ комплектуются из шкафов, произведённых на территории РФ, укомплектованных вакуумными выключателями. Защита, управление и автоматика ячеек КРУ выполняются с использованием микропроцессорных устройств.

Для выявления и селективного отключения однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), предусматривается резистивное заземление нейтрали сети 10 кВ. Для этого, к каждой секции КРУ 10 кВ подключаются шкафы с нейтралеобразующим трансформатором и низкоомным резистором, включенным в его нейтраль.

Требования к техническим параметрам ячеек КРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Технические параметры ячеек КРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2

Наименование характеристики, параметра	Единицы измерения	Требование заказчика
1	2	3
Номинальное напряжение (линейное)	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение (линейное)	кВ	12
Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ	А	1600, 2000, 2500
Номинальный ток сборных шин	А	2500
Ток термической стойкости (кратковременный ток)	кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ (амплитуда)	кА	81,0

1	2	3
Уровень изоляции (по ГОСТ 1516.1-76)	—	Нормальная изоляция
Вид изоляции	—	Воздушная
Наличие изоляции токоведущих шин главных цепей	—	С неизолированными шинами
Наличие выкатных элементов в шкафах	—	С выкатными элементами
Вид линейных высоковольтных подсоединений	—	Кабельное снизу
Условия обслуживания	—	двухстороннее
Степень защиты оболочек (по ГОСТ 14254-2015)	—	IP30
Вид основных шкафов в зависимости от встраиваемой аппаратуры и присоединений (по ГОСТ 14693-90)	—	С выключателями высокого напряжения
Вид управления	—	Местное и дистанционное
Оперативный ток (постоянный, переменный, класс напряжения)	—	постоянный ток напряжением 220 В

4.8 Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ ГПП-2 на напряжении 0,4 кВ переменного тока

Для электроснабжения потребителей переменного тока ПС 110 кВ ГПП-2 на подстанции предусматривается два сухих трансформатора собственных нужд мощностью 800 кВА, напряжением 10/0,4 кВ и распределительный щит 0,4 кВ.

Трансформаторы собственных нужд подключаются к секциям РУ 10 кВ, питаемым от разных силовых трансформаторов. От трансформаторов собственных нужд по двум кабельным линиям получает питание распределительный щит 0,4 кВ. Распределительный щит 0,4 кВ выполняется двухсекционным, с АВР на секционном выключателе. От распределительного щита 0,4 кВ получают питание:

- 1) щит собственных нужд здания ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2, предназначенный для питания конечных потребителей систем отопления, вентиляции, освещения здания;
- 2) шкафы вспомогательных цепей силовых трансформаторов ПС 110 кВ ГПП-2;
- 3) инвертор (резервный ввод) для питания;
- 4) насосная станция канализации бытовых стоков;
- 5) насосная станция канализации ливневых стоков;
- 6) зарядно-выпрямительные устройства ИБП постоянного тока 220 В ПС 110 кВ ГПП-2;
- 7) прочие потребители согласно схеме СН.

Мощности трансформаторов собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2 выбраны под нагрузки, приведённые в разделе 4 «Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности», коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме не превышает 0,5 и 1 соответственно.

Для ПС 110 кВ ГПП-2 к установке приняты сухие трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью 800 кВА в комплекте с распределительными щитами 0,4 кВ на ток 1250 А.

Для электропитания оборудования связи предусматривается ИБП переменного тока (0-43-UP02), мощностью 1 кВА.

4.9 Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ ГПП-2 на напряжении 220 В постоянного тока

К основным потребителям ИБП постоянного тока (0-43-UP01) ПС 110 кВ ГПП-2 относятся:

- оперативные цепи РУ 10 кВ;
- шкаф АСУТП;

- сетевая панель АИИСКУЭ.

Для электроснабжения потребителей постоянного тока ПС 110 кВ ГПП-2 проектом предусмотрена установка ИБП постоянного тока.

ИБП постоянного тока включает в себя:

- щит постоянного тока 220 В на номинальный ток 80 А;
- 18 необслуживаемых, герметизированных, аккумуляторных батареи напряжением 12 В емкостью 100 А·ч, размещаемых в шкафу;
- два зарядно-выпрямительных устройства с номинальным током 80 А;

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда, для чего к каждой секции ИБП подключено свое зарядно-подзарядное устройство (одно рабочее, второе - резервное). Потребители постоянного тока равномерно распределены между секциями ИБП постоянного тока. ИБП постоянного тока рассчитан на 30 минутную работу с номинальной нагрузкой при потере внешнего питания.

4.10 Решения по компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности на напряжении 110 кВ не требуется. Уровень напряжения во всех режимах находится в допустимом диапазоне.

Компенсация реактивной мощности предусматривается на стороне 0,4 кВ в ЩСН (0-43-EL01), установленном в здании ЗРУ 10 кВ, конденсаторной установкой, мощностью 50 кВАр с устройством автоматического регулирования коэффициента мощности до уровня $\text{tg}\varphi \leq 0,4$.

Конденсаторная установка поставляется производителем оборудования комплектно с ЩСН (0-43-EL01).

4.11 Релейная защита и автоматика

Релейная защита элементов РУ 10 кВ выполняется на основании нормативных документов, указанных в перечне нормативной документации.

4.11.1 Релейная защита и автоматика ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2

Релейная защита элементов ЗРУ 10 кВ выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и реализуется на микропроцессорных, устанавливаемых в релейных отсеках шкафов ЗРУ 10 кВ. С помощью ЦРЗА выполняются функции управления выключателей, защиты элементов ЗРУ 10 кВ, а также контроля электрических параметров, регистраций аварийных процессов и сигнализации.

На шинах ЗРУ 10 кВ (в шкафу ТН) предусмотрены:

- логическая защита шин;
- дуговая защита с блокировкой по напряжению;
- защита минимального напряжения;
- сигнализация замыканий на землю ($3U_0$);
- АЧР;
- осциллографирование напряжений.

На вводах 10 кВ от трансформаторов 110/10 кВ предусмотрены:

- двухступенчатая МТЗ с пуском по напряжению
- направленная МТЗ;
- защита от перегрузки трансформатора;
- дуговая защита;
- УРОВ;
- осциллографирование.

В терминале ЦРЗА выключателя ввода предусмотрены необходимые дискретные входы для приема сигнала на отключение выключателя ввода от защит силового трансформатора 110/10 кВ и выходы для выдачи сигналов в схему защиты и автоматики выключателя 110 кВ.

На отходящих линиях к ЗРУ 10 кВ предусмотрены:

- дифференциальная защита линии;
- токовая отсечка;
- максимально токовая защита;
- направленная МТЗ;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- дуговая защита;
- УРОВ;
- осциллографирование.

В терминале ЦРЗА в шкафу секционного выключателя предусмотрены:

- МТЗ;
- дуговая защита;
- УРОВ;
- АВР.

В терминалах ЦРЗА в шкафах выключателей отходящих линий предусмотрены:

- токовая отсечка (ТО);
- МТЗ;
- защита от перегрузки;
- блокировка ЛЗШ от пускового органа МТЗ;

- защита от однофазных замыканий на землю;
- направленная защита от однофазных замыканий на землю;
- дуговая защита;
- УРОВ.

В терминалах ЦРЗА в шкафах выключателей отходящих линий к питаемым ЗРУ 10 кВ предусмотрены:

- токовая отсечка (ТО) с блокировкой от защит ввода питаемого ЗРУ
- МТЗ;
- блокировка ЛЗШ от пускового органа МТЗ;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- направленная защита от однофазных замыканий на землю;
- дуговая защита;
- УРОВ.

В терминалах ЦРЗА в шкафах трансформаторов напряжения секций шин предусмотрены:

- защита минимального напряжения (ЗМН);
- контроль исправности цепей напряжения;
- сигнализация замыканий на землю (ЗУо);
- дуговая защита с блокировкой по напряжению;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Общесекционные защиты

и автомата:

- дуговая защита выполняется с использованием волоконно-оптических датчиков, устанавливаемых в отсеках шкафов ЗРУ 10 кВ;
- УРОВ;

-устройство автоматического включения резерва (АВР) секционного выключателя.

Для повышения чувствительности защиты от однофазных замыканий на землю в сети 10 кВ на каждой секции шин 10 кВ ПС установлены трансформаторы для частичного заземления нейтрали. В зависимости от выбранной схемы выдачи мощности и питания потребителей подключается тот или иной трансформатор ЧЗН, с условием, чтобы в объединенной сети 10 кВ был подключен только один трансформатор ЧЗН. Параллельная работа трансформаторов ЧЗН не допускается.

В шкафу ЧЗН устанавливаются те же защиты, что и на отходящих присоединениях.

На всех присоединениях реализовано ускорение МТЗ при включении выключателя, запрет включения выключателя при неисправности цепей управления и привода выключателя, контроль цепей включения и отключения, фиксация команд управления, отключение выключателей от общесекционных защит, смена уставок.

Для исключения неправильных действий оперативного персонала при производстве переключений выполнена оперативная блокировка разъединителей.

В шкафах ЗРУ 10 кВ предусматривается механическая и электромагнитная оперативная блокировка разъединителей в соответствии с нормативными документами.

С помощью микропроцессорных устройств ЦРЗА, помимо функций защиты, осуществляется осциллографирование. Терминалы ЦРЗА имеют дополнительные функции измерения токов и напряжения нормального режима и режима короткого замыкания, мощностей присоединений ЗРУ 10 кВ и потребляемой электроэнергии. Выполняется самодиагностика терминалов и передача информации в СОДУ ЭС АГПЗ.

Для измерений электрических параметров нормального режима в соответствии с необходимым классом точности предусматриваются следующие измерительные устройства:

Для измерения токов и мощностей, а также напряжений на вводах 10 кВ и на секционном выключателе в шкафу управления на РЩ устанавливаются multifunctional цифровые измерительные приборы с цифровым выходом в СОДУ ЭС АГПЗ.

4.11.2. Противоаварийная автоматика

В ячейках ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 предусматривается отключение нагрузки (ОН) от внешних устройств противоаварийной автоматики. Для этого в РУ 10 кВ организуются шинки отключения нагрузки. Отключение нагрузки реализовано пятью очередями.

Для организации приема команд ОН1-ОН5 от ПАА Свободненская ТЭС на РП 110 кВ АГПЗ устанавливаются два шкафа приемо-передатчиков (УПАСК), прием сигналов реализуется по двум независимым оптоволоконным каналам связи с дублированным режимом передачи информации. Далее от РП 110 кВ АГПЗ команды передаются в ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2. Прием/передача команд осуществляется по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС).

В шкафах ЗРУ 10 кВ каждой секции проходят шинки ОН1 -ОН2, к которым подключаются присоединения по степени их ответственности.

При получении приемником сигнала ОН с РП 110 кВ АГПЗ, команда с ПРМ непосредственно подается на соответствующие шинки ОН1-ОН5 каждой секции ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-1, ГПП-2, происходит отключение присоединений заведенных под действие ОН соответствующей ступени и очереди.

Для ввода и вывода ОН в ячейках ЗРУ 10 кВ установлены переключатели.

Объем отключаемой нагрузки, заведенной под действие внешней противоаварийной автоматики, представлен в таблице 23.

Сводная ведомость нагрузок по ГПП-2:

секция 1 - 15356,98 кВт;

секция 2 - 17998,82 кВт;

секция 3 - 6637,96 кВт;

секция 4 - 3718,89 кВт;

Итого: 43712,65 кВт.

Таблица 23 - Отключаемые фидера действием противоаварийной автоматики

Центр питания				Потребитель	Расчетная мощность, кВт (на шестой год эксплуатации и далее)	Степень отключения по команде ПАА	
Подстанция	Трансформатор	Секция шин 10 кВ	Номер ячейки				
1	2	3	4	5	6	7	
ГПП-2	Т1 (0-43-ТА01)	I (0-43-ЕМ01А)	107	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 5-40), SS 5-40А	12492,98	4	
			109	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 5-200) SS5-200А	2864,00	4	
			110	Ввод от Т1	15356,98		
		II (0-43-ЕМ02А)	202	Ввод от Т1	17998,82		
			206	ТСН-1, 0-43-ТА03	167,13	не подлежит отключению	
			207	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 6-40), SS6-40А	12492,98	5	
			208	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 6-200), SS6-200А	2033,45	5	
			209	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 3-50), SS3-50А	3305,26	5	
		ИТОГО по Т1 ГПП-2				33355,80	
		Т2 (0-43-ТА02)	III (0-43-ЕМ02В)	304	Ввод от Т2	6637,96	
	306			ТСН-2, 0-43-ТА04	167,13	не подлежит отключению	
	307			ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 6-40), SS6-40В	1230,89	5	
	308			ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 6-200), SS6-200В	1738,21	5	
	309			ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 3-50), SS3-50В	3501,74	5	
	IV (0-43-ЕМ01В)		407	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 5-40), SS 5-40В	1230,89	4	
			408	ЗРУ 10 кВ (поз. ГП 5-200) SS5-200В	2488,00	4	
			411	Ввод от Т2	3718,89		
	Итого по Т2 ГПП-2				10356,85		
	ИТОГО по ГПП-2					43712,65	

4.11.3 Управление выключателями ЗРУ 10 кВ

Управление выключателями ЗРУ 10 кВ выполняется с АРМа оперативного персонала СОДУ ЭС АГПЗ, расположенного на диспетчерском пункте РП 110 кВ АГПЗ в ГЩУ АБК, а также по месту со шкафов ЗРУ 10 кВ. Выбор режима управления выполняется переключателем, находящимся на дверце релейного шкафа.

Устройства ЦРЗА всех присоединений обеспечивают сигнализацию положения выключателя и аварийного отключения, включение выключателя по цепям АПВ или АВР, предупредительную сигнализацию, сигнализацию действия защит и автоматики, а также сигнализацию неисправностей на местном уровне и через СОДУ ЭС АГПЗ.

Сигнализация срабатывания и неисправности выполнена с сохранением информации при исчезновении питания устройства. Сигнализация выполнена с помощью световых индикаторов (светодиодов), контактных выходов и дисплея на устройстве ЦРЗА. При потере работоспособного состояния устройство ЦРЗА выдает сигнал и переходит в режим «неисправность», не формируя сигнала на отключение выключателя.

В ЗРУ 10 кВ выполнена центральная сигнализация на базе цифрового блока сигнализации, который выполняет прием дискретных предупредительных и аварийных сигналов от устройств ЦРЗА, их индикацию на светодиодах и образование светового и звукового сигналов сигнализации, что облегчает поиск и устранение неисправностей. БЦС выполняет контроль исправности системы сигнализации и самодиагностику, имеет дискретные выходы для передачи обобщенных предупредительных и аварийных сигналов, а также цифровой канал связи с СОДУ ЭС АГПЗ. Устройство БЦС установлено в шкафу секционного разъединителя.

Информация о состоянии оборудования ЗРУ 10 кВ и релейных защит, параметры сети и аварийная и предупредительная сигнализация передаются

в СОДУ ЭС АГПЗ.

На ЗРУ 10 кВ постоянный оперативный ток (220 В) подается от системы оперативного постоянного тока (СОПТ), переменный ток (для питания цепей освещения и обогрева) подается со щита НКУ.

4.11.4 Расчет нагрузки трансформаторов тока и выбор сечения жил контрольных кабелей

Расчет выполняется для определения нагрузки трансформаторов тока и выбора кабеля для подключения измерительных преобразователей и устройств защиты трансформатора.

Для расчетных счетчиков электрической энергии должны применяться трансформаторы тока класса точности 0,2S; приборов и измерительных

преобразователей – класса точности 0,5; для устройств защиты - класса точности 5P.

Расчеты по выбору сечения кабелей для трансформаторов тока РУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 сведены в таблицу 24.

Таблица 24- Выбор сечения кабелей для ТТ 10 кВ

Класс точности обмотки	10 кВ			
	0,2S	0,5	5P	5P
1	2	3	4	5
Назначение обмотки	Учет	Измерения	ДЗТ	ЦРЗА (МТЗ, ЗП, ДГЗ, УРОВ)
Сопротивление аппаратуры, Ом	0,004	0,004	0,002	0,040
Номинальная нагрузка, ВА	5	5	30	30
Длина кабеля, м	5	5	300	5
Расчетное сечение кабеля, мм ²	0,60	0,60	3,68	0,29
Принятое сечение кабеля, мм ²	2,50	2,50	4,00	2,50
Вторичная нагрузка ТТ в процентах от номинальной	47,5 %	47,5 %	-	-

Трансформаторы тока ТА1 для учёта ячейки выключателя ввода ЗРУ 10 кВ работают в классе точности 0,2S при подключении к ним нагрузки кабелем сечением 2,5 мм².

Трансформаторы тока ТА2 для измерения ячейки выключателя ввода ЗРУ 10 кВ работают в классе точности 0,5 при подключении к ним нагрузки кабелем сечением 2,5 мм².

Трансформаторы тока ТА3 для дифференциальной защиты трансформатора ячейки выключателя ввода ЗРУ 10 кВ работают в классе точности 5P при подключении к ним нагрузки кабелем сечением 4 мм².

