

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы

Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 19 » 06

2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

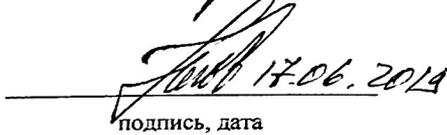
на тему: Проектирование инновационной схемы внешнего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный (комплексная ВКР)

Исполнитель
студент группы 742 ом


подпись, дата

М.С. Михальченко

Руководитель
доцент, канд. техн. наук


подпись, дата

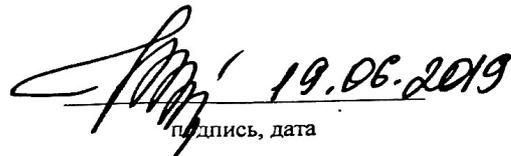
А.Н. Козлов

Руководитель магистерской
программы профессор, д-р
техн. наук


подпись, дата

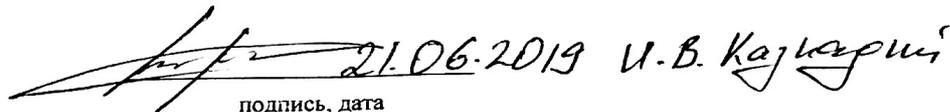
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


подпись, дата

И.В. Кажарский

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Михальченко Максима Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Проектирование инновационной схемы внешнего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный (комплексная выпускная квалификационная работа)*

(утверждено приказом от 6.03.2019 № 531 уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *результаты зимнего и контрольного замера 2018 г. по подстанциям Амурской области, нормальная схема электрических соединений распределительных сетей 0,4-500 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *характеристика рассматриваемого энергорайона Амурской области, схемно-режимный анализ сети, характеристика электропотребления энергорайона, выбор числа и мощности трансформаторного оборудования электрических станций и трансформаторных подстанций, расчёт токов короткого замыкания, выбор высоковольтного оборудования, организация интеллектуального учёта электроэнергии, выбор мест установки реклоузеров.*

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

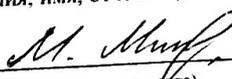
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 7.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата):

 7.03.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 104 с., 27 рисунков, 39 формул, 46 таблиц, 58 использованных источников, 10 приложений.

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

В данной магистерской диссертации произведена разработка инновационной схемы подключения социальных объектов г. Свободного планируемых к подключению до 2025 года. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Проведен структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Выполнены 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. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны инновационные схемы подключения социальных объектов г. Свободного планируемых к подключению до 2025 года с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области	10
1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	10
1.1.1 Характеристика источника питания	10
1.1.2 Структурный анализ ЛЭП	16
1.1.3 Структурный анализ ПС	17
1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	18
1.2.1 Моделирование существующего участка сети	20
1.2.2 Анализ режимов существующей сети	20
2 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	28
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	28
2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	33
2.2.1 Вариант организации нового центра питания 110/35/10 кВ в районе ПС 35 кВ Северная и замену двух автотрансформаторов на ПС Амурская	33
2.2.2 Вариант перевода ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ	47
3 Применение электротехнического оборудования последнего поколения	58
3.1 Классификация предпосылок, элементов и общих принципов и эффектов, ожидаемых от инновационного развития энергетики	58
3.2 Элементы инновационного развития на базе Smart Grid	64
3.3 Общие принципы управления активно-адаптивной сетью (Smart Grid) и эффекты, ожидаемые от инновационного развития	71
3.4 Предложения по применению современного оборудования во внешнем электроснабжении г. Свободного	75
3.3.1 Комбинированные оптические трансформаторы тока и	75

напряжения	
3.4.2 Пункт коммерческого учета электроэнергии ПКУ-35 кВ	77
3.4.3 Реклоузеры	82
4 Выбор оптимального варианта развития сети	85
4.1 Капиталовложения	85
4.2 Расчет эксплуатационных издержек	87
4.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	89
4.4 Оценка экономической эффективности проекта	90
Заключение	95
Библиографический список	97
Приложение А Граф рассматриваемого эквивалента сети	105
Приложение Б Расчёт режима существующей сети в ПВК RastrWin	106
Приложение В Карта-схема расположения подключаемых объектов г. Свободного и наименование объектов	112
Приложение Г Расчёт режима существующей сети после подключения строящихся объектов в ПВК RastrWin	115
Приложение Д Расчёт токов КЗ для варианта № 1 в программе MathCad 14	117
Приложение Е Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin	124
Приложение Ж Расчёт токов КЗ для варианта № 2 в программе MathCad 14	129
Приложение З Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin	133
Приложение И Расчёт капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта №1 в программе Mathcad 14	137
Приложение К Расчёт капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта №2 в программе Mathcad 14	147

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

ВЛ – воздушная линия;

КУ – компенсирующее устройство;

КЛ – кабельная линия;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПКУ – пункт коммерческого учета;

ПС – подстанция;

ТКЗ – токи короткого замыкания;

ЦТТН – цифровой трансформатор тока и напряжения

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики. Она обеспечивает электросетевую инфраструктуру практически для всех отраслей, производство электроэнергии для поддержки качества жизни населения, является одним из основных потребителей продукции строительного комплекса и машиностроения России; формирует поле для научно-технического прогресса, применения и использования новых технологий в процессах атомной, тепловой и гидрогенерации, передачи электроэнергии. Опережающее развитие данной отрасли может послужить фундаментом для экономического роста страны.

Однако, в современной российской энергетике, несмотря на длительное реформирование, остается нерешенным целый ряд проблем, имеющих исторические основы.

Активное становление энергетики пришлось на середину XX века, основной задачей тогда было обеспечить электрической энергией наибольшее число потребителей. Электрическая сеть создавалась как иерархическая система от генерирующих источников, через магистральные и распределительные сети до конечного потребителя, идеология управления технологическими процессами имела централизованный и однонаправленный характер.

Начало структурных реформ в энергетике Российской Федерации (создание ОАО РАО «ЕЭС России» в 1992 г.) совпало с периодом глубокого экономического спада 90-х годов, со снижением на четверть электропотребления и изменением его структуры из-за снижения потребления в промышленных секторах экономики, образованием существенного объема невостребованных мощностей. На порядок снизились объемы технического перевооружения и вводов новых мощностей электростанций и электрических сетей. Это привело к ускоренному росту степени износа основных фондов.

В дальнейшем недостаточное финансирование программ разработки и освоения новых технологий производства, транспорта и распределения

электрической и тепловой энергии вызвало растущее отставание технического уровня российской электроэнергетики от уровня, достигнутого промышленно развитыми странами.

На сегодняшний день основные проблемы электроэнергетики можно сформулировать следующим образом:

- недостаточная надежность схем внешнего энергоснабжения крупных городов и конечных потребителей;
- дефицит электрической мощности в некоторых регионах;
- возрастающий физический износ действующего оборудования;
- технологически и морально устаревший парк оборудования;
- недостаточная развитость электрических сетей;
- высокий уровень потерь в электрических сетях;
- высокий уровень удельных расходов топлива на производство электроэнергии.

Недостаточная эффективность отечественной электроэнергетики оказывает негативное влияние на конкурентоспособность экономики страны в целом, создает избыточную нагрузку на топливные отрасли, ведет к росту тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей и населения. Поэтому сегодня очень важно внедрение в отрасль инновационных технологий с использованием положительного зарубежного опыта, проецированием его на отечественные реалии.

Следует отметить, что в настоящее время мир стоит на новом этапе развития электросетевого хозяйства – со сменой не только технико-технологической базы сети, но и, отчасти, изменения идеологии ее развития, можно сказать, что происходит настоящая революция в мировой электроэнергетике. Современные интеллектуальные технологии активно внедряются в европейских странах, а также в Китае, США, Японии.

Предметом исследования магистерской диссертации является концепция инновационного развития электроэнергетики.

Объект исследования - электрическая сеть 35-220 кВ г. Свободный Амурской области.

Целью магистерской диссертации является проектирование инновационной схемы внешнего электроснабжения (220-110-35 кВ) перспективных объектов инфраструктуры города Свободный.

Для реализации поставленной цели в рамках данной работы решаются следующие задачи:

1. Классификация предпосылок, элементов и общих принципов и эффектов, ожидаемых от инновационного развития отечественной энергетики.
2. Структурный анализ электрической сети района проектирования.
3. Расчёт серии нормальных и послеаварийных электрических режимов с учетом прогнозирования нагрузок.
4. Разработка технических вариантов повышения эффективности функционирования энергорайона.
5. Определение оптимального варианта развития сети.
6. Разработка инновационного подхода к развитию сети 220-110-35 кВ перспективных объектов инфраструктуры города Свободный.

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

1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

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

1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

1.1.1 Характеристика источника питания

Бурейская ГЭС.

Установленная электрическая мощность БГЭС составляет 2010 МВт.

РУ ВН БГЭС:

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

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

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

Схема РУ СН БГЭС: Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей (№ 12Н), ОРУ (Рисунок 2).

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

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

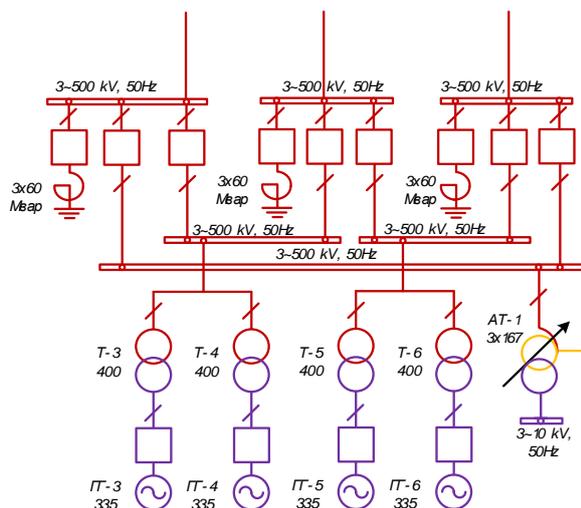


Рисунок 1 – Схема БГЭС 500 кВ

Таблица 1 – Силовые трансформаторы

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

Таблица 2 – Генераторы

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

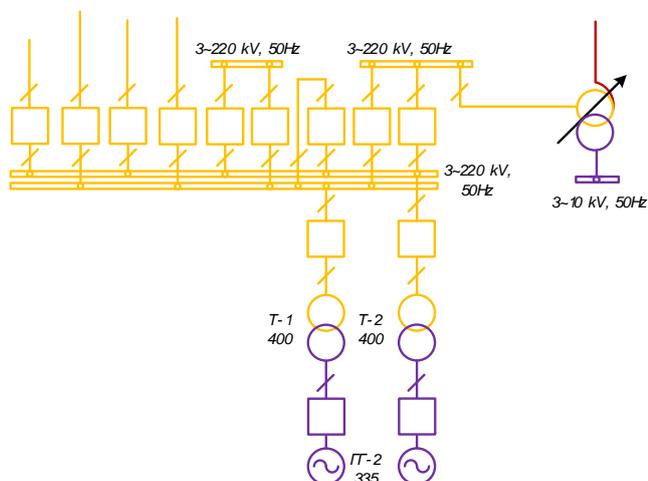


Рисунок 2 – Схема БГЭС 220 кВ

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

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДЦ-400000/220/15,75	2	11			880	330	1600	0,4

Таблица 4 – Генераторы

Марка7	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

Зейская ГЭС.

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

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- регулирование частоты;
- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

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

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Установленная мощность – 1330 МВт.

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

СВ – синхронный вертикальный

1130 - наружный диаметр сердечника статора, см;

220 - длина сердечника статора, см;

Количество полюсов – 44;

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ;

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

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

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

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

РУ ВН ЗГЭС:

U_{ном}: 500 кВ

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

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 3 выключателя на два присоединения.

НА ПС Амурская

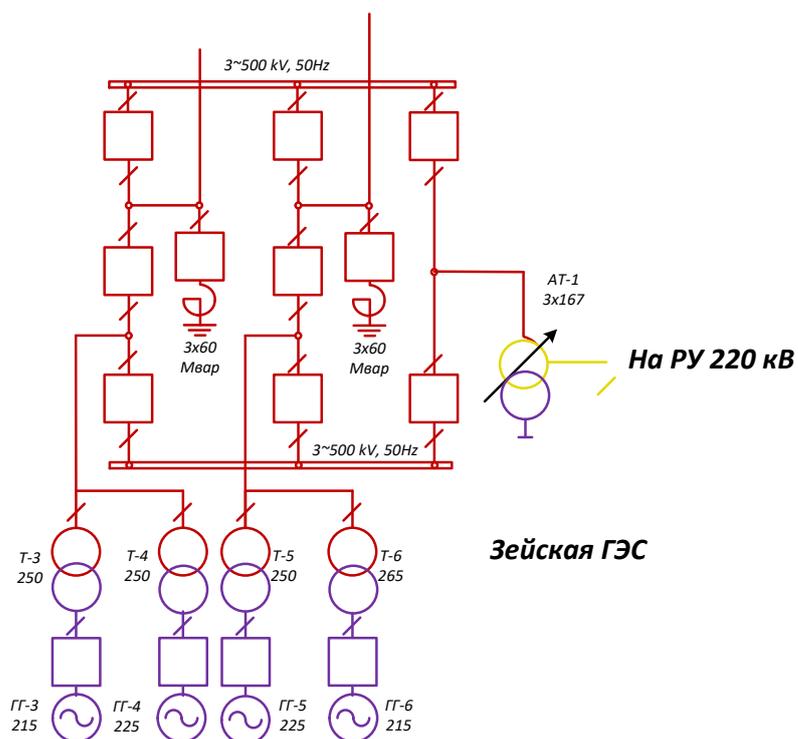


Рисунок 3 – Схема ЗГЭС 500 кВ

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

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

Таблица 6 – Генераторы

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

РУ СН ЗГЭС:

U_{НОМ}: 220 кВ

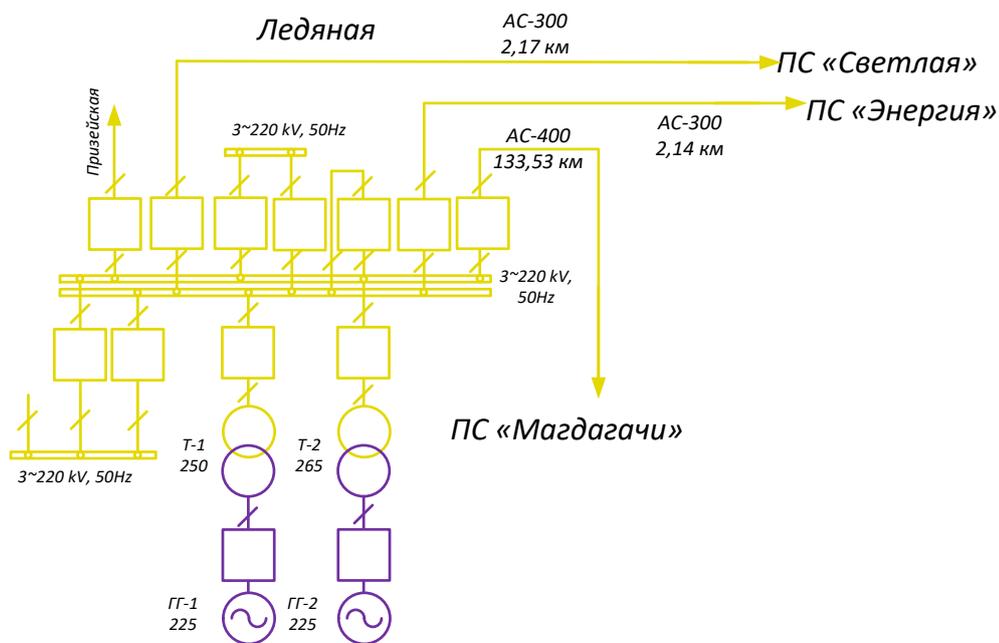


Рисунок 4 – Схема ЗГЭС 220 кВ

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

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

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

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

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

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

Таблица 8 – Генераторы

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

1.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Бурейская ГЭС – Амурская	500	АС-3х 330	275,42	ВЛ
Зейская ГЭС – Амурская		2 х АС-3х330	356,7+361,5	ВЛ
Амурская – Свободный	220	АС-240	3,501	ВЛ
Свободный - Южная	35	2 х АС-185	6,4	ВЛ
Южная - Восточная		2 х АС- 95	8,2	ВЛ
Восточная - Стройдетали		АС-70	2	ВЛ
Амурская – Базовая		АС-95	3,8	ВЛ
Северная - Пёра		АС-185	2,12	ВЛ

Отдельно выделяются ЛЭП, выполненные разными сечениями.

Таблица 10 – Линии, выполненные разными сечениями

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Амурская - Северная	35	АС-150	1,6	ВЛ
		АС-120	4,4	

Таблица 11 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	АС-3х330	993,62
220	АС-240	3,501
35	АС-185	8,52
	АС-95	12
	АС-70	2
	АС-150	1,6
	АС-120	4,4

1.1.3 Структурный анализ ПС

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

По способу присоединения к сети ПС Амурская – узловая; ПС Свободная – ответвительная (от ВЛ Амурская – Белогорск-тяга); ПС Восточная, ПС Северная и ПС Южная – проходные; ПС Стройдетали, ПС Базовая и ПС Пёра – тупиковые.

Таблица 12 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
Свободная	Блок (линия трансформатор) с выключателем
Восточная	Мостик
Северная	Одна рабочая секционированная система шин
Южная	Мостик
Стройдетали	Мостик
Базовая	Мостик
Пёра	Мостик

Отдельно выделим ПС Амурская, поскольку для нее рассматриваются РУ двух классов номинального напряжения.

РУ 500 кВ: Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий.

РУ 220 кВ: Две рабочие и обходная системы шин (13Н).

Рассматриваемый участок электрической сети имеет не сложную структуру с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные подстанции 35 кВ и отпаечная подстанция 220 КВ поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладает узловая подстанция Амурская.

Таблица 13 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Амурская	6 x АОДЦТН-167000/500/220/10, 2 x АТДЦТН-63000/220/110/35
Восточная	ТМН-6300/35/10 ТМН-4000/35/10
Южная	ТД-16000/35/10 ТДНС-16000/35/10
Стройдетали	ТМН-6300/35/10 ТМН-6300/35/10
Базовая	ТМН-6300/35/10 ТМН-6300/35/10
Пёра	ТМН-6300/35/10 ТМН-6300/35/10

Всего в рассматриваемом районе 8 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Большинство ЛЭП являются двухцепными. Преобладают линии номинального напряжения 35 кВ.

В плане надёжности самыми слабыми подстанциями являются Базовая, Пёра и Стройдетали, так как связь с остальной системой у них осуществлена по одной линии электропередач.

1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [34].

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 16.12.2018 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [21]:

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

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;

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 ПК RastrWin 3 [35].

1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

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

Карта схема г. Свободного и расположения всех ПС и существующей нагрузки показаны на рисунке 5.

Расчёт режима существующей сети приведён в приложении Б.

1.2.2 Анализ режимов существующей сети.

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

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$ представленных в таблице 14.

Таблица 14 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
42212	Базовая	10	10,14	-3,95
43512	Северная	10	10,43	-2,65
43812	Южная	10	10,07	0,92
43312	Пёра	10	9,88	-3,94
43411	Свободный	10	10,10	2,37

Ток, протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого, а исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % большинство ЛЭП загружены не оптимально. Все ВЛ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Амурская - Базовая	165	330	50,1
Восточная - Стройдетали	5	265	1,9
Южная - Восточная	68	330	20,5
Свободный - Южная	153	510	29,9
Северная – Пёра	79	510	15,4
Амурская – Северная	200	450	44,3
Амурская – Северная	150	450	33,3

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

Таблица 16 – Загрузка трансформаторов в нормальном режиме

Наименование подстанции	Мощность тр-в, МВА	Р, МВт согласно КДЗ от 20.12.17	Загрузка в режиме N-1	Токовая загрузка трансформаторов
<i>Нагрузка подстанций питающих объекты г. Свободный</i>				
Северная	2x16	8,8	55%	69,5%
Амурская	2x63	33	52%	142,5%
Пера	2x6,3	4,4	70%	83,3%
Базовая	2x6,3	9,2	146%	183%
Южная	2x16	5	31%	36%
Восточная	1x6,3; 1x4	3,6	57%; 90%	62%
<i>Нагрузка подстанций питающих пригород г. Свободный</i>				
Стройдетали	1x6,3	0,3	1%	5%

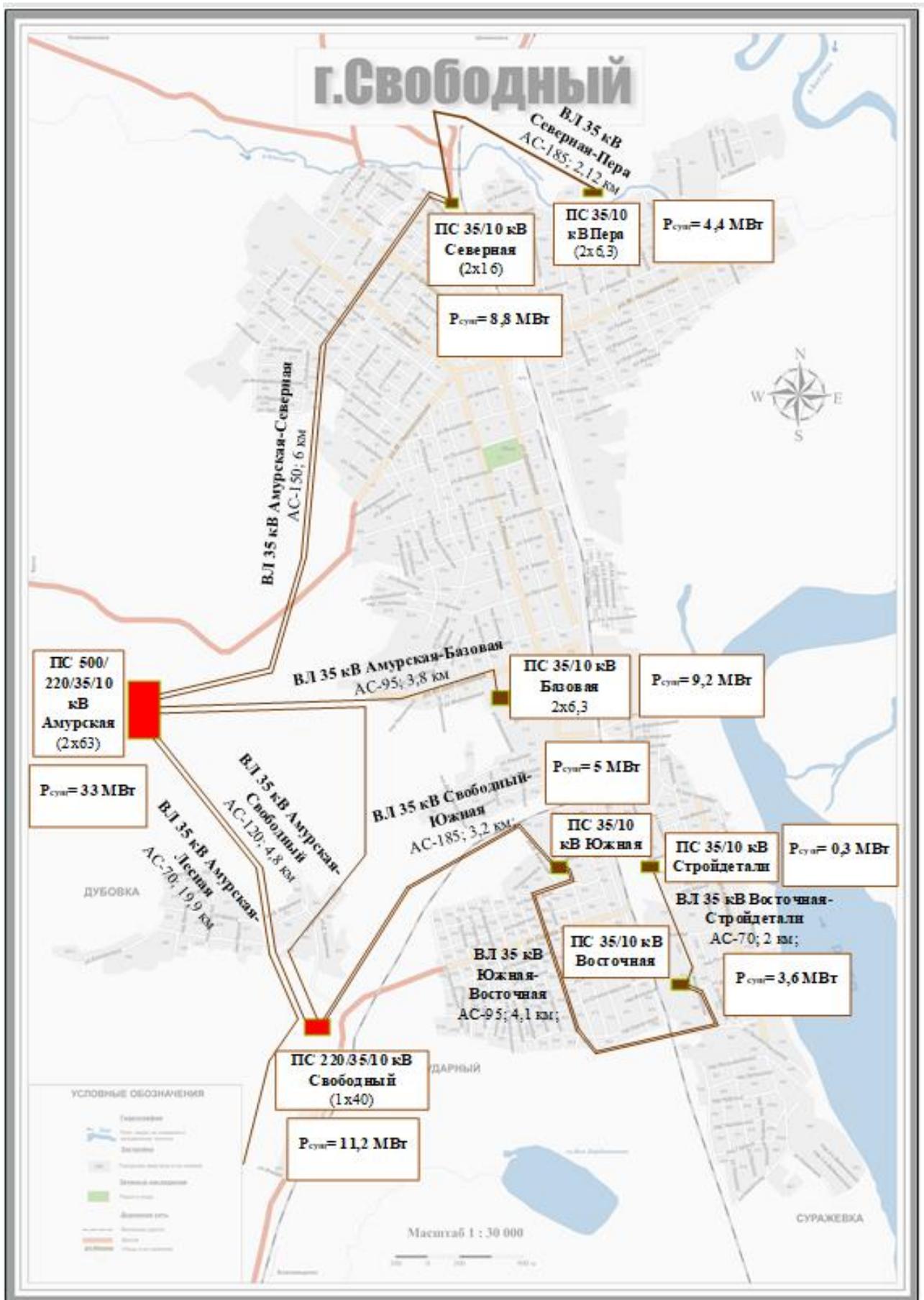


Рисунок 5 – Карта-схема нормального режима

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 2,65 МВт.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 6.

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:

- отключен трансформатор АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»
- отключен трансформатор ТДТН-40000/220/35/10 на ПС «Свободная»

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении Б.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в недопустимых пределах в одном случае. Наиболее тяжелым был режим, когда отключен трансформатор АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»

В результате уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже номинального, и вышел за пределы допустимого.

Таблица 17 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
43511	Северная	10	9,67	-9,06
42212	Базовая	10	9,37	-10,57
43312	Пёра	10	9,13	-10,55
42024	Амурская	35	33,76	-6,33
43301	Пёра	35	33,75	-6,33

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по прежнему остались недогруженными. Представим оптимально загруженные линии в таблице 18.

Таблица 18 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Амурская - Северная	213	450	47,4
Амурская - Северная	163	450	36,2
Амурская - Базовая	179	330	54,2
Свободный - Южная	153	510	29,9
Южная-Восточная	68	330	20,5

Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

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

Проведя серию расчетов режимов существующей сети, удалось оптимизировать данную сеть по потерям активной мощности. Данные по потерям сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	2,65
Отключен трансформатор ТДТН-40000/220/35/10 на ПС «Свободная»	4,53
Отключен трансформатор АДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»	11,30

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

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 7 и 8.