Трансформаторы тока ТА4 для ЦРЗА (МТЗ, ЗП, ДГЗ, УРОВ) ячейки выключателя ввода ЗРУ 10 кВ работают в классе точности 5P при подключении к ним нагрузки кабелем сечением 2,5 мм².

4.11.5 Расчет мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 10 кВ

Расчет мощности вторичных обмоток ТН 10 кВ выполнен с учетом данных по нагрузкам в виде устройств РЗА, измерений и счетчиков. Данные сведены в таблицы 25 и 26.

Поскольку оптимальные значения метрологических характеристик трансформаторов напряжения находятся в диапазоне от 40 до 60 % от номинального значения мощности нагрузки, то выполняем нормализацию мощности нагрузки трансформатора до уровня 50 %.

$$S_{H2} = 0,5 \cdot S_{ном2}, \quad (4.4)$$

где S_{H2} - оптимальная мощность нагрузки трансформатора напряжения;

$S_{ном2}$ - номинальная мощность трансформатора напряжения в наивысшем классе точности.

Таблица 25 - ПС 110 кВ ГПП-2. Расчет нагрузки на ТН 10 кВ 01А(01В)
с.ш.

Секция 01А, 01В							
Потребитель	Количество	Обмотка "Звезда" учет		Обмотка "Звезда" защита и измерение		Обмотка "Разомкнутый треугольник" защита	
		Потреб- ление одной единицы на фазу, В • А	Суммар- ное потреб- ление на фазу, В • А	Потреб- ление одной единицы на фазу, В • А	Суммар- ное потребле- ние на фазу, В • А	Потреб- ление одной единицы на фазу, В • А	Суммарное потребле- ние на фазу, В • А
1	2	3	4	5	6	7	8
Учёт	9	1	9	-	-	-	-
Терминал ЦРЗА	11	-	-	0,1	1,1	1	1
ДЗТ	1	-	-	0,5	0,5	-	-
РПН	1	-	-	0,5	0,5	-	-
Измерение	10	-	-	0,1	1,0	-	-
Суммарная нагрузка трёх фаз		-	27	-	9,3	-	1
S _{ном} ТН		-	45	-	30	-	75

Таблица 26 - ПС 110 кВ ГПП-2. Расчет нагрузки на ТН 10 кВ 02А (02В)
с.ш.

Секция 02А (02В)							
Потребитель	Количество	Обмотка "Звезда" учет		Обмотка "Звезда" защита и измерение		Обмотка "Разомкнутый треугольник" защита	
		Потреб- ление одной единицы на фазу, В • А	Суммар- ное потреб- ление на фазу, В • А	Потреб- ление одной единицы на фазу, В • А	Суммар- ное потребле- ние на фазу, В • А	Потреб- ление одной единицы на фазу, В • А	Суммарное потребле- ние на фазу В • А
1	2	3	4	5	6	7	8
Учёт	11	1	11	-	-	-	-
Терминал ЦРЗА	13	-	-	0,1	1,3	1	1
ДЗТ	1	-	-	0,5	0,5	-	-
РПН	1	-	-	0,5	0,5	-	-
Измерение	12	-	-	0,1	1,2	-	-
Суммарная нагрузка трёх фаз		-	33	-	10,5	-	1
S _{ном} ТН		-	45	-	30	-	75

Номинальная мощность трансформаторов напряжения 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 составляет 45 В·А при работе в классе точности 0,2 (учет), 30 В·А при классе точности 0,5 (измерение), 75 В·А при классе точности 3 (защита).

Общая нагрузка на ТН меньше допустимой. Для обмотки учета и измерительной обмотки нагрузка больше 25 % от $S_{ном}$. Догрузочные резисторы не устанавливаются.

Расчет потерь напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения и выбор сечений контрольных кабелей.

Расчет потерь напряжения выполнен согласно СО 34.35.305 (РД 34.35.305). Потеря напряжения определяется по выражению:

$$\Delta U = \sqrt{3} I_n \cdot R_{\text{ц}} \quad (4.5)$$

где I_n – ток нагрузки.

Ток нагрузки определяется по выражению:

$$I_n = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\phi}}{U_{\text{мф}}} \quad (4.6)$$

где S_{ϕ} – мощность, потребляемая устройством защиты или прибором измерения на фазу;

$U_{\text{мф}}$ – междуфазное (линейное) напряжение вторичных цепей равно 100 В;

$R_{\text{ц}}$ – сопротивление участка вторичной цепи, на котором рассчитываются потери напряжения. Согласно СО 34.35.305 (РД 34.35.305) определяется по выражению:

$$R_{\text{ц}} = \frac{L}{\gamma \cdot q} \quad (4.7)$$

где L – длина кабеля контрольного кабеля, м;

γ – удельная проводимость, принимаемая для меди равной 57 м/(Ом·мм²)

q – сечение кабеля, мм².

Расчет нагрузки и потерь напряжения по выражениям представлен в таблице 27.

Потери напряжения в кабелях для цепей учета не должны превышать 0,25 %,

для цепей измерений 1,5 %, для цепей защиты 3 %.

Таблица 27 - ПС 110 кВ ГПП-2. Расчет потерь напряжения и выбор сечений кабелей трансформаторов напряжения 10 кВ

Наименование ТН	Назначение обмотки	Устройство, подключенное к ТН	Потребляемая мощность, ВА	Рабочая нагрузка на ТН				Потеря напряжения в кабеле, %
				Сопротивление кабеля				
				Нагрузка, А	Длина кабеля, м	Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление кабеля, Ом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТН шин 10кВ	Цепи защит и измерений	Шкаф защит трансформатора	0,5	0,009	400	1,5	4,667	0,0404
		РПН	0,5	0,009	400	1,5	4,667	0,0404
		Измерение	0,1	0,002	400	1,5	4,667	0,0081

Все контрольные кабели цепей трансформаторов напряжения 10 кВ выполняются кабелями сечением 1,5 мм², при этом потери напряжения в кабелях не превышают допустимых пределов.

4.11.6 Электромагнитная совместимость и помехозащищенность устройств РЗА

Проектирование РЗА должно выполняться с учетом решения вопросов электромагнитной совместимости.

Микропроцессорные устройства могут быть подвержены влиянию электромагнитных помех, возникающих при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях (КЗ), грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др.

Электромагнитные воздействия, попадая на входы микропроцессорных устройств РЗА, могут приводить к их повреждению или вызывать неправильную работу. Для обеспечения стабильной и надежной работы микропроцессорных устройств должны быть выполнены два условия:

- микропроцессорные устройства должны обладать уровнями помехоустойчивости (проходить испытания на помехоустойчивость в соответствии с классами жесткости), предусмотренными соответствующими государственными и отраслевыми нормативно-техническими документам

- уровни электромагнитных помех на энергообъектах не должны превышать предельно допустимых значений (уровней помехоустойчивости) микропроцессорных устройств.

Характерными источниками электромагнитных воздействий на электрических станциях и подстанциях в нормальных и аварийных режимах, которые могут оказывать влияние на микропроцессорную аппаратуру, являются:

- магнитные поля промышленной частоты;

- импульсные помехи при коммутациях и КЗ в распределительных устройствах;

- напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на землю в распределительных устройствах напряжением

выше 1 кВ;

- импульсные помехи при ударах молнии;
- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
- переходные процессы в сетях напряжением до 1 кВ;
- помехи, связанные с возмущениями в цепях питания микропроцессорных устройств постоянного тока;
- электростатические разряды.

Дополнительными источниками электромагнитных воздействий на электрических станциях и подстанциях, которые могут вызвать сбои в работе микропроцессорной аппаратуры, являются такие виды вспомогательного электрооборудования как мощные преобразователи, сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы, электроинструмент и др. При работе этого оборудования на микропроцессорную аппаратуру воздействуют полевые и кондуктивные помехи.

Рекомендуется избегать размещения микропроцессорной аппаратуры ближе 1 м от силовых сборок 0,4 кВ, и полупроводниковых выпрямительных устройств.

Наиболее действенным средством защиты от помех является применение в цепях трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и цепях оперативного постоянного тока, проходящих по территории ПС, экранированных кабелей.

Экраны вторичных кабелей следует заземлять с обоих концов. Для заземления экранов рекомендуется использовать специальные зажимы или разъемы.

В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения

измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, цепей управления с цепями измерения и сигнализации, цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,4/0,23 кВ.

Силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам. При прокладке их по одной трассе расстояние между ними в свету должны быть не менее:

- 0,25 м – до силовых кабелей 0,4 кВ, ток КЗ в которых не превышает 1 кА, не используемых для питания потребителей на молниеотводах;

- 0,6 м – до других силовых кабелей до 1 кВ;

- 1,2 м – до силовых кабелей выше 1 кВ.

Питание устройств РЗА должно осуществляться по отдельным распределительным линиям (фидерам) по радиальной схеме.

Не рекомендуется подключать к одной сборке ЩПТ цепи питания микропроцессорных устройств и цепи, выходящие за пределы помещения (цепи приводов включения/отключения высоковольтных выключателей).

Для защиты микропроцессорной аппаратуры от статического электричества должны применяться меры, которые не позволяют накапливаться зарядам статического электричества на диэлектриках и теле человека:

- увеличение относительной влажности воздуха в помещении до 65 – 75 %;

- применение антистатических линолеумов, настилов, ковриков, матов;

- использование персоналом антистатической одежды (халатов, курток), антистатической обуви или полосок заземления, закрепляемых на

любом типе обуви.

Для защиты микропроцессорной аппаратуры от электромагнитных воздействий, создаваемых радиосредствами, рекомендуется принять следующие меры:

- все переносные средства радиосвязи, используемые на ПС, должны соответствовать по уровню помехоэмиссии требованиям ГОСТ 30804.6.4-2013;

- упомянутые переносные средства радиосвязи не должны использоваться ближе 1 м от мест размещения микропроцессорной аппаратуры.

4.12 Мероприятия по обеспечению установленных требований энергетической эффективности.

В соответствии с законом РФ от 23 ноября 2009 № 261 -ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» с изменениями на 27 июля 2010 года основной задачей в области энергосбережения и повышения энергоэффективности является ресурсосбережение, направленное на: уменьшение потерь при транспортировке энергоресурсов, снижение потребления энергии конечными потребителями. В данном проекте предусмотрены следующие мероприятия по энергосбережению:

- рациональное построение системы электроснабжения;

- применение для внутреннего и наружного освещения энергосберегающих источников света (светодиодных светильников и прожекторов), имеющих высокоэффективные показатели освещенности при незначительном электропотреблении;

- включение/отключение наружного освещения в нормальном режиме производится автоматически с помощью датчика освещенности;

-для учета электроэнергии на вводных и отходящих присоединениях КРУ 10 кВ устанавливаются счетчики электроэнергии;

-мощность силовых трансформаторов выбрана оптимальной с точки зрения нагрузок, что уменьшает внутренние потери энергии в трансформаторах;

-предусматривается технический учёт расхода активной и реактивной электроэнергии посредством установки микропроцессорных счётчиков электроэнергии. Счётчики электроэнергии поставляются комплектно с оборудованием по опросным листам. Данные по техническому учёту электроэнергии передаются по цифровым каналам связи в сервер АСКУЭР для последующей обработки и формирования отчётных документов;

-выбор сечения кабельных линий с минимальными потерями электроэнергии;

-для выравнивания нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ, однофазные потребители подключены симметрично на разные фазы питающей сети;

-отопление блок-контейнеров выполнено на основе электроконвекторов со встроенными терморегуляторами.

4.13 Сведения о сетевых и трансформаторных объектах

В соответствии с расчетной мощностью потребителей электроэнергии на ПС 11 0 кВ ГПП-2 предусматривается установка двух силовых трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов обеспечивает 100 % резервирование питания нагрузки от одного трансформатора в аварийном режиме и составляет 80 МВА каждый. Силовые трансформаторы поставляются с системой мониторинга.

Установка силовых трансформаторов выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ 7 издание п. 4.2.206 без кареток (катков) и рельс, непосредственно на фундамент, с сейсмостойким креплением к

фундаменту.

Силовые трансформаторы мощностью 80 МВА оснащены оборудованием и приборами, используемыми для мониторинга трансформаторного оборудования.

В системе собственных нужд ПС 110 кВ ГПП-2 используются два трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 800 кВА, установленные в отдельном помещении в здании ЗРУ 10 кВ. Мощность каждого трансформатора обеспечивает питание 100 % нагрузки в послеаварийном режиме.

4.14 Организация масляного и ремонтного хозяйства

В соответствии с ПУЭ гл. 4.2.69, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов 110/10 кВ с содержанием масла 22 т в единице оборудования, на ПС 110 кВ ГПП-2 проектной документацией предусматривается выполнение маслоприемника размером в плане 13,0х8,5 м под каждый силовой трансформатор с соблюдением следующих требований:

- маслоприемник под трансформатор выполнен с отводом масла, так как масса масла в единице оборудования составляет более 20 т (ПУЭ, гл. 4.2.69, п. 4);

- маслоприемник рассчитан на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор;

- маслоприемник выполнен незаглубленным без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

- габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора не менее, чем на 1,5 м;

-высота бортовых ограждений маслоприемника не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки;

-устройство маслоприемника исключает растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям и распространение пожара;

-маслоотводы, исключаяющие переток масла и воды из одного существующего маслоприемника в другой, и маслосборник $V=100 \text{ м}^3$ (ПУЭ, гл. 4.2.69). Система маслоотводов и маслосборника предназначена для слива масла и воды, применяемой для тушения пожара, только на случай аварии, пожара и атмосферных осадков;

-маслосборник должен быть всегда опорожнен и готов для приема масла и воды на случай аварии и пожара. В процессе эксплуатации необходимо своевременно удалять атмосферную воду (осадки) из маслосборника, для чего он оборудован сигнализацией уровня жидкости от дна маслосборника с выводом её на центральный пульт управления. Дежурный оператор обязан вызвать ассенизационную машину для опорожнения маслосборника с вывозом стоков на утилизацию. Датчик уровня поставляется комплектно с маслосборником.

Объем маслосборника рассчитан на полный объем масла одного трансформатора и 80 % расхода воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ в течении 30 мин (1800 с).

Объем масла, залитого в трансформатор 80 МВА, составляет $25,086 \text{ м}^3$.

Площадь маслоприемника: $8,5 \times 13 = 110,5 \text{ м}^2$.

Площадь боковых поверхностей трансформатора

$4,24 \times 6,122 \times 2 + 4,24 \times 4,816 \times 2 = 92,754 \text{ м}^2$.

Площадь расширителя трансформатора диаметром 1,4 м длиной 2,7 м составляет $14,95 \text{ м}^2$.

Расход воды от средств пожаротушения: $0,2 \times 1800 \times (110,5 + 92,754 + 14,95) = 78553,44 \text{ л} = 78,553 \text{ м}^3$.

$$V_{80\% \text{ВОДЫ}} = 0,8 \times 78,553 = 62,842 \text{ м}^3.$$

Объем маслосборника:

$$V_{\text{маслосборника}} = V_{\text{масла}} + V_{80\% \text{воды}} \quad (4.8)$$

$$V_{\text{маслосборника}} = 25,086 + 62,842 = 87,928 \text{ м}^3.$$

Техническими решениями на площадке РП 110 кВ АГПЗ для системы электроснабжения Амурского ГПЗ предусматривается маслохозяство, включающее ремонтно-механический модуль с аппаратной маслохозяства и открытый склад трансформаторного масла.

Ремонт и обслуживание электроустановок должен осуществлять подготовленный электротехнический персонал, соответствующей квалификации. Эксплуатация оборудования энергоустановок должна выполняться в строгом соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и других нормативных документов.

Ремонтное обслуживание трансформаторов на подстанциях осуществляется на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с трансформатором предусматривается площадка, рассчитанная на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ.

4.15 Мероприятий по заземлению и молниезащите

Заземление объектов внешнего электроснабжения осуществляется согласно ГОСТ 12.1.030-81 и требований ПУЭ (глава 1.7, издание 7).

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года

сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Заземление площадок РП 110 кВ АГПЗ, ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 выполнено единой системой с продольными и поперечными горизонтальными заземлителями, объединенными между собой в заземляющую сетку. Горизонтальные заземлители выполнены из стальной оцинкованной полосы 5х40 мм. По периметру здания РП 110 кВ АГПЗ, здания ЗРУ 10 кВ выполнен наружный контур заземления из стальной оцинкованной полосы 5х40 мм. Горизонтальные заземлители проложены по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур. Вертикальные электроды выполнены из стального оцинкованного прутка диаметром 20 мм длиной 15 м.

Единый контур заземления площадок РП 110 кВ АГПЗ, ПС 110 кВ ГПП-1 и ПС 110 кВ ГПП-2 соединяется с контуром заземления Амурского ГПЗ не менее чем в двух местах, горизонтальными заземлителями, проложенными на глубине 1 м, с расстоянием между ними более 10 м.

Система уравнивания потенциалов в здании повышенной заводской готовности ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2 предусматривается заводом-изготовителем данного здания.

Для электроснабжения применена питающая сеть системы:

- с эффективно-заземлённой нейтралью – для сети 110 кВ;
- с резистивно-заземленной нейтралью – для сети 10 кВ;
- TN-S с глухозаземленной нейтралью - для сети 0,4 кВ;
- IT – в сети постоянного тока 220 В.

Заземлению подлежат все металлические части электроустановок нормально не находящиеся под напряжением, и присоединяются к

заземляющему устройству.

Описания дополнительных и резервных источников электроэнергии.

В качестве резервных источников питания потребителей 10 кВ может использоваться:

- одна из двух секций ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ ГПП-2;

- один из двух установленных трансформаторов 110/10 кВ на ПС 110 кВ ГПП-2.

В качестве резервного источника питания на потребителей 0,4 кВ переменного тока может использоваться:

- один из двух трансформаторов собственных нужд ТСН1 и ТСН2 ПС 110 кВ ГПП-2;

- одна из двух секций щита СН ПС 110 кВ ГПП-2;

- автоматический ввод от электронного байпаса инвертора установленного в ИБП для электропитания оборудования связи.

В качестве резервного источника питания для потребителей 220 В постоянного тока может использоваться:

- одно из двух зарядно-выпрямительных устройств ИБП постоянного тока размещенного на ПС 110 кВ ГПП-2;

- одна из двух секций ИБП;

- аккумуляторная батарея (аварийный источник).

4.16 Мероприятия по резервированию электроэнергии

В проектной документации предусмотрены следующие мероприятия по резервированию электроэнергии для потребителей ПС ГПП-2 Амурского ГПЗ:

- электроснабжение от одной из двух питающих линий 110 кВ;

- АВР на СВ ЗРУ 10 кВ;

-АВР на СВ щитов СН 10/0,4 кВ (в случае потери питающей КЛ-10 кВ либо трансформатора 10/0,4 кВ СН);

-секционные разъединители в ИБП постоянного тока;

-установка аккумуляторной батареи для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей постоянного и переменного тока в случае исчезновения напряжения во внешней сети 0,4 кВ;

-наличие электронного байпаса для резервирования питания потребителей переменного тока в ИБП.

4.17 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

4.17.1 Вариант развития электрической сети при подключении ПС ГПП-2 к РП 110 кВ АГПЗ.

При подключении ГПП-2 на напряжение 110 кВ необходимо строительство 2хВЛ 110 кВ РП АГПЗ – ГПП-2 длиной 1 км.

Для ГПП-2 выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Два блока линия – трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Таблица 28 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	Imax, А	Идд, А	ΔI, %
1	2	3	4
Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГПЗ 4	161,38	491	32,87
Свободненская ТЭС СН3 - РП 110 АГПЗ 3	161,38	491	32,87
Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	184,40	690	26,73
ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	179,12	690	25,96
ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	149,22	610	24,46

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	161,04	690	23,34
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-1 Т2	110,34	491	22,47
РП 110 АГПЗ 1 - ГПП-1 Т1	109,05	491	22,21
Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГПЗ 2	107,72	491	21,94
Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГПЗ 1	107,72	491	21,94
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	150,44	690	21,80
ПС Амурская 220 2 - Оп.2	125,72	610	20,61
Свободненская ТЭС 4 - ПП 3ея	118,53	690	17,31
РП 110 АГПЗ 4 - ГПП-2 Т2	52,60	358	15,64
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-2 Т1	52,60	358	15,64
Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	83,18	610	13,64
ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	81,45	610	13,35

Таблица 29 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ГПП-2 Т1	110	115,48	4,98
ГПП-2 Т2	110	115,48	4,98
ГПП-2 Т1	10,5	10,67	1,57
ГПП-2 Т2	10,5	10,67	1,57

Таблица 30 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ РП АГПЗ – ГПП-2

Название	I _{max} , А	I _{дд} , А	ΔI, %
1	2	3	4
Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГПЗ 4	165,36	491	33,68
Свободненская ТЭС СН3 - РП 110 АГПЗ 3	165,36	491	33,68
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-2 Т1	112,46	358	32,62

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4
Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	184,42	690	26,73
ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	179,14	690	25,96
ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	149,43	610	24,50
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	161,07	690	23,34
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-1 Т2	110,53	491	22,51
РП 110 АГПЗ 1 - ГПП-1 Т1	109,06	491	22,21
Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГПЗ 2	107,73	491	21,94
Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГПЗ 1	107,73	491	21,94
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	150,46	690	21,81
ПС Амурская 220 2 - Оп.2	125,24	610	20,53
Свободненская ТЭС 4 - ПП Зея	118,07	690	17,23
Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	83,22	610	13,64
ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	80,15	610	13,14
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	86,91	690	12,67
Оп.1 - ПС 220 кВ Шимановск	85,93	690	12,45
РП 110 АГПЗ 3 - ПС ТСБ Т2	53,94	491	10,99
РП 110 АГПЗ 4 - ПС ООП Т2	53,94	491	10,99
РП 110 АГПЗ 1 - ПС ТСБ Т1	53,22	491	10,84

Таблица 31 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская при отключении ВЛ 110 кВ РП АГПЗ – ГПП-2

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
1	2	3	4
ГПП-2 Т1	110	115,26	4,78
ГПП-2 Т2	110	0,00	0,00
ГПП-2 Т1	10,5	10,20	-2,87
ГПП-2 Т2	10,5	10,20	-2,87

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.

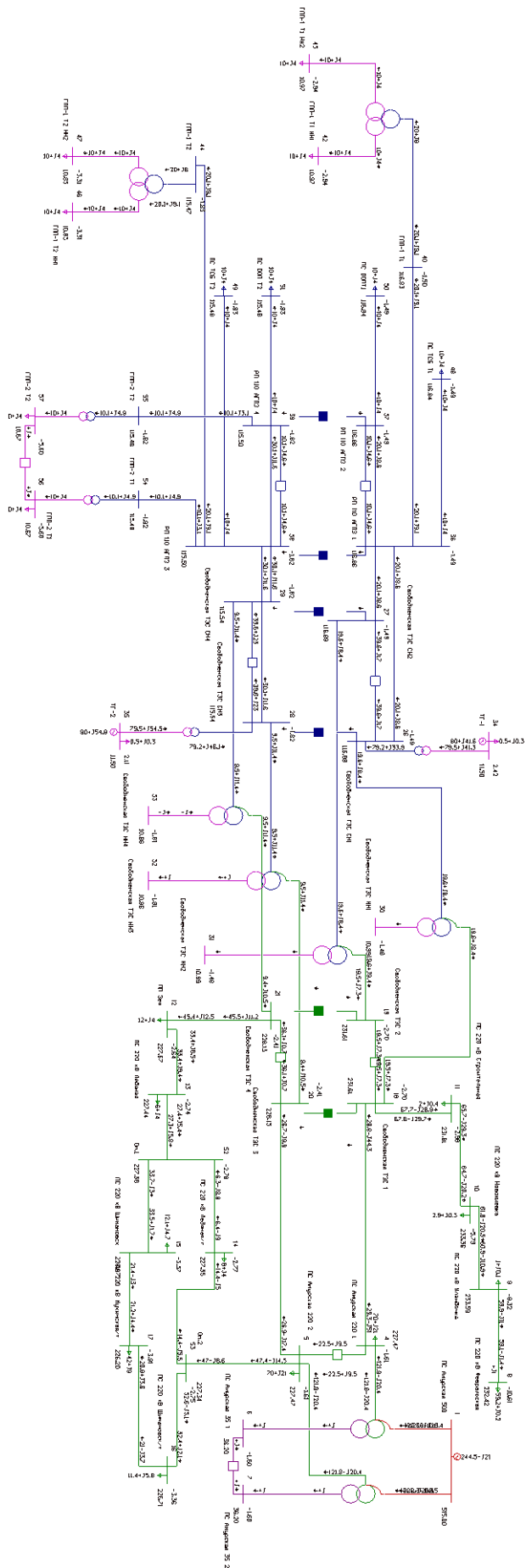


Рисунок 14 - Вариант 1 схема нормального режима

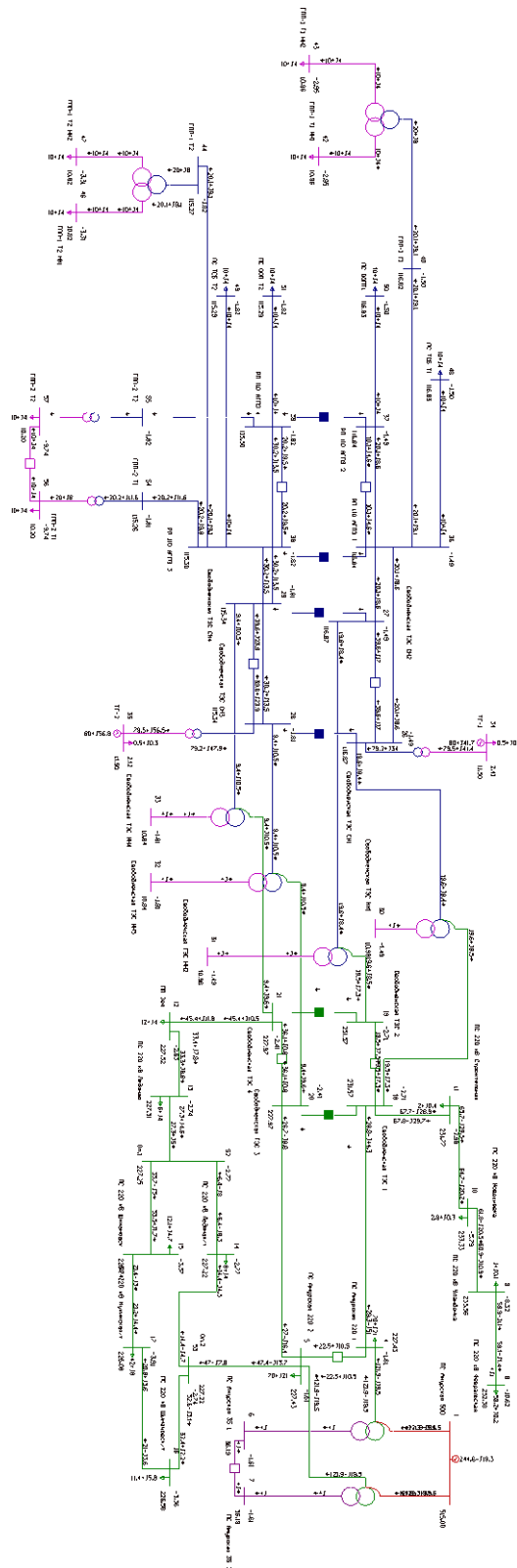


Рисунок 15 - Вариант 1 схема послеаварийного режима при отключении ВЛ 110 кВ РП АГПЗ – ГПП-2

4.17.2 Вариант развития электрической сети при подключении ПС ГПП-2 к Свободненской ТЭС

При подключении ГПП-2 на напряжение 110 кВ необходимо строительство 2хВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – ГПП-2 длиной 2 км.

Для ГПП-2 выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (110 кВ): Два блока линия – трансформатор (4Н).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ГПП-2, будут выполнены проводами марки АС-240/32.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

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.

Таблица 32 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I _{max} , А	I _{дд} , А	ΔI, %
1	2	3	4
Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	184,38	690	26,72
ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	179,10	690	25,96
ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	148,99	610	24,42
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	161,02	690	23,34
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-1 Т2	110,13	491	22,43
РП 110 АГПЗ 1 - ГПП-1 Т1	109,04	491	22,21
Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГПЗ 4	108,78	491	22,16

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4
Свободненская ТЭС СНЗ - РП 110 АГПЗ 3	108,78	491	22,16
Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГПЗ 2	107,70	491	21,94
Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГПЗ 1	107,70	491	21,94
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	150,42	690	21,80
ПС Амурская 220 2 - Оп.2	126,32	610	20,71
Свободненская ТЭС 4 - ПП Зея	118,96	690	17,38
Свободненская ТЭС СН4 - ГПП-2 Т2	50,57	358	15,61
Свободненская ТЭС СНЗ - ГПП-2 Т1	50,57	358	15,61
Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	83,14	610	13,63
ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	82,94	610	13,60
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	87,89	690	12,83
Оп.1 - ПС 220 кВ Шимановск	85,84	690	12,44
РП 110 АГПЗ 3 - ПС ТСБ Т2	53,74	491	10,95
РП 110 АГПЗ 4 - ПС ООП Т2	53,74	491	10,95
РП 110 АГПЗ 1 - ПС ТСБ Т1	53,21	491	10,84

Таблица 33 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	I _{max} , А	I _{дд} , А	ΔI, %
1	2	3	4
Свободненская ТЭС СНЗ - ГПП-2 Т1	108,64	358	32,58
Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	184,41	690	26,73
ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	179,13	690	25,96
ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	149,32	610	24,48
ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	161,05	690	23,34
РП 110 АГПЗ 3 - ГПП-1 Т2	110,42	491	22,49
Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГПЗ 4	109,06	491	22,21
Свободненская ТЭС СНЗ - РП 110 АГПЗ 3	109,06	491	22,21
РП 110 АГПЗ 1 - ГПП-1 Т1	109,06	491	22,21

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГПЗ 2	107,72	491	21,94
Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГПЗ 1	107,72	491	21,94
ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	150,45	690	21,80
ПС Амурская 220 2 - Оп.2	125,52	610	20,58
Свободненская ТЭС 4 - ПП Зея	118,26	690	17,27
Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	83,20	610	13,64
ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	80,85	610	13,25
ПП Зея - ПС 220 кВ Ледяная	87,12	690	12,71
Оп.1 - ПС 220 кВ Шимановск	85,91	690	12,45
РП 110 АГПЗ 3 - ПС ТСБ Т2	53,88	491	10,97
РП 110 АГПЗ 4 - ПС ООП Т2	53,88	491	10,97
РП 110 АГПЗ 1 - ПС ТСБ Т1	53,22	491	10,84
РП 110 АГПЗ 2 - ПС ООПТ1	53,22	491	10,84

Таблица 34 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
ГПП-2 Т1	110	115,70	5,18
ГПП-2 Т2	110	115,70	5,18
ГПП-2 Т1	10,5	10,69	1,79
ГПП-2 Т2	10,5	10,69	1,79

Таблица 35 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	d U, %
ГПП-2 Т1	110	115,36	4,87
ГПП-2 Т2	110	0,00	0,00
ГПП-2 Т1	10,5	10,21	2,77
ГПП-2 Т2	10,5	10,21	2,77