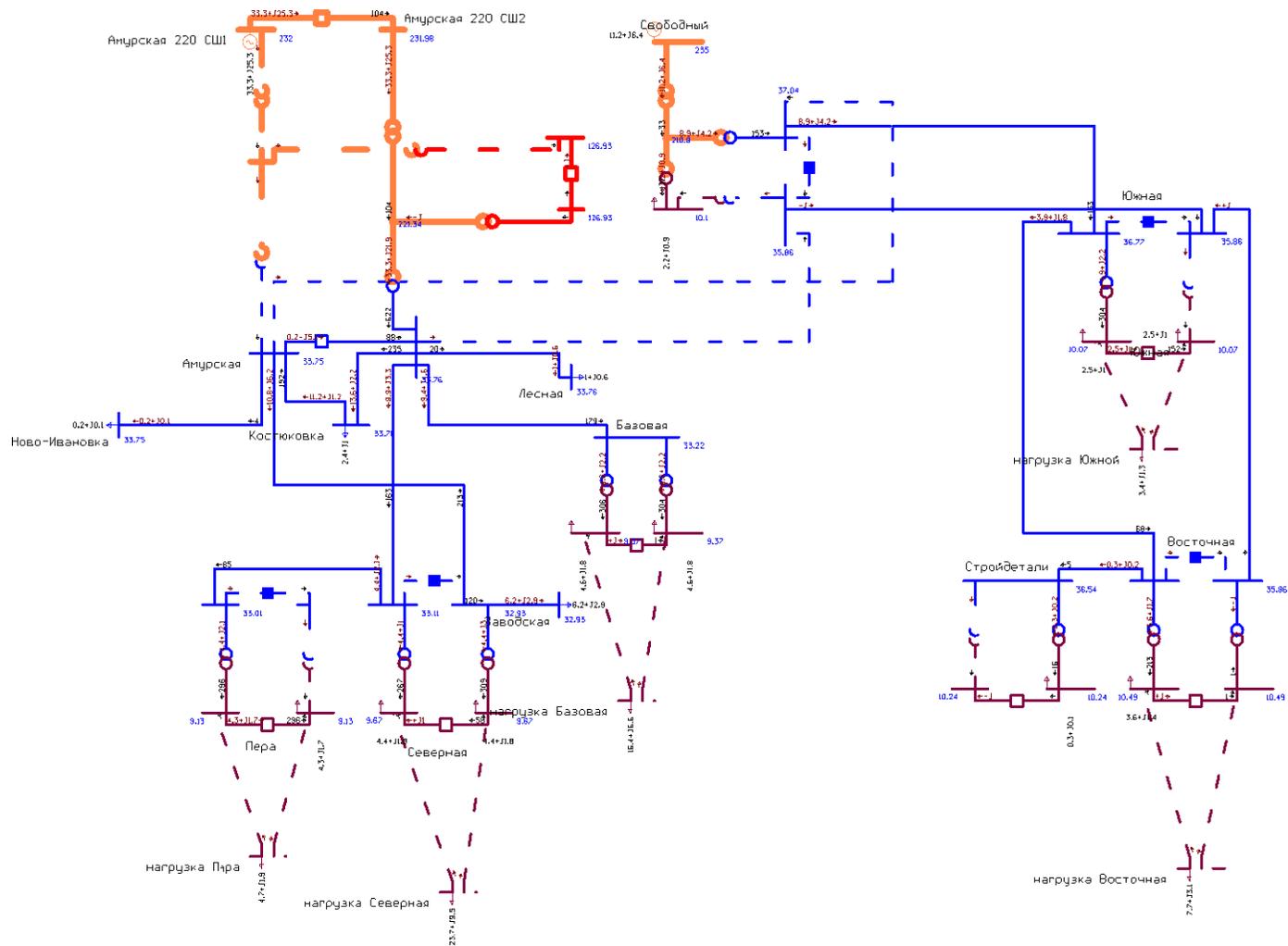


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима при отключении трансформатора АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

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

2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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

Электроснабжение города Свободный осуществляется от ПС Южная, ПС Восточная, ПС Северная, ПС Пера и ПС Базовая, которые в свою очередь получают питание от ПС Амурская (ПС Северная, ПС Пера, ПС Базовая) и от ПС Свободный (ПС Южная, ПС Восточная).

При рассмотрении возможности подключения социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный (согласно письму от администрации города Свободного, №1426 -ЖКХ от 17.08.2018 г), мощностью **56,62 МВт**, было выполнено распределение данной нагрузки по центрам питания.

Карта схема и наименование объектов подключения расположены в приложении В.

Распределение выполнено с учетом месторасположения объектов относительно центров питания следующим образом:

ПС 35 кВ Базовая – 16,45 МВт;

ПС 35 кВ Северная – 23,66 МВт;

ПС 35 кВ Восточная – 7,66 МВт;

ПС 35 кВ Пера – 4,7 МВт;

ПС 35 кВ Южная – 3,35 МВт.

На основании информации представленной выше и в результате подключения перспективной нагрузки в полном объеме загрузка трансформаторов будет выглядеть следующим образом:

Таблица 20 – Загрузка трансформаторов после подключения перспективной нагрузки

Наименование подстанции	Мощность тр-в, МВА	Полная Р, МВт	Загрузка трансформаторов в режиме N-1 %	Токовая загрузка трансформаторов
<i>Нагрузка подстанций питающих объекты г. Свободный</i>				
Северная	2x16	32,46	203%	565,2%
Пера	2x6,3	9,1	144%	315,3%
Базовая	2x6,3	25,65	407%	1781,8%
Южная	2x16	8,35	52%	61,5%
Восточная	1x6,3; 1x4	11,26	179%; 282%	186%
<i>Нагрузка подстанций питающих пригород г. Свободный</i>				
Стройдетали	1x6,3	0,3	1%	5%

По результатам таблицы можно сделать вывод о том, что подключение дополнительной нагрузки к ПС 35/10 кВ Восточная, ПС 35/10 кВ Северная и ПС 35/10 кВ Базовая, ПС 35/10 кВ Пёра не представляется возможным в связи с отсутствием резерва трансформаторной мощности на данных подстанциях.

На ПС 35/10 кВ Южная имеется резерв мощности, однако, в нормальном режиме при подключении нагрузки, расчет послеаварийного режима (режим зимних нагрузок с учетом обязательств АО «ДРСК» по ТПР) при отключении трансформатора ПС 220 кВ Свободный и перевода нагрузки на ПС 500 кВ Амурская (загрузка автотрансформаторов на ПС Амурская АТ-3 – 165%; АТ-4 – 158,0%) показал, что подключение данной нагрузки не представляется возможным.

Исходя из вышесказанного, при существующей конфигурации сети с учетом присоединения полной нагрузки перспективных объектов по обязательствам АО «ДРСК», подключение социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный невозможно.

Расчёт режима после подключения объектов приведён в приложении Г.

Схема нормального режима сети после подключения объектов показана на рисунке 9.

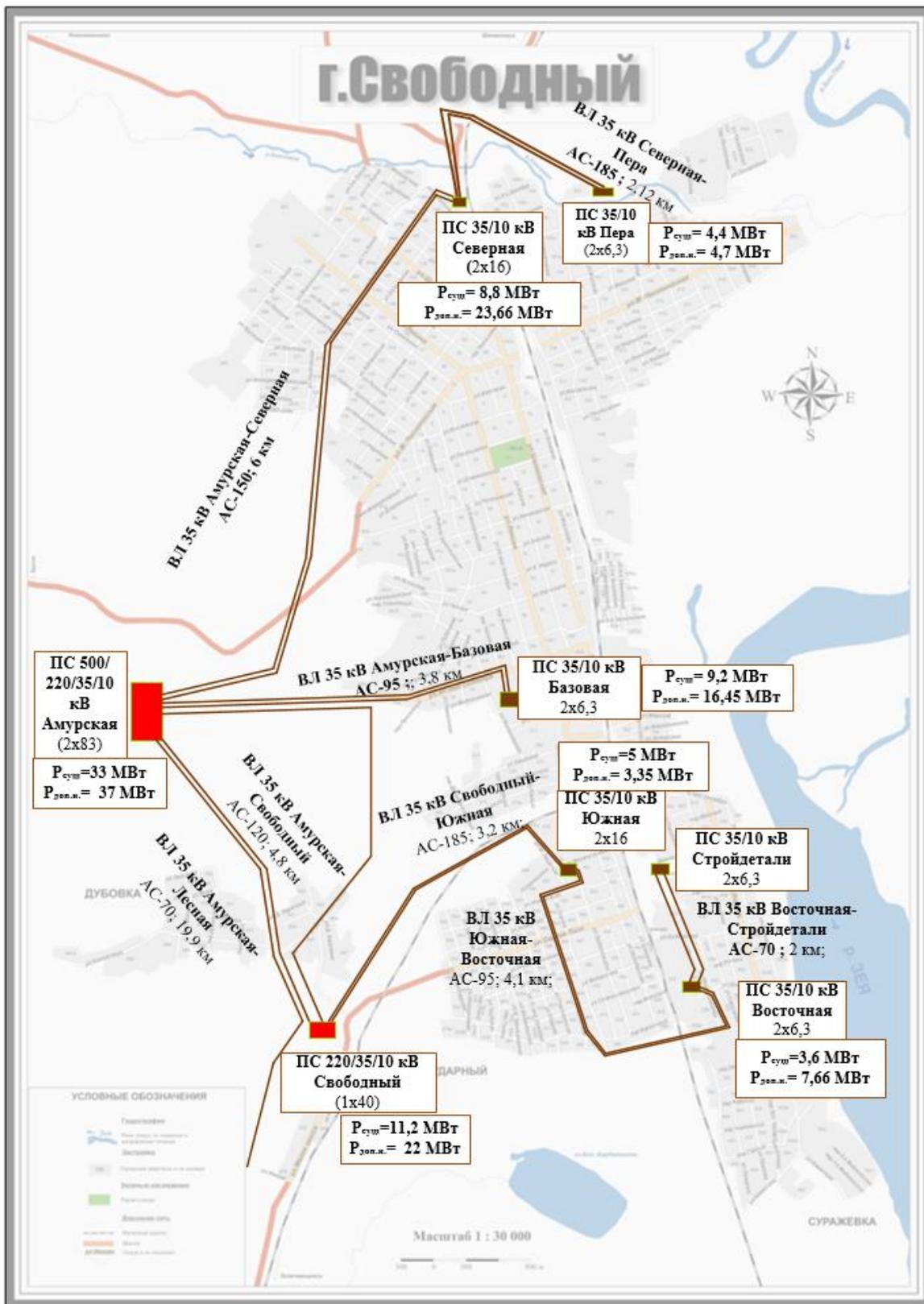


Рисунок 9 – Карта-схема установившегося режима сети после подключения перспективных объектов

Схема нормального режима сети после подключения объектов показана на рисунке 10.

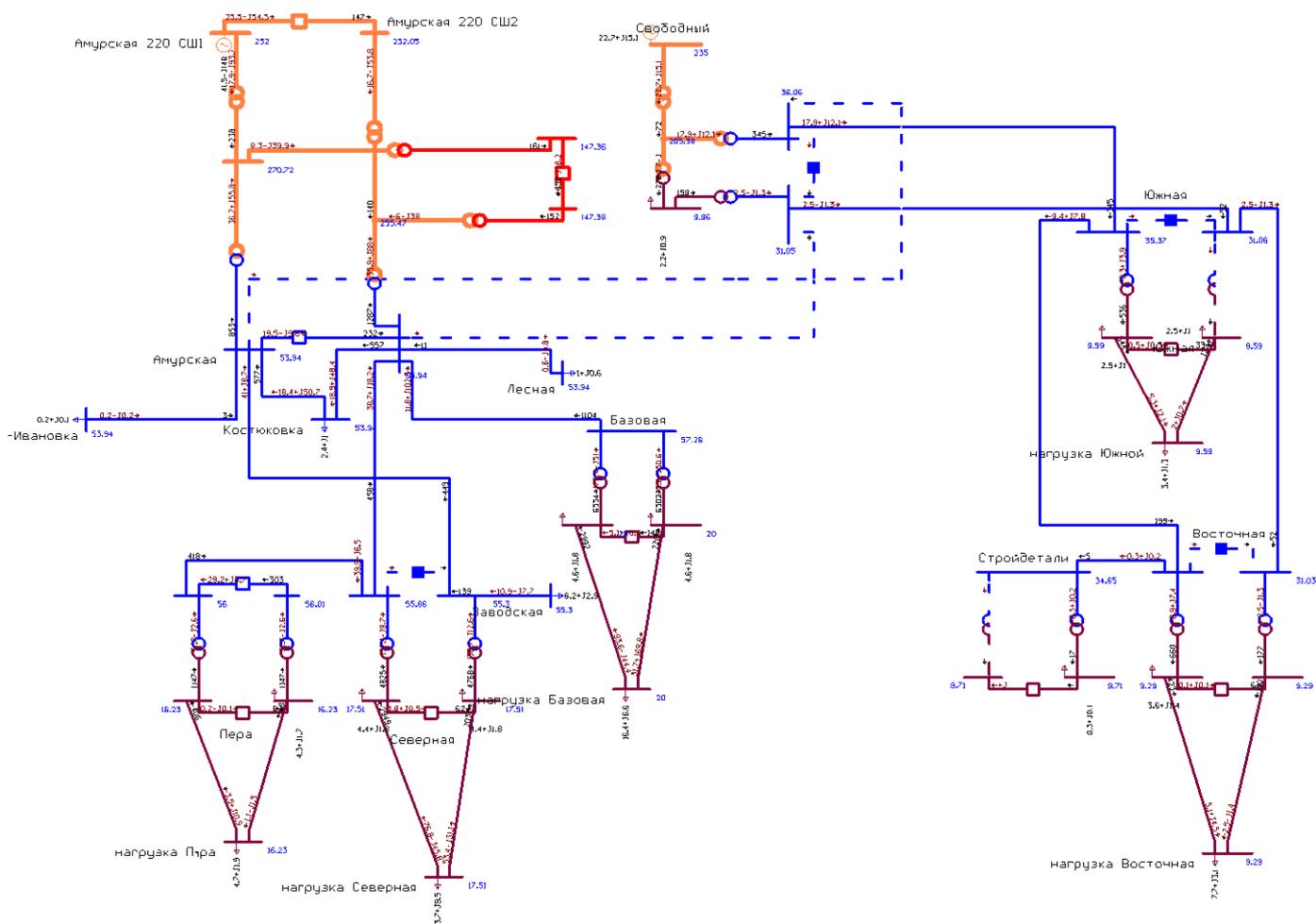


Рисунок 10 – Схема нормального режима сети после подключения объектов

Для выполнения подключения объектов необходимо реализовать один из следующих вариантов:

Вариант 1. Предусматривает организацию нового центра питания 110/35/10 кВ в районе ПС 35 кВ Северная и замену 2 трансформаторов Т-3 и Т-4 на ПС Амурская.

Данный вариант подразумевает:

- строительство новой ПС;
- строительство ВЛ 110 кВ Амурская – Новая;
- установку новых трансформаторов на ПС Амурская;
- установку кабельных линий между (Восточная-Стройдетали), (Северная – Пёра) и (Амурская – Базовая).

Вариант 2. Предусматривает реконструкцию ПС Северная с переводом ее на класс напряжения 110 кВ и установку дополнительного трансформатора Т-5 на ПС Амурская.

Данный вариант подразумевает:

- установку трехобмоточных трансформаторов на ПС Северная;
- установку дополнительного трансформатора Т-5 на ПС Амурская;
- строительство ВЛ, с переходом в КЛ 110 кВ Амурская-Северная;
- установку дополнительных кабельных линий между (Восточная-Стройдетали), (Северная – Пёра) и (Амурская – Базовая).

Вариант 3. Предусматривает строительство ПС Новой 220/35/10 кВ с трансформаторами 2х125 МВА, питающейся от ПС Амурской 500/220/110/35 кВ по двухцепной ВЛ Амурская – Новая 220 кВ АС 240/32.

Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС Новой с двумя трехобмоточными трансформаторами 125000/220/35/10;
- строительство ВЛ 220 кВ 2 х АС 240/32 (Амурская – Новая);
- строительство кабельных Новая – Северная 35кВ ПвПг 95/35;
- строительство 2х КЛ Новая – Восточная 35кВ ПвПг 95/35;
- строительство 2х КЛ Новая – Базовая 35кВ ПвПг 95/35;
- замена трансформатора на ПС Восточная мощностью 4 МВА, на 6.3 МВА.

Вариант 4. Предусматривает реконструкцию ПС Свободный с установкой трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС Свободный мощностью 83000/220/35/10.

Данный вариант подразумевает:

- установку двух трансформаторов 83000/220/35/10 на ПС Свободная;
- замена трансформаторов ПС Базовая 6.3МВА на 25 МВА;
- замена трансформатора на ПС Восточная мощностью 4 МВА, на 6.3 МВА;
- строительство второй ВЛ Свободный – Базовая 35кВ АС 120/95;
- замена проводов двухцепной ВЛ Амурская – Свободный на АС 150;

- строительство второй ВЛ Восточная – Стройдетали 35кВ;
- строительство второй ВЛ Северная – Пёра 35кВ.

Проведя предварительное технико-экономическое обоснование вариантов, наиболее неэффективными оказались варианты 3 и 4 (с учетом затрат на проектно-изыскательские работы, площади постоянного отвода земли и стоимости оборудования).

Таким образом, для дальнейшего анализа оставляем 1, 2 варианты.

2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети

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

2.2.1 Вариант организации нового центра питания 110/35/10 кВ в районе ПС 35 кВ Северная и замену двух автотрансформаторов на ПС Амурская.

Выполнить подключение нагрузки социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный. Данную нагрузку, возможно, распределить по центрам питания, с учетом строительства нового питающего центра (ПС 110/35/10 кВ) месторасположения объектов относительно центров питания и категории надежности электроснабжения, следующим образом:

- ПС 35кВ Пера – 2 МВт;
- ПС 35 кВ Восточная – 1МВт (при условии замены трансформатора Т-2 мощностью 4,0 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА);
- ПС 35 кВ Южная – 7 МВт (с заменой проводов на АС – 240/39);
- ПС Новая 110/35/10 кВ – 50,4 МВт;
- ПС 35 кВ Стройдетали – 5,8 МВт.

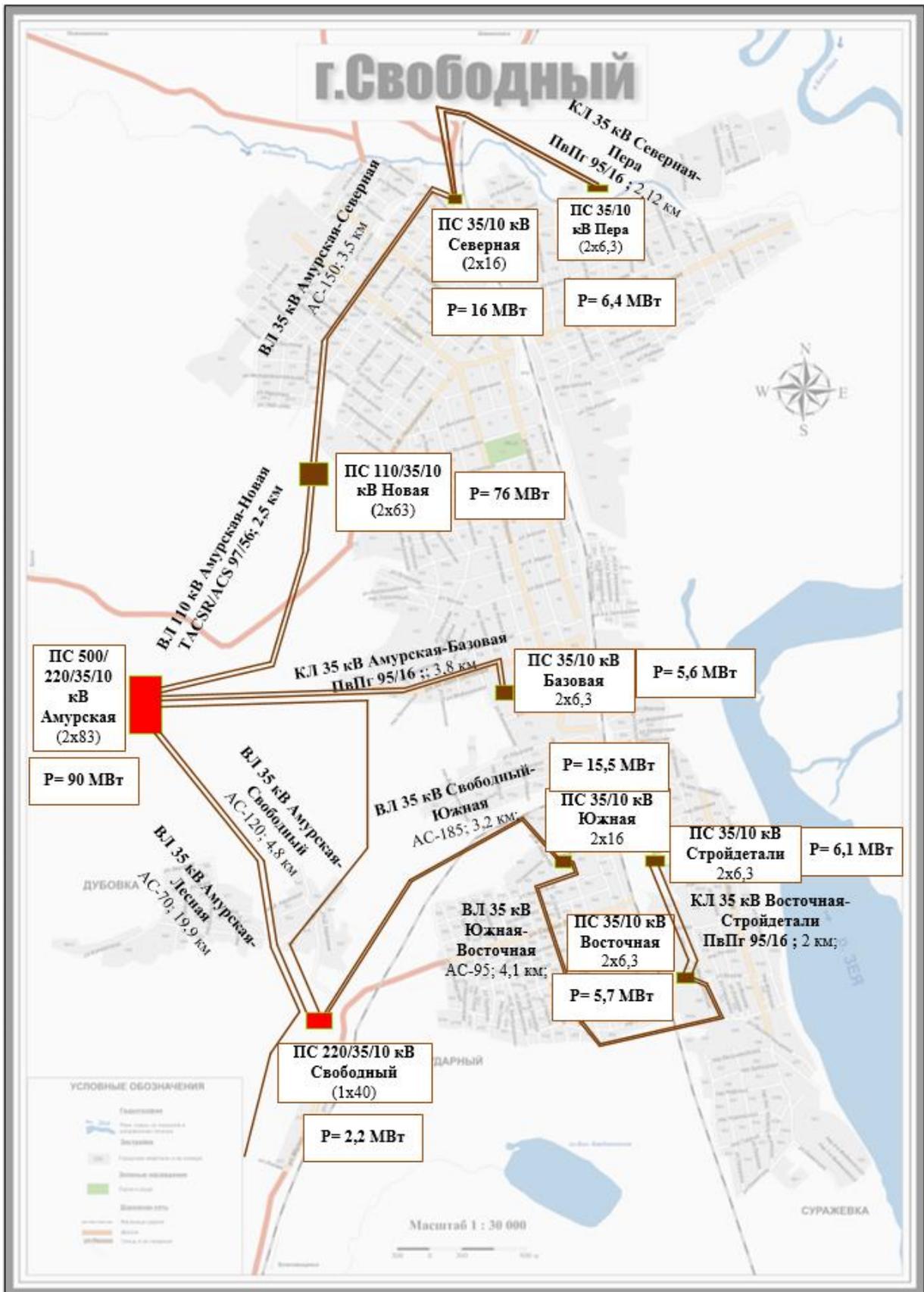


Рисунок 11 – Карта-схема электрической сети вариант 1

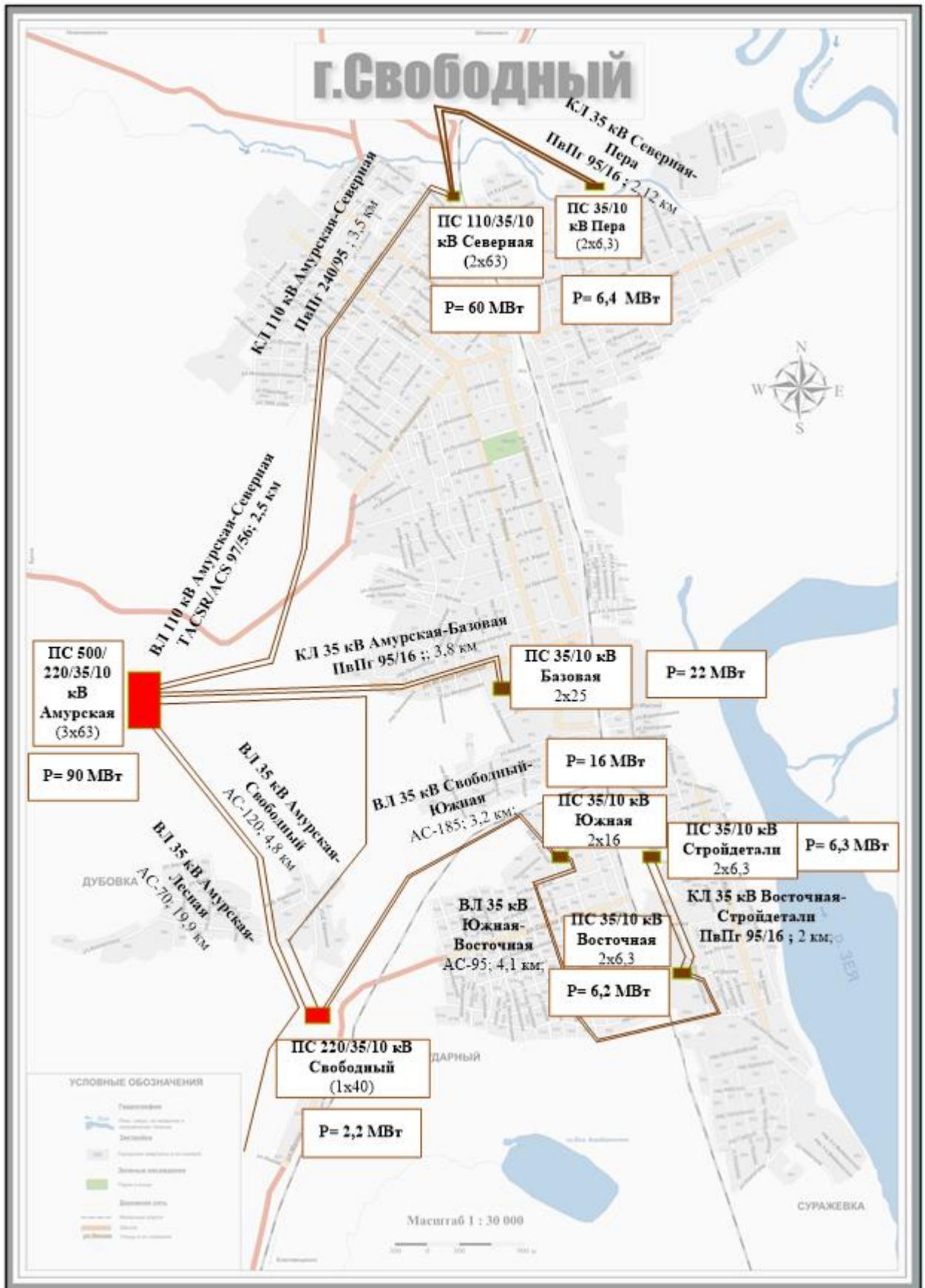


Рисунок 12 – Карта-схема электрической сети вариант 2

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Амурская и ПС Новая в нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (2)$$

$$K_{Амурская}^{н.р.} = \frac{90}{83 \cdot 2} = 0,55$$

$$K_{Новая}^{н.р.} = \frac{76}{63 \cdot 2} = 0,60$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{90}{83 \cdot 1} = 1,08$$

$$K_{Новая}^{н.р.} = \frac{76}{63 \cdot 1} = 1,20$$

Для ПС Амурская для РУ 110 кВ выбираем следующую типовую схему РУ:

Схема РУ СН (110 кВ): «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (110-5Н) – применяются на ПС 35, 110 и 220кВ при 4-х присоединениях (2ВЛ+2Т) и необходимости осуществления секционирования сети.

Для ПС Новая для РУ 110, 35, 10 кВ выбираем следующие типовые схемы распределительных устройств:

Схема РУ ВН (110 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (110-4Н) - применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Схема РУ СН (35 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (110-4Н) - применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин» (10(6)-1) – применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям).

Подключение ПС 110 кВ Новая к существующей ПС Амурская предусмотрено заходом ВЛ 110 кВ Амурская - Новая протяженностью 2,5км.

В случае с ВЛ (ПС Амурская – ПС Новая) будем использовать провод марки АС.

Для подвеса проводов будем использовать полимерные изоляторы ЛК 120/110-И-2 ГП. Характеристики выбранных провода и изолятора приведены в таблицах 21 и 22 соответственно.

Таблица 21 – Характеристики провода АС

Ном.сечение ал./сталь, мм ²	Длит. доп. ток, А	Диаметр, мм	Масса кг/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См ⁻⁶ /км
120/19	504	24,9	380	0,249	0,414	-

Таблица 22 – Характеристики изоляторов ЛК

Класс изолятора, кН/кВ	Строительная высота, мм	Изоляционная высота, мм	Длина пути утечки, мм	Разрядное напряжение в загряз. и увлаж. состоянии	Масса, кг
120/110	1205	1055	2610	110	3,5

Установка дополнительных кабельных линий сечением (Восточная-Стройдетали), (Северная – Пёра) и (Амурская – Базовая) необходимо ввиду увеличения нагрузки на данных подстанциях и наличии потребителей 1 категории надежности электроснабжения.

Для вновь строящейся КЛ будем использовать одножильный медный кабель марки ПвПг 1х95/16-35 кВ. Способ прокладки – в земле, кабели

расположены горизонтально. Характеристики данного кабеля представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Основные характеристики кабеля ПвПг 1x95/16 35 кВ

Сечение жилы/экрана, мм ²	Длит. допустимый ток при $K_H=0.8$	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См ⁶ /км
95/16	310	0,193	0,214	0,462

При рассмотрении данного варианта развития электрических сетей необходимо осуществить замену 2 трансформаторов мощностью 63 МВА на ПС Амурская на трансформаторы 83 МВА, так как нагрузка, протекающая через трансформатор, в случае их незамены, равна:

- АТ-3: ВН 78,5%, СН 65,2%, НН 12,6%;
- АТ-4: ВН 90,8%, СН 78,8%, НН 7%.

При отключении Т-4 вся его нагрузка будет проходить через Т-3, тогда:

- АТ-3: ВН 180%, СН 180%, НН 20,3%.