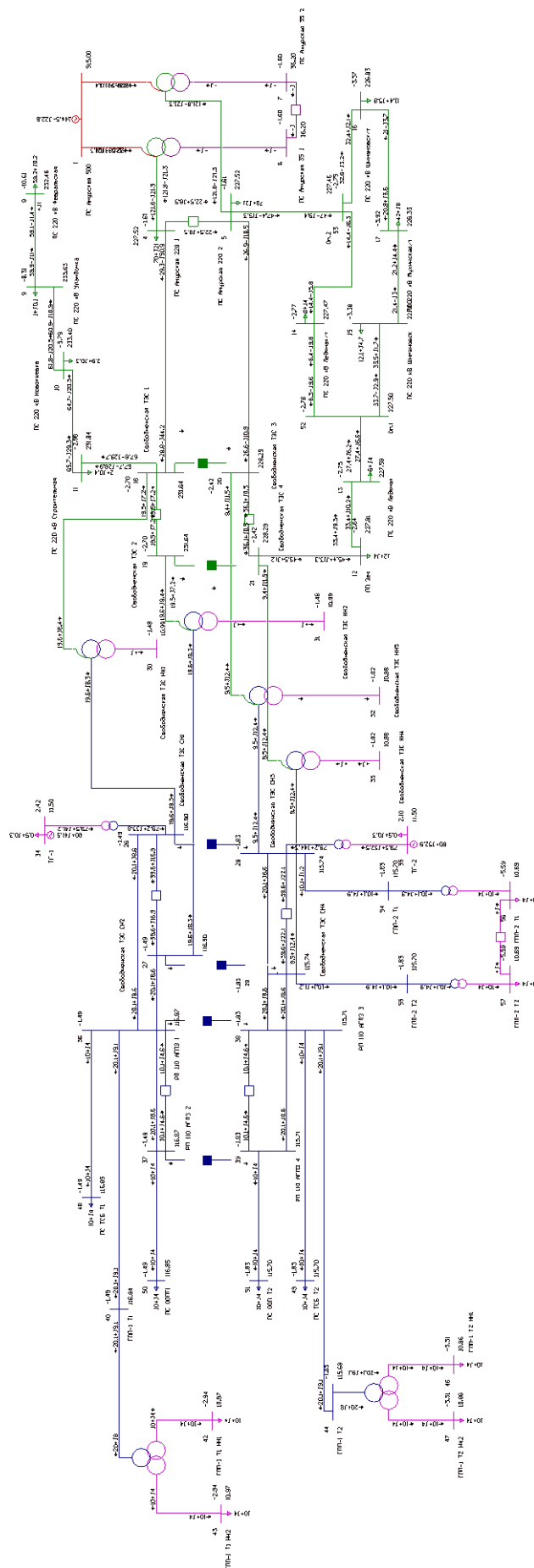


Рисунок 16 - Вариант 2 нормальный режим

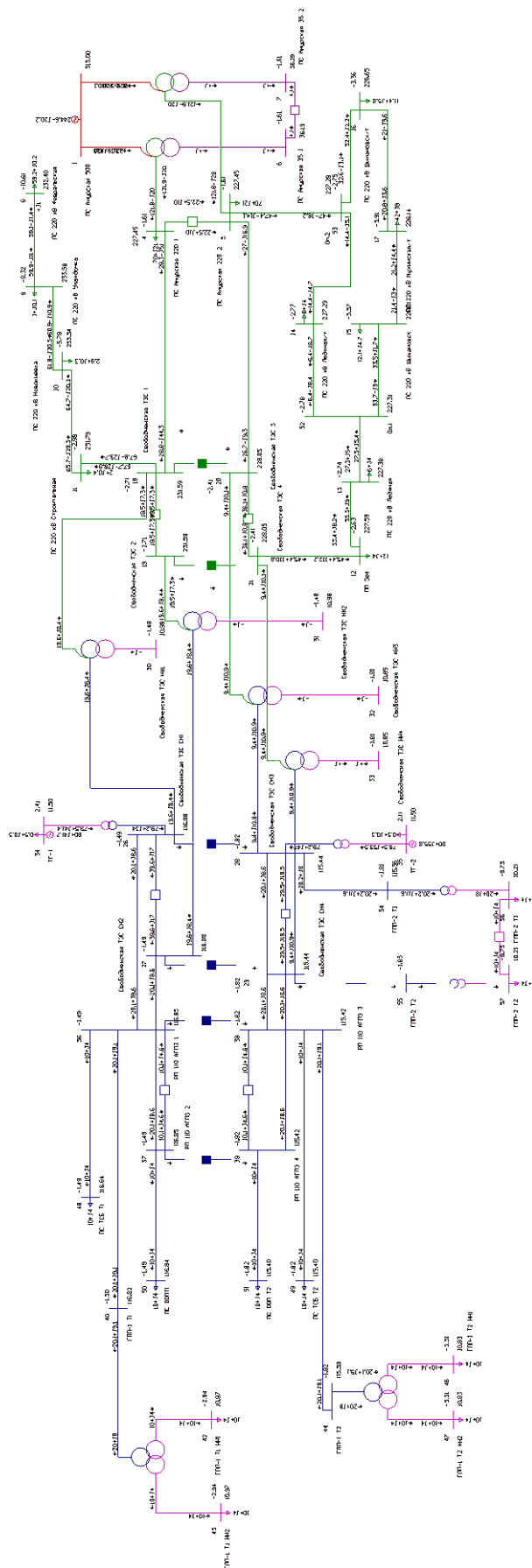


Рисунок 17 - Вариант 2 послеаварийный режим при отключении одной из питающих ВЛ

4.18 Вывод

Исходя из сделанных расчетов вариантов в данном разделе можно сделать вывод, что реализация предложенных вариантов позволяет произвести строительство ПС ГПП-2 в Амурской области. Анализ нормального и послеаварийного режима показал отсутствие отклонения параметров режима при реализации варианта 1 и 2. Так же было выбрано все необходимое оборудование и поведена проверка. Из двух рассмотренных вариантов развития электрической сети выберем один путем технико-экономического сравнения.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

5.1 Капитальные вложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Суммарные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (5.1)$$

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.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (5.2)$$

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:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (5.3)$$

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 110 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 36, для варианта №2 представлены в таблице 37.

Таблица 36 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб	Оборудование
1	2	3
Проводники	1602	1 км АС-240/32
Трансформаторы	11800	2х ТРДН-80000/110-УХЛ1
Постоянная часть затрат	11000	-
Стоимость распределительных устройств	20600	4Н (110) 2 х выключатель 110 кВ

Таблица 37 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб	Оборудование
1	2	3
Проводники	3205	2 км АС-240/32
Трансформаторы	11800	2х ТРДН-80000/110-УХЛ1
Постоянная часть затрат	11000	-
Стоимость распределительных устройств	20600	4Н (110) 2 х выключатель 110 кВ

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 337468.723$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 348000$ тыс.руб.

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

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

$$I = I_{AM} + I_{\text{э.р}} + I_{\Delta W}, \quad (5.4)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (5.5)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (5.6)$$

где ΔW – потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 2.84 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:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (5.7)$$

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 38.

Таблица 38 – Издержки

Вариант	$I_{\text{Э.р.}}$, тыс.руб	$I_{\text{ам.рен.}}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	2495	1687	35.37	19400
№2	2507	1740	34.4	19940

5.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле :

$$Z = E \cdot K + I, \quad (5.8)$$

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 39.

Таблица 39 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	2	3	4
1	337468,7	19400	53151,12
2	348000	19940	54743,25
Δ , %	3,03	2,71	2,91

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 3% по сравнению с вариантом №2.

5.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (5.9)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (5.10)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 18140 \cdot 8760 = 99790 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 99790 \cdot 2 = 199600 \text{ тыс.руб}.$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - U_t; \quad (5.11)$$

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:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{\delta t}). \quad (5.12)$$

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

$$P_{\text{ч}t} = P_{\delta t} - H_t; \quad (5.13)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (5.14)$$

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 16.

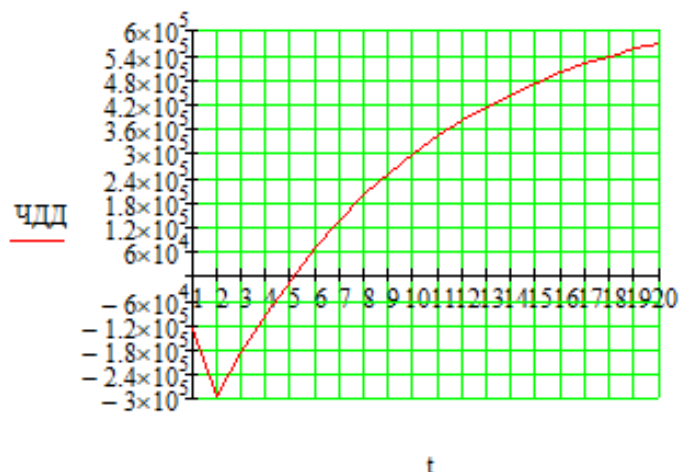


Рисунок 18 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 16 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]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (5.15)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%. «Простым» сроком окупаемости называется

продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным. Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта №1 в приложении Б.

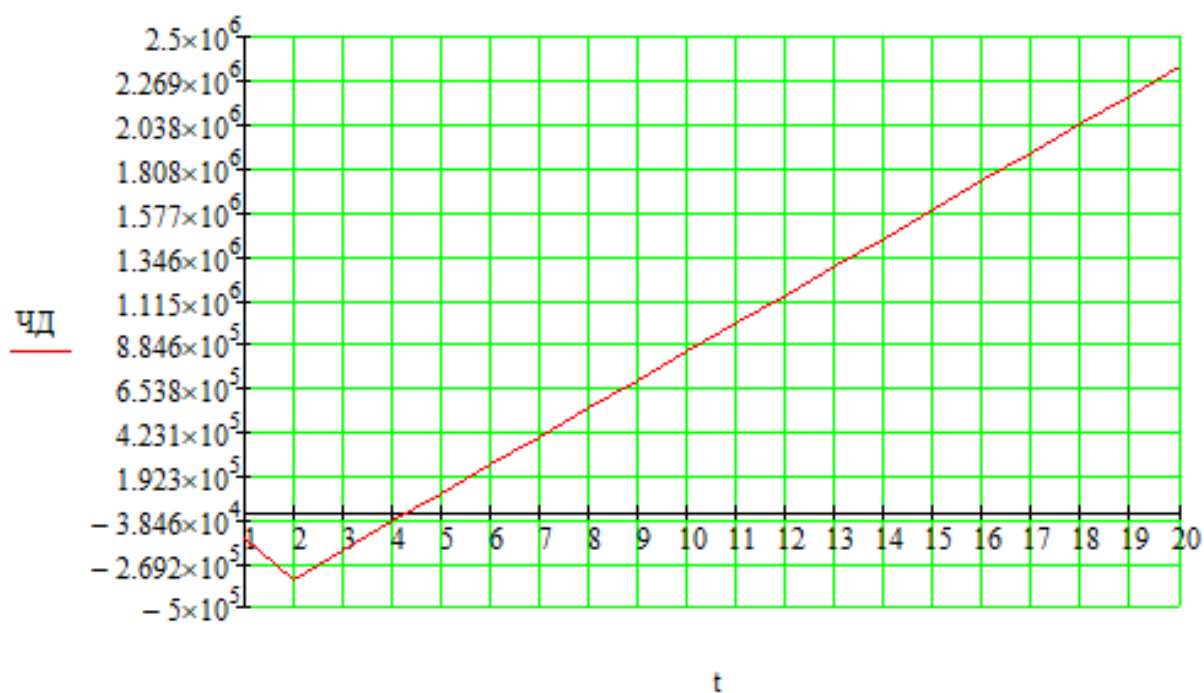


Рисунок 19 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 337 миллионов руб. составит 5.9 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 2.639$). Рентабельность проекта составит 44.37 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

5.5 Вывод

По полученным расчетом экономических факторов можно сделать вывод, что более экономичным и целесообразным будет проектирование ПС ГПП-2 по первому варианту. Данный вариант менее затратный и более перспективный в плане окупаемости.

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. Digital Substations Redefine Remoteness – Режим доступа: <https://www.tdworld.com/substations/article/21176791/digital-substations-redefine-remoteness>. (Дата обращения :12.05.2025 г)
2. Energy Technology Perspectives 2017. Catalysing Energy Technology Transformations. OECD/IEA, 2017. 443p.
3. Intelligent system for digital substation control – Режим доступа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352146521006931j>. (Дата обращения :12.05.2025 г)
4. International Renewable Energy Agency (IRENA). Blockchain Innovation Landscape Brief, 2019.
5. Transactive Energy Systems Research, Development and Deployment Roadmap. GridWise Architecture Council. December, 2018. 36 p.
6. Turovets J., Proskuryakova L., Starodubtseva A., Bianco V. Green Digitalization in the Electric Power Industry // Foresight and STI Governance. - 2021. - № 3. - p. 35-51. - doi: 10.17323/2500-2597.2021.3.35.51.
7. Tutorial on Networking for Digital Substations/ R. Hunt, M. Zapella, C. Pimentel, G. Silvano //72nd Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). – USA. TX. College Station, 2019. – P. 1–15. DOI: 10.1109/CPRE.2019.8765874
8. Yu. Zhilkina, D.Vodennikov Mechanism of business entities innovative development management (organizational and economic approaches), report in «IOP Conference Series: Materials Science and Engineering», issue «International Scientific Smart Energy Systems, SES- 2019, 18-20 September 2019, Kazan, Russian Federation».
9. Абдрахманова Г.И., Быховский К.Б. и др. Цифровая трансформация отраслей: стартовые условия и приоритеты. / Монография. - М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2021. - 239 с.

10. Автоматизация энергетики: тренды и реальность – Режим доступа: <https://www.it-world.ru/cionews/business/175432.html> (Дата обращения :12.05.2025 г)

11. Актуальность применения цифровых подстанций – Режим доступа: <https://apni.ru/article/2521-aktualnost-primeneniya-tsifrovikh-podstantsij>. (Дата обращения :12.05.2025 г)

12. Волкова И.О., Бурда Е.Д., Гаврикова Е.В., Суслов К.В., Косыгина А.В., Горгишели М.В. Трансформация электроэнергетики: тренды, модели, механизмы и практики управления: монография. - Иркутск, 2020. - 354 с.

13. Грабчак Е.Л. Цифровизация в электроэнергетике: к чему должна прийти отрасль? // Энергетическая политика. - 2020. - № 1(143). - с. 16-21. - doi:10.46920/2409- 5516_2020_1143_16.

14. Доржиева В.В. Цифровая трансформация как национальный приоритет развития Российской Федерации и драйвер экономической интеграции в ЕАЭС // Вопросы инновационной экономики. - 2021. - № 4. - с. 6. - doi: 10.18334/vines. 11.4.113742.

15. Искусственный интеллект в электроэнергетике на практике – Режим доступа: <https://electrik.info/main/news/1798-iskusstvennyy-intellekt-v-elektroenergetike.html> (Дата обращения :12.05.2025 г)

16. 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>

17. Касьян А.П. Перспективы внедрения цифровых технологий на подстанциях энергосистем/ Касьян А.П.- Благовещенск: Изд-во Вестник АмГУ, 2024.- 96-103 с.

18. Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.

19. Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. –

510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 01.06.2025).

20. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.

21. Материалы преддипломной практики

22. Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/14559> (Дата обращения :12.05.2025 г)

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

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

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

26. Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

27. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 2023 г

28. О затратах сетевой организации на покупку потерь в собственных сетях [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://drsk.ru/poteri_po_godam.html. (Дата обращения :12.05.2025 г)

29. ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

30. Паспортные данные для стальных ячейковых порталов ПСТ-110Я С1 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ural-esk.ru/pst-110ja1/> Дата обращения: 08.06.2025г.

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

32. Развитие отдельных высокотехнологичных направлений. Белая книга [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://issek.hse.ru/mirror/pubs/share/565446894.pdf> . (Дата обращения :12.05.2025 г.)

33. РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2011.

34. РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

35. РусКабель.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/info/wire/group/kamkabel_kabeli_s_spe_10kv/.(дата обращения 29.05.2025)

36. 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: 12.04.2025).

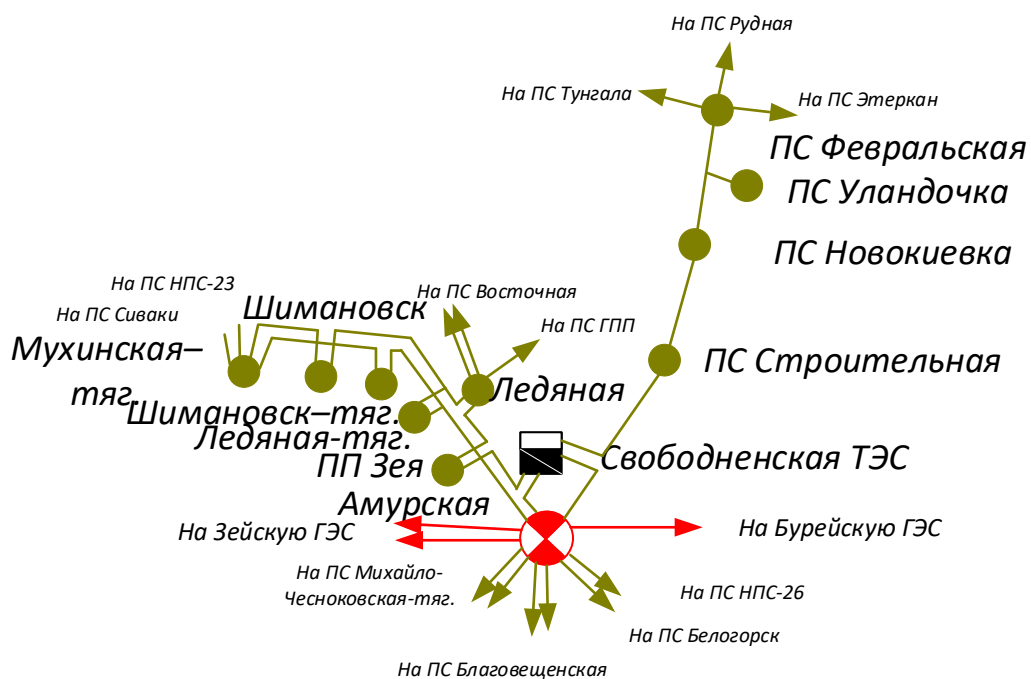
37. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 12.03.2025).

38. 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. (Дата обращения :12.05.2025 г)
39. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
40. 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. (Дата обращения :12.05.2025 г)
41. 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
42. 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
43. 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.

44. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.
45. Стратегия цифровой трансформации электроэнергетики. – Режим доступа: <https://www.digital-energy.ru/activity/materials/strategy-for-digital-transformation-electric-power-industry/>. (Дата обращения :12.05.2025 г)
46. Таблица индивидуальных тарифов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.drsk.ru/individualnye_tarify_20.html. (Дата обращения :12.05.2025 г)
47. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>. (Дата обращения :12.05.2025 г)
48. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012 – 376 с.
49. Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.
50. Цифровая подстанция. Эффективные решения – Режим доступа: <https://isup.ru/articles/72/13855/>. (Дата обращения :12.05.2025 г)
51. Цифровая подстанция: просто, эффективно, надёжно – Режим доступа: <http://szte.ru/ru/article/view?slug=cifrovaya-podstanciya-prosto-effektivno-nadezhno>. (Дата обращения :12.05.2025 г)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_t := 1$ $\alpha_l := 1.05$ $K_{уд110} := 1.75$ $K_{уд10} := 1.85$
 $I_{но110} := 6.44$
 $I_{но10} := 13.26$ $T_{а110} := 0.3$ $T_{а10} := 0.6$

$$i_{уд110} := \sqrt{2} \cdot K_{уд110} \cdot I_{но110} = 15.938$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 34.692$$

$$B_{крас110} := I_{но110}^2 (1.02 + T_{а110}) = 54.745$$

$$B_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{а10}) = 284.841$$

$$i_{ат110} := \sqrt{2} \cdot I_{но110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а110}}} = 8.809$$

$$i_{ат10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а10}}} = 18.443$$

$$I_{ра6220} := \frac{\sqrt{20^2 + 8^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 0.057$$

$$I_{ра610.5} := \frac{\sqrt{20^2 + 8^2}}{4\sqrt{3} \cdot 10.5} = 0.296$$

$$\sqrt{20^2 + 8^2} = 21.541$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
 5694700729.240.124-2012.

Рассчёт приведённых затрат.

$$З := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

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.

$$K_{\text{вл1}} := C_{\text{кабел185}} \cdot 1 = 1400$$

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:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1602.72 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{\text{кабел185}} \cdot 2 = 2.8 \times 10^3$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.205 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

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

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

$$K_{\text{постмост}} := 11000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру1}} := 6600 = 6.6 \times 10^3$$

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

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

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

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

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

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

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

$$K_{\text{ВЫК110}} := 7000$$

$$K_{\text{ВЫК220}} := 12500$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{ру1}} + (K_{\text{ВЫК110}} \cdot 2) = 2.06 \times 10^4$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{ру1}} + (K_{\text{ВЫК110}} \cdot 2) = 2.06 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр1}} := 2K_{\text{тр16}} = 1.18 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := 2K_{\text{тр16}} = 1.18 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{постмост}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 4.34 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{постмост}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} = 4.34 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.968 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.968 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 6.58$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл1}} + K_{\Sigma \text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 337468.723 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл2}} + K_{\Sigma \text{пс2}}) \cdot K_{\text{инф}} = 3.48 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

$$И := И_э + И_{ам} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{э.вл} := 0.007 \quad \alpha_{э.пс} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс1} = 2.495 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс2} = 2.507 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{ам1} := \frac{K_1}{T_{ст.}} = 1.687 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \quad K_1 = 3.375 \times 10^5$$

Вариант №2.

$$И_{ам2} := \frac{K_2}{T_{ст.}} = 1.74 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб} \quad K_2 = 3.48 \times 10^5$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{вл} + \Sigma W_{тр}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

$$dP_1 := 3.2$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := dP_1 \cdot T = 1.76 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$dP_2 := 3.2$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := dP_2 \cdot T = 1.76 \times 10^4$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$dP_{1\text{тр}} := 0.82$$

$$dP_{2\text{тр}} := 0.71$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр1}} := dP_{1\text{тр}} \cdot T = 4.51 \times 10^3$$

$$\Sigma W_{\text{тр2}} := dP_{2\text{тр}} \cdot T = 3.905 \times 10^3$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр1}}) = 2.211 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр2}}) = 2.151 \times 10^4$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := \frac{\Sigma W_1 \cdot C_0}{1000} = 35.376 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := \frac{\Sigma W_2 \cdot C_0}{1000} = 34.408 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$И_1 := И_{з1} + И_{ам1} + И_{\Delta W1} = 1.94 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_2 := И_{з2} + И_{ам2} + И_{\Delta W2} = 1.994 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$З_1 := E \cdot K_1 + И_1 = 53151.12 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$З_2 := E \cdot K_2 + И_2 = 54743.2552 \quad \text{тыс.руб}$$

Часть 3.

*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:

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

$$S_{\text{ном1}} := 16000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{1\text{ном}} := 0.63$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{ном}} = 2.016 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.9$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 1.814 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 1.814 \times 10^4 \quad \text{кВт}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 9.979 \times 10^7 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_s) \cdot 10^{-3} = 1.996 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{ам1}} = 2.531 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 1.971 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 4.729 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{c1} := 0.4 \cdot K_2 = 1.392 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{c2} := 0.6 \cdot K_2 = 2.088 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.12$$

$$\Xi_1 := -И - K_{c1} = -1.417 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Xi_1}{(1 + E_n)^1} = -1.266 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1.266 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Xi_2 := -И - K_{c2} = -2.113 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Xi_2}{(1 + E_n)^2} = -1.685 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -2.95 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 1.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 1.066 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -1.884 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 1.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 9.518 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -9.326 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 8.498 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = -8.279 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^6} = 7.587 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 6.759 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^7} = 6.774 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 1.353 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^8} = 6.049 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.958 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^9} = 5.401 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 2.498 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{10}} = 4.822 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 2.98 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^{11}} = 4.305 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 3.411 \times 10^5$$

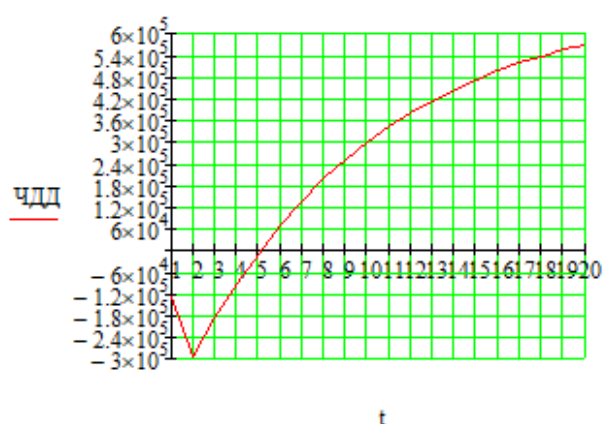
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 3.844 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 3.795 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 3.432 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 4.139 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 3.064 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 4.445 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 2.736 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 4.719 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 2.443 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 4.963 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 2.181 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 5.181 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 1.947 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 5.376 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 1.739 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 5.55 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 1.553 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 5.705 \times 10^5$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 2.639$$

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:

$$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -1.417 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.417 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -2.113 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3.531 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 1.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -2.033 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 1.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -5.356 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 1.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 9.621 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 1.498 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$ЧД_7 := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 2.46 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_8 := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 3.957 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_9 := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 5.455 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{10} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 6.952 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{11} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 8.45 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{12} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 9.948 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{13} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 1.145 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 1.294 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 1.444 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.594 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 1.744 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 1.893 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 2.043 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := \Theta = 1.498 \times 10^5$	тыс.руб	$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 2.193 \times 10^6$	тыс.руб
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 2.343 \times 10^6$	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.

$$\text{ВДН} := 5 + (6 - 5) \cdot \frac{\text{ЧДД}_6}{\text{ЧДД}_6 - \text{ЧДД}_5} = 5.891$$

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_1} \cdot 100 = -42 \quad \%$$

$$K_1 = 3.375 \times 10^5$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_1} \cdot 100 = -62.625 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_1} \cdot 100 = 44.378 \quad \%$$

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	
База	1	ПС Амурская 500	500	0	1	0	0	224,2712	-24,2296	515	0	0	0	0	515	3	0
Нагр	2	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517,2434	3,448681	-1,47093
Нагр	3	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517,2434	3,448681	-1,47093
Нагр	4	ПС Амурская 220 1	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,55	3,431835	-1,47273
Нагр	5	ПС Амурская 220 2	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,55	3,431835	-1,47273
Нагр	6	ПС Амурская 35 1	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,20704	3,448681	-1,47093
Нагр	7	ПС Амурская 35 2	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,20704	3,448681	-1,47093
Ген+	8	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	1	242	-63	1	0	0	232,4833	5,674222	-10,4725
Нагр	9	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	233,6559	6,20724	-8,17868
Нагр	10	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	0	233,4242	6,101899	-5,65312
Нагр	11	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	0	231,8683	5,394688	-2,84256
Нагр	12	ПП Зезя	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	0	228,1246	3,692991	-2,24981
Нагр	13	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	6	4	0	0	0	0	0	0	0	227,867	3,575924	-2,38186
Нагр	14	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	8	4	0	0	0	0	0	0	0	227,7454	3,520655	-2,43093
Нагр	15	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	0	227,2765	3,307494	-3,02946
Нагр	16	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	11,4	5,8	0	0	0	0	0	0	0	227,0971	3,225945	-3,02926
Нагр	17	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	42	8	0	0	0	0	0	0	0	226,6017	3,000751	-3,57366
Нагр	18	Свободненская ТЭС 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6669	5,303131	-2,56913
Нагр	19	Свободненская ТЭС 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6669	5,303131	-2,56913
Нагр	20	Свободненская ТЭС 3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,648	3,930902	-1,98389
Нагр	21	Свободненская ТЭС 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,648	3,930902	-1,98389
Нагр	22	Свободненская ТЭС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7664	6,25746	-1,34922
Нагр	23	Свободненская ТЭС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7664	6,25746	-1,34922
Нагр	24	Свободненская ТЭС Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,8666	5,393909	-0,74094
Нагр	25	Свободненская ТЭС Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,8666	5,393909	-0,74094
Нагр	26	Свободненская ТЭС СН1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,9033	6,27571	-1,3534
Нагр	27	Свободненская ТЭС СН2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,9033	6,27571	-1,3534
Нагр	28	Свободненская ТЭС СН3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,9535	5,4123	-0,7474
Нагр	29	Свободненская ТЭС СН4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,9535	5,4123	-0,7474
Нагр	30	Свободненская ТЭС НН1	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98702	4,638298	-1,34922
Нагр	31	Свободненская ТЭС НН2	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98702	4,638298	-1,34922
Нагр	32	Свободненская ТЭС НН3	10,51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,89773	3,689155	-0,74094
Нагр	33	Свободненская ТЭС НН4	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,89773	3,787907	-0,74094
Ген	34	ТГ-1	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	41,42359	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,549515	
Ген	35	ТГ-2	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	50,77336	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	3,173421	
Нагр	36	РП 110 АГПЗ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8747	6,249693	-1,35716
Нагр	37	РП 110 АГПЗ 2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8747	6,249693	-1,35716
Нагр	38	РП 110 АГПЗ 3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,9247	5,386068	-0,75122
Нагр	39	РП 110 АГПЗ 4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,9247	5,386068	-0,75122
Нагр	40	ГПП-1 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8455	6,223203	-1,36066
Нагр	41	ГПП-1 Т1 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4986	4,998691	-2,8186
Нагр	42	ГПП-1 Т1 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,96743	4,451674	-2,80829
Нагр	43	ГПП-1 Т1 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,96743	4,451674	-2,80829
Нагр	44	ГПП-1 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,8953	5,359359	-0,75477
Нагр	45	ГПП-1 Т2 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,5364	4,123956	-2,23709
Нагр	46	ГПП-1 Т2 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,87597	3,580708	-2,2266
Нагр	47	ГПП-1 Т2 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,87597	3,580708	-2,2266
Нагр	48	ПС ТСБ Т1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8606	6,23692	-1,35918
Нагр	49	ПС ТСБ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,9105	5,373189	-0,75327
Нагр	50	ПС ООПТ1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8606	6,23692	-1,35918
Нагр	51	ПС ООП Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,9105	5,373189	-0,75327
Нагр	52	Он.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7837	3,538037	-2,43107
Нагр	53	Он.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7204	3,509294	-2,42002

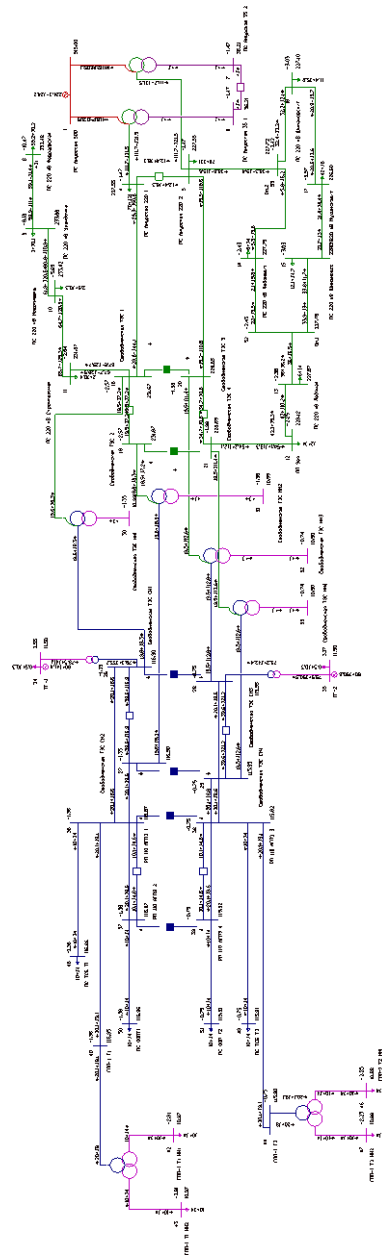
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Тр-р	1	2	0	0 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1	-112,136	12,11481	0	0	126,4432	0
Тр-р	2	4	0	0 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220 1	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-111,71	21,49579	0	0	126,9786	0
Тр-р	2	6	0	0 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35 1	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,84Е-14	-5,18Е-13	0	0	5,78Е-13	0
Тр-р	1	3	0	0 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1	-112,136	12,11481	0	0	126,4432	0
Тр-р	3	5	0	0 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220 2	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-111,71	21,49579	0	0	126,9786	0
Тр-р	3	7	0	0 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35 2	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	-1,84Е-14	-5,18Е-13	0	0	5,78Е-13	0
Выкл	4	5	0	0 ПС Амурская 220 1 - ПС Амурская 220 2	0	0	0	0	0	0	0	-12,3604	-8,31066	0	0	0	0
Выкл	6	7	0	0 ПС Амурская 35 1 - ПС Амурская 35 2	0	0	0	0	0	0	0	-1,84Е-14	-5,18Е-13	0	0	0	0
Тр-р	18	22	0	0 Свободненская ТЭС 1 - Свободненская ТЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,48247	7,193793	0	0	51,75757	0
Тр-р	22	26	0	0 Свободненская ТЭС Н1 - Свободненская ТЭС СН1	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,55393	8,306988	0	0	52,47106	0
Тр-р	22	30	0	0 Свободненская ТЭС Н1 - Свободненская ТЭС НН1	3,2	131	0	0	0,047	0	0	4,01Е-15	5,06Е-14	0	0	1,25Е-13	0
Тр-р	19	23	0	0 Свободненская ТЭС 2 - Свободненская ТЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,48247	7,193793	0	0	51,75757	0
Тр-р	23	27	0	0 Свободненская ТЭС Н2 - Свободненская ТЭС СН2	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,55393	8,306988	0	0	52,47106	0
Тр-р	23	31	0	0 Свободненская ТЭС Н2 - Свободненская ТЭС НН2	3,2	131	0	0	0,047	0	0	4,01Е-15	5,06Е-14	0	0	1,25Е-13	0
Тр-р	20	24	0	0 Свободненская ТЭС 3 - Свободненская ТЭС Н3	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,4735	11,42211	0	0	57,00612	0
Тр-р	24	28	0	0 Свободненская ТЭС Н3 - Свободненская ТЭС СН3	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,54335	12,63512	0	0	57,94768	0
Тр-р	24	32	0	0 Свободненская ТЭС Н3 - Свободненская ТЭС НН3	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-1,09Е-15	-5,03Е-14	0	0	1,25Е-13	0
Тр-р	21	25	0	0 Свободненская ТЭС 4 - Свободненская ТЭС Н4	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,4735	11,42211	0	0	57,00612	0
Тр-р	25	29	0	0 Свободненская ТЭС Н4 - Свободненская ТЭС СН4	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,54335	12,63512	0	0	57,94768	0
Тр-р	25	33	0	0 Свободненская ТЭС Н4 - Свободненская ТЭС НН4	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-1,09Е-15	-5,03Е-14	0	0	1,25Е-13	0
Выкл	18	19	0	0 Свободненская ТЭС 1 - Свободненская ТЭС 2	0	0	0	0	0	0	0	19,50375	7,19281	0	0	0	0
Выкл	18	20	0	0 Свободненская ТЭС 1 - Свободненская ТЭС 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	20	21	0	0 Свободненская ТЭС 3 - Свободненская ТЭС 4	0	0	0	0	0	0	0	-34,7041	-0,64284	0	0	0	0
Выкл	19	21	0	0 Свободненская ТЭС 2 - Свободненская ТЭС 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	26	27	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - Свободненская ТЭС СН2	0	0	0	0	0	0	0	-39,6169	-16,8795	0	0	0	0
Выкл	26	28	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - Свободненская ТЭС СН3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	27	29	0	0 Свободненская ТЭС СН2 - Свободненская ТЭС СН4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	28	29	0	0 Свободненская ТЭС СН3 - Свободненская ТЭС СН4	0	0	0	0	0	0	0	-39,6074	-21,1913	0	0	0	0
Тр-р	40	41	0	0 ГПП-1 Т1 - ГПП-1 Т1 Н	0,6	17,4	36,2	5,29	1	9	3	-20,1027	-9,09982	0	0	109,0333	0
Тр-р	41	42	0	0 ГПП-1 Т1 Н - ГПП-1 Т1 НН1	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,005	-3,99978	0	0	53,86136	0
Тр-р	41	43	0	0 ГПП-1 Т1 Н - ГПП-1 Т1 НН2	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,005	-3,99978	0	0	53,86136	0
Тр-р	44	45	0	0 ГПП-1 Т2 - ГПП-1 Т2 Н	0,6	17,4	36,2	5,29	1	9	3	-20,1029	-9,10222	0	0	109,9329	0
Тр-р	45	46	0	0 ГПП-1 Т2 Н - ГПП-1 Т2 НН1	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,0053	-3,99999	0	0	54,31546	0
Тр-р	45	47	0	0 ГПП-1 Т2 Н - ГПП-1 Т2 НН2	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,0053	-3,99999	0	0	54,31546	0
ЛЭП	4	18	0	0 ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	6,6	23,925	-154	3,3	0	0	0	-29,3305	50,80644	0	610	148,8473	24,40119
ЛЭП	5	20	0	0 ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	6,6	23,925	-154	3,3	0	0	0	-15,4596	18,58414	0	610	61,33461	10,05485
ЛЭП	21	12	0	0 Свободненская ТЭС 4 - ПП Зоя	1,1	4,73	-29,04	0,55	0	0	0	-54,1777	-12,0649	0	690	140,956	20,42841
ЛЭП	12	13	0	0 ПП Зоя - ПС 220 кВ Ледяная	0,7	3,01	-18,48	0,35	0	0	0	-42,0839	-9,29935	0	690	109,5807	15,88125
ЛЭП	13	52	0	0 ПС 220 кВ Ледяная - Оп.1	0,3	1,29	-7,92	0,15	0	0	0	-36,0406	-6,15206	0	690	92,79859	13,44907
ЛЭП	52	14	0	0 Оп.1 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	0	0	-2,09621	-9,50428	0	690	25,34464	3,673136
ЛЭП	52	15	0	0 Оп.1 - ПС 220 кВ Шимановск	3,7	15,91	-97,68	1,85	0	0	0	-33,9288	2,974401	0	690	86,32733	12,51121
ЛЭП	15	17	0	0 ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,324	22,9245	-147,56	3,162	0	0	0	-21,6512	2,969556	0	610	55,75502	9,140168
ЛЭП	5	53	0	0 ПС Амурская 220 2 - Оп.2	5,64	20,445	-131,6	2,82	0	0	0	-38,6141	15,58932	0	610	105,6565	17,32074
ЛЭП	53	14	0	0 Оп.2 - ПС 220 кВ Ледяная/т	0,36	1,305	-8,4	0,18	0	0	0	-5,91917	6,21044	0	610	21,75175	3,565861
ЛЭП	53	16	0	0 Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	4,68	16,965	-109,2	2,34	0	0	0	-32,3708	3,204764	0	610	82,47247	13,52008
ЛЭП	18	11	0	0 Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	0,8	3,44	-21,12	0,4	0	0	0	-67,7543	29,70835	0	690	184,373	26,72072
ЛЭП	11	10	0	0 ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	8,7	37,41	-229,68	4,35	0	0	0	-65,6742	29,323	0	690	179,0881	25,95479
ЛЭП	10	9	0	0 ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	8,6	36,98	-227,04	4,3	0	0	0	-61,7663	20,55262	0	690	161,0082	23,33452
ЛЭП	9	8	0	0 ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	8,3	35,69	-219,12	4,15	0	0	0	-59,8693	10,98152	0	690	150,4016	21,79733
Тр-р	26	34	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	0	0	79,2339	33,74074	0	0	425,3149	0
Тр-р	28	35	0	0 Свободненская ТЭС СН3 - ТГ-2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	0	0	79,21481	42,38212	0	0	447,3271	0
ЛЭП	26	36	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГП3 1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,0591	-8,55423	0	491	107,6991	21,93463
ЛЭП	27	37	0	0 Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГП3 2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,0591	-8,55423	0	491	107,6991	21,93463
ЛЭП	28	38	0	0 Свободненская ТЭС СН3 - РП 110 АГП3 3	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,0592	-8,55567	0	491	108,5846	22,11499
ЛЭП	29	39	0	0 Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГП3 4	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,0592	-8,55567	0	491	108,5846	22,11499
ЛЭП	36	40	0	0 РП 110 АГП3 1 - ГПП-1 Т1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,1077	-9,10271	0	491	109,0354	22,20681
ЛЭП	38	44	0	0 РП 110 АГП3 3 - ГПП-1 Т2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,1074	-9,10516	0	491	109,933	22,3896
ЛЭП	37	50	0	0 РП 110 АГП3 2 - ПС ООПТ1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0008	-4,00023	0	491	53,2098	10,83703
ЛЭП	39	51	0	0 РП 110 АГП3 4 - ПС ООПТ2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0011	-4,00024	0	491	53,64698	10,92606
ЛЭП	36	48	0	0 РП 110 АГП3 1 - ПС ТС6 Т1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0008	-4,00023	0	491	53,2098	10,83703
ЛЭП	38	49	0	0 РП 110 АГП3 3 - ПС ТС6 Т2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0011	-4,00024	0	491	53,64698	10,92606
ЛЭП	16	17	0	0 ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,5	23,65	-145,2	2,75	0	0	0	-20,7556	3,699078	0	690	53,59859	7,767912
Выкл	36	37	0	0 РП 110 АГП3 1 - РП 110 АГП3 2	0	0	0	0	0	0	0	10,05375	4,55151	0	0	0	0
Выкл	36	38	0	0 РП 110 АГП3 1 - РП 110 АГП3 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	37	39	0	0 РП 110 АГП3 2 - РП 110 АГП3 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	39	38	0	0 РП 110 АГП3 4 - РП 110 АГП3 3	0	0	0	0	0	0	0	-10,0537	-4,55256	0	0	0	0

Продолжение приложение В.

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	
База	1	ПС Амурская 500	500	0	1	0	0	224,2888	-24,2228	515	0	0	0	0	515	3	0
Нагр	2	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517,243	3,448604	-1,47105
Нагр	3	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517,243	3,448604	-1,47105
Нагр	4	ПС Амурская 220 1	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,5499	3,431756	-1,47284
Нагр	5	ПС Амурская 220 2	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,5499	3,431756	-1,47284
Нагр	6	ПС Амурская 35 1	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,20701	3,448604	-1,47105
Нагр	7	ПС Амурская 35 2	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,20701	3,448604	-1,47105
Ген+	8	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	1	242	-63	1	0	0	232,4826	5,6739	-10,4729
Нагр	9	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	233,6552	6,206916	-8,17904
Нагр	10	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	0	233,4235	6,101577	-5,65347
Нагр	11	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	0	231,8676	5,394374	-2,84289
Нагр	12	ПП Зезя	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	0	228,1241	3,692785	-2,25003
Нагр	13	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	6	4	0	0	0	0	0	0	0	227,8666	3,575731	-2,38207
Нагр	14	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	8	4	0	0	0	0	0	0	0	227,745	3,520471	-2,43113
Нагр	15	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	0	227,2761	3,307306	-3,02967
Нагр	16	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	11,4	5,8	0	0	0	0	0	0	0	227,0967	3,225763	-3,02946
Нагр	17	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	42	8	0	0	0	0	0	0	0	226,6012	3,000564	-3,57386
Нагр	18	Свободненская ТЭС 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6662	5,302817	-2,56945
Нагр	19	Свободненская ТЭС 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6662	5,302817	-2,56945
Нагр	20	Свободненская ТЭС 3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,6475	3,930676	-1,98413
Нагр	21	Свободненская ТЭС 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,6475	3,930676	-1,98413
Нагр	22	Свободненская ТЭС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7654	6,256996	-1,34981
Нагр	23	Свободненская ТЭС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7654	6,256996	-1,34981
Нагр	24	Свободненская ТЭС Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,8657	5,393494	-0,74145
Нагр	25	Свободненская ТЭС Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,8657	5,393494	-0,74145
Нагр	26	Свободненская ТЭС СН1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,9028	6,275243	-1,35399
Нагр	27	Свободненская ТЭС СН2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,9028	6,275243	-1,35399
Нагр	28	Свободненская ТЭС СН3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,9531	5,41188	-0,74791
Нагр	29	Свободненская ТЭС СН4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,9531	5,41188	-0,74791
Нагр	30	Свободненская ТЭС НН1	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98697	4,637842	-1,34981
Нагр	31	Свободненская ТЭС НН2	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98697	4,637842	-1,34981
Нагр	32	Свободненская ТЭС НН3	10,51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,89769	3,688746	-0,74145
Нагр	33	Свободненская ТЭС НН4	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,89769	3,787498	-0,74145
Ген	34	ТГ-1	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	41,42865	11,5	-34,925	69,85	0	0	11,5	9,52381	2,548936
Ген	35	ТГ-2	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	50,7779	11,5	-34,925	69,85	0	0	11,5	9,52381	3,172919
Нагр	36	РП 110 АГПЗ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8455	6,223194	-1,36151
Нагр	37	РП 110 АГПЗ 2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8455	6,223194	-1,36151
Нагр	38	РП 110 АГПЗ 3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,8953	5,359402	-0,75555
Нагр	39	РП 110 АГПЗ 4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,8953	5,359402	-0,75555
Нагр	40	ГПП-1 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8164	6,196698	-1,36501
Нагр	41	ГПП-1 Т1 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,469	4,971855	-2,82369
Нагр	42	ГПП-1 Т1 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,96462	4,424954	-2,81337
Нагр	43	ГПП-1 Т1 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,96462	4,424954	-2,81337
Нагр	44	ГПП-1 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,866	5,332687	-0,7591
Нагр	45	ГПП-1 Т2 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,5066	4,096945	-2,24219
Нагр	46	ГПП-1 Т2 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,87315	3,553814	-2,23169
Нагр	47	ГПП-1 Т2 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,87315	3,553814	-2,23169
Нагр	48	ПС ТСБ Т1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8315	6,210417	-1,36353
Нагр	49	ПС ТСБ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,8812	5,346521	-0,7576
Нагр	50	ПС ООПТ1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8315	6,210417	-1,36353
Нагр	51	ПС ООП Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,8812	5,346521	-0,7576
Нагр	52	Он.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7833	3,537849	-2,43127
Нагр	53	Он.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,7201	3,509115	-2,42021

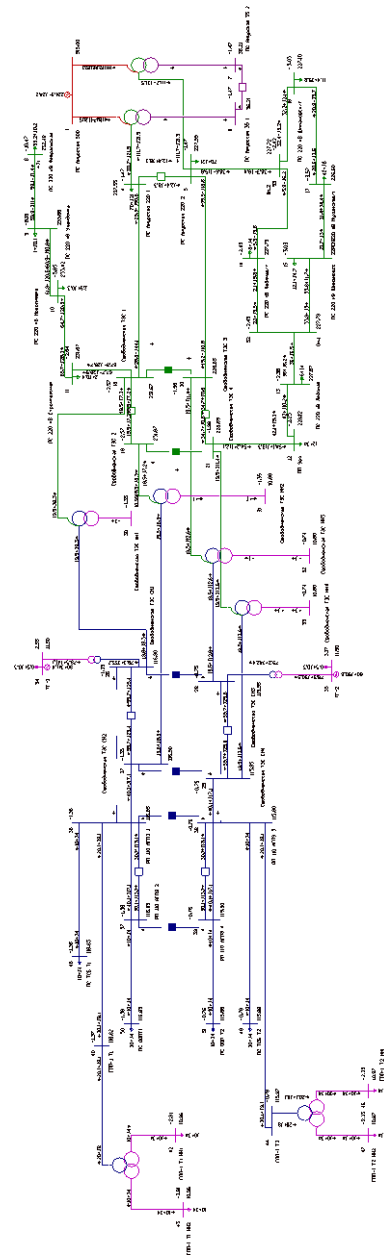
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	l max	l загр.
Тр-р	1	2	0	0 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1	-112,144	12,11142	0	0	126,4526	0
Тр-р	2	4	0	0 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 220 1	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-111,719	21,49282	0	0	126,9877	0
Тр-р	2	6	0	0 ПС Амурская Н1 - ПС Амурская 35 1	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	1	3	0	0 ПС Амурская 500 - ПС Амурская Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1	8	1	-112,144	12,11142	0	0	126,4526	0
Тр-р	3	5	0	0 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 220 2	0,39	0	0	0	0,44	0	0	-111,719	21,49282	0	0	126,9877	0
Тр-р	3	7	0	0 ПС Амурская Н2 - ПС Амурская 35 2	2,9	113,5	0	0	0,07	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	4	5	0	0 ПС Амурская 220 1 - ПС Амурская 220 2	0	0	0	0	0	0	0	-12,3605	-8,31092	0	0	0	0
Выкл	6	7	0	0 ПС Амурская 35 1 - ПС Амурская 35 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	18	22	0	0 Свободненская ТЭС 1 - Свободненская ТЭС Н1	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,47813	7,192608	0	0	51,74655	0
Тр-р	22	26	0	0 Свободненская ТЭС Н1 - Свободненская ТЭС СН1	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,54957	8,30554	0	0	52,45998	0
Тр-р	22	30	0	0 Свободненская ТЭС Н1 - Свободненская ТЭС НН1	3,2	131	0	0	0,047	0	0	2,32Е-15	-5,09Е-14	0	0	1,26Е-13	0
Тр-р	19	23	0	0 Свободненская ТЭС 2 - Свободненская ТЭС Н2	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,47813	7,192608	0	0	51,74655	0
Тр-р	23	27	0	0 Свободненская ТЭС Н2 - Свободненская ТЭС СН2	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,54957	8,30554	0	0	52,45998	0
Тр-р	23	31	0	0 Свободненская ТЭС Н2 - Свободненская ТЭС НН2	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-8,49Е-16	-5,07Е-14	0	0	1,25Е-13	0
Тр-р	20	24	0	0 Свободненская ТЭС 3 - Свободненская ТЭС Н3	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,46908	11,42061	0	0	56,99471	0
Тр-р	24	28	0	0 Свободненская ТЭС Н3 - Свободненская ТЭС СН3	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,53893	12,63339	0	0	57,93632	0
Тр-р	24	32	0	0 Свободненская ТЭС Н3 - Свободненская ТЭС НН3	3,2	131	0	0	0,047	0	0	2,05Е-15	-5,04Е-14	0	0	1,26Е-13	0
Тр-р	21	25	0	0 Свободненская ТЭС 4 - Свободненская ТЭС Н4	0,55	59,2	11,8	1,23	1	8	2	19,46908	11,42061	0	0	56,99471	0
Тр-р	25	29	0	0 Свободненская ТЭС Н4 - Свободненская ТЭС СН4	0,48	0	0	0	0,5	0	0	19,53893	12,63339	0	0	57,93632	0
Тр-р	25	33	0	0 Свободненская ТЭС Н4 - Свободненская ТЭС НН4	3,2	131	0	0	0,047	0	0	2,97Е-15	1,01Е-13	0	0	2,50Е-13	0
Выкл	18	19	0	0 Свободненская ТЭС 1 - Свободненская ТЭС 2	0	0	0	0	0	0	0	19,49941	7,191626	0	0	0	0
Выкл	18	20	0	0 Свободненская ТЭС 1 - Свободненская ТЭС 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	20	21	0	0 Свободненская ТЭС 3 - Свободненская ТЭС 4	0	0	0	0	0	0	0	-34,7047	-0,64304	0	0	0	0
Выкл	19	21	0	0 Свободненская ТЭС 2 - Свободненская ТЭС 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	26	27	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - Свободненская ТЭС СН2	0	0	0	0	0	0	0	-59,6804	-25,4399	0	0	0	0
Выкл	26	28	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - Свободненская ТЭС СН3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	27	29	0	0 Свободненская ТЭС СН2 - Свободненская ТЭС СН4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	28	29	0	0 Свободненская ТЭС СН3 - Свободненская ТЭС СН4	0	0	0	0	0	0	0	-59,671	-29,7529	0	0	0	0
Тр-р	40	41	0	0 ГПП-1 Т1 - ГПП-1 Т1 Н	0,6	17,4	36,2	5,29	1	9	3	-20,1027	-9,09988	0	0	109,0606	0
Тр-р	41	42	0	0 ГПП-1 Т1 Н - ГПП-1 Т1 НН1	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,005	-3,99978	0	0	53,87514	0
Тр-р	41	43	0	0 ГПП-1 Т1 Н - ГПП-1 Т1 НН2	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,005	-3,99978	0	0	53,87514	0
Тр-р	44	45	0	0 ГПП-1 Т2 - ГПП-1 Т2 Н	0,6	17,4	36,2	5,29	1	9	3	-20,1029	-9,10229	0	0	109,9608	0
Тр-р	45	46	0	0 ГПП-1 Т2 Н - ГПП-1 Т2 НН1	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,0053	-3,99999	0	0	54,32956	0
Тр-р	45	47	0	0 ГПП-1 Т2 Н - ГПП-1 Т2 НН2	0,6	0	0	0	0,095	0	0	-10,0053	-3,99999	0	0	54,32956	0
ЛЭП	4	18	0	0 ПС Амурская 220 1 - Свободненская ТЭС 1	6,6	23,925	-154	3,3	0	0	0	-29,3392	50,80374	0	610	148,8525	24,40205
ЛЭП	5	20	0	0 ПС Амурская 220 2 - Свободненская ТЭС 3	6,6	23,925	-154	3,3	0	0	0	-15,4646	18,58237	0	610	61,33938	10,05564
ЛЭП	21	12	0	0 Свободненская ТЭС 4 - ГПП Зоя	1,1	4,73	-29,04	0,55	0	0	0	-54,1739	-12,0636	0	690	140,9462	20,42698
ЛЭП	12	13	0	0 ГПП Зоя - ПС 220 кВ Ледная	0,7	3,01	-18,48	0,35	0	0	0	-42,0801	-9,29809	0	690	109,5707	15,87982
ЛЭП	13	52	0	0 ПС 220 кВ Ледная - Оп.1	0,3	1,29	-7,92	0,15	0	0	0	-36,0368	-6,15081	0	690	92,7887	13,44764
ЛЭП	52	14	0	0 Оп.1 - ПС 220 кВ Ледная/т	0,2	0,86	-5,28	0,1	0	0	0	-2,09251	-9,50303	0	690	25,3396	3,672406
ЛЭП	52	15	0	0 Оп.1 - ПС 220 кВ Шимановск	3,7	15,91	-97,68	1,85	0	0	0	-33,9287	2,974389	0	690	86,32723	12,51119
ЛЭП	15	17	0	0 ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,324	22,9245	-147,56	3,162	0	0	0	-21,6511	2,969562	0	610	55,75485	9,14014
ЛЭП	5	53	0	0 ПС Амурская 220 2 - Оп.2	5,64	20,445	-131,6	2,82	0	0	0	-38,6179	15,58785	0	610	105,6642	17,322
ЛЭП	53	14	0	0 Оп.2 - ПС 220 кВ Ледная/т	0,36	1,305	-8,4	0,18	0	0	0	-5,92287	6,209181	0	610	21,75596	3,566551
ЛЭП	53	16	0	0 Оп.2 - ПС 220 кВ Шимановск/т	4,68	16,965	-109,2	2,34	0	0	0	-32,3709	3,20468	0	610	82,47285	13,52014
ЛЭП	18	11	0	0 Свободненская ТЭС 1 - ПС 220 кВ Строительная	0,8	3,44	-21,12	0,4	0	0	0	-67,7543	29,70817	0	690	184,3733	26,72077
ЛЭП	11	10	0	0 ПС 220 кВ Строительная - ПС 220 кВ Новокиевка	8,7	37,41	-229,68	4,35	0	0	0	-65,6742	29,32282	0	690	179,0884	25,95484
ЛЭП	10	9	0	0 ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	8,6	36,98	-227,04	4,3	0	0	0	-61,7663	20,55254	0	690	161,0086	23,33458
ЛЭП	9	8	0	0 ПС 220 кВ Уландочка - ПС 220 кВ Февральская	8,3	35,69	-219,12	4,15	0	0	0	-59,8693	10,98152	0	690	150,402	21,7974
Тр-р	26	34	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - ТГ-1	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	0	0	79,23389	33,74546	0	0	425,3259	0
Тр-р	28	35	0	0 Свободненская ТЭС СН3 - ТГ-2	0,37	12,3	46,9	8,2	0,095	0	0	79,21479	42,38628	0	0	447,3386	0
ЛЭП	26	36	0	0 Свободненская ТЭС СН1 - РП 110 АГП3 1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	0	0	0	0	491	0
ЛЭП	27	37	0	0 Свободненская ТЭС СН2 - РП 110 АГП3 2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-40,127	-17,1159	0	491	215,4521	43,88026
ЛЭП	28	38	0	0 Свободненская ТЭС СН3 - РП 110 АГП3 3	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	0	0	0	0	491	0
ЛЭП	29	39	0	0 Свободненская ТЭС СН4 - РП 110 АГП3 4	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-40,1273	-17,1189	0	491	217,2242	44,24119
ЛЭП	36	40	0	0 РП 110 АГП3 1 - ГПП-1 Т1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,1076	-9,10278	0	491	109,0627	22,21236
ЛЭП	38	44	0	0 РП 110 АГП3 3 - ГПП-1 Т2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-20,1074	-9,10523	0	491	109,9609	22,39529
ЛЭП	37	50	0	0 РП 110 АГП3 2 - ПС ООПТ1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0008	-4,00023	0	491	53,22308	10,83973
ЛЭП	39	51	0	0 РП 110 АГП3 4 - ПС ООП Т2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0011	-4,00024	0	491	53,66056	10,92883
ЛЭП	36	48	0	0 РП 110 АГП3 1 - ПС ТС6 Т1	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0008	-4,00023	0	491	53,22308	10,83973
ЛЭП	38	49	0	0 РП 110 АГП3 3 - ПС ТС6 Т2	0,125	0,098	-0,045	0	0	0	0	-10,0011	-4,00024	0	491	53,66056	10,92883
ЛЭП	16	17	0	0 ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,5	23,65	-145,2	2,75	0	0	0	-20,7557	3,699017	0	690	53,59891	7,767958
Выкл	36	37	0	0 РП 110 АГП3 1 - РП 110 АГП3 2	0	0	0	0	0	0	0	30,10848	13,10301	0	0	0	0
Выкл	36	38	0	0 РП 110 АГП3 1 - РП 110 АГП3 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	37	39	0	0 РП 110 АГП3 2 - РП 110 АГП3 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	39	38	0	0 РП 110 АГП3 4 - РП 110 АГП3 3	0	0	0	0	0	0	0	-30,1085	-13,1054	0	0	0	0