При такой загрузке невозможно даже говорить об обеспечении резервного электроснабжения. Исходя из проведённого анализа замена трансформаторов необходима.

Организация нового центра питания позволит разгрузить автотрансформаторы по низкой стороне (АТ-3, АТ-4) на ПС 500 кВ Амурская, путем перевода нагрузок ПС 35 кВ Северная, ПС 35 кВ Пера, ПС 35 кВ Базовая на новый центр питания (ПС 110/35/10 кВ), который в свою очередь будет получать питание от стороны СН (110 кВ) ПС 500 кВ Амурская.

В данном режиме загрузка автотрансформаторов на ПС 500 кВ Амурская (с учётом их замены) составит:

- АТ-3: ВН 82%, СН 79%, НН 12%;
- АТ-4: ВН 55%, СН 50%, НН 18%.

Так же будет обеспечено резервное электроснабжение ПС 35 кВ Южная, ПС 35 кВ Восточная и ПС 35 кВ Стройдетали в послеаварийном режиме при

отключении трансформатора Т-1 на ПС 220 кВ Свободный (с учетом перевода нагрузок ПС 35 кВ Северная, ПС 35 кВ Пера на новую ПС 110/35/10 кВ).

В данном режиме загрузка автотрансформаторов на ПС 500 кВ Амурская составит:

- АТ-3: ВН 104%, СН 79%, НН 25%;
- АТ-4: ВН 76%, СН 50%, НН 38%.

Загрузка ВЛ 35 кВ Амурская-Свободная-2 ориентировочно составит 75 % (АС-120, $I_{д.доп.} = 390$ А, $I_{расч.} = 292$ А).

В результате перераспределения нагрузки на ПС 500 кВ Амурская (согласно п.1) возникает возможность в послеаварийном режиме при отключении АТ-3 на ПС 500 кВ Амурская запитать всю нагрузку АТ-3 от АТ-4 ПС 500 кВ Амурская.

В данном послеаварийном режиме загрузка автотрансформатора АТ-4 на ПС 500 кВ Амурская ориентировочно составит:

ВН 128%, СН 104%, НН 13%.

Ориентировочная загрузка трансформатора в режиме n-1 составит:

- ПС 35кВ Пера Т-1 – 102%;
- ПС 35кВ ПС Южная Т-1 – 118%;
- ПС 35 кВ Восточная Т-2 – 104% (при условии замены трансформатора Т-2 мощностью 4,0 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА);
- ПС Базовая Т-2 – 94%;
- ПС Северная Т-2 – 107%;
- ПС Стройдетали Т-2 – 110%.

Загрузка трансформатора на ПС 220 кВ Свободный составит Т-1 – 89%.

Загрузка трансформаторов на ПС Новая 110/35/10 кВ ориентировочно составит:

- АТ-1: ВН 72 %, СН 12 %, НН 4 %;
- АТ-2: ВН 56 %, СН 7 %, НН 4 %.

В режиме n-1 нагрузка составит:

- АТ-2: ВН 120 %, СН 17 %, НН 8 %.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН, СН и НН проектируемой ПС Новая и на шинах СН 110 кВ на ПС Амурская.

Расчёт приведён в приложении Д.

По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на РУ 110 кВ, 35 кВ.

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (3)$$

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

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

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

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (4)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (5)$$

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

Расчёт параметров:

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \quad (6)$$

$$t_{\text{откл}} = \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0.055 + 0.000284 = 0.0553 \text{ с},$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.
Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a) \quad (7)$$

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

$$B_{\text{к.расч}} = 5.64^2 * (0.055 + 0.000284) = 1.76 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{к.ном}}; \quad (8)$$

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

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (9)$$

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}}; \quad (10)$$

где $I_{\text{по}}$ - периодическая составляющая тока;

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{по}} = \sqrt{2} * 5.64 = 7.97 \text{ кА}.$$

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

Расчётное значение ударного тока определяется по формуле [11]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{по}} * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right); \quad (11)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 5.64 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000284}}\right) = 7.97 \text{ кА}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{y\partial} < i_{\text{дин.стой}}; \quad (12)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Д. После проверки выключателей по всем условиям видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям.

Выбраны следующие выключатели:

ВГТ-110-40/3150 УХЛ1 – ПС Амурская 110 кВ.

ВГТ-110-40/3150 УХЛ1 – ПС Новая 110 кВ.

ВГТ-35-50/3150 УХЛ1 – ПС Новая 35 кВ.

Результаты по выбору сведены в таблицы 24,25,26.

Таблица 24 - Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Амурская

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_c$
$I_{\text{раб}} = 846 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб}}$
$I_{\text{н0}} = 5.638 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$
$i_{y\partial} = 8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{y\partial}$
$B_{\text{к.расч}} = 1.758 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$
$i_a = 8 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} > i_a$

Таблица 25 - Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Новая

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_c$
$I_{\text{раб}} = 542 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб}}$
$I_{\text{н0}} = 5.5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} > I_{\text{н0}}$
$i_{y\partial} = 8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} > i_{y\partial}$
$B_{\text{к.расч}} = 1.689 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}}$
$i_a = 8 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} > i_a$

Таблица 26 - Выбор выключателей на стороне 35 кВ ПС Новая

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 1589$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{п0} = 8.85$ кА	$I_{откл.ном} = 50$ кА	$I_{откл.ном} > I_{п0}$
$i_{уд} = 12.5$ кА	$i_{дин} = 127.5$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 4.341$ кА ² с	$B_{к.ном} = 7500$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 12.5$ кА	$i_{аном} = 127.5$ кА	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении трансформатора Т-4 на ПС Амурская, поскольку он является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Е и в таблицах 27-30.

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	I/I_dop, %
Свободный - Южная	251	610	41.2
Южная - Восточная	160	330	49.7
Свободный - Южная	251	610	41.2
Стройдетали – Восточная	114	310	36.8
Амурская - Новая	239	569	42
Новая – Северная	226	450	50.1
Северная - Пёра	101	310	32.6

Таблица 28 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
3541	Амурская	220	232	4,93
3542	Амурская	220	231,9	4,92
3470	Свободный	220	235	4,57
43312	Пёра	10	11.23	-4.63
43311	Стройдетали	10	10.48	-5.75
43312	Южная	10	9.41	-5.33
43311	Северная	10	11.86	-3.69

Таблица 29 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
Свободный - Южная	251	610	41.2
Южная - Восточная	160	330	48.4
Свободный - Южная	251	610	41.2
Стройдетали – Восточная	114	310	36.8
Амурская - Новая	222	569	39
Новая – Северная	254	450	56.4
Северная - Пёра	109	310	35.1

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
43512	Северная	10	11.04	-7.59
43311	Пёра	10	10.43	-8.68
15	Новая	10	10.77	-6.28
43312	Амурская	220	232	4.93

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах. В таблицах 25 и 27 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 27 и 29 представлены оптимально загруженные ЛЭП.

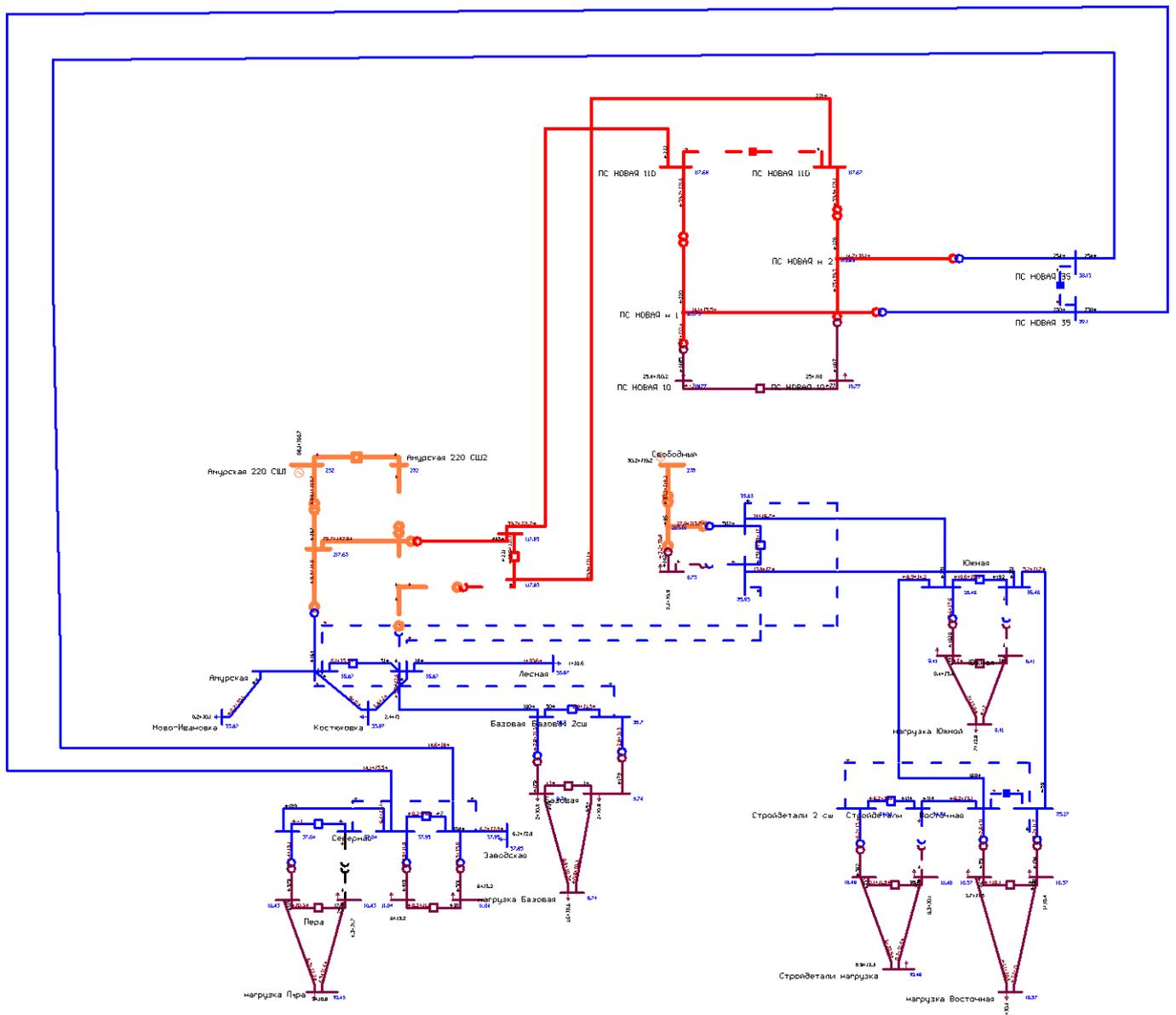


Рисунок 14 – варианта № 1 - Послеаварийный режим после отключения трансформатора Т-4 на ПС Амурская

2.2.2 Вариант перевода ПС 35 кВ Северная на напряжение 110 кВ

Выполнить подключение нагрузки социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный. Данную нагрузку, возможно, распределить по центрам питания, с учетом перевода ПС Северная на напряжение 110 кВ (а так же перевод нагрузок с ПС 35 кВ Пёра и Заводская) и с учётом месторасположения объектов относительно центров питания и категории надежности электроснабжения, следующим образом:

- ПС 35кВ Пера – 2 МВт;
- ПС 35 кВ Восточная – 1 МВт (при условии замены трансформатора Т-2 мощностью 4,0 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА);
- ПС 35 кВ Южная – 7 МВт;
- ПС 35 кВ Стройдетали – 4,3 МВт;
- ПС 35 кВ Базовая – 11,6 МВт;

На данной подстанции необходимо произвести замену трансформаторов мощностью 6.3 МВА на 25 МВА в связи с увеличением нагрузки.

- ПС 110 кВ Северная – 27,6 МВт.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС Амурская, ПС Северная и ПС Базовая в нормальном режиме, когда все трансформаторы будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}}, \quad (13)$$

$$K_{Амурская}^{н.р.} = \frac{90}{63 * 3} = 0,50$$

$$K_{Северная}^{н.р.} = \frac{60}{63 * 2} = 0,5$$

$$K_{Базовая}^{н.р.} = \frac{22}{25 * 2} = 0,44$$

Как видно из полученного выражения, в нормальном режиме все трансформаторы будут загружены оптимально. В случае, если один из

трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшихся в работе трансформаторов составит:

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{90}{63 * 2} = 0,71$$

$$K_{\text{Северная}}^{\text{н.р.}} = \frac{60}{63 * 1} = 0,95$$

$$K_{\text{Базовая}}^{\text{н.р.}} = \frac{22}{25 * 1} = 0,9$$

Для ПС Амурская для РУ 110 кВ выбираем следующую типовую схему РУ:

Схема РУ СН (110 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» - схема применяются, и рекомендуется на напряжение 110...220 кВ при пяти и более присоединениях и допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему. Схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток; в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин.

Для РУ 110 на ПС Северная выбираем следующую типовую схему распределительного устройства:

Схема РУ ВН (110 кВ): «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (110-4Н) - применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций.

Установка дополнительных кабельных линий сечением (Восточная-Стройдетали), (Северная – Пёра) и (Амурская – Базовая) необходимо ввиду увеличения нагрузки на данных подстанциях и наличии потребителей 1 категории надежности электроснабжения.

Для строящейся КЛ будем использовать одножильный медный кабель марки ПвПг 1х95/16-35 кВ. Способ прокладки – в земле, кабели расположены горизонтально. Характеристики данного кабеля представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Основные характеристики кабеля ПвПг 1х95/16 35 кВ

Сечение жилы/экрана, мм ²	Длит. допустимый ток при $K_H=0.8$	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См ⁻⁶ /км
95/16	310	0,193	0,214	0,462

Подключение ПС 110 кВ Северная к существующей ПС Амурская предусмотрено заходом ВЛ 110 кВ Амурская - Северная протяженностью 2,5 км и кабельной линией 3,5 км.

В случае с ВЛ (ПС Амурская – ПС Северная) будем использовать провод марки АС.

Для подвеса проводов будем использовать полимерные изоляторы ЛК 120/110-И-2 ГП. Характеристики выбранных проводов и изоляторов приведены в таблицах 32 и 33 соответственно.

Таблица 32 – Характеристики провода АС.

Ном.сечение ал./сталь, мм ²	Длит. доп. ток, А	Диаметр, мм	Масса кг/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См ⁻⁶ /км
120/19	504	24,9	380	0,249	0,414	-

Таблица 33 – Характеристики изоляторов ЛК

Класс изолятора, кН/кВ	Строительная высота, мм	Изоляционная высота, мм	Длина пути утечки, мм	Разрядное напряжение в загряз. и увлаж. состоянии	Масса, кг
120/110	1205	1055	2610	110	3,5

А в случае с кабельной линией будем использовать кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена для КЛ будем использовать одножильный медный кабель марки ПвПг 1х240/95 64/110 кВ. Способ прокладки – в земле, кабели расположены горизонтально. Характеристики данного кабеля представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Основные характеристики кабеля ПвПг 1x240/95 64/110 кВ

Сечение жилы/экрана, мм ²	Длит. допустимый ток при $K_H=0.8$	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См ⁶ /км
240/95	556	0,0754	0,198	0,462

При рассмотрении данного варианта развития электрических сетей необходимо установить дополнительно третий трансформатор на ПС Амурская мощностью 63 МВА, так как нагрузка, протекающая через трансформаторы Т-3 и Т-4 равна:

- АТ-3: ВН 78,5%, СН 65,2%, НН 12,6%;
- АТ-4: ВН 90,8%, СН 78,8%, НН 7%;

При отключении Т-4 вся его нагрузка будет проходить через Т-3, тогда:

- АТ-3: ВН 180%, СН 180%, НН 20,3%;

При такой загрузке невозможно даже говорить об обеспечении резервного электроснабжения. Исходя из проведённого анализа, установка третьего трансформатора необходима.

Перевод ПС Северная на напряжение 110 кВ (а также перевод нагрузок на это же напряжение) позволит разгрузить автотрансформаторы по низкой стороне (АТ-3, АТ-4, АТ-5) на ПС 500 кВ Амурская, путем перевода нагрузок ПС 35 кВ Пёра и Заводская на новый класс напряжения 110 кВ, которые в свою очередь будут получать питание от стороны СН (35 кВ) ПС 110/35/10 кВ Северная.

В данном режиме загрузка автотрансформаторов на ПС 500 кВ Амурская (с учётом установки третьего трансформатора) составит:

- АТ-3: ВН 54%, СН 54%, НН 16%;
- АТ-4: ВН 54%, СН 54%, НН 16%;
- АТ-5: ВН 54%, СН 54%, НН 16%.

Так же будет обеспечено резервное электроснабжение ПС 35 кВ Южная, ПС 35 кВ Восточная и ПС 35 кВ Стройдетали в послеаварийном режиме при отключении трансформатора Т-1 на ПС 220 кВ Свободный (с учетом перевода нагрузок ПС 35 кВ Северная, ПС 35 кВ Пера на напряжение 110 кВ).

В данном режиме загрузка автотрансформаторов на ПС 500 кВ Амурская составит:

- АТ-3: ВН 75%, СН 75%, НН 36%;
- АТ-4: ВН 75%, СН 75%, НН 36%;
- АТ-5: ВН 75%, СН 75%, НН 36%.

Загрузка ВЛ 35 кВ Амурская-Свободная-2 ориентировочно составит 77 % (АС-120, $I_{д.доп.} = 390$ А, $I_{расч.} = 301$ А).

В результате перераспределения нагрузки на ПС 500 кВ Амурская (согласно п.1) возникает возможность в послеаварийном режиме при отключении АТ-3 на ПС 500 кВ Амурская запитать всю нагрузку от АТ-4 и АТ-5 ПС 500 кВ Амурская.

В данном послеаварийном режиме загрузка автотрансформаторов АТ-4 и АТ-5 на ПС 500 кВ Амурская ориентировочно составит:

- АТ-4: ВН 82%, СН 82%, НН 24%;
- АТ-5: ВН 82%, СН 82%, НН 24%.

Ориентировочная загрузка трансформатора в режиме n-1 составит:

- ПС 35кВ Пера Т-1 – 100%;
- ПС 35кВ ПС Южная Т-1 – 124%;
- ПС 35 кВ Восточная Т-2 – 113%; (при условии замены трансформатора Т-2 мощностью 4,0 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА).
- ПС Базовая Т-2 – 110%;
- ПС Северная Т-2 – 104%;
- ПС Стройдетали Т-2 – 115%.

Загрузка трансформатора на ПС 220 кВ Свободный составит Т-1 – 92,4%.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН реконструируемой ПС Северная 110/35/10 кВ и на шинах СН 110 кВ на ПС Амурская.

Расчёт приведён в приложении Ж.

По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на РУ 110 кВ.

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

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (14)$$

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

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

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

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (15)$$

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

Должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (16)$$

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

Расчёт параметров:

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$\begin{aligned} t_{\text{откл}} &= \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a, \\ t_{\text{откл}} &= \Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a = 0.055 + 0.000254 = 0.0553 \text{ с}, \end{aligned} \quad (17)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверка по термической стойкости выключателя:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 (\Delta t_{\text{откл.выкл.}} + T_a), \quad (18)$$

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

$$B_{\text{к.расч}} = 6.3^2 (0.055 + 0.000254) = 2.193 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном} \quad (19)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (20)$$

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по}, \quad (21)$$

где $I_{по}$ - периодическая составляющая тока;

$$i_a = \sqrt{2} * I_{по} = \sqrt{2} * 6.3 = 8.9 \text{ кА.}$$

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

Расчётное значение ударного тока определяется по формуле [11]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{по} * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}\right); \quad (22)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} * 6.3 * \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.000254}}\right) = 8.9 \text{ кА.}$$

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}, \quad (23)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Ж. После проверки выключателей по всем условиям видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям.

Выбраны следующие выключатели:

ВГТ-110-40/3150 УХЛ1 – ПС Амурская 110 кВ.

ВГТ-110-40/3150 УХЛ1 – ПС Северная 110 кВ.

Результаты по выбору сведены в таблицы 35 и 36.

Таблица 35 - Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Амурская

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 427$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 6.3$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 8.9$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 2.193$ кА ² с	$B_{к.ном} = 4800$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 8.9$ кА	$i_{аном} = 102$ кА	$i_{аном} > i_a$

Таблица 36 - Выбор выключателей на стороне 110 кВ ПС Северная

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 427$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 6.1$ кА	$I_{откл.ном} = 40$ кА	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 8.6$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч} = 2.04$ кА ² с	$B_{к.ном} = 4800$ кА ² с	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 8.6$ кА	$i_{аном} = 102$ кА	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении трансформатора Т-5 на ПС Амурская,, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети.

Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении 3.

Таблица 37 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	I/I_dop, %
Амурская – Базовая	225	310	72,6
Свободный - Южная	356	610	60,1
Южная - Восточная	185	330	56
Амурская – Северная ВЛ	334	569	58,7
Амурская – Северная КЛ	334	556	60,1

Таблица 38 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
43811	Стройдетали	10	9,88	-7.09
3541	Амурская	220	232	4,93
3542	Амурская	220	232	4,93
3470	Свободная	220	235	4,57
43811	Южная	10	9,22	-6.9
43812	Восточная	10	10.46	-4.53

Таблица 39 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	I/I_dop, %
Амурская – Базовая	225	310	72.6
Свободный - Южная	356	610	60,1
Южная - Восточная	185	330	56
Амурская – Северная ВЛ	334	569	58,7
Амурская – Северная КЛ	334	556	60,1
Амурская – Базовая	225	310	72.6

Таблица 40 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
3541	Амурская	220	232	4,93
3542	Амурская	220	232	4,93
3470	Свободная	220	235	4,57
43811	Южная	10	9,22	-6.9
43812	Восточная	10	10.46	-4.53
43811	Стройдетали	10	9,88	-7.09

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая загрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах. В таблицах 25 и 27 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 37 и 39 представлены оптимально загруженные ЛЭП.

Оба варианта проектирования являются технически осуществимыми, имеют достаточную пропускную способность сети в нормальных и послеаварийных режимах.

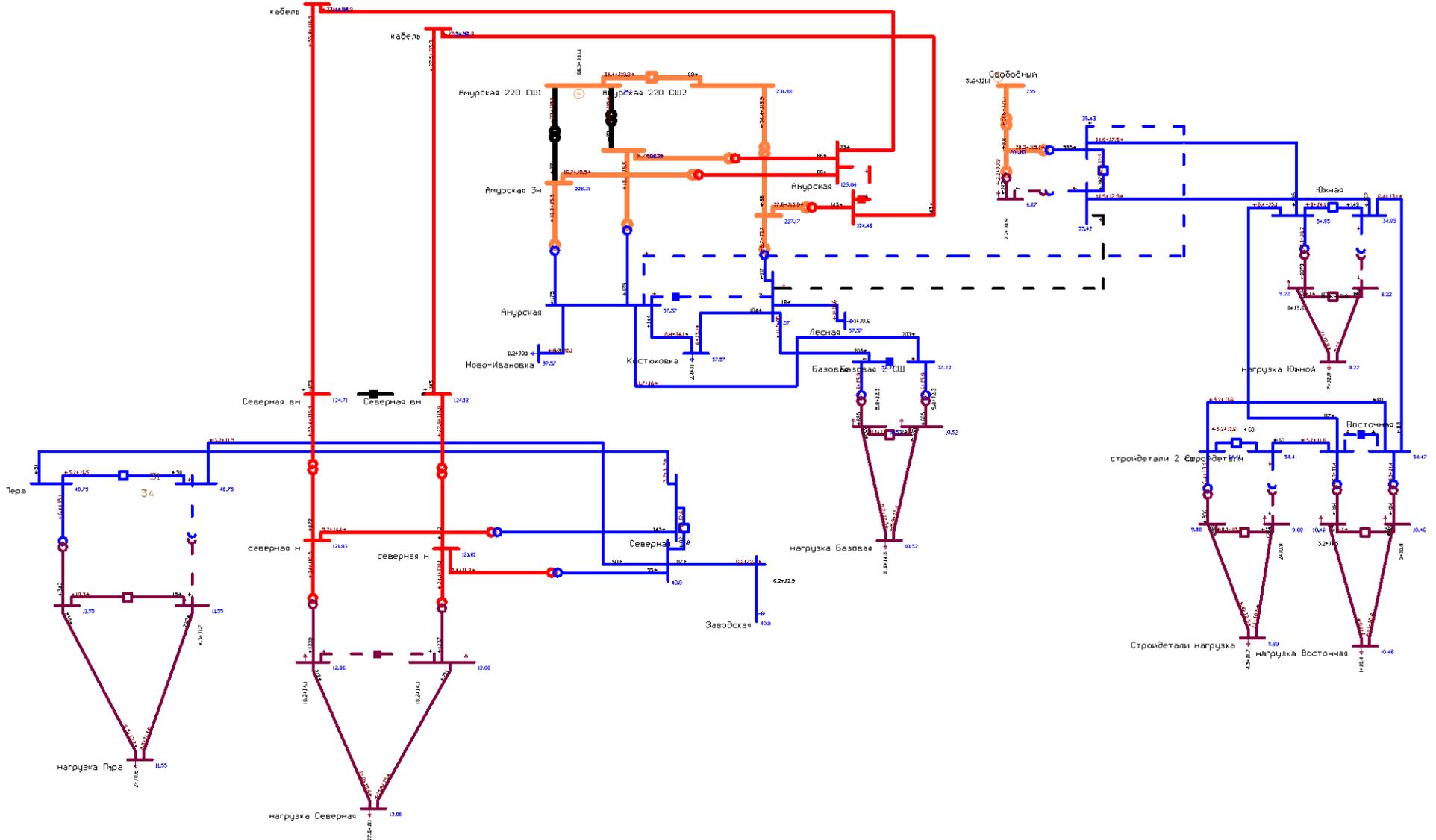


Рисунок 15 – варианта № 2 - Нормальный режим

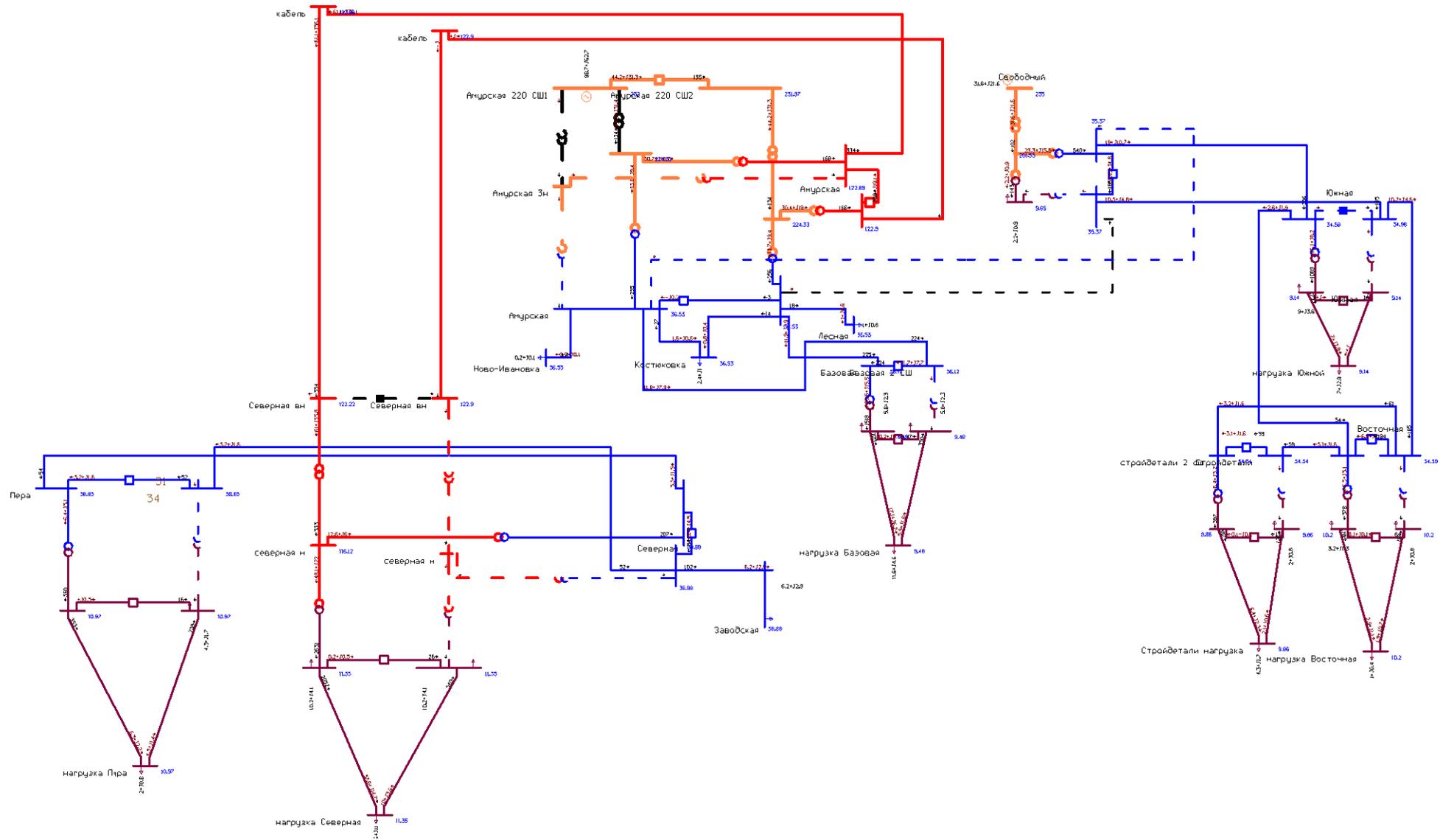


Рисунок 16 – варианта № 2 - Послеаварийный режим после отключения трансформатора Т-5 на ПС Амурская

3 ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСЛЕДНЕГО ПОКОЛЕНИЯ

3.1 Классификация предпосылок, элементов и общих принципов и эффектов, ожидаемых от инновационного развития энергетики

3.1.1 Предпосылки инновационного развития энергетики

На сегодняшний день происходящие инновационные изменения в электроэнергетике имеют определенные предпосылки.

Существующая электросетевая инфраструктура на сегодняшний день является наиболее консервативным элементом энергосистемы, сдерживающим ее развитие, а, в конечном счете, развитие национальной экономики. Не вызывает сомнения тот факт, что необходимы кардинальные решения по дальнейшему развитию отрасли.

Автоматизация технологических процессов внедрялась в незначительном объеме, поэтому схемы организации эксплуатации ориентированы, прежде всего, на круглосуточное пребывание на них обслуживающего (оперативного) персонала, контролирующего состояние объектов и выполняющего оперативные переключения. Как следствие относительно высоки эксплуатационные расходы.

С этой позиции можно выделить следующие предпосылки развития электроэнергетики:

3.1.1.1 Высокий моральный и физический износ электросетевого оборудования на фоне недостаточности инвестиций в электроэнергетику

В настоящий момент серьезной проблемой является старение основных фондов в электроэнергетике. На конец 90-х годов полной замене подлежало 5 тыс. км ВЛ 110-220 кВ. Доля распределительных электрических сетей, выработавших свой нормативный срок, составила 50%; 7% электрических сетей выработало 2 нормативных срока. Общий износ распределительных электрических сетей достиг 70%. Износ магистральных электрических сетей составляет около 50%. В целом износ электросетевых активов в России значительно выше, чем в других крупных странах, где показатель износа составляет 27–44%. [30].

Поток внешних инвестиций в энергетику, ожидаемый в связи с переходом на регулирование тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала *RAB (Regulatory Asset Base)*, не состоялся. Регулирующие органы неохотно утверждают повышенные тарифы, позволяющие осуществлять полномасштабную модернизацию электросетевой инфраструктуры. Поэтому сетевые компании вынуждены продолжать работать с оборудованием, которое уже выработало свой расчетный срок службы.

3.1.1.2 Рост электропотребления

Сегодня практически во всех странах мира существенно растут объемы электропотребления. В XX веке мощность, используемая человеком на отопление, освещение, транспорт, промышленное и сельскохозяйственное производство, обработку и передачу информации и т. п., достигла в среднем 2–3 кВт/чел. Душевое нетто-потребление электроэнергии в промышленно развитых странах составит в 2020 г. 10,3 тыс. кВт·ч, превысив мировой уровень в 3,6 раза. Наиболее высокий уровень душевого электропотребления прогнозируется в Канаде – 18,7 тыс. кВт·ч и США – 14,7 тыс. кВт·ч. В России за этот период ожидается полуторакратный рост душевого электропотребления [31].

Как следствие, возрастают пиковые нагрузки, возникает необходимость в увеличении мощностей передающих сетей и рост ежегодных затрат на обеспечение работоспособности сети. В ситуации жесткого тарифного регулирования нужно соответствовать темпам роста или рисковать снижением уровня обслуживания. Если не решать эту проблему, то рост потребления в моменты пиковых нагрузок может привести к возникновению серьезных проблем у сетевой компании. В крайних случаях, чтобы избежать перегрузки сети, придется отключать потребителей, повышаются риски серьезных аварий с негативными социально-экономическими последствиями.

3.1.1.3 Появление и развитие распределенной энергетики

Характерной чертой современности является развитие малой распределенной генерации энергии (РГЭ), под которой понимается

производство энергии на уровне распределительной сети или на стороне потребителя, включенного в сеть.

Понятие РГЭ распространяется как на электроэнергетические системы, так и на системы теплоснабжения. В общем случае «распределенная» генерация есть выработка электроэнергии/тепла по месту ее потребления. Отсутствие сети практически исключает потери (и затраты) на передачу электроэнергии/тепла. При этом подразумевается наличие множества потребителей, которые производят тепловую и электрическую энергию для собственных нужд, направляя их излишки в общую сеть. В рамках данной концепции в качестве распределенных генераторов энергии могут выступать когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности, которые позволяют снизить затраты на производство энергии на 40%, добиться высокой эффективности использования топлива (до 90% от потенциальной энергии) и оптимального использования установленной мощности [15].

Вводы электрической мощности в мире, согласно данным агентства Bloomberg New Energy Finance (BNEF), в 2020 г. должны составить: по традиционным энергоблокам на ископаемом топливе - 91 ГВт, а распределенной генерации энергии - 208 ГВт; к 2030 г. - 64 и 279 ГВт соответственно. Для сравнения, в 2013 году соотношение было иным: 141 ГВт традиционной и 143 ГВт распределенной генерации энергии. Как из этого следует, приоритет ввода РГЭ в мире растет и его разрыв относительно традиционных энергоисточников будет только увеличиваться.

Вместе с тем, стохастический характер ВИЭ и целесообразность оптимального использования установленной мощности будут способствовать их объединению централизованной сетью с целью совместной работы [35].

Развитие распределенной генерации вызвано несколькими взаимодополняющими тенденциями:

- проблема загрязнения окружающей среды, находящее свое решение, в том числе и в разработке экологически безвредных методов выработки электроэнергии;

- ограниченность энергоресурсов- серьезные опасения у мирового сообщества вызывает снижающийся уровень обеспеченности глобальной экономики запасами нефти и газа;
- стремление к повышению эффективности передачи электроэнергии;
- привлекательность распределенной энергетики для инвестора с точки зрения обеспечения надежности, скорости вводов оборудования в эксплуатацию, стоимости подключения и т.д.

В результате огромное количество небольших источников электроэнергии должны подключаться к существующей электрической сети, спроектированной под наличие в сети отдельных крупных станций. Это обстоятельство существенным образом меняет базовые принципы работы существующей сети (в части схем построения, алгоритмов управления, параметров управления режимами работы) и имеет не только положительные эффекты, но и связано с определенными трудностями. Существующие сети не предназначены для работы со сложными задачами управления потоками энергии, решение которых потребуются неизбежно в связи с переходом на распределенную энергетику (особенно в части стохастической выработки из возобновляемых источников энергии). Управление устойчивостью работы системы, управление аварийными режимами работы сети, предотвращение аварийных ситуаций, учет количества выработанной и распределенной электрической энергии в сети – это лишь ряд вопросов, лежащих на поверхности данной проблемы. Т.о. появление распределенной энергетики - процесс, который уже нельзя остановить, является еще одним вызовом времени и стимулом для интенсивного развития энергетики.

3.1.1.4 Повышение требований со стороны потребителей

В настоящее время в мире, особенно в развитых странах фиксируется рост требований к качеству электроэнергетических услуг, прежде всего, в части надежности. Этому способствует быстрое распространение сложных производств и систем, требующих постоянства технологических процессов (сложные химические, биотехнологические и полупроводниковые производства, корпоративные системы управления и т.д.). Безусловно, существенное влияние

оказывает рост качества жизни населения в развитых странах в силу большого распространения бытовых и электронных приборов, чувствительных к перепадам напряжения и силы тока, перерывам в электроснабжении), а также развитие так называемого третичного сектора экономики (или сфера услуг-транспорт, связь, торговля, туризм, здравоохранение и т. п.).

Не напрасно при разработке «Стратегии развития электросетевого комплекса РФ» на период до 2030 года, утвержденной Постановлением правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-р было определено, что первым стратегическим приоритетом электросетевого комплекса на долгосрочный период является «обеспечение надежности энергоснабжения потребителей» [37].

Ещё одна важная тенденция - повышение спроса потребителей на доступность подключения к энергетической инфраструктуре (как условие развития хозяйственной деятельности и фактор обеспечения качества жизни). Сетевые организации вынуждены сокращать время и стоимость подключения потребителей к сетевой инфраструктуре.

3.1.1.5 Необходимость повышения эффективности передачи электроэнергии

Как отмечалось выше, существующая энергетика построена с избыточным резервированием, обусловленным применением устаревших технологий. В результате значение ключевого показателя эффективности – коэффициента использования установленной мощности, находится в пределах 50%. Вместе с тем, появление новых технологий и практик, а также повышение социально-экономических требований к электроэнергетике создает потребность в повышении эффективности энергетической инфраструктур путем снижения удельных затрат на единицу передаваемой электроэнергии.

Здесь большое значение имеет решение проблем потерь электрической энергии. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. [2].

Относительные потери электроэнергии в электрических сетях России в 2-3 раза выше, чем в сетях промышленно развитых стран [36]. Согласно Приложению 3 к Энергетической стратегии до 2030 года потери электроэнергии должны быть на уровне не более 8 % от отпуска в сеть. [37].

В последнее время существенно обострилась проблема коммерческих потерь сетевых организаций, связанная с ростом тарифов на электроэнергию.

По прогнозу Министерства экономического развития РФ цена за кВт*ч электрической энергии в перспективе до 2035 года вырастет примерно в 3 раза. При этом сегодня уровень цен на электрическую энергию в развивающихся странах (включая Россию) отстает от рынков европейских стран примерно в два раза. По информации Electric Power Research Institute (EPRI) общая стоимость тарифа за электроэнергию при сохранении существующей практики развития энергетической инфраструктуры вырастет почти на 400%. [30].

Наряду с хищениями здесь следует отметить и несовершенство системы учёта электрической энергии. Потеря доходов в связи с коммерческими потерями электроэнергии ограничивает сетевые предприятия в возможностях вложения средств в развитие электросетевого комплекса.

Растущее влияние вышеперечисленных факторов требует от распределительных сетей кардинальных решений по выбору дальнейшего развития. Как известно, «невозможно решить проблему на том же уровне, на котором она возникла. Нужно стать выше этой проблемы, поднявшись на следующий уровень» (Альберт Эйнштейн). Данные вышеперечисленные проблемы и предпосылки не могут быть решены и реализованы на базе сложившейся к настоящему времени модели развития энергетики. Необходим инновационный прорыв по созданию электрической сети нового технологического уклада. Таким образом, возникновение и развитие концепции Smart Grid является закономерным этапом эволюции электроэнергетической системы, обусловленным с одной стороны явными потребностями и проблемами функционирования современной энергетики, а с другой стороны уровнем технологического прогресса.

3.2 Элементы инновационного развития на базе Smart Grid

Говоря об инновационном подходе к развитию электроэнергетики, необходимо разобраться с формулировками по данному вопросу. «Термин Smart Grid, наиболее применяемый в индустриально развитых странах, в различных источниках не имеет единого определения. В России его трактуют как «интеллектуальную сеть энергетики», «интеллектуальную электроэнергетическую систему», «активно-адаптивную сеть энергетики» [11].

Но что такое «интеллект» применительно к линии электропередачи, электрической сети? Этот термин был впервые использован Массудом Амином и Брюсом Волленбергом в их публикации «К интеллектуальной сети». Первые применения этого термина на Западе были связаны с чисто рекламными названиями специальных контроллеров, предназначенных для управления режимом работы и синхронизации автономных ветрогенераторов (отличающихся нестабильным напряжением и частотой) с электрической сетью. Потом этот термин стал применяться, опять-таки, как чисто рекламный ход, для обозначения микропроцессорных счетчиков электроэнергии, способных самостоятельно накапливать, обрабатывать, оценивать информацию и передавать ее по специальным каналам связи и даже через Интернет. Причем, сами по себе контроллеры синхронизации ветрогенераторов и микропроцессорные счетчики электроэнергии были разработаны и выпускались различными фирмами еще до появления термина Smart Grid. Это название возникло намного позже, как чисто рекламный трюк для привлечения покупателей и вначале использовалось лишь в этих областях техники. [45]

В последние годы его использование значительно расширилось. Интеллектуальная сеть (Smart Grid, «умная», или активно-адаптивная сеть) представляет собой распределительную сеть, которая сочетает комплексные инструменты контроля и мониторинга, информационные технологии и средства коммуникации, обеспечивающие значительно более высокую ее производительность и позволяющие генерирующим, сбытовым и коммунальным компаниям предоставлять потребителю энергию более высокого качества.

Активно-адаптивная (интеллектуальная) сеть позволяет осуществлять мониторинг и управление сетью в режиме реального времени, реализовывать коммуникации между потребителями и поставщиками электроэнергии, с возможностью оптимизации потребления, сокращения стоимости электроэнергии, обеспечивая высокий уровень надежности, качества и экономичности энергоснабжения. Она создает совершенно новые по отношению к действующей системе электроснабжения потребителей возможности:

- интегрировать все виды генерации и любые типы потребителей (от домашних хозяйств до крупной промышленности) для ситуационного управления спросом на их услуги и для активного участия в работе энергосистемы;

- изменять в режиме реального времени параметры и топологию сети по текущим режимным условиям, исключая возникновение и развитие аварий;

- обеспечивать расширение рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой;

- минимизировать потери, расширить системы самодиагностики и самовосстановления при соблюдении условий надежности и качества электроэнергии;

Построение такой сети должно стать стратегическим курсом развития распределительного электросетевого комплекса, подразумевающим четыре основных сегмента совершенствования: 1) силового оборудования и технологии передачи и распределения электроэнергии; 2) технологического управления; 3) специализированных коммуникационных и информационных устройств; 4) автоматизированных систем учета и управления электропотреблением» [11].

Не вызывает сомнения, что реализация столь грандиозной концепции развития электроэнергетики под названием Smart Grid, во-первых, рассчитана на очень долгий период времени, исчисляемый десятками лет, в течение которых техника и технологии будут кардинально изменяться, во-вторых, связана с необходимостью огромных инвестиций, реально возможных лишь в виде

отдельных порций под отдельные проекты. Но сегодня можно реально обсуждать ее отдельные компоненты и составляющие. Можно выделить следующие элементы инновационного развития на базе Smart Grid:

1. Системы генерации электроэнергии.

Разработка принципиально новых и повышение технико-экономической эффективности уже существующих систем генерации электроэнергии, устройств автоматического управления ими, систем связи, обеспечивающих информационный обмен таких источников с другими элементами энергосистемы.

Проблемы изменения климата на Земле и прогнозируемый дефицит органических видов топлива стимулирует развитие альтернативных источников электроэнергии, таких, как ветрогенераторы, солнечные фото электрические системы, генераторы, работающие на биотопливе, приливные и волновые генераторы, генераторы, использующие тепло недр планеты и т.д. Новое развитие должны получить и гидроаккумулирующие станции, позволяющие более эффективно использовать уже выработанную электроэнергию. Ожидается, что в будущем количество таких источников будет неуклонно расти и подключаться к общей электрической сети они будут в различных точках сети. То есть генерирующие мощности в будущей системе электроснабжения будут больше распределенными, чем концентрированными. Характерной особенностью таких источников является их относительно небольшая мощность и нестабильность параметров генерируемой мощности. Очевидно, что для стабилизации параметров таких источников и их автоматической синхронизации с сетью необходимо достаточно «интеллектуальное» управляющее устройство.

2. Электрическая сеть.

Разработка мощных полностью управляемых компонентов электрической сети, оснащенных системами самодиагностики и мониторинга, а также надежными каналами передачи и приема информации. Сегодня электрические сети строятся по иерархическому принципу (генератор, магистральные линии, далее распределительные сети, городские сети и т.д.).

В большинстве случаев они состоят из радиальных линий с односторонним потоком энергии. Лишь в некоторых случаях электрические сети закольцованы. Согласно концепции Smart Grid будущая сеть уже не будет иметь иерархическую структуру и крупные потребители будут в ней перемешаны с большим количеством относительно маломощных источников энергии, а также и единичных мощных станций, регуляторов напряжения, компенсаторов реактивной мощности и т.д. Это будет настоящая весьма сложная, неструктурированная, разветвленная сеть.

Перетоки мощности по такой сети не будут строго детерминированными. Очевидно, что такая сложная неструктурированная сеть (которую даже сравнивают с сетью Интернет [56]) должна иметь мощную управляющую систему, согласовывающую между собой работу всех этих многочисленных компонентов сети. Для этого все компоненты сети должны «общаться» друг с другом и с управляющим центром по специальным сетям связи, которые предполагается выполнять беспроводными.

3. Системы мониторинга и самодиагностики электрооборудования. Резкое усложнение мощных компонентов энергосистемы, с одной стороны, и прогресс в области современных компьютеризированных систем, с другой, обуславливает необходимость дальнейшего интенсивного развития диагностических систем мониторинга электрооборудования, позволяющих заранее предотвратить выход из строя важных компонентов сети. Законы старения электрической изоляции, знание тенденций изменения химического состава масла силовых трансформаторов, известные особенности и свойства частичных разрядов в твердой, жидкой и газообразной изоляции, а также в вакууме, позволяют создать специальные датчики и надежные алгоритмы диагностики для постоянного мониторинга исправности важных компонентов будущей сети.

4. Системы связи и передачи данных между электроэнергетическими объектами.

Сегодня для связи и передачи информации между различными объектами используются различные каналы связи. Это и связь по низковольтным проводам (низкочастотным контрольным кабелям, коаксиальным высокочастотным кабелям), по оптическим кабелям, по проводам высоковольтных линий электропередач, по направленному защищенному радиоканалу и т.д. В последнее время все шире начинают применяться и сетевые технологии Ethernet/Internet. Это связано в первую очередь с дешевизной, с широкой распространенностью и повсеместной доступностью таких сетей, с хорошо отработанными технологиями и протоколами связи, необходимостью в будущем обмениваться огромными массивами информации с многочисленных компонентов энергосистемы, разбросанных на большой территории. Уже сегодня на рынке присутствуют всевозможные электронные датчики, трансдюсеры, измерительные преобразователи, снабженные встроенным дешевым модемом, позволяющим подключать их к сети Ethernet/ Intranet.

Что касается применяемой сегодня в релейной защите оптоволоконной связи, то она считается слишком дорогой для расширенного и повсеместного применения в будущей концепции Smart Grid [53].

Впрочем, в этом деле много спекуляций и различные компании, занимающие определенный сектор рынка систем связи и передачи пытаются обосновать целесообразность применения в концепции Smart Grid именно их принципов и систем передачи данных. Так, например, наряду с утверждениями о том, что будущее принадлежит исключительно стандартным сетевым приложениям Ethernet/Intranet, встречаются утверждения о том, что единственно правильным решением является широко полосная связь по проводам высоковольтных линий сети [51]. В литературе можно встретить также вполне серьезное обсуждение перспектив применения в Smart Grid технологий современной беспроводной связи, таких как сети сотовой связи, WiMAX, WiFi и других, широко применяемых в быту [57].

5. Системы учета электроэнергии.

Микропроцессорные счетчики электроэнергии появились на рынке уже давно и вне всякой связи с концепцией Smart Grid. Скорее наоборот, чисто рекламный термин Smart Grid, применявшийся вначале лишь для рекламы таких счетчиков, вырос в некую глобальную концепцию будущей электроэнергетики. Многотарифные микропроцессорные счетчики, способные выполнять расчеты, связываться с другими аналогичными счетчиками, способные накапливать информацию и передавать ее по сети практически применяются в электроэнергетике уже давно. В последние годы упрощенные варианты таких счетчиков начали при меняться и в быту. Достигнутый в этой области уровень техники полностью соответствует концепции Smart Grid.

б. Цифровая релейная защита.

В новой концепции Smart Grid релейная защита (РЗ) должна быть совмещена с функциями информационно-измерительной системы. Причиной этого является то, что, во-первых, микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) производят измерения токов, напряжений в векторной форме. Во-вторых, они записывают и накапливают информацию об аварийных режимах и собственных срабатываниях. Эта информация может быть напрямую использована в будущих контрольно-информационно-измерительных системах Smart Grid, в которых релейной защите будут приданы дополнительные функции измерений, мониторинга и диагностики электрооборудования энергосистем [52, 55]. По прогнозам апологетов Smart Grid, МУРЗ должны превратиться в некие центры по обработке информации, не имеющих никаких других присоединений, кроме подключения к сети Ethernet [46]. Ни традиционных входных, ни выходных цепей у таких МУРЗ не будет, поскольку все компоненты Smart Grid будут снабжены сетевым подключением (включая и высоковольтные выключатели) и все команды, включая и команды на отключение выключателей, будут передаваться в виде GOOSE сообщений по стандарту IEC 61850 [44]. Что касается входных цепей тока и напряжения, то, по прогнозам [54], их в МУРЗ вообще не будет в связи с переходом на неконвенциональные трансформаторы тока и напряжения с цифровым выходом. Предполагается, что МУРЗ будет получать

с таких трансформаторов готовую информацию о токах и напряжениях в цифровой форме по сети. Что касается алгоритмов релейной защиты, то они, по-видимому, претерпят значительные изменения в связи с изменением принципов построения электрических сетей, появлением в этой сети значительного числа полностью управляемых компонентов, влияющих на режимы работы сети, например, таких, как быстродействующие компенсаторы реактивной мощности, быстродействующих токоограничивающих устройств и т.д. Впрочем, все это лишь первые шаги в области реорганизации релейной защиты. Уже сегодня в технической литературе вполне серьезно обсуждаются вопросы адаптивной релейной защиты, защиты с упреждающими функциями, многомерной релейной защиты, защиты с нечеткой логикой, защиты с искусственным интеллектом, защиты на основе нейронных сетей и т.д.

7. Потребители электроэнергии.

Необходимо оснащение потребителей электроэнергии высокоинтеллектуальными системами контроля и учета электроэнергии, регулирования электропотребления и управления нагрузкой, в том числе в аварийных ситуациях при существенном повышении активности потребителей в управлении собственным электропотреблением.

Следует отметить, что для надежного функционирования такой сложной системы, какой является Smart Grid, количество отдельных многофункциональных модулей, обрабатывающих информацию, должно быть сокращено до минимума (то есть будет иметь место тенденция дальнейшей концентрации функций в единичных модулях). Информация от многочисленных компонентов Smart Grid должна поступать по сети на мощные серверы, обрабатываться компьютерными центрами и пересылаться по сети на исполнительные элементы. Вся основная функциональность Smart Grid должна обеспечиваться на программном уровне [47].

3.3 Общие принципы управления активно-адаптивной сетью (Smart Grid) и эффекты, ожидаемые от инновационного развития

Основные цели процесса управления активно-адаптивной сети (Smart Grid) можно описать в соответствии с основным правилом логистики («7 R»): *«ensuring the availability of the right energy, in the right quantity and the right condition, at the right place, at the right time, for the right customer, at the right cost»*. Что переводится как: «обеспечение наличия нужной энергии в требуемом количестве и заданного качества в нужном месте в установленное время для конкретного потребителя с наилучшими затратами».

Механизм управления активно-адаптивной сетью (Smart Grid) заключается в оптимизации трех типов взаимосвязанных потоков: энергии (услуг в сфере энергоснабжения), информации и финансов.

Основные свойства: активно-адаптивной сети (Smart Grid):

- двусторонние коммуникации между всеми субъектами энергосистемы;
- способность электрической сети к саморегулированию;
- непрерывный самоконтроль состояния и самовосстановление компонентов или участков сети;
- активное участие потребителя в процессе передачи электроэнергии;
- интеграция в сеть возобновляемых источников энергии.

Общие принципы управления активно-адаптивной сетью (Smart Grid) выглядят следующим образом:

1. Принцип безопасности управляющих воздействий - любое управляющее воздействие не должно приводить к ущербу жизни, здоровья и имущества людей.

2. Принцип экологичности управляющих воздействий - любое управляющее воздействие должно сопровождаться минимальным влиянием на окружающую среду.

3. Принцип устойчивости (надежности) энергетических инфраструктур - обеспечение бесперебойного энергоснабжения при определенных граничных условиях.

4. Принцип эффективности затрат - минимизация средних валовых издержек во всей энергетической инфраструктуре, или минимальные суммарные затраты топливо – энергетических ресурсов, или минимальный выброс парниковых газов в атмосферу, или комбинацию всех выше перечисленных минимумов.

5. Принцип финансового обеспечения управляющих воздействий означает обеспеченность любого управленческого решения соответствующими финансовыми средствами.

6. Принцип адаптивности управляющих воздействий – при реализации любого управленческого решения должны учитываться все изменения внешней среды и энергетической инфраструктуры.

7. Принцип синхронизации управляющих воздействий означает необходимость соблюдать заданный регламент или учитывать то обстоятельство, что влияние управляющего воздействия на различные элементы энергетических инфраструктур может наступить не одновременно, например, вследствие удаленности элементов между собой.

8. Принцип управления в режиме реального времени - отклонение величины параметра регулирования после осуществления управляющего воздействия должно быть меньше или равно заданной точности регулирования.

9. Принцип минимизации информационных потоков означает, что объем информации, которая предоставляется персоналу энергетических инфраструктур, должен быть минимальным, но достаточным.