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



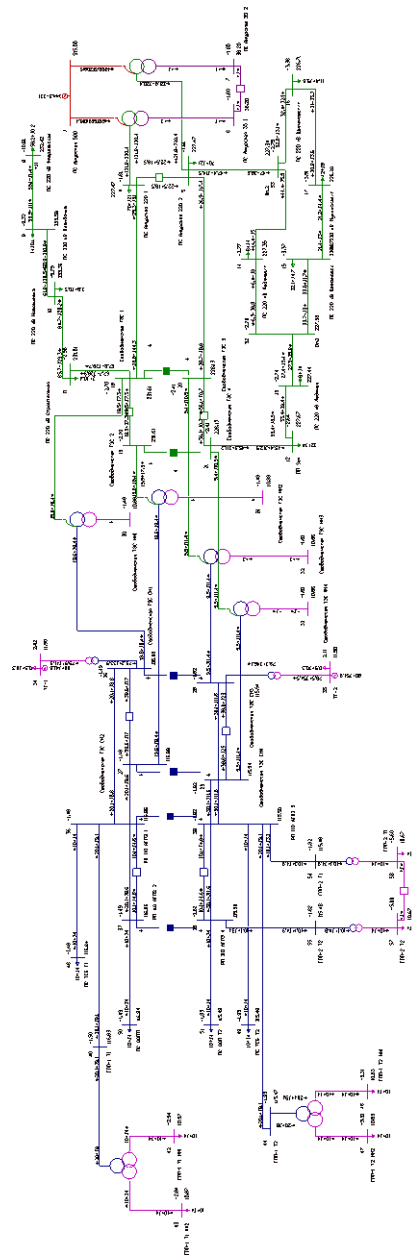
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

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	
База	1	ПС Амурская 500	500	0	1	0	0	244,5258	-21,0461	515	0	0	0	0	515	3	0
Нагр	2	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517,0754	3,415083	-1,6044
Нагр	3	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517,0754	3,415083	-1,6044
Нагр	4	ПС Амурская 220 1	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,4728	3,396705	-1,6061
Нагр	5	ПС Амурская 220 2	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,4728	3,396705	-1,6061
Нагр	6	ПС Амурская 35 1	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,19528	3,415083	-1,6044
Нагр	7	ПС Амурская 35 2	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,19528	3,415083	-1,6044
Ген+	8	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	1	242	-63	1	0	0	232,4213	5,646067	-10,6116
Нагр	9	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	233,5936	6,178895	-8,31657
Нагр	10	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	0	233,3622	6,073743	-5,78972
Нагр	11	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	0	231,8077	5,367146	-2,97781
Нагр	12	ПП Зезя	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	0	227,665	3,484107	-2,63618
Нагр	13	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	6	4	0	0	0	0	0	0	0	227,4435	3,383422	-2,74039
Нагр	14	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	8	4	0	0	0	0	0	0	0	227,3475	3,339752	-2,76959
Нагр	15	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	0	226,8702	3,122833	-3,374
Нагр	16	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	11,4	5,8	0	0	0	0	0	0	0	226,7063	3,048337	-3,36208
Нагр	17	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	42	8	0	0	0	0	0	0	0	226,2011	2,818688	-3,91427
Нагр	18	Свободненская ТЭС 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6065	5,275666	-2,70424
Нагр	19	Свободненская ТЭС 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6065	5,275666	-2,70424
Нагр	20	Свободненская ТЭС 3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,131	3,695928	-2,41354
Нагр	21	Свободненская ТЭС 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,131	3,695928	-2,41354
Нагр	22	Свободненская ТЭС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7284	6,240178	-1,48389
Нагр	23	Свободненская ТЭС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7284	6,240178	-1,48389
Нагр	24	Свободненская ТЭС Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0629	5,028591	-1,8107
Нагр	25	Свободненская ТЭС Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,0629	5,028591	-1,8107
Нагр	26	Свободненская ТЭС СН1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8843	6,258432	-1,48811
Нагр	27	Свободненская ТЭС СН2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8843	6,258432	-1,48811
Нагр	28	Свободненская ТЭС СН3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5413	5,037538	-1,81658
Нагр	29	Свободненская ТЭС СН4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5413	5,037538	-1,81658
Нагр	30	Свободненская ТЭС НН1	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98523	4,62128	-1,48389
Нагр	31	Свободненская ТЭС НН2	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98523	4,62128	-1,48389
Нагр	32	Свободненская ТЭС НН3	10,51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,85996	3,329746	-1,8107
Нагр	33	Свободненская ТЭС НН4	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,85996	3,428155	-1,8107
Ген	34	ТГ-1	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	41,61069	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,415161	
Ген	35	ТГ-2	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	54,83164	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,112086	
Нагр	36	РП 110 АГПЗ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8557	6,23241	-1,49187
Нагр	37	РП 110 АГПЗ 2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8557	6,23241	-1,49187
Нагр	38	РП 110 АГПЗ 3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4988	4,998934	-1,82301
Нагр	39	РП 110 АГПЗ 4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4988	4,998934	-1,82301
Нагр	40	ГПП-1 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8265	6,205916	-1,49537
Нагр	41	ГПП-1 Т1 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4793	4,981189	-2,95379
Нагр	42	ГПП-1 Т1 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,9656	4,434247	-2,94347
Нагр	43	ГПП-1 Т1 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,9656	4,434247	-2,94347
Нагр	44	ГПП-1 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4693	4,972127	-1,82658
Нагр	45	ГПП-1 Т2 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,105	3,731787	-3,32001
Нагр	46	ГПП-1 Т2 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,83497	3,190228	-3,30944
Нагр	47	ГПП-1 Т2 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,83497	3,190228	-3,30944
Нагр	48	ПС ТСБ Т1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8416	6,219634	-1,49389
Нагр	49	ПС ТСБ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,4846	4,986008	-1,82507
Нагр	50	ПС ООПТ1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8416	6,219634	-1,49389
Нагр	51	ПС ООПТ2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,4846	4,986008	-1,82507
Нагр	52	Он.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,3756	3,352523	-2,77762
Нагр	53	Он.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,34	3,336376	-2,74672
Нагр	54	ГПП-2 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4783	4,98029	-1,82267
Нагр	55	ГПП-2 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4783	4,98029	-1,82267
Нагр	56	ГПП-2 Т1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,66532	1,57446	-5,59762
Нагр	57	ГПП-2 Т2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,66532	1,57446	-5,59762

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

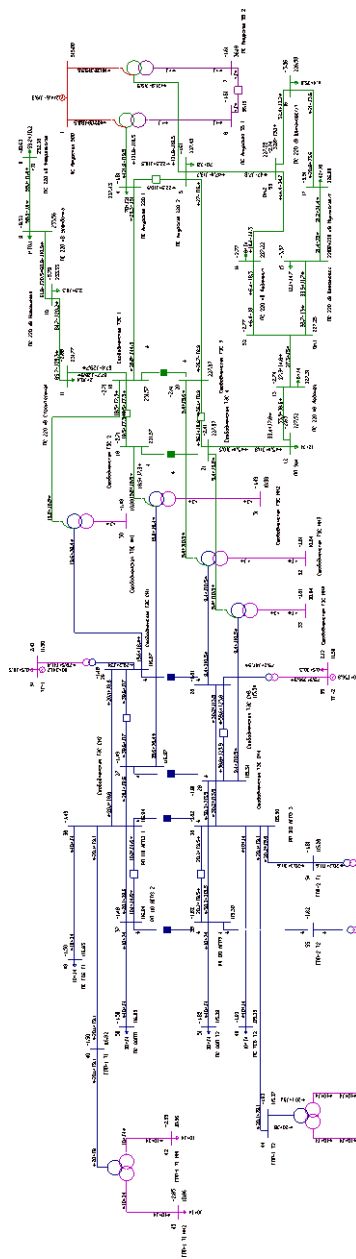


Продолжение приложение Г.

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	
База	1	ПС Амурская 500	500	0	1	0	0	244,6071	-19,2779	515	0	0	0	0	515	3	0
Нагр	2	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9706	3,394126	-1,60515
Нагр	3	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	516,9706	3,394126	-1,60515
Нагр	4	ПС Амурская 220 1	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,4266	3,375738	-1,60678
Нагр	5	ПС Амурская 220 2	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	0	227,4266	3,375738	-1,60678
Нагр	6	ПС Амурская 35 1	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,18794	3,394126	-1,60515
Нагр	7	ПС Амурская 35 2	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36,18794	3,394126	-1,60515
Ген+	8	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	1	242	-63	1	0	0	232,3844	5,629269	-10,6157
Нагр	9	ПС 220 кВ Уландочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	233,5564	6,161982	-8,31994
Нагр	10	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	0	233,3253	6,056941	-5,79232
Нагр	11	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	0	231,7716	5,350708	-2,9796
Нагр	12	ПП Зезя	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	0	227,5228	3,419473	-2,63219
Нагр	13	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	6	4	0	0	0	0	0	0	0	227,3116	3,323471	-2,73701
Нагр	14	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	8	4	0	0	0	0	0	0	0	227,2229	3,283156	-2,76659
Нагр	15	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	0	226,7432	3,065073	-3,37155
Нагр	16	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	11,4	5,8	0	0	0	0	0	0	0	226,5835	2,992517	-3,35983
Нагр	17	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	42	8	0	0	0	0	0	0	0	226,0754	2,761537	-3,9125
Нагр	18	Свободненская ТЭС 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,5704	5,259275	-2,70596
Нагр	19	Свободненская ТЭС 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231,5704	5,259275	-2,70596
Нагр	20	Свободненская ТЭС 3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,9728	3,623992	-2,4085
Нагр	21	Свободненская ТЭС 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,9728	3,623992	-2,4085
Нагр	22	Свободненская ТЭС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7057	6,229864	-1,48533
Нагр	23	Свободненская ТЭС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7057	6,229864	-1,48533
Нагр	24	Свободненская ТЭС Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,6679	4,849028	-1,80647
Нагр	25	Свободненская ТЭС Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	230,6679	4,849028	-1,80647
Нагр	26	Свободненская ТЭС СН1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8729	6,248119	-1,48958
Нагр	27	Свободненская ТЭС СН2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8729	6,248119	-1,48958
Нагр	28	Свободненская ТЭС СН3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,3437	4,857949	-1,81188
Нагр	29	Свободненская ТЭС СН4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,3437	4,857949	-1,81188
Нагр	30	Свободненская ТЭС НН1	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98417	4,611123	-1,48533
Нагр	31	Свободненская ТЭС НН2	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98417	4,611123	-1,48533
Нагр	32	Свободненская ТЭС НН3	10,51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,84139	3,153088	-1,80647
Нагр	33	Свободненская ТЭС НН4	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,84139	3,251329	-1,80647
Ген	34	ТГ-1	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	41,72236	11,5	-34,925	69,85	0	0	11,5	9,52381	2,4139
Ген	35	ТГ-2	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	56,7764	11,5	-34,925	69,85	0	0	11,5	9,52381	2,120565
Нагр	36	РП 110 АГПЗ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8443	6,222095	-1,49335
Нагр	37	РП 110 АГПЗ 2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8443	6,222095	-1,49335
Нагр	38	РП 110 АГПЗ 3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2996	4,817829	-1,81736
Нагр	39	РП 110 АГПЗ 4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2996	4,817829	-1,81736
Нагр	40	ГПП-1 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8152	6,195598	-1,49684
Нагр	41	ГПП-1 Т1 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4678	4,970743	-2,95555
Нагр	42	ГПП-1 Т1 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,9645	4,423846	-2,94523
Нагр	43	ГПП-1 Т1 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,9645	4,423846	-2,94523
Нагр	44	ГПП-1 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2701	4,790975	-1,82095
Нагр	45	ГПП-1 Т2 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,9031	3,548312	-3,31961
Нагр	46	ГПП-1 Т2 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,81579	3,007542	-3,30901
Нагр	47	ГПП-1 Т2 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,81579	3,007542	-3,30901
Нагр	48	ПС ТСБ Т1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8303	6,209318	-1,49536
Нагр	49	ПС ТСБ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,2854	4,804881	-1,81943
Нагр	50	ПС ООПТ1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	116,8303	6,209318	-1,49536
Нагр	51	ПС ООП Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	115,2854	4,804881	-1,81943
Нагр	52	Он.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,2481	3,294589	-2,77449
Нагр	53	Он.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227,22	3,281825	-2,74396
Нагр	54	ГПП-2 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2566	4,778755	-1,81429
Нагр	55	ГПП-2 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,82267
Нагр	56	ГПП-2 Т1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,19863	-2,87022	-9,74444
Нагр	57	ГПП-2 Т2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	0	10,19863	-2,87022	-9,74444