10. Принцип защиты информации, используемой при управлении энергетической инфраструктурой - информация, должна быть защищена от воздействия посторонних лиц, не известна посторонним лицам, должна доходить от источника ее возникновения к месту использования с минимальными искажениями, возникающими в процессе преобразования и передачи.

11. Принцип доступности информации - процессы выработки и реализации любого управленческого решения должны быть обеспечены всей необходимой информацией.

12. Принцип прогнозирования управляющих воздействий - любое управленческое решение должно учитывать изменения, которые могут произойти в перспективе у потребителя, в энергетической инфраструктуре и в окружающей среде, в т.ч. и в результате осуществления этого воздействия.

13. Принцип системности процесса регулирования энергетических инфраструктур включает в себя три аспекта:

- любое управленческое решение должно распространяться на три взаимосвязанных потока: энергии, информации и финансов;

- любое управленческое решение должно учитывать его влияние на все элементы энергетических инфраструктур и их взаимодействия между собой;

- любое управленческое решение должно приниматься с соблюдением всех выше перечисленных основных принципов.

Эффекты, ожидаемые от внедрения Smart Grid:

1. Обеспечение системной и потребительской надежности, а так же качества электроснабжения.

Smart Grid предотвращает массовые отключения, обеспечивает поставку чистой электроэнергии.

2. Обеспечение безопасности.

Smart Grid постоянно контролирует все элементы сети с точки зрения безопасности их функционирования.

3. Экология и охрана окружающей среды.

Самый главный эффект достигается за счет снижения количества и мощностей генерирующих элементов сети. Это ведет, например, к снижению выброса парниковых газов в атмосферу.

4. Снижение потребности в генерирующих мощностях, уменьшение пикового спроса.

Потребитель может выбрать режим работы наиболее энергозатратного оборудования (освещение, кондиционирование, вентиляция) в течение недели, с точностью до часа, с учетом оптимального коммерческого тарифа. Соответственно, энергосбытовая компания, имея текущие данные о

планируемом энергопотреблении отдельных потребителей, может оптимально сконфигурировать свои мощности, в т.ч., например, используя аккумуляторы электроэнергии и активные распределительные устройства, закупить необходимую электроэнергию у сетевого поставщика по оптимальным тарифам и т.д. Вся цепочка постоянно обменивается информацией, которая активно используется управляющими элементами для обеспечения сбалансированного графика потребления/генерации и безопасной трансформации и передачи электроэнергии.

Начальный, генерирующий элемент цепи (например, городская ТЭЦ) вместо постоянной генерации максимального количества электрической энергии выдает оптимальную мощность в соответствии с реальным балансом мощности/потребления электроэнергетической системы в текущий момент времени.

5. Общий экономический эффект.

Для энергетических предприятий - возможность оптимально планировать и формировать затраты на эксплуатацию и развитие генерации и распределительных сетей, в результате - снижение операционных затрат, экономия топлива на ТЭЦ, снижение уровня потерь электроэнергии и т.п.

Для потребителей - снижение потребления электроэнергии. Потребители имеют точную информацию о стоимости и могут оптимизировать свои затраты на электрическую энергию.

Таким образом, инновационное развитие энергетики имеет серьезные предпосылки и разработанную идеологию нового технологического уклада, которая уже дает положительные результаты в индустриально развитых странах. В России пока можно отметить начальный этап формирования организационных инициатив по Smart Grid, а также опробования отдельных технических решений. Следует отметить, что в Российской энергетике в последнее время реализуется целый ряд проектов по модернизации электросетевого оборудования, которые могут рассматриваться с точки зрения перспектив внедрения Smart Grid. Здесь необходимо отметить, что одним из

главных принципов инновационной концепции является принцип преемственности и технологической совместимости: модернизированное оборудование энергетических компаний может совмещаться с новыми технологиями и в перспективе интегрироваться в новую энергетическую систему.

Как видится, нам необходимо внимательно изучать опыт ведущих стран мира, уже активно пробующих Smart Grid, и делать правильные выводы с учетом нашей специфики. Нельзя не учитывать гигантскую протяженность электрораспределительных сетей в нашей стране и недостаточно развитую инфраструктуру. Переход к столь инновационной технологии предъявляет самые серьезные требования, как к технической модернизации основных элементов инфраструктуры, так и к изменению правил работы всего рынка. Основным драйвером такого перехода должна стать государственная стратегия повышения энергоэффективности и безопасности электроэнергетической системы страны в целом.

3.4 Предложения по применению современного оборудования во внешнем электроснабжении г. Свободного

3.4.1 Комбинированные оптические трансформаторы тока и напряжения

Комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения – готовое комплектное решение для задач учета электроэнергии. Такие трансформаторы обладают рядом преимуществ:

1. уменьшение суммарной погрешности измерительных комплексов;
2. простота установки в условиях ограниченного пространства (оптические трансформаторы могут монтироваться в вертикальном, горизонтальном и наклонном положении существующих конструкциях порталов, выключателей и силовых трансформаторов);
3. нечувствительность к внешним электромагнитным полям не требует проведения анализа взаимного расположения шин;
4. небольшой вес, позволяет проводить монтаж без использования кранов.

Таблица 41 – Технические характеристики ЦТТН

Параметр	Значение
Диапазон рабочих напряжений	0,4 ... 35кВ
Класс напряжения	от 6 до 35 кВ
Номинальная частота	50 Гц
Номинальный первичный ток	10 ... 5000А
Класс точности	0,2S; 0.5S
Термическая и электродинамическая стойкость	100; 150кА
Выходной сигнал: - аналоговый ток напряжение - цифровой	1 А; 4В; 100; 100√3 В по МЭК 61850-9-2LE
Длина световода между датчиком и оптоэлектронным блоком	до 200 м
Габариты, вес, не более оптический датчик(для 35 кВ) оптоэлектронный блок	900х400мм, 15кг 134х215х450 мм, 3 кг
Питание (оптоэлектронный блок)	220 В; 50 Гц



Рисунок 17 – Комбинированный цифровой трансформатор тока и напряжения ЦТТН

3.4.2 Пункт коммерческого учета электроэнергии ПКУ-35 кВ

Пункт коммерческого учета электроэнергии ПКУ-35 кВ открытого типа на базе комбинированных цифровых трансформаторов тока и напряжения ЦТТН - инновационное устройство, не имеющее аналогов в России.

ПКУ предназначен для учета активной и реактивной энергии прямого и обратного направления в цепях переменного тока напряжением 35 кВ, с номинальным током до 600 А, частотой 50 Гц; а также для использования в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), для передачи измеренных и вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии.

ПКУ предназначен для установки в открытых распределительных устройствах (ОРУ) 35 кВ и на опорах линий электропередач 35 кВ.

Технические характеристики

ПКУ-35 изготавливаются климатического исполнения У или УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

- высота над уровнем моря не более 1000м;
- температура окружающего воздуха – от –450С до +450С;
- относительная влажность воздуха не более 100% при 250С;
- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию; атмосфера типа II по ГОСТ 15150-69;
- рабочее положение в пространстве – вертикальное или горизонтальное.

Основные технические характеристики ПКУ -35 приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Основные технические характеристики ПКУ-35

Параметр	Значение	
Номинальное напряжение, кВ	35	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	
Номинальная частота, Гц	50	
Номинальный первичный ток, А	10-600	
Номинальное среднеквадратичное значение выходного сигнала по току, В	2	
Номинальное среднеквадратичное значение выходного сигнала по напряжению, В	1	
Класс точности преобразования по току, ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010	0,2S; 0,5S	
Класс точности преобразования по напряжению, ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010	0,2; 0,5	
Класс точности учета активной/реактивной энергии, ГОСТ Р 56750-2015	0,5S/1,0	
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1, УХЛ1	
Степень защиты ЦТТН, ШУ по ГОСТ 14254-96	IP65	
Масса без МК, кг, не более	ЦТТН	3
	ШУ	12
	ТСН	90
Напряжение питания ШУ, В	90-250 AC/DC	
Потребляемая мощность ШУ, без обогрева, ВА, не более	15	
Срок службы устройства, лет, не менее	30	
Гарантийный срок службы, лет	2	

Конструкция

ПКУ-35 конструктивно состоит из следующих составных частей:

- Комбинированный цифровой трансформатор тока и напряжения (ЦТТН) – 3 шт.;
- Шкаф учета (ШУ) – 1 шт.;

- Трансформатор собственных нужд с комплектом крепления (ТСН) – 1 комплект.

Внутренняя изоляция первичного преобразователя выполнена из эпоксидного компаунда, что обеспечивает стойкость к грозовым и коммутационным импульсам напряжения. Внешняя изоляция выполнена из кремнийорганического полимера, что обеспечивает стойкость к воздействиям окружающей среды.

Комбинированный преобразователь ЦТТН относится к активным датчикам тока и напряжения, содержащий электронные аналоговые компоненты. Электронный модуль преобразователя расположен в металлическом корпусе, защищающем электронные компоненты от внешних электромагнитных помех.

Электроника обеспечивает аналоговую обработку сигнала, установку коэффициента трансформации, калибровку и температурную компенсацию. Питание электронного модуля обеспечивается от многофункционального измерительного устройства.

ЦТТН производится в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ Р МЭК 60044-7- 2010 и ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010.



Рисунок 20 – Внешний вид шкафа учета

Шкаф учета (далее ШУ) предназначен для учета электроэнергии, сбора информации и передачи ее на устройства сбора и передачи данных или напрямую на диспетчерские пункты. Передача данных осуществляется по

существующим беспроводным сетям при помощи GSM/GPRS-модемов, радиоканалу или по ВОЛС.

ШУ включает многофункциональный измерительное устройство, модуль индикации, блок резервного питания, АКБ, обогреватель шкафа и модем/медиа конвертер передачи данных.

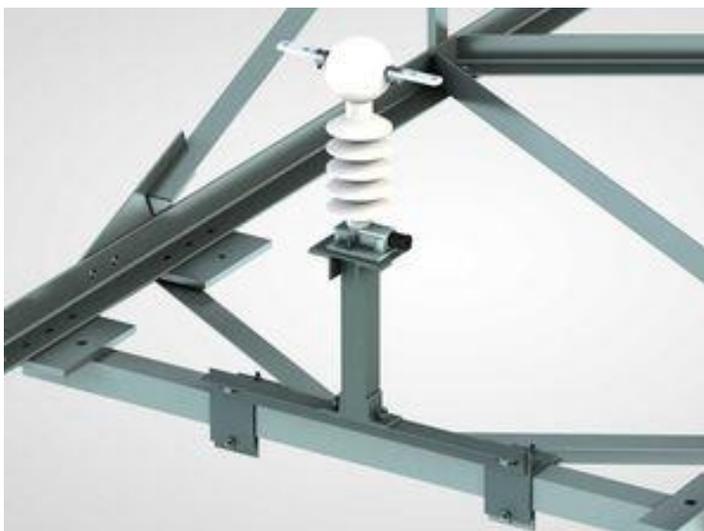


Рисунок 21 – Установка ЦТТН на опоре

Функции счетчика электроэнергии выполняются многофункциональным измерительным устройством ESM (модификация ESM-ET75), обеспечивающим прямое подключение ЦТТН в соответствии с ГОСТ Р 56750-2015.

Перечень функций, поддерживаемых устройством ESM:

- учет активной энергии в соответствии с требованиями, установленными в ГОСТ 31819.22-2012, по классам точности 0,2S или 0,5S, учет реактивной энергии в соответствии с требованиями, установленными в ГОСТ 31819.23-2012, по классам точности 0,5 или 1 в прямом и обратном направлениях;
- измерение фазного тока, фазного и линейного напряжения, частоты, углов фазовых сдвигов между током, фазными напряжениями, напряжением и током, коэффициентов мощности (пофазно и среднего), активной, реактивной и полной мощности (пофазно и суммарных величин);

- измерение ПКЭ в соответствии с классами характеристик процесса измерений А или S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013, классом I по ГОСТ 30804.4.7-2013;
- синхронизированные векторные измерения для измерения векторов фазных напряжений и токов, а также частоты и скорости ее изменения.

Для хранения конфигурации, результатов измерений ПКЭ, приращений активной и реактивной энергии, журналов событий в устройствах ESM предусмотрена энергонезависимая память, обеспечивающая длительное хранение при отсутствии электропитания и защищенная от несанкционированного изменения.

Устройства ESM позволяют выполнять многотарифный учет энергии в 8 тарифных зонах, по 255 типам дней в 255 сезонах, обеспечивают ведение независимых массивов профилей мощности (активной, реактивной прямого и обратного направления) и четыре квадрантной реактивной энергии с конфигурируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут. Устройства ESM поддерживают протоколы обмена данными: Modbus RTU, Modbus TCP/RTU, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, RS- TCP (сквозной канал), SNTP, SNMP, IRIG-B.

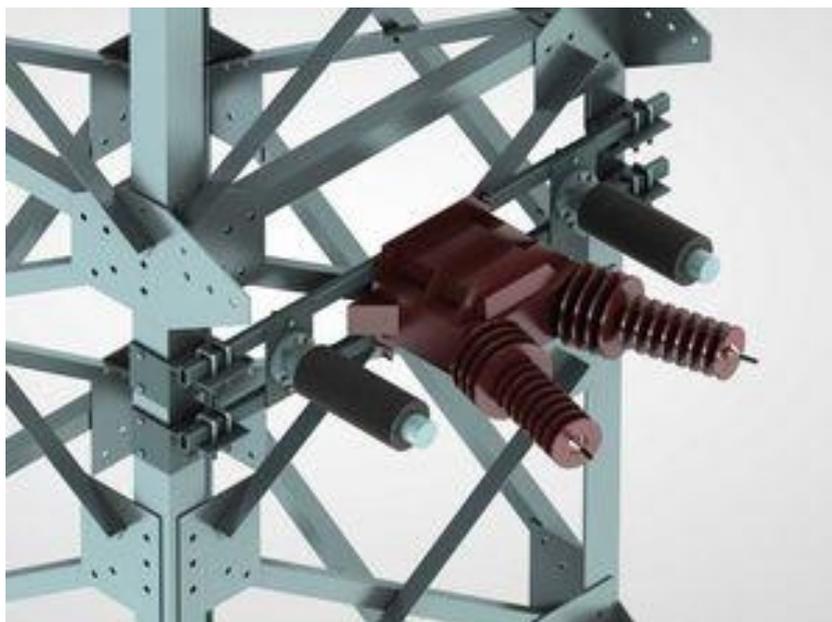


Рисунок 22 – Установка ТСН на опоре

ТСН используется для обеспечения оперативного питания оборудования ШУ. В качестве ТСН применяется двухфазный трансформатор напряжения наружной установки. Для защиты ТСН опционально применяются ограничители перенапряжения 35 кВ с кремнийорганической изоляцией.

Для обеспечения работы ЦТТН требуется заземление. Конструкция крепления должна быть надежно соединена с заземляющим контуром опоры или подстанции.

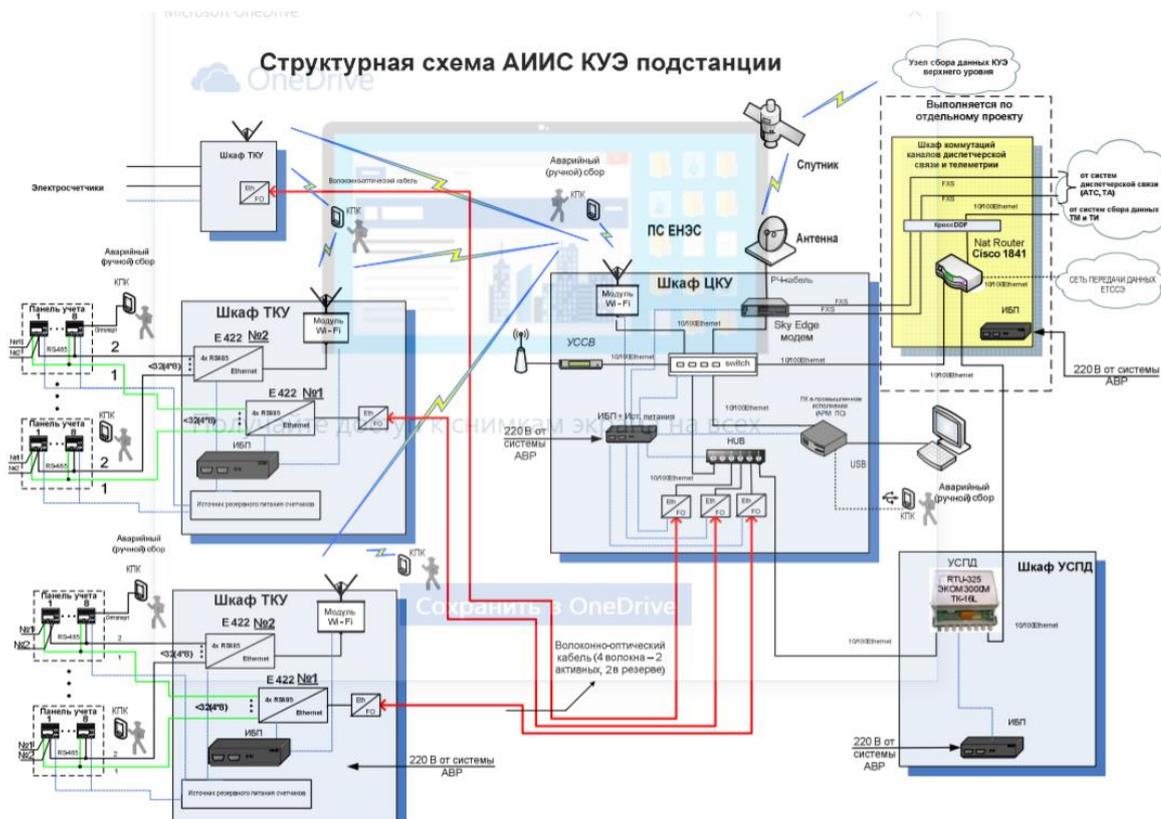


Рисунок 23 – Структурная схема АИИС КУЭ подстанции

3.4.3 Реклоузеры

Вакуумный реклоузер SMART35 — уникальный по своим габаритам и функциональности аппарат, позволяющий наиболее эффективным способом производить подключение абонентов к сети 35 кВ, повышать надежность магистральных участков воздушных линий 35 кВ, а также эффективно модернизировать ПС 35 кВ.

Это первый коммутационный аппарат в классе 35 кВ, который возможно устанавливать непосредственно на опоры воздушных линий 35 кВ.

Реклоузер SMART35 (Sub7) предназначен для замены коммутационных аппаратов на подстанциях 35 кВ.

Основным типом коммутационного аппарата на существующих подстанциях 35 кВ (около 80%) являются масляные выключатели серии С-35 с электромеханическими защитами. Их средний возраст — около 40 лет. Больше всего проблем в эксплуатации доставляют пружинно-моторный привод, требующий повседневного внимания, а также изолирующая среда в виде масла. В 20% случаев применяются предохранители и ОДКЗ без комплектов защит. Подобные решения, с одной стороны, требуют постоянного внимания эксплуатации и соответственно операционных расходов компании, с другой стороны — не позволяют эффективно решать задачи защиты силовых трансформаторов и отходящих линий, а, следовательно, снижают надёжность электроснабжения.

Разработанный на базе реклоузера SMART35 набор решений по замене выключателей, предохранителей и ОДКЗ на подстанциях 35 кВ позволяет наиболее оптимальным способом повышать надёжность и эффективность существующих центров питания.

Преимущества решения:

- Возможность замены любого типа коммутационного аппарата без изменения существующих конструкций.
- Время монтажа на объекте примерно в 2 раза меньше времени монтажа аналогов.
- Чувствительная защита от ОЗЗ, а также логическая защита трансформатора.
- Три аппарата в одном интеллектуальном устройстве (выключатель, система измерения, защиты и автоматики).
- Наладка на объекте не требуется благодаря технологии Plug and Play.
- Блок дистанционного управления — в комплекте поставки.
- Не требуется обслуживание в процессе эксплуатации.

- Стоимость решения на 20% меньше стоимости аналогов.

Уникальная система внешней твердой изоляции от ведущего в мире производителя кремнийорганических материалов. Успешно пройдены испытания в лабораториях ВЭИ, а также на полигоне KIPTS в Южной Африке, где для аппаратов наружной установки наиболее жесткие в мире условия в части агрессивности воздействия внешней среды. OSM35_Smart может эксплуатироваться в районах с типом атмосферы III (морская) по ГОСТ 15150.

Уникальная по своим габаритам вакуумная дугогасительная камера (самая компактная в мире) — собственной разработки и производства «Тавриды Электрик».

Комбинированные датчики тока и напряжения, совмещенные с датчиком тока нулевой последовательности:

- три датчика фазных токов (катушки Роговского);
- три датчика фазных напряжений (емкостно-резистивные делители);
- датчик тока нулевой последовательности.

Пофазный электромагнитный привод с магнитной защелкой. Нарботка на отказ, по данным эксплуатации, — не менее 20 000 лет.



Рисунок 18 – Реклоузер SMART35 (Tie7) для линий 35 кВ

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

4.1 Капиталовложения

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

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из трёх слагаемых:

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

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{КЛ}} \quad (24)$$

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. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы;
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
5. ПА;
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.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (25)$$

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;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 35 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (26)$$

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 $K_{инф} = 4,91$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта № 1 приведён в приложении И, а для варианта № 2 в приложении К. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 42, для варианта №2 представлены в таблице 43.

Таблица 42 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	178724
Трансформаторы	1631
Ячейки выключателей	19500
Постоянная часть затрат	860
Противоаварийная автоматика	2400
Кабельные линии	125605,7

Таблица 43 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	178724
Трансформаторы	1425
Ячейки выключателей	21600
Постоянная часть затрат	860
Противоаварийная автоматика	2400
Кабельные линии	304619,3

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 495800$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 689700$ тыс.руб.

4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (27)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.р.} = \alpha_{тэовл} * K_{ВЛ} + \alpha_{тэопс} * K_{ПС} + \alpha_{тэокл} * K_{КЛ} \quad (28)$$

где $\alpha_{тэовл}$, $\alpha_{тэопс}$, $\alpha_{тэокл}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

КЛ, ВЛ и ПС ($\alpha_{тэовл} = 0,8\%$; $\alpha_{тэопс} = 4,9\%$; $\alpha_{тэокл} = 0,8\%$);

Издержки на потери электроэнергии в сети:

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

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (30)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении И, а для варианта №2 в приложении К. Результаты расчета представлены в таблице 44.

Таблица 44 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.реп.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	11820	24790	26750	63361.218
№2	13980	34490	29320	77783.51

4.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

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

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

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

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

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

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (31)$$

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

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

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

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

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{\text{техн.бр}} = P_n \cdot \sigma_{\text{техн.бр}}, \quad (32)$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{\text{ср}} \cdot c, \quad (33)$$

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

c – тариф на электроэнергию, для Амурской области равен 2,46 руб/кВт*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении И, для варианта №2 в приложении К. Результаты расчета для вариантов №1 и №2 представлены соответственно в таблицах 45 и 46.

Таблица 45 – Расчет величины ущерба для варианта №1

Объект	у, кВт	$T_{\text{ср}}$, ч	У, тыс.руб
г. Свободный	4072	2,39	4122

Таблица 46 – Расчет величины ущерба для варианта №2

Объект	у, кВт	$T_{\text{ср}}$, ч	У, тыс.руб
г. Свободный	3407	2,34	1841

4.4 Оценка экономической эффективности проекта

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

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (34)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (35)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 56,62 \cdot 5200 = 294424 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O_{Pt} = 294424 \cdot 1,5 = 441636 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{б}t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (36)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\text{б}t}). \quad (37)$$

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

$$П_{\text{ч}t} = П_{\text{б}t} - H_t; \quad (38)$$

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:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} Э_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (39)$$

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.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 16 и 17.

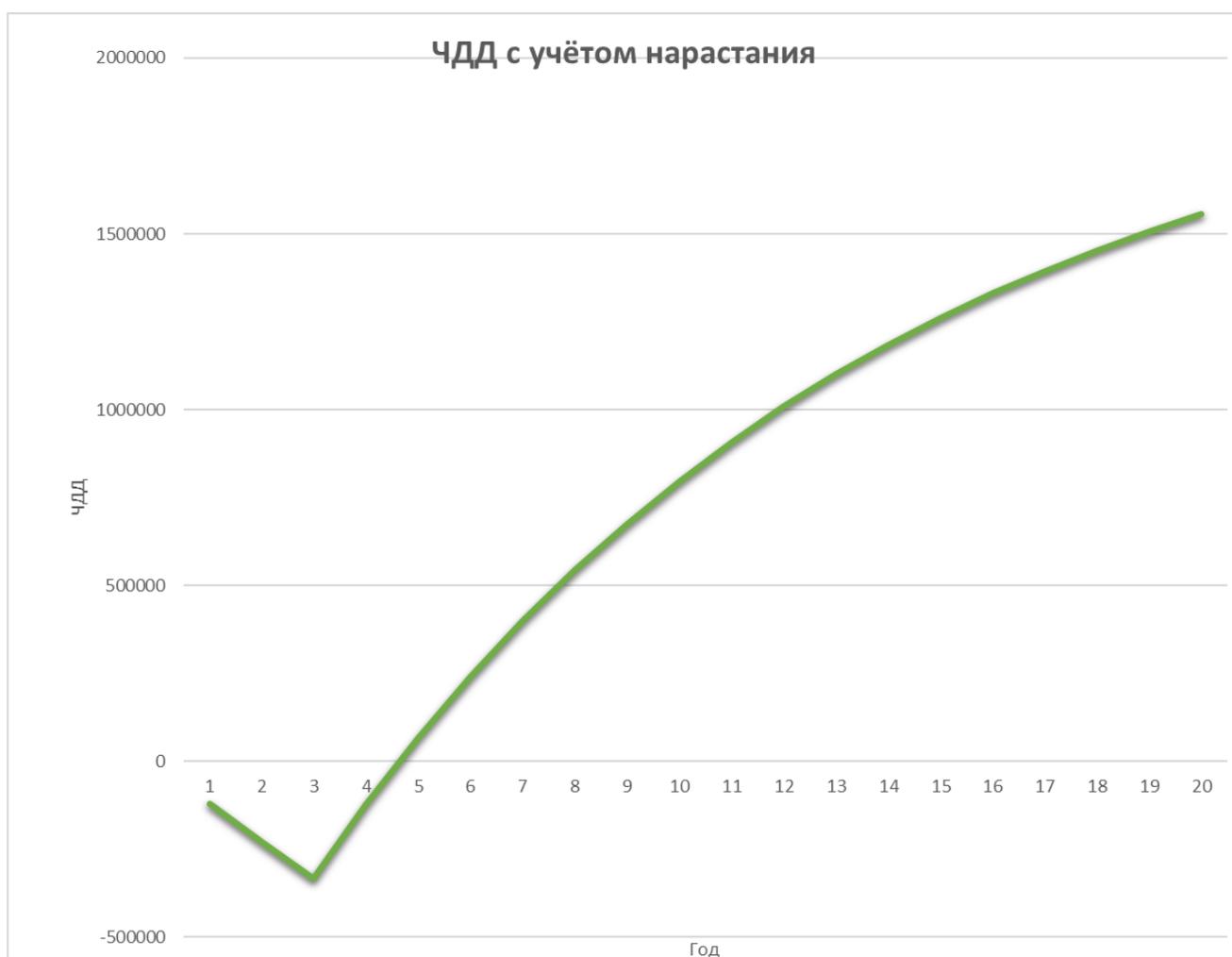


Рисунок 24 – График ЧДД Варианта №1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
К(тыс.руб.)	-165266,7	-165266,7	-165266,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2	-63361,2
Рер(МВт)	0	0	0	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Ор(тыс.руб)	0	0	0	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636
У(тыс.руб)	0	0	0	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122	-4122
Пб(тыс.руб)	-165266,7	-165266,7	-165266,7	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8	374152,8
Пч(тыс.руб)	-132213,36	-132213,36	-132213,36	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24	299322,24
Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,6352277	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824	
ЧДД	-120742,795	-110267,392	-100700,8148	208200,86	190137,77	173641,8	158576,98	144819,2	132254,9	120780,8	110302,1	100732,5	91993,14	84012	76723,29	70066,93	63988,06	58436,59	53366,75	48736,75	1555059,34
Итого	-120742,795	-231010,187	-331711,0016	-123510,1	66627,622	240269,42	398846,4	543665,6	675920,5	796701,3	907003,4	1007736	1099729	1183741	1260464	1330531	1394519	1452956	1506323	1555059	14613118,3

Рисунок 25 – Результаты расчёта ЧДД Варианта №1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
К(тыс.руб.)	-229900	-229900	-229900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-77783,51	-77783,51	-77783,51	-77783,51	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5	-77783,5
Рер(МВт)	0	0	0	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62	56,62
Ор(тыс.руб)	0	0	0	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636	441636
У(тыс.руб)	0	0	0	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841	-1841
Пб(тыс.руб)	-229900	-229900	-229900	362011,49	362011,49	362011,49	362011,49	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5	362011,5
Пч(тыс.руб)	-183920	-183920	-183920	289609,19	289609,19	289609,19	289609,19	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2	289609,2
Коэффициент ЧДД	0,913242009	0,834010967	0,761653851	0,6955743	0,6352277	0,5801166	0,5297868	0,483824	0,441848	0,403514	0,368506	0,336535	0,307338	0,280674	0,256323	0,234085	0,213777	0,19523	0,178292	0,162824	
ЧДД	-167963,47	-153391,297	-140083,3763	201444,71	183967,77	168007,1	153431,14	140119,8	127963,3	116861,4	106722,8	97463,7	89007,95	81285,8	74233,61	67793,25	61911,64	56540,31	51634,99	47155,24	1364106,24
Итого	-167963,47	-321354,767	-461438,1438	-259993,4	-76025,66	91981,433	245412,57	385532,3	513495,6	630357	737079,8	834543,5	923551,4	1004837	1079071	1146864	1208776	1265316	1316951	1364106	11461099,1

Рисунок 26 – Результаты расчёта ЧДД Варианта №2

Расчёт экономической эффективности варианта №2 аналогичен предыдущему варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 18 и 19.

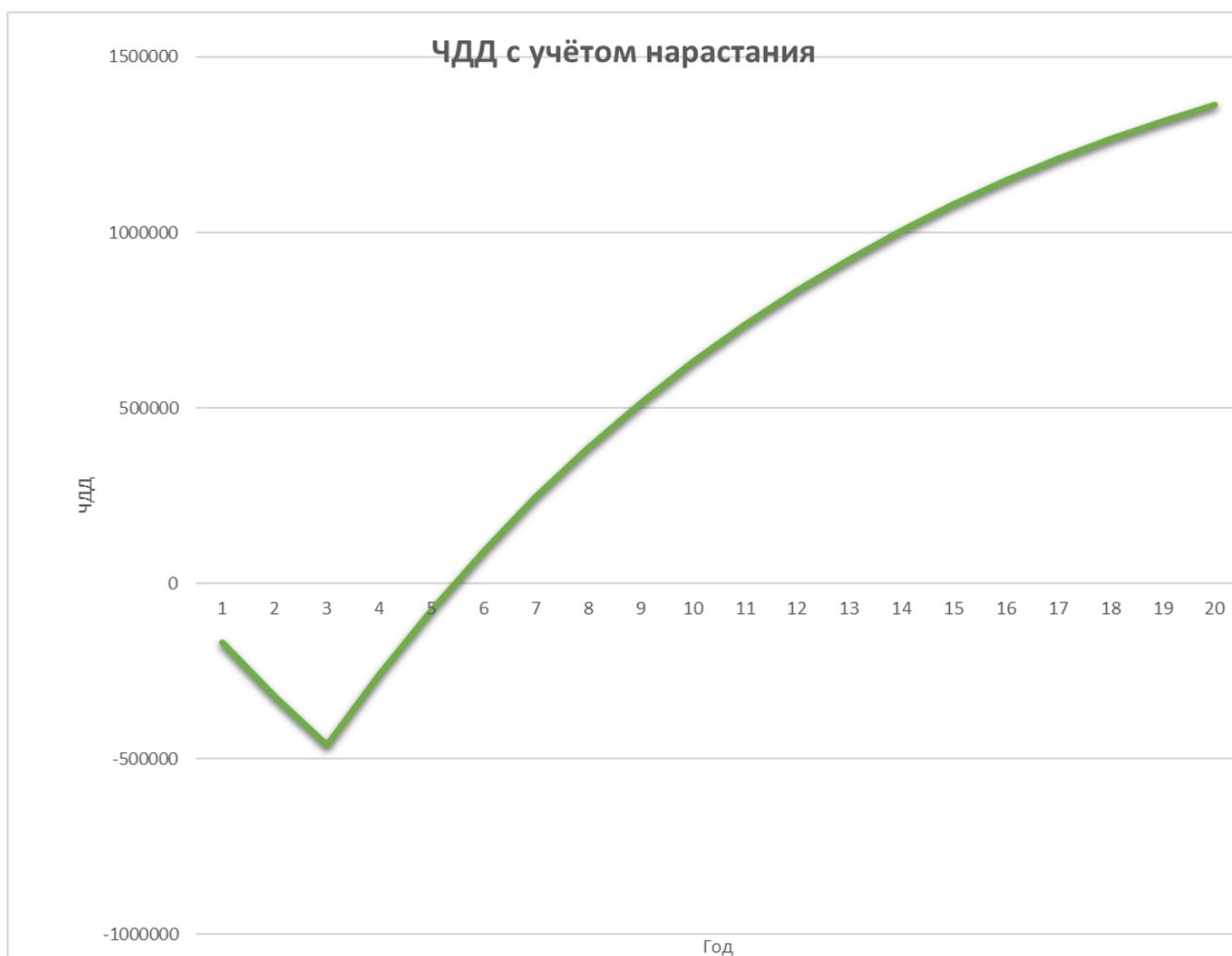


Рисунок 27 – График ЧДД Варианта №2

При сравнении результатов расчётов экономической эффективности двух вариантов развития электрической сети при подключении социальных объектов г. Свободного можно сделать вывод о том, что вариант подключения объектов № 1 является более экономически выгодным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации выполнено проектирование инновационной схемы внешнего электроснабжения перспективных объектов инфраструктуры города Свободный Амурской области.

В ходе подготовки диссертации был проведён структурный и режимный анализ соответствующего участка существующей электрической сети. Выявлены слабые места электрической сети данного района. При рассмотрении возможности подключения социальных объектов и объектов коммунальной инфраструктуры, предполагаемых к строительству (реконструкции) в рамках «точечной» застройки г. Свободный (согласно письму от администрации города Свободного, №1426 -ЖКХ от 17.08.2018 г), мощностью 56,62 МВт, было выполнено распределение данной нагрузки по центрам питания и сделан вывод о том, что при существующей конфигурации сети подключение дополнительной нагрузки к ПС 35/10 кВ Восточная, ПС 35/10 кВ Северная, ПС 35/10 кВ Базовая, ПС 35/10 кВ Пёра не представляется возможным в связи с отсутствием резерва трансформаторной мощности на данных подстанциях.

Рассмотрено несколько технически осуществимых вариантов развития электрической сети данного района проектирования, из которых было выбрано два по предварительной технико-экономической оценке.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети. Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Оба варианта проектирования являются технически осуществимыми, имеют достаточную пропускную способность сети в нормальных и послеаварийных режимах.

Проведенные расчеты технико-экономических показателей позволили сделать заключение о том, что вариант № 1 является более экономически выгодным.

Проектом так же предусмотрено применение электротехнического оборудования последнего поколения, а именно: комбинированных оптических трансформаторов тока и напряжения, реклоузеров, пунктов коммерческого учета электроэнергии ПКУ-35 кВ. Применение данного инновационного оборудования позволит повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети, как технические, так и коммерческие. Помимо этого, внедрение новых технических разработок следует рассматривать с позиций создания элементов необходимого организационно-технического базиса для перехода к реализации концепции инновационного развития электроэнергетики на принципах Smart Grid.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Асанбаев, Ю. А. Информационный обмен с РЗА и ПА - основа интегрированной АСУ ТП подстанции [Текст] / Ю. А. Асанбаев, Т. Г. Горелик и др. // Релейщик. 2008. - №1. -С. 32.

2 Бохмат, И.С. Снижение коммерческих потерь в электрических системах / И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татаринев // Электрические станции.- 1998.- № 9.- с.53-59.

3 Бударгин О. «Умная сеть – платформа развития инновационной экономики». – Круглый стол «Умные сети – Умная энергетика – Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (http://www.fskees.ru/evolution_technology_seminars_forum_conf.html).

4 Волобуев В. В. Что такое Smart Grid? Каковы перспективы развития технологий Смарт Грид в России? – <http://www.rsci.ru/sti/3755/208683.php>.

5 Воропай Н.И. SMART GRID: Мифы, реальность, перспективы// Энергетическая политика.-2010.-№ 2.-с.9-15.

6 Воротницкий В. Э. Снижение потерь электроэнергии - важнейший путь энергосбережения в электрических сетях / В. Э. Воротницкий // Энергосбережение. - 2014. - № 3. - С. 61-64.

7 В центре СанктПетербурга будет построена интеллектуальная сеть. – Репортер, 6 мая 2010 (<http://newsdesk.pcmag.ru/node/24272>).

8 ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Основные требования [Текст]. - М.: Стандартинформ, 2006. - 14 с.

9 Гуртовцев, А.Л. «Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах» / А.Л. Гуртовцев // Журнал «СТА». - 1999. - № 3 - С.44-45.

10 Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4 (15).

11 Егоров В., Кужеков С. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе. – «ЭнергоРынок», 2010, № 6.

12 Ибрагимова, Л.Р. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности как инструмент Стратегии устойчивого развития города. / Л.Р. Ибрагимова, А.М. Идиатуллина // Вестник Казан. технол. ун-та. - 2011. - № 2 - С. 198-213.

13 Ибрашева, Л. Р. Энергосберегающие технологии в жилищно-коммунальном хозяйстве России. / Л.Р. Ибрашева. // Вестник Казан. технол. ун-та. - 2012. -№ 2 - С. 224-230.

14 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 336 с.

15 Кейко А.В. Становление прогнозных технологических исследований в энергетике // Системные исследования в энергетике. Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ. – Новосибирск: Наука, 2010. – С. 127-146.

16 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

17 Кобец Б.Б., Волкова И.Ю. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. -М.: ИАЦ Энергия, 2010.-208 с.

18 Концепция энергетической стратегии России на период до 2030 года (проект). Прил. к журналу “Энергетическая политика”. – М.: ГУ ИЭС, 2007.

19 Ледин С.С., Игнатичев А.В. Развитие промышленных стандартов внутри- и межсистемного обмена данными интеллектуальных энергетических систем // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2010, № 10.

20 Макаревич Л. В. Высоковольтное электротехническое оборудование для развития «интеллектуальной» Единой энергосистемы России – Круглый стол «Умные сети – Умная энергетика – Умная экономика», Петербургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г., (http://www.fsk-ees.ru/evolution_technology_seminars_forum_conf.html).

21 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

22 Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. - М.: Издательский дом МЭИ, 2010. - 188 с.

23 Николаев Б. Будущее сетей за интеллектом. Инновационные системы приходят на электрические магистрали. – Независимая Газета, 23.03.2010.

24 Осика Л. Smart Grid: мнение экспертов. – «ЭнергоРынок», 2010, № 6.

25 Осорин М. Smart Grid: мнение экспертов. – «ЭнергоРынок», 2010, № 6.

26 ОАО «ФСК ЕЭС» обсудило с учеными Российской академии наук концепцию создания интеллектуальной сети. – NTInforf, (<http://www.rsci.ru/sti/news/208892.php>).

27 Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

28 Приветственное слово Министра энергетики РФ. Круглый стол «Умные сети – Умная энергетика – Умная экономика», Петер бургский международный экономический форум, 17 июня 2010 г. (<http://www.fsk-ees.ru/evolution technology seminars forum conf.html>).

29 Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. n 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии.

30 (Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016-2020 гг. с перспективой до 2025 г.)

31 Родионов В.Г. Энергетика: проблемы настоящего и возможности

будущего/ В.Г. Родионов.- М.: ЭНАС, 2010.- 352 с.

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

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

34 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях/ Отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2008. - 228 с.

35 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.

36 Селяхова О., Тарновская О., Фатеева Е., Юрчук О. Виртуальная электростанция // Энергорынок, 2016, № 2 (137), с.43-50.)

37 Система энергетического менеджмента в электросетевом комплексе/авт. Муров А.Е., Мольский А.В., Воротницкий В.Э., Лозенко В.К. и др./ООО ИПК «Платина», 2014, 210 с.

38 «Стратегия развития электросетевого комплекса РФ», утвержденная Постановлением правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-р.

39 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2017-2021 годов от 25.08.2017.

40 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.12.2017

41 Тубинис, В.В. Управление электропотреблением за рубежом / В.В.Тубинис // Энергоназор и энергобезопасность. - 2006. - № 3 С. 22-25.

42 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.

43 Федеральный закон №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

44 Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.

45 Aguilar R., Ariza J. Experience with testing and configuration of IEC 61850 multivendor protection schemes. – PAC, September 2010, pp. 28–32. 23. Su B., Li Y. Trends of smarter protection for Smart Grid. – AESIEAP2009, CEO Conference, 15–16 October, 2009, Taiwan.

46 Amin S. M., Wollenberg B. F. Toward a Smart Grid. – IEEE P&E Magazine, September/October, 2005.

47 Apostolov A. Are we ready for the 21st century? – PAC, 2010, September, p. 4.

48 Baldinger F., Jansen T., Riet M., Volberda F. Nobody knows the future of Smart Grid, therefore separate the essential in the secondary system. – Developments in Power System Protection, the 10th IET International Conference (DPSP 2010), 29 March – 1 April 2010, Manchester, UK.

49 European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.

50 Gellings C. W. The Smart Grid. Enabling Energy Efficiency and Demand Response. – CRC Press, 2010.

51 Janssen M. C. The Smart Grid Drivers. – PAC, June 2010, p. 77.

52 Renz B. Broadband over power lines (BPL) could accelerate the transmission Smart Grid. – DOE/NETL2010/1418, National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy, 2010.

53 Kawano F., Baber G. P., Beaumont P. G., Fukushima K., Miyoshi T., Shono T., Ookubo M., Tanaka T., Abe K., Umeda S. Intelligent protection relay system for smart grid. – Developments in Power System Protection, the 10th IET International Conference (DPSP 2010), 29 March – 1 April 2010, Manchester, UK.

54 Shono T., Fukushima K., Kase T., Sugiura H., Katayama S., Tanaka T., Beaumont P., Baber G. P., Serizawa Y., Fujikawa F. Next generation protection system over Ethernet. Developments in Power System Protection, the 10th IET International Conference (DPSP 2010), 29 March – 1 April 2010, Manchester, UK.

55 Su B., Li Y. Trends of smarter protection for Smart Grid. – AESIEAP2009, CEO Conference, 15–16 October, 2009, Taiwan.

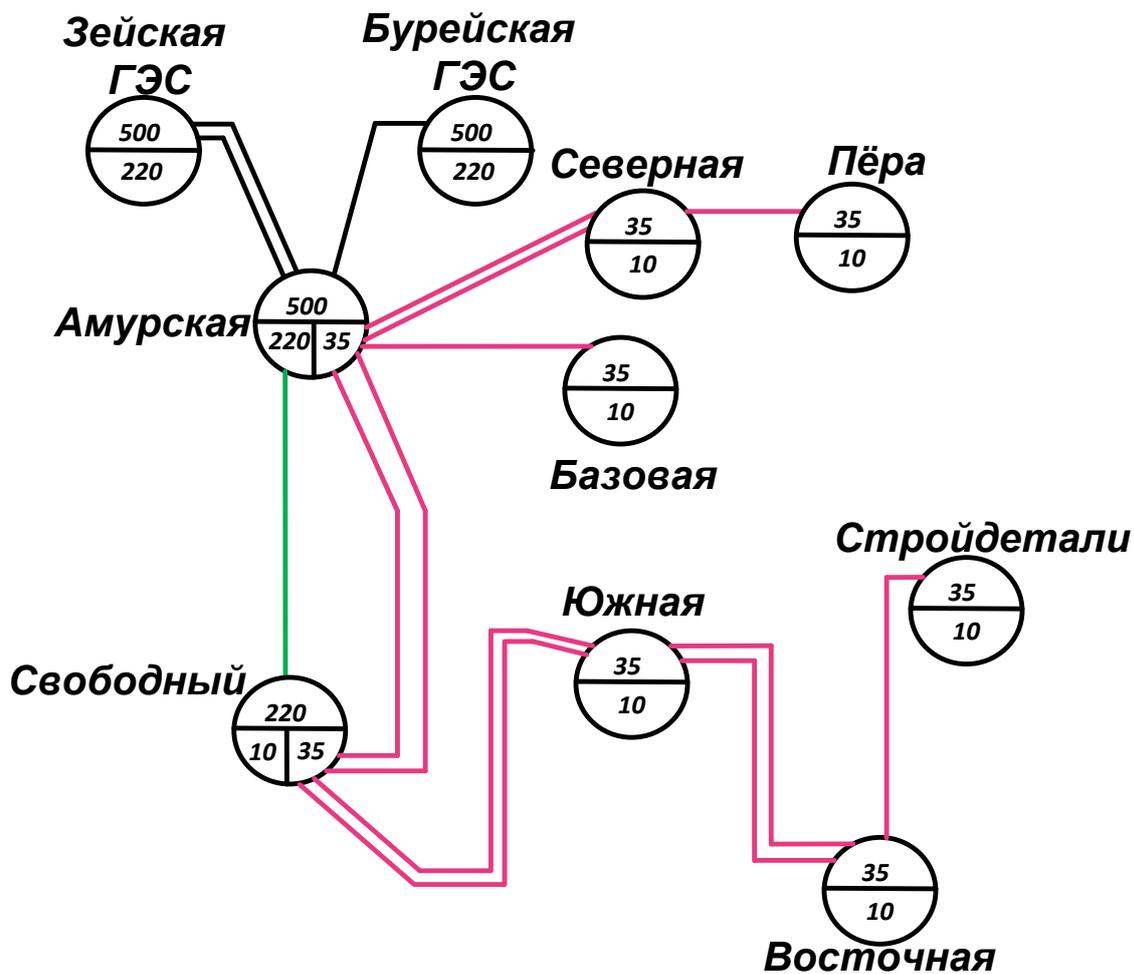
56 The guru Dr. Mohindar Sachdev. – PAC, September 2010, pp. 60–66.

57 The Smart Grid Reliability Bulletin. – ABB White Paper, North American Corporate Headquarters, 2009, 14 p.

58 Why the Smart Grid must be based on IP standards.–
<http://blog.ds2.es/ds2blog/2009/05/whysmartgridmustuseipstandards.html>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт режима существующей сети в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	42 014	Амурская	35		4									36,23	-0,29
Нагр	42 024	Амурская	110		4									127,26	3,13
Нагр	42 034	Амурская	220		4									221,04	3,09
Нагр	42 013	Амурская	35		4									36,23	-0,29
Нагр	42 023	Амурская	110		4									127,26	3,13
Нагр	42 033	Амурская	220		4									234,00	3,25
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			33,4	21,1	232,0				232,00	4,93
Нагр	3 542	Амурская 220 СШ2	220		4									231,98	4,92
Нагр	42 212	Базовая	10		4	4,6	1,8							10,14	-3,95
Нагр	42 211	Базовая	10		4	4,6	1,8							10,14	-3,95
Нагр	42 201	Базовая	35		4									35,73	-0,73
Нагр	42 412	Восточная	10		4									10,49	0,14
Нагр	42 402	Восточная	35		4									35,86	0,14
Нагр	42 411	Восточная	10		4	3,6	1,4							10,49	0,14
Нагр	42 401	Восточная	35		4									36,55	2,02
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							35,45	-1,02
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							36,23	-0,29
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							36,23	-0,29
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	16,5	6,6								-36,08
Нагр	5	нагрузка Восточная	10		4	7,7	3,1								-8,51
Нагр	2	нагрузка Пёра	10		4	4,7	1,9								-24,38
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	23,7	9,5								-34,93
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	3,4	1,3								-5,56
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	3,4	1,3								-5,56
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							36,23	-0,29
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							9,88	-3,94
Нагр	43 302	Пера	35		4										-19,07
Нагр	43 311	Пера	10		4									9,88	-3,93
Нагр	43 301	Пера	35		4									35,55	-1,10
База	3 470	Свободный	220		4			11,2	6,4	235,0				235,00	4,57
Нагр	43 422	Свободный	35		4									35,86	0,14
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							10,10	2,37
Нагр	43 421	Свободный	35		4									37,04	2,61
Нагр	43 431	Свободный	220		4									210,80	2,61
Нагр	43 512	Северная	10		4	4,4	1,8							10,43	-2,65
Нагр	43 502	Северная	35		4									35,45	-1,02
Нагр	43 511	Северная	10		4	4,4	1,8							10,43	-2,65
Нагр	43 501	Северная	35		4									35,65	-0,95
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	0,3	0,1							10,24	1,84
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									10,24	1,84
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									36,54	2,01
Нагр	43 802	Южная	35		4									35,86	0,14
Нагр	43 811	Южная	10		4	2,5	1,0							10,07	0,92
Нагр	43 801	Южная	35		4									36,77	2,21
Нагр	43 812	Южная	10		4	2,5	1,0							10,07	0,92

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
Выкл	42211	42212			Базовая - Базовая										1	
Тр-р	42201	42212			Базовая - Базовая	1,31	15,71	8,2	0,292	2	4222	-5	-2		82	79,3
Тр-р	42201	42211			Базовая - Базовая	1,31	15,63	9,8	0,292	2	4221	-5	-2		83	79,7
ЛЭП	42014	42201			Амурская - Базовая	1,16	1,60					-9	-4		165	50,1
Выкл	3541	3542			Амурская 220 СШ1 - Аму...							-17	-25		75	
ЛЭП	42401	43601			Восточная - Стройдетали	0,84	0,89								5	1,9
ЛЭП	43802	42402			Южная - Восточная	1,25	1,73									
ЛЭП	43801	42401			Южная - Восточная	1,25	1,73					-4	-2		68	20,5
ЛЭП	43422	43802			Свободный - Южная	0,51	1,32									
ЛЭП	43421	43801			Свободный - Южная	0,51	1,32					-9	-4		153	29,9
ЛЭП	42014	43422			Амурская - Свободный	1,17	2,05									
ЛЭП	42013	43421			Амурская - Свободный	1,30	2,27									
Выкл	43421	43422			Свободный - Свободный											
Выкл	43611	43612			Стройдетали - Стройде...											
Выкл	43811	43812			Южная - Южная							-2	-1		152	
Выкл	43801	43802			Южная - Южная											
Выкл	42411	42412			Восточная - Восточная										1	
Выкл	42401	42402			Восточная - Восточная											
Тр-р	42402	42412			Восточная - Восточная	2,60	21,44	18,9	0,292	2	4242					
Тр-р	42401	42411			Восточная - Восточная	1,37	12,56	33,4	0,292	2	4241	-4	-2		63	60,3
Тр-р	43802	43812			Южная - Южная	0,54	8,31	91,2	0,286	9	4382					
Тр-р	43801	43811			Южная - Южная	0,48	6,32	83,1	0,277	5	4381	-5	-2		85	35,0
Тр-р	43601	43612			Стройдетали - Стройде...	1,44	15,75	36,5	0,281	1	4362				5	4,9
Тр-р	43801	43811			Южная - Южная	0,48	6,32	83,1	0,277	5	4381	-5	-2		85	35,0
Тр-р	43601	43612			Стройдетали - Стройде...	1,44	15,75	36,5	0,281	1	4362				5	4,9
Тр-р	43601	43611			Стройдетали - Стройде...	1,52	15,17	33,9	0,314	9	4361					
Тр-р	43422	43411			Свободный - Свободный	1,50	12,66	189,8	0,321	2	4342					
Тр-р	43431	43411			Свободный - Свободный	1,75	84,31		0,048			-2	-1		137	6,5
Тр-р	43431	43421			Свободный - Свободный	1,55	0,99		0,176	5	43411	-9	-4		153	25,5
Тр-р	3470	43431			Свободный - Свободный	2,82	168,29	14,8	0,912	3	4341	-11	-6		32	31,5
Выкл	43501	43502			Северная - Северная											
Выкл	43511	43512			Северная - Северная								1		63	
Выкл	43301	43302			Пера - Пера											
Выкл	43311	43312			Пера - Пера							-4	-2		274	
Выкл	42013	42014			Амурская - Амурская							1	-3		44	
Выкл	42023	42024			Амурская - Амурская							1	20		90	
Тр-р	43502	43512			Северная - Северная	0,44	8,18	50,6	0,301	11	4352	-4	-3		89	34,6
Тр-р	43501	43511			Северная - Северная	0,46	8,61	46,2	0,295	11	4351	-4	-1		72	28,8
Тр-р	43302	43312			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,286	1	4332					
Тр-р	43301	43311			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,286	1	4331	-4	-2		79	75,7
Тр-р	42034	42014			Амурская - Амурская	16,41	187,25		0,167			-15	-4		249	55,4
Тр-р	42034	42024			Амурская - Амурская	1,29	-10,08		0,573	17	4204	-1	-20		89	29,8
Тр-р	3542	42034			Амурская 220 СШ2 - Аму...	1,31	100,76	2,5	1,000			-17	-25		75	47,7
Тр-р	42033	42013			Амурская - Амурская	49,85	217,90		0,167			-18	-15		341	75,7
Тр-р	42033	42023			Амурская - Амурская	6,26	9,66		0,542	13	4203	1	20		90	29,8
Тр-р	3541	42033			Амурская 220 СШ1 - Аму...	-1,25	95,30	2,6	1,000			-17	4		43	27,2

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети для режима с отключенным трансформатором АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»
в ПВК RastrWin

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)_ДДТН	Tс	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН ▾
Амурская - Базовая	179	179	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	54,2
Амурская - Северная	213	213	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	47,4
Амурская - Северная	163	163	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	36,2
Свободный - Южная	153	153	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	29,9
Южная - Восточная	68	68	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	20,5
Северная - Пера	85	85	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	16,7
Восточная - Стройдетали	5	5	ВН	<input type="checkbox"/>					265,0	1,9