Продолжение приложение Г.
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	ПС Амурская 500		500
у	2	ПС Амурская Н1		500
у	3	ПС Амурская Н2		500
у	4	ПС Амурская 220 1		220
у	5	ПС Амурская 220 2		220
зак	6	ПС Амурская 35 1		35
зак	7	ПС Амурская 35 2		35
у	8	ПС 220 кВ Февральская		220
у	9	ПС 220 кВ Уландочка		220
у	10	ПС 220 кВ Новокиевка		220
у	11	ПС 220 кВ Строительная		220
у	12	ПП Эея		220
у	13	ПС 220 кВ Ледяная		220
у	14	ПС 220 кВ Ледяная/т		220
у	15	ПС 220 кВ Шимановск		220
у	16	ПС 220 кВ Шимановск/т		220
у	17	ПС 220 кВ Мухинская/т		220
у	18	Свободненская ТЭС 1		220
у	19	Свободненская ТЭС 2		220
у	20	Свободненская ТЭС 3		220
у	21	Свободненская ТЭС 4		220
у	22	Свободненская ТЭС Н1		220
у	23	Свободненская ТЭС Н2		220
у	24	Свободненская ТЭС Н3		220
у	25	Свободненская ТЭС Н4		220
у	26	Свободненская ТЭС СН1		110
у	27	Свободненская ТЭС СН2		110
у	28	Свободненская ТЭС СН3		110
у	29	Свободненская ТЭС СН4		110
зак	30	Свободненская ТЭС НН1		10,5
зак	31	Свободненская ТЭС НН2		10,5
зак	32	Свободненская ТЭС НН3		10,51
зак	33	Свободненская ТЭС НН4		10,5
зак	34	ТГ-1		10,5
зак	35	ТГ-2		10,5
у	36	РП 110 АГПЗ 1		110
у	37	РП 110 АГПЗ 2		110
у	38	РП 110 АГПЗ 3		110
у	39	РП 110 АГПЗ 4		110
у	40	ГПП-1 Т1		110
у	41	ГПП-1 Т1 Н		110
зак	42	ГПП-1 Т1 НН1		10,5
зак	43	ГПП-1 Т1 НН2		10,5
у	44	ГПП-1 Т2		110
у	45	ГПП-1 Т2 Н		110
зак	46	ГПП-1 Т2 НН1		10,5
зак	47	ГПП-1 Т2 НН2		10,5
у	48	ПС ТСБ Т1		110
у	49	ПС ТСБ Т2		110
у	50	ПС ООПТ1		110
у	51	ПС ООП Т2		110
у	52	Оп.1		220
у	53	Оп.2		220
у	54	ГПП-2 Т1		110
у	55	ГПП-2 Т2		110
зак	56	ГПП-2 Т1		10,5
зак	57	ГПП-2 Т2		10,5

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

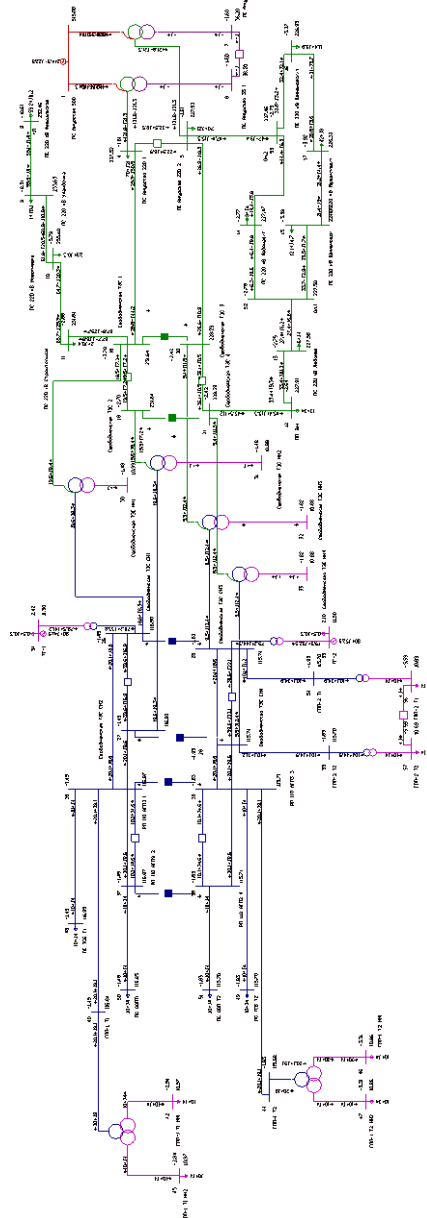
№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dI 1	l 2	dI 2	l 0	dI 0
1	1	3φ	54	6,440984	-85,1856	3,58E-16	0	-1,79E-16	0
1	1	2φ	54	3,220492	-85,1856	-3,22049	-85,1856	1,17E-15	0
1	1	1φ1φ	54	5,050588	-83,9363	-1,39595	-89,71	-3,66441	-81,74
1	1	1φ	54	2,708738	-83,9128	2,708738	-83,9128	2,708738	-83,9128
1	1	3φ	56	13,25533	-86,9317	7,36E-16	0	-3,68E-16	0
1	1	2φ	56	6,627666	-86,9317	-6,62767	-86,9317	8,99E-16	0
1	1	1φ1φ	56	13,25533	-86,9317	2,45E-07	0	-13,2553	-86,9317
1	1	1φ	56	6,627666	-86,9317	6,627666	-86,9317	6,627666	-86,9317

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
База	1	ПС Амурская 500	500	0	1	0	0	244,521	-22,8424	515	0	0	0	515	3	0
Нагр	2	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,182	3,436391	-1,60415
Нагр	3	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,182	3,436391	-1,60415
Нагр	4	ПС Амурская 220 1	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	227,5196	3,418017	-1,60593
Нагр	5	ПС Амурская 220 2	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	227,5196	3,418017	-1,60593
Нагр	6	ПС Амурская 35 1	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,20274	3,436391	-1,60415
Нагр	7	ПС Амурская 35 2	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,20274	3,436391	-1,60415
Ген+	8	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	1	242	-63	1	0	232,4589	5,663144	-10,608
Нагр	9	ПС 220 кВ Уланочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	233,6314	6,196088	-8,31365
Нагр	10	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	233,3998	6,090822	-5,78759
Нагр	11	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	231,8445	5,383854	-2,9765
Нагр	12	ПП Зоя	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	227,8087	3,54942	-2,64175
Нагр	13	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	6	4	0	0	0	0	0	0	227,5768	3,444007	-2,74523
Нагр	14	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	8	4	0	0	0	0	0	0	227,4733	3,396947	-2,77397
Нагр	15	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	226,9986	3,181204	-3,37784
Нагр	16	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	11,4	5,8	0	0	0	0	0	0	226,8305	3,104751	-3,36568
Нагр	17	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	42	8	0	0	0	0	0	0	226,3282	2,876447	-3,91739
Нагр	18	Свободненская ТЭС 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6431	5,292327	-2,70301
Нагр	19	Свободненская ТЭС 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,6431	5,292327	-2,70301
Нагр	20	Свободненская ТЭС 3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2909	3,768611	-2,42035
Нагр	21	Свободненская ТЭС 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2909	3,768611	-2,42035
Нагр	22	Свободненская ТЭС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7515	6,250662	-1,48293
Нагр	23	Свободненская ТЭС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7515	6,250662	-1,48293
Нагр	24	Свободненская ТЭС Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,464	5,210917	-1,81917
Нагр	25	Свободненская ТЭС Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,464	5,210917	-1,81917
Нагр	26	Свободненская ТЭС СН1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8958	6,268914	-1,48713
Нагр	27	Свободненская ТЭС СН2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8958	6,268914	-1,48713
Нагр	28	Свободненская ТЭС СН3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7418	5,219854	-1,82551
Нагр	29	Свободненская ТЭС СН4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7418	5,219854	-1,82551
Нагр	30	Свободненская ТЭС НН1	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98632	4,631604	-1,48293
Нагр	31	Свободненская ТЭС НН2	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98632	4,631604	-1,48293
Нагр	32	Свободненская ТЭС НН3	10,51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,87881	3,509123	-1,81917
Нагр	33	Свободненская ТЭС НН4	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,87881	3,607703	-1,81917
Ген	34	ТГ-1	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	41,49718	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,41593
Ген	35	ТГ-2	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	52,85734	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,099325
Нагр	36	РП 110 АГПЗ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8672	6,242894	-1,49089
Нагр	37	РП 110 АГПЗ 2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8672	6,242894	-1,49089
Нагр	38	РП 110 АГПЗ 3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7129	5,193573	-1,82935
Нагр	39	РП 110 АГПЗ 4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7129	5,193573	-1,82935
Нагр	40	ГПП-1 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,838	6,216403	-1,49438
Нагр	41	ГПП-1 Т1 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,491	4,991807	-2,95251
Нагр	42	ГПП-1 Т1 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,96671	4,44482	-2,9422
Нагр	43	ГПП-1 Т1 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,96671	4,44482	-2,9422
Нагр	44	ГПП-1 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,6835	5,166816	-1,83291
Нагр	45	ГПП-1 Т2 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,3219	3,928964	-3,32074
Нагр	46	ГПП-1 Т2 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,85559	3,386555	-3,31021
Нагр	47	ГПП-1 Т2 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,85559	3,386555	-3,31021
Нагр	48	ПС ТСБ Т1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	116,8531	6,23012	-1,4929
Нагр	49	ПС ТСБ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	115,6987	5,180672	-1,8314
Нагр	50	ПС ООПТ1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	116,8531	6,23012	-1,4929
Нагр	51	ПС ООП Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	115,6987	5,180672	-1,8314
Нагр	52	Он.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,5044	3,411071	-2,78216
Нагр	53	Он.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,4613	3,39151	-2,75081
Нагр	54	ГПП-2 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7021	5,183721	-1,82648
Нагр	55	ГПП-2 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,7021	5,183721	-1,82648
Нагр	56	ГПП-2 Т1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,68752	1,785877	-5,58628
Нагр	57	ГПП-2 Т2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,68752	1,785877	-5,58628

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	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
База	1	ПС Амурская 500	500	0	1	0	0	244,6036	-20,1768	515	0	0	0	515	3	0
Нагр	2	ПС Амурская Н1	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,0239	3,404789	-1,60501
Нагр	3	ПС Амурская Н2	500	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	517,0239	3,404789	-1,60501
Нагр	4	ПС Амурская 220 1	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	227,4501	3,386403	-1,60668
Нагр	5	ПС Амурская 220 2	220	0	1	70	21	0	0	0	0	0	0	227,4501	3,386403	-1,60668
Нагр	6	ПС Амурская 35 1	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,19168	3,404789	-1,60501
Нагр	7	ПС Амурская 35 2	35	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36,19168	3,404789	-1,60501
Ген+	8	ПС 220 кВ Февральская	220	0	1	59,2	0,2	0	1	242	-63	1	0	232,4032	5,637812	-10,6139
Нагр	9	ПС 220 кВ Уланочка	220	0	1	1	0,1	0	0	0	0	0	0	233,5753	6,170583	-8,31847
Нагр	10	ПС 220 кВ Новокиевка	220	0	1	2,9	0,3	0	0	0	0	0	0	233,3441	6,065487	-5,79125
Нагр	11	ПС 220 кВ Строительная	220	0	1	2	0,4	0	0	0	0	0	0	231,79	5,359069	-2,97894
Нагр	12	ПП Зоя	220	0	1	12	4	0	0	0	0	0	0	227,5948	3,452162	-2,63497
Нагр	13	ПС 220 кВ Ледяная	220	0	1	6	4	0	0	0	0	0	0	227,3783	3,353794	-2,73942
Нагр	14	ПС 220 кВ Ледяная/т	220	0	1	8	4	0	0	0	0	0	0	227,2859	3,311783	-2,76877
Нагр	15	ПС 220 кВ Шимановск	220	0	1	12,1	4,7	0	0	0	0	0	0	226,8074	3,094289	-3,37346
Нагр	16	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	0	1	11,4	5,8	0	0	0	0	0	0	226,6457	3,020754	-3,36161
Нагр	17	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	0	1	42	8	0	0	0	0	0	0	226,139	2,790446	-3,91405
Нагр	18	Свободненская ТЭС 1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,5887	5,267612	-2,70534
Нагр	19	Свободненская ТЭС 2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	231,5887	5,267612	-2,70534
Нагр	20	Свободненская ТЭС 3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0528	3,66037	-2,41189
Нагр	21	Свободненская ТЭС 4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,0528	3,66037	-2,41189
Нагр	22	Свободненская ТЭС Н1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7172	6,23511	-1,48485
Нагр	23	Свободненская ТЭС Н2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	233,7172	6,23511	-1,48485
Нагр	24	Свободненская ТЭС Н3	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,8686	4,940272	-1,81066
Нагр	25	Свободненская ТЭС Н4	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,8686	4,940272	-1,81066
Нагр	26	Свободненская ТЭС СН1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8787	6,253364	-1,48908
Нагр	27	Свободненская ТЭС СН2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8787	6,253364	-1,48908
Нагр	28	Свободненская ТЭС СН3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4441	4,949188	-1,81631
Нагр	29	Свободненская ТЭС СН4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4441	4,949188	-1,81631
Нагр	30	Свободненская ТЭС НН1	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98471	4,616289	-1,48485
Нагр	31	Свободненская ТЭС НН2	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,98471	4,616289	-1,48485
Нагр	32	Свободненская ТЭС НН3	10,51	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,85082	3,242855	-1,81066
Нагр	33	Свободненская ТЭС НН4	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,85082	3,341182	-1,81066
Ген	34	ТГ-1	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	41,66556	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,414292
Ген	35	ТГ-2	10,5	0	1	0,450846	0,311659	80	55,78837	11,5	-34,925	69,85	0	11,5	9,52381	2,114213
Нагр	36	РП 110 АГПЗ 1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8501	6,227341	-1,49285
Нагр	37	РП 110 АГПЗ 2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8501	6,227341	-1,49285
Нагр	38	РП 110 АГПЗ 3	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4151	4,92284	-1,82016
Нагр	39	РП 110 АГПЗ 4	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4151	4,92284	-1,82016
Нагр	40	ГПП-1 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	116,8209	6,200846	-1,49634
Нагр	41	ГПП-1 Т1 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,4737	4,976056	-2,9549
Нагр	42	ГПП-1 Т1 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,96506	4,429137	-2,94459
Нагр	43	ГПП-1 Т1 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,96506	4,429137	-2,94459
Нагр	44	ГПП-1 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,3856	4,896013	-1,82374
Нагр	45	ГПП-1 Т2 Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,0202	3,654699	-3,31936
Нагр	46	ГПП-1 Т2 НН1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,82691	3,11347	-3,30878
Нагр	47	ГПП-1 Т2 НН2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,82691	3,11347	-3,30878
Нагр	48	ПС ТСБ Т1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	116,836	6,214565	-1,49486
Нагр	49	ПС ТСБ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	115,4009	4,909905	-1,82223
Нагр	50	ПС ООПТ1	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	116,836	6,214565	-1,49486
Нагр	51	ПС ООПТ Т2	110	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	115,4009	4,909905	-1,82223
Нагр	52	Он.1	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,3126	3,323893	-2,77674
Нагр	53	Он.2	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,2807	3,309421	-2,74599
Нагр	54	ГПП-2 Т1	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,3594	4,872192	-1,81181
Нагр	55	ГПП-2 Т2	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,82648
Нагр	56	ГПП-2 Т1	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,2095	-2,76666	-9,72636
Нагр	57	ГПП-2 Т2	10,5	0	1	10	4	0	0	0	0	0	0	10,2095	-2,76666	-9,72636

Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