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенным трансформатором АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп ▾
Амурская - Амурская	104	622	НН	<input type="checkbox"/>		449,9	138,2
Базовая - Базовая	90	306	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	86,2
Базовая - Базовая	89	304	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	85,8
Пера - Пера	85	296	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	81,9
Амурская 220 СШ2 - Аму...	104	104	ВН	<input type="checkbox"/>		158,1	65,8
Восточная - Восточная	63	213	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	60,3
Северная - Северная	94	309	ВН	<input type="checkbox"/>		256,6	36,5
Южная - Южная	85	304	ВН	<input type="checkbox"/>		243,1	35,0
Свободный - Свободный	32	33	ВН	<input type="checkbox"/>		100,4	31,5
Северная - Северная	79	267	ВН	<input type="checkbox"/>		251,4	31,4
Свободный - Свободный	27	153	НН	<input type="checkbox"/>		599,8	25,5
Свободный - Свободный	7	137	НН	<input type="checkbox"/>		2 099,5	6,5
Стройдетали - Стройде...	5	16	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	4,9

Таблица «Токовая загрузка трансформаторов» для режима с отключенным трансформатором АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	42 014	Амурская	35		4									33,76	-6,33
Нагр	42 024	Амурская	110		4									126,93	1,21
Нагр	42 034	Амурская	220		4									221,34	1,21
Нагр	42 013	Амурская	35		4									33,75	-6,33
Нагр	42 023	Амурская	110		4									126,93	1,21
Нагр	42 033	Амурская	220		4										3,25
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			33,3	25,3	232,0				232,00	4,93
Нагр	3 542	Амурская 220 СШ2	220		4									231,98	4,92
Нагр	42 212	Базовая	10		4	4,6	1,8							9,37	-10,57
Нагр	42 211	Базовая	10		4	4,6	1,8							9,37	-10,57
Нагр	42 201	Базовая	35		4									33,22	-6,82
Нагр	42 412	Восточная	10		4									10,49	0,14
Нагр	42 402	Восточная	35		4									35,86	0,14
Нагр	42 411	Восточная	10		4	3,6	1,4							10,49	0,14
Нагр	42 401	Восточная	35		4									36,55	2,02
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							32,93	-7,17
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							33,76	-6,33
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							33,76	-6,33
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	16,5	6,6								-36,08
Нагр	5	нагрузка Восточная	10		4	7,7	3,1								-8,51
Нагр	2	нагрузка Пёра	10		4	4,7	1,9								-24,38
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	23,7	9,5								-34,93
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	3,4	1,3								-5,56
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							33,75	-6,33
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							9,13	-10,55
Нагр	43 302	Пера	35		4										-19,07
Нагр	43 311	Пера	10		4									9,13	-10,55
Нагр	43 301	Пера	35		4									33,01	-7,24
База	3 470	Свободный	220		4			11,2	6,4	235,0				235,00	4,57
Нагр	43 422	Свободный	35		4									35,86	0,14
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							10,10	2,37
Нагр	43 421	Свободный	35		4									37,04	2,61
Нагр	43 431	Свободный	220		4									210,80	2,61
Нагр	43 512	Северная	10		4	4,4	1,8							9,67	-9,06
Нагр	43 502	Северная	35		4									32,93	-7,17
Нагр	43 511	Северная	10		4	4,4	1,8							9,67	-9,06
Нагр	43 501	Северная	35		4									33,11	-7,08
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	0,3	0,1							10,24	1,84
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									10,24	1,84
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									36,54	2,01
Нагр	43 802	Южная	35		4									35,86	0,14
Нагр	43 811	Южная	10		4	2,5	1,0							10,07	0,92
Нагр	43 801	Южная	35		4									36,77	2,21
Нагр	43 812	Южная	10		4	2,5	1,0							10,07	0,92

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключенным трансформатором АТДЦТН-63000/220/110/35 на ПС «Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети для режима с отключенным трансформаторов на ПС «Свободная» в ПВК RastrWin

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)_ДДТН	Tс	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	IИ_доп_ДД...
Амурская - Базовая	170	170	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	51,7
Амурская - Северная	205	205	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	45,5
Амурская - Северная	155	155	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	34,4
Амурская - Свободный	107	107	ВН	<input type="checkbox"/>					390,0	27,4
Свободный - Южная	132	132	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	25,9
Амурская - Свободный	96	96	ВН	<input type="checkbox"/>					390,0	24,7
Северная - Пера	81	81	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	15,9
Южная - Восточная	42	42	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	12,7
Южная - Восточная	29	29	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	8,8
Свободный - Южная	29	29	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	5,7
Восточная - Стройдетали	5	5	ВН	<input type="checkbox"/>					265,0	2,0

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенным трансформаторов на ПС «Свободная»

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	IИ_доп
Амурская - Амурская	74	440	НН	<input type="checkbox"/>		449,9	97,9
Базовая - Базовая	85	292	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	82,2
Базовая - Базовая	85	290	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	81,8
Амурская - Амурская	61	364	НН	<input type="checkbox"/>		449,9	80,9
Пера - Пера	81	282	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	78,1
Амурская 220 СШ2 - Аму...	92	92	ВН	<input type="checkbox"/>		158,1	58,3
Восточная - Восточная	29	99	ВН	<input type="checkbox"/>		66,0	44,2
Южная - Южная	90	323	ВН	<input type="checkbox"/>		243,1	37,2
Амурская 220 СШ1 - Аму...	57	57	ВН	<input type="checkbox"/>		158,1	36,0
Северная - Северная	91	299	ВН	<input type="checkbox"/>		256,6	35,4
Восточная - Восточная	37	124	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	35,2
Свободный - Свободный	42	125	ВН	<input type="checkbox"/>		123,7	33,9
Северная - Северная	75	253	ВН	<input type="checkbox"/>		251,4	29,8
Амурская - Амурская	46	84	НН	<input type="checkbox"/>		300,6	28,1
Амурская - Амурская	48	84	НН	<input type="checkbox"/>		300,6	28,0
Стройдетали - Стройде...	5	17	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	5,1

Таблица «Токовая загрузка трансформаторов» для режима с отключенным трансформаторов на ПС «Свободная»

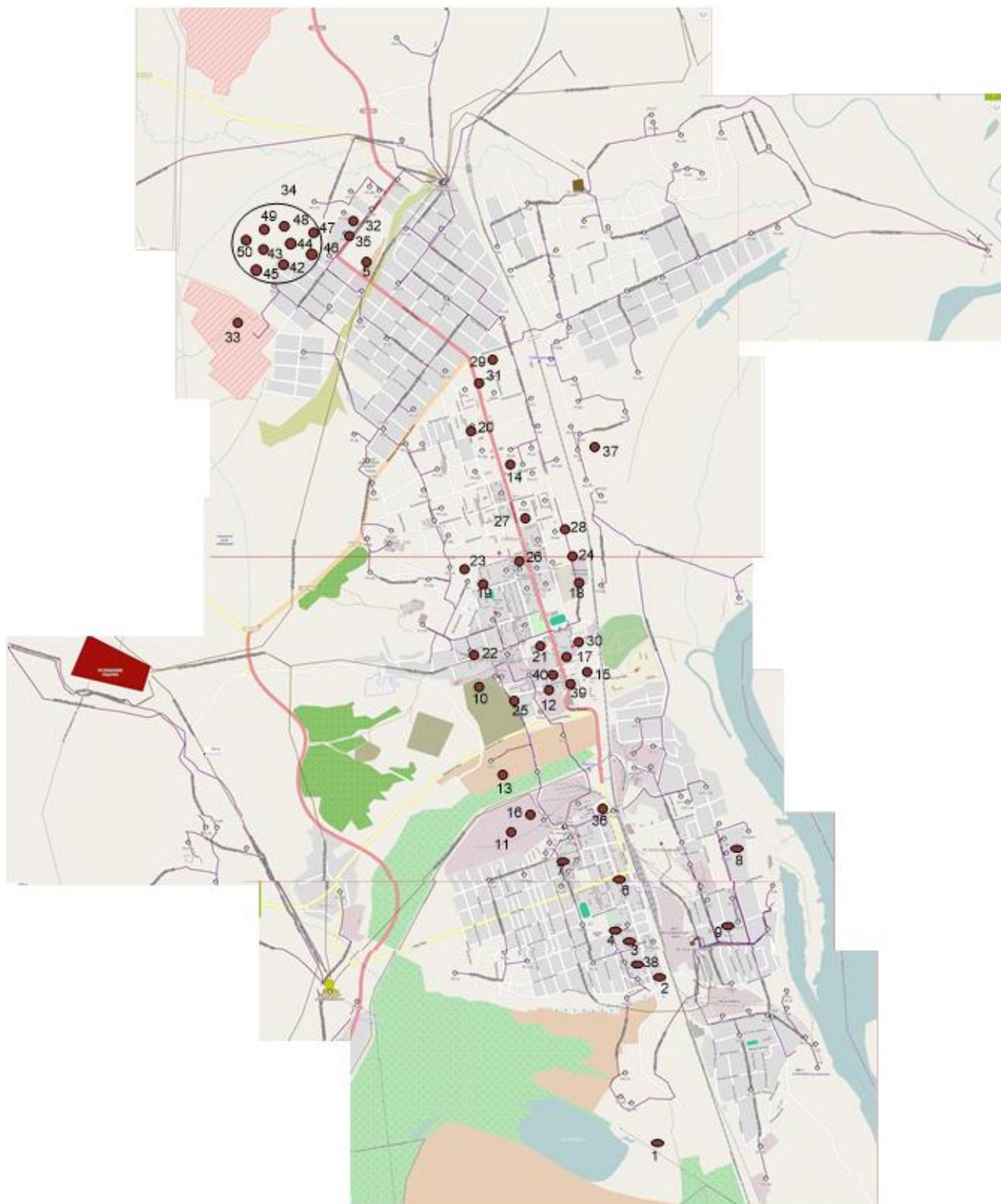
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
Нагр	42 014	Амурская	35		4									35,23	-2,33
Нагр	42 024	Амурская	110		4									126,19	2,49
Нагр	42 034	Амурская	220		4									219,23	2,46
Нагр	42 013	Амурская	35		4									35,23	-2,33
Нагр	42 023	Амурская	110		4									126,19	2,49
Нагр	42 033	Амурская	220		4									232,09	2,61
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			45,0	30,3	232,0				232,00	4,93
Нагр	3 542	Амурская 220 СШ2	220		4									231,98	4,92
Нагр	42 212	Базовая	10		4	4,6	1,8							9,83	-6,21
Нагр	42 211	Базовая	10		4	4,6	1,8							9,83	-6,21
Нагр	42 201	Базовая	35		4									34,72	-2,79
Нагр	42 412	Восточная	10		4									9,98	-4,42
Нагр	42 402	Восточная	35		4									34,72	-2,90
Нагр	42 411	Восточная	10		4	3,6	1,4							9,98	-4,42
Нагр	42 401	Восточная	35		4									34,51	-3,24
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							34,43	-3,10
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							35,23	-2,33
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							35,23	-2,33
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	16,5	6,6								-36,08
Нагр	5	нагрузка Восточная	10		4	7,7	3,1								-8,51
Нагр	2	нагрузка Пёра	10		4	4,7	1,9								-24,38
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	23,7	9,5								-34,93
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	3,4	1,3								-5,56
Нагр	2	нагрузка Пёра	10		4	4,7	1,9								-24,38
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	23,7	9,5								-34,93
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	3,4	1,3								-5,56
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							35,23	-2,33
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							9,58	-6,19
Нагр	43 302	Пера	35		4										-19,07
Нагр	43 311	Пера	10		4									9,58	-6,19
Нагр	43 301	Пера	35		4									34,53	-3,18
База	3 470	Свободный	220		4			11,2	6,4	235,0					4,57
Нагр	43 422	Свободный	35		4									34,87	-2,74
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							11,04	-4,01
Нагр	43 421	Свободный	35		4									34,87	-2,74
Нагр	43 431	Свободный	220		4										2,61
Нагр	43 512	Северная	10		4	4,4	1,8							10,13	-4,83
Нагр	43 502	Северная	35		4									34,44	-3,10
Нагр	43 511	Северная	10		4	4,4	1,8							10,13	-4,83
Нагр	43 501	Северная	35		4									34,62	-3,02
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	0,3	0,1							9,66	-3,45
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									9,66	-3,45
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									34,50	-3,25
Нагр	43 802	Южная	35		4									34,82	-2,82
Нагр	43 811	Южная	10		4	2,5	1,0							9,47	-4,56
Нагр	43 801	Южная	35		4									34,64	-3,11
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							35,23	-2,33
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							9,58	-6,19
Нагр	43 302	Пера	35		4										-19,07
Нагр	43 311	Пера	10		4									9,58	-6,19
Нагр	43 301	Пера	35		4									34,53	-3,18
База	3 470	Свободный	220		4			11,2	6,4	235,0					4,57
Нагр	43 422	Свободный	35		4									34,87	-2,74
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							11,04	-4,01
Нагр	43 421	Свободный	35		4									34,87	-2,74
Нагр	43 431	Свободный	220		4										2,61
Нагр	43 512	Северная	10		4	4,4	1,8							10,13	-4,83
Нагр	43 502	Северная	35		4									34,44	-3,10
Нагр	43 511	Северная	10		4	4,4	1,8							10,13	-4,83
Нагр	43 501	Северная	35		4									34,62	-3,02
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	0,3	0,1							9,66	-3,45
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									9,66	-3,45
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									34,50	-3,25
Нагр	43 802	Южная	35		4									34,82	-2,82
Нагр	43 811	Южная	10		4	2,5	1,0							9,47	-4,56
Нагр	43 801	Южная	35		4									34,64	-3,11
Нагр	43 812	Южная	10		4	2,5	1,0							9,47	-4,56

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключенным трансформаторов на ПС «Свободная»

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Карта-схема расположения подключаемых объектов г. Свободный



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Наименование подключаемых объектов

- 1 – Очистные сооружения в районе озера Большанка – 1400 кВт
- 2 – Завод металлоконструкций – 3 МВт
- 3 - Жилой массив в районе вагоноремонтного завода – 1,1 МВт
- 4 - Жилой массив ул. Станиславского – Орджоникидзе – Октябрьская – 900 кВт
- 5 – Детский сад – 160 кВт
- 6 - Жилой массив ул. Октябрьская - Ладо – 600 кВт
- 7 – Школа в районе 484 квартала – 300 кВт
- 8 - Жилой массив в районе п. Суражевка – 400 кВт
- 9 - Жилой массив районе ул. Екимова, 405 квартал – 700 кВт
- 10 - Жилой массив в районе микрорайона «Южный» - 3,5 МВт
- 11 - Районная котельная № 2 – 1,2 МВт
- 12 - Жилой массив в районе ул. Ленина - Репина – 2 МВт
- 13 – Котельная установка 369 квартал – 500 кВт
- 14 - Жилой массив в районе пассажирского автопредприятия – 2 МВт
- 15 - Жилой массив в районе пер. Парковый – 800 кВт
- 16 – Нефтебаза в районе асфальтного завода – 300 кВт
- 17 – Очистные сооружения в районе парка железнодорожников – 1 МВт
- 18 - Районная котельная № 1 – 500 кВт
- 19 – Котельная установка 54 квартал – 600 кВт
- 20 – Котельная установка 15 квартал – 300 кВт
- 21 – Школа в районе МОАУ Гимназия № 9 (начальная школа) – 150 кВт
- 22 - Жилой массив в районе улиц Литвиновская – Управленческая – 1 МВт
- 23 - Жилой массив в районе улиц Подгорная – К. Маркса – 1,2 МВт
- 24 - Жилой массив в районе улиц К. Маркса – Шатковского – 800 кВт
- 25 - Жилой массив в районе улиц Ленина – Репина в сторону улицы Летвиновского – 600 кВт
- 26 – Административные здания в районе здания администрации города – 100 кВт
- 27 – Административные здания в районе Зейского рынка – 200 кВт

- 28** - Жилой массив в районе пер. Мостового – 1,5 МВт
- 29** – Административные здания. Спортивные сооружения по ул. Ленина в районе бывшей юношеской спортивной школы – 1 МВт
- 30** - Жилой массив в районе улиц Вокзальная – Шатковского - Мухина – 2 МВт
- 31** - Жилой массив в районе улиц Ленина – Шевченко в сторону ж/д вокзала – 1 МВт
- 32** - Жилой массив и административные здания по ул. Малиновского в районе военного госпиталя – 3 МВт
- 33** - Микрорайон ГПЗ за северным микрорайоном в районе танкового полка – 9 МВт
- 34** - Микрорайон СИБУР за северным микрорайоном в районе танкового полка – 11 МВт
- 35** - Жилой массив в районе ул. Шатковского – 700 кВт
- 36** – Детская железная дорога – 450 кВт
- 37** – ГБУЗ АО «Свободненская больница» - 400 кВт
- 38** - Детский сад по улю Матросова – 160 кВт
- 39** – ЗАГС в районе строящегося храма – 250 кВт
- 40** – Храм (новый) – 250 кВт
- 42 - 50** - Жилой микрорайон – 11 МВт
- 42** – Школа – 499,2 кВт
- 43** - детский сад – 319,1 кВт
- 44** – административно - офисный центр – 719 кВт
- 45** – многоуровневая стоянка – 290,58 кВт
- 46** – Универсальный спортивно - тренировочный комплекс – 1943,4 Вт
- 47** – Универсальный магазин. Центр бытового обслуживания – 1016 кВт
- 48** – Котельная и гаражи – 1040,6 кВт
- 49** – Центр культуры и досуга – 1403,7 кВт
- 50** – Жилые дома – 4558,12 кВт

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчёт режима существующей сети после подключения строящихся объектов в

ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Нагр	5	нагрузка Восточная	10		4	7,7	3,1							9,29	-5,92
Нагр	42 412	Восточная	10		4									9,29	-5,92
Нагр	42 411	Восточная	10		4	3,6	1,4							9,29	-5,92
Нагр	43 812	Южная	10		4	2,5	1,0							9,59	-2,66
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	3,4	1,3							9,59	-2,66
Нагр	43 811	Южная	10		4	2,5	1,0							9,59	-2,66
Нагр	42 402	Восточная	35		4									31,03	-2,65
Нагр	43 802	Южная	35		4									31,06	-2,30
Нагр	43 422	Свободный	35		4									31,05	-2,06
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									9,71	-0,80
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	0,3	0,1							9,71	-0,80
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									34,65	-0,61
Нагр	42 401	Восточная	35		4									34,66	-0,60
Нагр	43 801	Южная	35		4									35,37	-0,30
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							9,86	-0,06
Нагр	43 431	Свободный	220		4									205,38	0,48
Нагр	43 421	Свободный	35		4									36,06	0,48
Нагр	42 024	Амурская	110		4									147,38	3,22
Нагр	42 023	Амурская	110		4									147,36	3,22
Нагр	42 034	Амурская	220		4									255,47	3,23
Нагр	42 033	Амурская	220		4									270,72	3,48
База	3 470	Свободный	220		4			22,7	15,1	235,0				235,00	4,57
База	3 470	Свободный	220		4			22,7	15,1	235,0				235,00	4,57
Нагр	3 542	Амурская 220 СШ2	220		4									232,05	4,92
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			41,5	-148,0	232,0				232,00	4,93
Нагр	42 201	Базовая	35		4									57,26	5,04
Нагр	42 014	Амурская	35		4									53,94	6,90
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							53,94	6,90
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							53,94	6,90
Нагр	42 013	Амурская	35		4									53,94	6,90
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							53,94	6,90
Нагр	43 501	Северная	35		4									55,86	7,98
Нагр	43 502	Северная	35		4									55,30	8,46
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							55,30	8,46
Нагр	43 301	Пера	35		4									56,00	8,66
Нагр	43 302	Пера	35		4									56,01	8,67
Нагр	2	нагрузка Пёра	10		4	4,7	1,9							16,23	17,08
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							16,23	17,08
Нагр	43 311	Пера	10		4									16,23	17,08
Нагр	43 512	Северная	10		4	4,4	1,8							17,51	28,90
Нагр	43 511	Северная	10		4	4,4	1,8							17,51	28,90
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	23,7	9,5							17,51	28,90
Нагр	42 211	Базовая	10		4	4,6	1,8							20,00	51,18
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	16,5	6,6							20,00	51,18
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			41,5	-148,0	232,0				232,00	4,93
Нагр	42 201	Базовая	35		4									57,26	5,04
Нагр	42 014	Амурская	35		4									53,94	6,90
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							53,94	6,90
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							53,94	6,90
Нагр	42 013	Амурская	35		4									53,94	6,90
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							53,94	6,90
Нагр	43 501	Северная	35		4									55,86	7,98
Нагр	43 502	Северная	35		4									55,30	8,46
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							55,30	8,46
Нагр	43 301	Пера	35		4									56,00	8,66
Нагр	43 302	Пера	35		4									56,01	8,67
Нагр	2	нагрузка Пёра	10		4	4,7	1,9							16,23	17,08
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							16,23	17,08
Нагр	43 311	Пера	10		4									16,23	17,08
Нагр	43 512	Северная	10		4	4,4	1,8							17,51	28,90
Нагр	43 511	Северная	10		4	4,4	1,8							17,51	28,90
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	23,7	9,5							17,51	28,90
Нагр	42 211	Базовая	10		4	4,6	1,8							20,00	51,18
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	16,5	6,6							20,00	51,18
Нагр	42 212	Базовая	10		4	4,6	1,8							20,00	51,18

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)_ДДТН	Tс	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДД...
Амурская - Базовая	1 104	1 104	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	334,7
Амурская - Северная	458	458	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	101,8
Амурская - Северная	449	449	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	99,8
Северная - Пера	418	418	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	82,0
Свободный - Южная	345	345	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	67,7
Южная - Восточная	199	199	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	60,2
Южная - Восточная	52	52	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	15,7
Свободный - Южная	52	52	ВН	<input type="checkbox"/>					510,0	10,2
Восточная - Стройдетали	5	5	ВН	<input type="checkbox"/>					265,0	2,0

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП»

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Iдоп_25_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп
Базовая - Базовая	1 852	6 334	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	1 781,8
Базовая - Базовая	1 842	6 302	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	1 772,8
Северная - Северная	1 421	4 825	ВН	<input type="checkbox"/>		251,4	565,2
Северная - Северная	1 433	4 768	ВН	<input type="checkbox"/>		256,6	558,6
Пера - Пера	328	1 147	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	315,3
Пера - Пера	328	1 147	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	315,2
Амурская - Амурская	215	1 287	НН	<input type="checkbox"/>		449,9	286,0
Амурская - Амурская	142	853	НН	<input type="checkbox"/>		449,9	189,6
Восточная - Восточная	193	660	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	186,2
Амурская 220 СШ1 - Аму...	237	238	ВН	<input type="checkbox"/>		158,1	150,1
Амурская 220 СШ2 - Аму...	140	140	ВН	<input type="checkbox"/>		158,1	88,6
Восточная - Восточная	52	177	ВН	<input type="checkbox"/>		66,0	78,5
Свободный - Свободный	67	72	ВН	<input type="checkbox"/>		100,4	66,7
Южная - Южная	149	536	ВН	<input type="checkbox"/>		243,1	61,5
Свободный - Свободный	61	345	НН	<input type="checkbox"/>		599,8	57,6
Амурская - Амурская	87	161	НН	<input type="checkbox"/>		300,6	53,4
Амурская - Амурская	87	152	НН	<input type="checkbox"/>		300,6	50,5
Свободный - Свободный	52	158	ВН	<input type="checkbox"/>		123,7	41,9
Свободный - Свободный	13	278	НН	<input type="checkbox"/>		2 099,5	13,2
Стройдетали - Стройде...	5	17	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	5,1

Таблица «Токовая нагрузка трансформаторов»

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчёт токов КЗ для варианта № 1 в программе MathCad 14

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	0,3	0,1							10,48	-5,75
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									10,48	-5,75
Нагр	19	Стройдетали нагрузка	10		4	5,8	2,3							10,48	-5,75
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	7,0	2,8							9,41	-5,33
Нагр	43 812	Южная	10		4									9,41	-5,33
Нагр	43 811	Южная	10		4	8,5	3,4							9,41	-5,33
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							11,23	-4,63
Нагр	43 311	Пера	10		4									11,23	-4,63
Нагр	2	нагрузка Пера	10		4	2,0	0,8							11,23	-4,63
Нагр	43 511	Северная	10		4	8,0	3,2							11,86	-3,69
Нагр	43 512	Северная	10		4	8,0	3,2							11,86	-3,69
Нагр	42 411	Восточная	10		4	3,7	1,5							10,37	-3,04
Нагр	42 412	Восточная	10		4	1,0	0,4							10,37	-3,04
Нагр	5	нагрузка Восточная	10		4	1,0	0,4							10,37	-3,04
Нагр	14	ПС НОВАЯ 10	10		4	25,4	10,2							11,55	-2,55
Нагр	15	ПС НОВАЯ 10	10		4	25,0	10,0							11,55	-2,55
Нагр	43 301	Пера	35		4									40,53	-1,43
Нагр	43 302	Пера	35		4									40,53	-1,43
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							40,63	-1,37
Нагр	43 501	Северная	35		4									40,63	-1,37
Нагр	43 502	Северная	35		4									40,63	-1,37
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							40,63	-1,37
Нагр	43 501	Северная	35		4									40,63	-1,37
Нагр	43 502	Северная	35		4									40,63	-1,37
Нагр	20	Стройдетали 2 сш	35		4									34,84	-1,36
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									34,84	-1,36
Нагр	42 401	Восточная	35		4									34,95	-1,29
Нагр	17	ПС НОВАЯ н 2	110		4									121,86	-1,25
Нагр	13	ПС НОВАЯ 35	35		4									40,80	-1,23
Нагр	16	ПС НОВАЯ н 1	110		4									121,75	-1,22
Нагр	12	ПС НОВАЯ 35	35		4									40,77	-1,21
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							9,73	-1,20
Нагр	42 402	Восточная	35		4									35,27	-0,97
Нагр	43 422	Свободный	35		4									35,63	-0,95
Нагр	43 421	Свободный	35		4									35,63	-0,95
Нагр	43 431	Свободный	220		4									203,01	-0,94
Нагр	43 801	Южная	35		4									35,46	-0,82
Нагр	43 802	Южная	35		4									35,46	-0,82
Нагр	42 212	Базовая	10		4	2,0	0,8							10,17	-0,39
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	1,6	0,6							10,17	-0,39
Нагр	42 211	Базовая	10		4	2,0	0,8							10,17	-0,39
Нагр	42 212	Базовая	10		4	2,0	0,8							10,17	-0,39
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	1,6	0,6							10,17	-0,39
Нагр	42 211	Базовая	10		4	2,0	0,8							10,17	-0,39
Нагр	18	Базовая 2сш	35		4									37,23	1,26
Нагр	42 201	Базовая	35		4									37,23	1,26
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							37,40	1,37
Нагр	42 013	Амурская	35		4									37,40	1,37
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							37,40	1,37
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							37,40	1,37
Нагр	42 014	Амурская	35		4									37,40	1,37
Нагр	11	ПС НОВАЯ 110	110		4									125,34	2,01
Нагр	10	ПС НОВАЯ 110	110		4									125,32	2,01
Нагр	42 034	Амурская	220		4									218,90	2,03
Нагр	42 024	Амурская	110		4									125,48	2,06
Нагр	42 023	Амурская	110		4									125,46	2,06
Нагр	42 033	Амурская	220		4									231,62	2,07
База	3 470	Свободный	220		4			30,2	19,2	235,0				235,00	4,57
Нагр	3 542	Амурская 220 СШ2	220		4									231,96	4,92
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			89,1	55,3	232,0				232,00	4,93

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I сарп.
Выкл	42211	42212			Базовая - Базовая										1	
Тр-р	18	42212			Базовая 2ш - Базовая	1,40	14,60	46,3	0,277	7	4222	-3	-1		48	46,2
Тр-р	42201	42211			Базовая - Базовая	1,40	14,60	46,3	0,277	7	4221	-3	-1		48	46,2
ЛЭП	42013	18			Амурская - Базовая 2ш	0,73	0,81									
ЛЭП	42014	42201			Амурская - Базовая	0,73	0,81					-6	-3		96	31,0
Выкл	3541	3542			Амурская 220 СШ1 - Аму...							-44	-52		170	
ЛЭП	42401	43601			Восточная - Стройдетали	0,38	0,43					-6	-3		114	36,8
ЛЭП	43802	42402			Южная - Восточная	1,25	1,73					-3	-2		59	17,8
ЛЭП	43801	42401			Южная - Восточная	1,25	1,73					-9	-4		160	48,4
ЛЭП	43422	43802			Свободный - Южная	0,43						-14	-7		251	41,2
ЛЭП	43421	43801			Свободный - Южная	0,43						-14	-7		251	41,2
ЛЭП	42014	43422			Амурская - Свободный	1,17	2,05									
ЛЭП	42013	43421			Амурская - Свободный	1,30	2,27									
Выкл	43421	43422			Свободный - Свободный							-14	-7		251	
Выкл	43611	43612			Стройдетали - Стройде...								-2		85	
Выкл	43811	43812			Южная - Южная										1	
Выкл	43801	43802			Южная - Южная							11	5		192	
Выкл	42411	42412			Восточная - Восточная										4	
Выкл	42401	42402			Восточная - Восточная											
Тр-р	42402	42412			Восточная - Восточная	1,40	14,60	46,3	0,301	4	4242	-3	-2		59	56,6
Выкл	42401	42402			Восточная - Восточная											
Тр-р	42402	42412			Восточная - Восточная	1,40	14,60	46,3	0,301	4	4242	-3	-2		59	56,6
Тр-р	42401	42411			Восточная - Восточная	1,40	14,60	46,3	0,301	4	4241	-3	-1		46	44,2
Тр-р	43802	43812			Южная - Южная	0,54	8,31	91,2	0,286	9	4382					
Тр-р	43801	43811			Южная - Южная	0,48	6,32	83,1	0,277	5	4381	-16	-8		284	116,7
Тр-р	43601	43612			Стройдетали - Стройде...	1,44	15,75	36,5	0,281	1	4362					
Тр-р	20	43611			Стройдетали 2 ш - Стр...	1,52	15,17	33,9	0,314	9	4361	-6	-3		114	109,8
Тр-р	43422	43411			Свободный - Свободный	1,50	12,66	189,8	0,321	2	4342					
Тр-р	43431	43411			Свободный - Свободный	1,75	84,31		0,048			-2	-1		142	6,8
Тр-р	43431	43421			Свободный - Свободный	1,55	0,99		0,176	5	43411	-28	-14		502	83,7
Тр-р	3470	43431			Свободный - Свободный	2,82	168,29	14,8	0,912	3	4341	-30	-19		88	87,6
Выкл	43501	43502			Северная - Северная										8	
Выкл	43511	43512			Северная - Северная								2		98	
Выкл	43301	43302			Пера - Пера											
Выкл	43311	43312			Пера - Пера										16	
Выкл	42013	42014			Амурская - Амурская							3	-3		73	
Выкл	42023	42024			Амурская - Амурская								35		159	
Тр-р	43502	43512			Северная - Северная	0,44	8,18	50,6	0,301	11	4352	-8	-6		143	55,9
Тр-р	43501	43511			Северная - Северная	0,46	8,61	46,2	0,295	11	4351	-8	-2		113	45,1
Тр-р	43302	43312			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,286	1	4332					
Тр-р	43501	43511			Северная - Северная	0,46	8,61	46,2	0,295	11	4351	-8	-2		113	45,1
Тр-р	43302	43312			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,286	1	4332					
Тр-р	43301	43311			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,286	1	4331	-6	-3		101	97,3
Тр-р	42034	42014			Амурская - Амурская	3,20	131,00		0,167			-4	8		149	11,9
Тр-р	42034	42024			Амурская - Амурская	0,48			0,573	17	4204	-40	-55		312	78,9
Тр-р	3542	42034			Амурская 220 СШ2 - Аму...	0,55	59,20	11,8	1,000			-44	-52		170	81,7
Тр-р	42033	42013			Амурская - Амурская	3,20	131,00		0,167			-5	-14		216	17,3
Тр-р	42033	42023			Амурская - Амурская	0,48			0,542	13	4203	-40	14		195	49,2
Тр-р	3541	42033			Амурская 220 СШ1 - Аму...	0,55	59,20	11,8	1,000			-45	-3		113	54,3
ЛЭП	43501	43301			Северная - Пера	0,42	0,47					-6	-3		101	32,6
ЛЭП	1	43812			нагрузка Южной - Южная										1	
ЛЭП	1	43811			нагрузка Южной - Южная							7	3		461	
ЛЭП	2	43311			нагрузка Пера - Пера							6	2		345	
ЛЭП	2	43312			нагрузка Пера - Пера							-4	-1		234	
ЛЭП	4	42211			нагрузка Базовая - Базо...							1			48	
ЛЭП	4	42212			нагрузка Базовая - Базо...							1			50	
ЛЭП	5	42411			нагрузка Восточная - Во...							-1	-1		70	
ЛЭП	5	42412			нагрузка Восточная - Во...							2	1		130	
ЛЭП	6	43502			Заводская - Северная							6	3		97	
ЛЭП	7	42014			Лесная - Амурская							1	1		18	
ЛЭП	8	42013			Цех Машиностроения - Амурская										2	

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

ЛЭП	8	42013		Ново-Ивановка - Амурская								3	
ЛЭП	9	42013		Костюковка - Амурская					8	10		197	
ЛЭП	9	42014		Костюковка - Амурская					-6	-9		162	
Тр-р	10	16		ПС НОВАЯ 110 - ПС НОВА...	0,50	22,00	33,4	1,000	-40	-21		207	62,6
Тр-р	11	17		ПС НОВАЯ 110 - ПС НОВА...	0,50	22,00	33,4	1,000	-40	-21		207	62,6
Тр-р	16	12		ПС НОВАЯ н 1 - ПС НОВА...	0,50			0,335	-14	-5		71	7,5
Тр-р	16	14		ПС НОВАЯ н 1 - ПС НОВА...	0,50	13,60		0,096	-25	-13		135	4,1
Тр-р	17	13		ПС НОВАЯ н 2 - ПС НОВА...	0,50			0,335	-15	-8		80	8,5
Тр-р	17	15		ПС НОВАЯ н 2 - ПС НОВА...	0,50	13,60		0,096	-25	-9		126	3,8
Выкл	10	11		ПС НОВАЯ 110 - ПС НОВА...									
Выкл	12	13		ПС НОВАЯ 35 - ПС НОВА...									
Выкл	14	15		ПС НОВАЯ 10 - ПС НОВА...						-2		82	
ЛЭП	42023	10		Амурская - ПС НОВАЯ 110	0,19	0,48	-3,2		-40	-21		207	36,3
ЛЭП	42024	11		Амурская - ПС НОВАЯ 110	0,19	0,48	-3,2		-40	-21		207	36,3
ЛЭП	43501	12		Северная - ПС НОВАЯ 35	0,25	0,41			14	5		212	47,2
ЛЭП	43502	13		Северная - ПС НОВАЯ 35	0,25	0,41			15	8		239	53,1
Выкл	18	42201		Базовая 2сш - Базовая					3	1		48	
ЛЭП	19	43612		Стройдетали нагрузка - ...						1		79	
ЛЭП	19	43611		Стройдетали нагрузка - ...					6	1		332	
ЛЭП	43302	43502		Пера - Северная	0,42	0,47							
ЛЭП	43302	43502		Пера - Северная									

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	К...	N_I(t)_ДДТН	Tс	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I_доп_ДД...
43502	13	Северная - ПС НОВАЯ 35	254	254	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	56,4
43501	12	Северная - ПС НОВАЯ 35	230	230	ВН	<input type="checkbox"/>					450,0	51,1
43801	42401	Южная - Восточная	160	160	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	48,4
43421	43801	Свободный - Южная	251	251	ВН	<input type="checkbox"/>					610,0	41,2
43422	43802	Свободный - Южная	251	251	ВН	<input type="checkbox"/>					610,0	41,2
42023	10	Амурская - ПС НОВАЯ 110	222	222	ВН	<input type="checkbox"/>					569,0	39,0
42024	11	Амурская - ПС НОВАЯ 110	221	221	ВН	<input type="checkbox"/>					569,0	38,9
42401	43601	Восточная - Стройдетали	114	114	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	36,8
43501	43301	Северная - Пера	109	109	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	35,1
42014	42201	Амурская - Базовая	100	100	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	32,3
43802	42402	Южная - Восточная	59	59	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	17,8
20	42402	Стройдетали 2 ш - Вост...			ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	
43302	43502	Пера - Северная			ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	
19	43611	Стройдетали нагрузка - ...	332	332	ВН	<input type="checkbox"/>						
19	43612	Стройдетали нагрузка - ...	79	79	ВН	<input type="checkbox"/>						
9	42014	Костюковка - Амурская	105	105	ВН	<input type="checkbox"/>						
9	42013	Костюковка - Амурская	145	145	ВН	<input type="checkbox"/>						
8	42013	Ново-Ивановка - Амурская	4	4	ВН	<input type="checkbox"/>						
7	42014	Лесная - Амурская	19	19	ВН	<input type="checkbox"/>						
6	43502	Заводская - Северная	104	104	ВН	<input type="checkbox"/>						
5	43413	Костюковка - Амурская	130	130	ВН	<input type="checkbox"/>						

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенным трансформатором Т-4 на ПС Амурская

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_25_ДДТН	Идоп_расч_ДДТН	ИИ_dop ▾
3541	42033	Амурская 220 СШ1 - Аму...	268	267	ВН	<input type="checkbox"/>		208,0	129,0
43801	43811	Южная - Южная	284	1 020	ВН	<input type="checkbox"/>		243,1	116,7
42033	42023	Амурская - Амурская	240	443	НН	<input type="checkbox"/>		396,0	111,8
20	43611	Стройдетали 2 сш - Стр...	114	362	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	109,8
43301	43311	Пера - Пера	109	379	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	104,7
3470	43431	Свободный - Свободный	88	95	ВН	<input type="checkbox"/>		100,4	87,6
43431	43421	Свободный - Свободный	88	502	НН	<input type="checkbox"/>		599,8	83,7
10	16	ПС НОВАЯ 110 - ПС НОВА...	222	220	ВН	<input type="checkbox"/>		330,0	67,2
11	17	ПС НОВАЯ 110 - ПС НОВА...	221	220	ВН	<input type="checkbox"/>		330,0	67,0
43502	43512	Северная - Северная	152	501	ВН	<input type="checkbox"/>		256,6	59,0
42402	42412	Восточная - Восточная	59	194	ВН	<input type="checkbox"/>		104,0	56,6
43501	43511	Северная - Северная	123	415	ВН	<input type="checkbox"/>		251,4	48,8
42201	42211	Базовая - Базовая	50	179	ВН	<input type="checkbox"/>		104,0	48,2
18	42212	Базовая 2сш - Базовая	50	179	ВН	<input type="checkbox"/>		104,0	48,2
42401	42411	Восточная - Восточная	46	151	ВН	<input type="checkbox"/>		104,0	44,2
42033	42013	Амурская - Амурская	27	164	НН	<input type="checkbox"/>		1 245,0	13,2
17	13	ПС НОВАЯ н 2 - ПС НОВА...	85	254	ВН	<input type="checkbox"/>		944,0	9,0
16	12	ПС НОВАЯ н 1 - ПС НОВА...	77	230	ВН	<input type="checkbox"/>		944,0	8,2
43431	43411	Свободный - Свободный	7	142	НН	<input type="checkbox"/>		2 099,5	6,8
16	14	ПС НОВАЯ н 1 - ПС НОВА...	144	1 495	ВН	<input type="checkbox"/>		3 300,0	4,3
17	15	ПС НОВАЯ н 2 - ПС НОВА...	135	1 417	ВН	<input type="checkbox"/>		3 300,0	4,4

Таблица «Токовая загрузка трансформаторов» для режима с отключенным трансформатором Т-4 на ПС Амурская

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчёт токов КЗ для варианта № 2 в программе MathCad 14

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
Нагр	43 611	Стройдетали	10		4									9,88	-7,09
Нагр	15	Стройдетали нагрузка	10		4	4,3	1,7							9,88	-7,09
Нагр	43 612	Стройдетали	10		4	2,0	0,8							9,88	-7,09
Нагр	1	нагрузка Южной	10		4	7,0	2,8							9,22	-6,90
Нагр	43 812	Южная	10		4									9,22	-6,90
Нагр	43 811	Южная	10		4	9,0	3,6							9,22	-6,90
Нагр	42 412	Восточная	10		4	2,0	0,8							10,46	-4,53
Нагр	42 411	Восточная	10		4	3,2	1,3							10,46	-4,53
Нагр	5	нагрузка Восточная	10		4	1,0	0,4							10,46	-4,53
Нагр	42 212	Базовая	10		4	5,8	2,3							10,52	-3,48
Нагр	4	нагрузка Базовая	10		4	11,6	4,6							10,52	-3,48
Нагр	42 211	Базовая	10		4	5,8	2,3							10,52	-3,48
Нагр	43 312	Пера	10		4	4,4	1,7							11,55	-2,84
Нагр	43 311	Пера	10		4									11,55	-2,84
Нагр	2	нагрузка Пера	10		4	2,0	0,8							11,55	-2,84
Нагр	21	стройдетали 2 сш	35		4									34,41	-2,43
Нагр	43 601	Стройдетали	35		4									34,41	-2,43
Нагр	42 402	Восточная	35		4									34,47	-2,39
Нагр	42 401	Восточная	35		4									34,47	-2,39
Нагр	43 801	Южная	35		4									34,85	-2,05
Нагр	42 400	Южная	35		4									34,85	-2,05
Нагр	42 401	Восточная	35		4									34,47	-2,39
Нагр	43 801	Южная	35		4									34,85	-2,05
Нагр	43 802	Южная	35		4									34,85	-2,05
Нагр	43 411	Свободный	10		4	2,2	0,9							9,67	-1,48
Нагр	43 422	Свободный	35		4									35,42	-1,23
Нагр	43 421	Свободный	35		4									35,43	-1,22
Нагр	43 431	Свободный	220		4									201,85	-1,21
Нагр	3	нагрузка Северная	10		4	27,6	11,0							12,06	-0,90
Нагр	43 511	Северная	10		4	10,2	4,1							12,06	-0,90
Нагр	43 512	Северная	10		4	10,2	4,1							12,06	-0,90
Нагр	43 301	Пера	35		4									40,75	0,33
Нагр	43 302	Пера	35		4									40,75	0,33
Нагр	14	северная н	110		4									121,83	0,35
Нагр	13	северная н	110		4									121,81	0,35
Нагр	6	Заводская	35		4	6,2	2,9							40,80	0,36
Нагр	43 502	Северная	35		4									40,80	0,36
Нагр	43 501	Северная	35		4									40,80	0,36
Нагр	16	Базовая 2 СШ	35		4									37,22	1,53
Нагр	42 201	Базовая	35		4									37,22	1,53
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							37,57	1,74
Нагр	42 013	Амурская	35		4									37,57	1,74
Нагр	16	Базовая 2 СШ	35		4									37,22	1,53
Нагр	42 201	Базовая	35		4									37,22	1,53
Нагр	8	Ново-Ивановка	35		4	0,2	0,1							37,57	1,74
Нагр	42 013	Амурская	35		4									37,57	1,74
Нагр	9	Костюковка	35		4	2,4	1,0							37,57	1,74
Нагр	7	Лесная	35		4	1,0	0,6							37,57	1,74
Нагр	42 014	Амурская	35		4									37,57	1,74
Нагр	11	Северная вн	110		4									124,18	2,62
Нагр	23	кабель	110		4									124,36	2,69
Нагр	42 034	Амурская	220		4									227,17	2,72
Нагр	42 024	Амурская	110		4									124,46	2,73
Нагр	12	Северная вн	110		4									124,71	3,08
Нагр	22	кабель	110		4									124,93	3,17
Нагр	42 033	Амурская	220		4									228,21	3,21
Нагр	20	Амурская Эн	220		4									228,21	3,21
Нагр	42 023	Амурская	110		4									125,04	3,22
База	3 470	Свободный	220		4			31,6	21,1	235,0				235,00	4,57
Нагр	3 542	Амурская 220 СШ2	220		4									231,98	4,92
База	3 541	Амурская 220 СШ1	220		4			88,3	51,1	232,0				232,00	4,93

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I зарп.
Выкл	42013	42014			Амурская - Амурская							-2			33	
Выкл	42023	42024			Амурская - Амурская							20	12		109	
Тр-р	42034	42014			Амурская - Амурская	3,20	131,00		0,167			-9	-6		166	16,7
Тр-р	42034	42024			Амурская - Амурская	0,48			0,548	5	4204	-20	-12		109	36,2
Тр-р	42033	42013			Амурская - Амурская	3,20	131,00		0,167			-9	-6		166	16,6
Тр-р	42033	42023			Амурская - Амурская	0,48			0,548	5	4203	-20	-12		110	36,6
ЛЭП	42014	42201			Амурская - Базовая	0,73	0,81					-12	-8		218	70,4
ЛЭП	42013	16			Амурская - Базовая 2 СШ	0,73	0,81					-12	-8		218	70,2
ЛЭП	42014	43422			Амурская - Свободный	1,17	2,05									
ЛЭП	42013	43421			Амурская - Свободный	1,30	2,27									
Тр-р	3541	42033			Амурская 220 СШ1 - Аму...	0,55	59,20	11,8	1,000			-30	-20		89	56,2
Выкл	3541	3542			Амурская 220 СШ1 - Аму...							-29	-20		88	
Тр-р	3541	20			Амурская 220 СШ1 - Аму...	0,55	59,20	11,8	1,000			-30	-20		89	56,2
Тр-р	3542	42034			Амурская 220 СШ2 - Аму...	0,55	59,20	11,8	1,000			-29	-20		88	56,0
Тр-р	20	42013			Амурская 3н - Амурская	3,20	131,00		0,167			-9	-6		166	16,6
Тр-р	20	42023			Амурская 3н - Амурская	0,48			0,548	5	4203	-20	-12		110	36,6
Выкл	42211	42212			Базовая - Базовая							-1			45	
Тр-р	42201	42211			Базовая - Базовая	0,50	10,20	46,3	0,296	10	4221	-23	-15		436	109,0
Тр-р	16	42212			Базовая 2 СШ - Базовая	0,50	10,20	46,3	0,296	10	4222					
Выкл	16	42201			Базовая 2 СШ - Базовая							-12	-8		218	
р-р	16	42212			Базовая 2 СШ - Базовая	0,50	10,20	46,3	0,296	10	4222					
ыкл	16	42201			Базовая 2 СШ - Базовая							-12	-8		218	
ыкл	42411	42412			Восточная - Восточная										6	
ыкл	42401	42402			Восточная - Восточная							7	3		124	
р-р	42402	42412			Восточная - Восточная	1,40	14,60	46,3	0,310	6	4242					
р-р	42401	42411			Восточная - Восточная	1,40	14,60	46,3	0,310	6	4241	-6	-3		118	113,2
ЛЭП	42401	43601			Восточная - Стройдетали	0,39	0,43					-3	-2		59	19,2
ЛЭП	6	43502			Заводская - Северная							6	3		100	
ЛЭП	22	42023			кабель - Амурская	0,19	0,48	-3,2				61	36		329	57,8
ЛЭП	23	42024			кабель - Амурская	0,19	0,48	-3,2								
ЛЭП	22	12			кабель - Северная вн	0,36	0,89	-0,5				-61	-36		329	59,2
ЛЭП	23	11			кабель - Северная вн	0,36	0,89	-0,5								
ЛЭП	9	42013			Костюковка - Амурская							6	1		100	
ЛЭП	9	42014			Костюковка - Амурская							-4			61	
ЛЭП	7	42014			Лесная - Амурская							1	1		18	
ЛЭП	4	42211			нагрузка Базовая - Базо...							17	6		1077	
ЛЭП	4	42212			нагрузка Базовая - Базо...							-6	-2		340	
ЛЭП	5	42411			нагрузка Восточная - Во...							3	1		178	
ЛЭП	5	42412			нагрузка Восточная - Во...							-2	-1		117	
ЛЭП	2	43311			нагрузка Пёра - Пера							6	2		347	

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
ЛЭП	5	42412			нагрузка Восточная - Во...							-2	-1		117	
ЛЭП	2	43311			нагрузка Пёра - Пера							6	2		347	
ЛЭП	2	43312			нагрузка Пёра - Пера							-4	-1		236	
ЛЭП	3	43511			нагрузка Северная - Сев...							38	15		2 022	
ЛЭП	3	43512			нагрузка Северная - Сев...							-10	-4		532	
ЛЭП	1	43812			нагрузка Южной - Южная										1	
ЛЭП	1	43811			нагрузка Южной - Южная							7	3		475	
ЛЭП	8	42013			Ново-Ивановка - Амурская										3	
Выкл	43301	43302			Пера - Пера							3	2		52	
Выкл	43311	43312			Пера - Пера										16	
Тр-р	43302	43312			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,292	2	4332					
Тр-р	43301	43311			Пера - Пера	1,44	14,58	46,3	0,292	2	4331	-6	-3		104	100,3
ЛЭП	43302	43502			Пера - Северная	0,42	0,47					3	2		52	16,6
Выкл	43421	43422			Свободный - Свободный							-10	-5		185	
Тр-р	43422	43411			Свободный - Свободный	1,50	12,66	189,8	0,321	2	4342					
Тр-р	43431	43411			Свободный - Свободный	1,75	84,31		0,048			-2	-1		143	6,8
Тр-р	43431	43421			Свободный - Свободный	1,55	0,99		0,176	5	43411	-29	-16		540	90,0
Тр-р	3470	43431			Свободный - Свободный	2,82	168,29	14,8	0,912	3	4341	-32	-22		94	93,8
ЛЭП	43422	43802			Свободный - Южная	0,61	1,54	-3,2				-10	-5		185	30,3
ЛЭП	43421	43801			Свободный - Южная	0,61	1,54	-3,2				-19	-11		356	58,3

Таблица «Ветви» для нормального режима

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)_ДДТН	Tс	I_дон_25_ДДТН	I_дон_обор_ДДТН	I_дон_расч_ДДТН	I_л_дон_ДД...
42014	42201	Амурская - Базовая	225	225	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	72,6
42013	16	Амурская - Базовая 2 СШ	224	224	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	72,3
22	12	кабель - Северная вн	334	334	ВН	<input type="checkbox"/>					556,0	60,1
22	42023	кабель - Амурская	334	334	ВН	<input type="checkbox"/>					569,0	58,7
43421	43801	Свободный - Южная	356	356	ВН	<input type="checkbox"/>					610,0	58,3
43802	42402	Южная - Восточная	185	185	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	56,0
43422	43802	Свободный - Южная	185	185	ВН	<input type="checkbox"/>					610,0	30,3
21	42402	стройдетали 2 сш - Вост...	61	61	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	19,5
42401	43601	Восточная - Стройдетали	59	59	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	19,2
43501	43301	Северная - Пера	54	54	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	17,3
43302	43502	Пера - Северная	52	52	ВН	<input type="checkbox"/>					310,0	16,9
43801	42401	Южная - Восточная	54	54	ВН	<input type="checkbox"/>					330,0	16,3
23	42024	кабель - Амурская			ВН	<input type="checkbox"/>					569,0	
23	11	кабель - Северная вн			ВН	<input type="checkbox"/>					556,0	
15	43612	Стройдетали нагрузка - ...	126	126	ВН	<input type="checkbox"/>						
15	43611	Стройдетали нагрузка - ...	397	397	ВН	<input type="checkbox"/>						
9	42014	Костюковка - Амурская	14	14	ВН	<input type="checkbox"/>						
9	42013	Костюковка - Амурская	27	27	ВН	<input type="checkbox"/>						
8	42013	Ново-Ивановка - Амурская	4	4	ВН	<input type="checkbox"/>						
7	42014	Лесная - Амурская	18	18	ВН	<input type="checkbox"/>						

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенным трансформатором Т-3 на ПС Амурская

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

Расчёт режимов электрической сети варианта №2 в ПВК RastrWin

Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_25_ДДТН	Идоп_расч_ДДТН	Ил_dop ▾
Южная - Южная	303	1 089	ВН	<input type="checkbox"/>		243,1	124,5
стройдетали 2 сш - Стройдет...	120	397	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	115,5
Восточная - Восточная	118	378	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	113,2
Базовая - Базовая	449	1 518	ВН	<input type="checkbox"/>		400,0	112,3
Северная вн - северная н	334	333	ВН	<input type="checkbox"/>		316,0	105,7
Пера - Пера	106	360	ВН	<input type="checkbox"/>		103,9	101,8
Свободный - Свободный	94	102	ВН	<input type="checkbox"/>		100,4	93,8
Свободный - Свободный	95	540	НН	<input type="checkbox"/>		599,8	90,0
Амурская 220 СШ1 - Амурская	135	134	ВН	<input type="checkbox"/>		158,0	85,7
Амурская 220 СШ2 - Амурская	135	134	ВН	<input type="checkbox"/>		158,0	85,3
Амурская - Амурская	92	168	НН	<input type="checkbox"/>		300,6	55,7
Амурская - Амурская	91	166	НН	<input type="checkbox"/>		300,6	55,3
Амурская - Амурская	43	256	НН	<input type="checkbox"/>		995,0	25,7
Амурская - Амурская	43	255	НН	<input type="checkbox"/>		995,0	25,7
северная н - Северная	263	2 631	ВН	<input type="checkbox"/>		3 306,0	8,0
северная н - Северная	69	207	ВН	<input type="checkbox"/>		944,0	7,4
Свободный - Свободный	7	143	НН	<input type="checkbox"/>		2 099,5	6,8
Северная вн - северная н			ВН	<input type="checkbox"/>		316,0	
северная н - Северная			ВН	<input type="checkbox"/>		3 306,0	
северная н - Северная			ВН	<input type="checkbox"/>		944,0	

Таблица «Токовая загрузка трансформаторов» для режима с отключенным трансформатором Т-3 на ПС Амурская

ПРИЛОЖЕНИЯ И

Расчёт капиталовложений и эксплуатационных издержек для
варианта №1 в программе Mathcad 14

ПРИЛОЖЕНИЯ К

Расчёт капиталовложений и эксплуатационных издержек для
варианта №1 в программе Mathcad 14