

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие северных электрических сетей Приморского края при подключении подстанции Молокозавод

Исполнитель

студент группы 942-ом

подпись, дата

О.О. Манкевич

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетика

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 10 » 03 2021 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мамкивич
Ольги Олеговны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Инновационное развитие северных электрических сетей Тринидадского края при нормализации морозостойкости
Магистратура
(утверждено приказом от 20.02.21 № 378-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2021 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные
процессуального характера (научно-исследовательской работы, методической, проектной, производственной)

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

Разработка варианта инновационного развития электрических сетей Арсеньевского городского округа Тринидадского края

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 чертежа,
13 таблиц, 16 рисунков, 4 приложения

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

7. Дата выдачи задания 10.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов И.В., декан, проф. к.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 10.03.2021
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 163 с., 16 рисунков, 37 формулы, 23 таблиц, 60 использованных источников, 4 приложений.

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ, ИННОВАЦИИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА.

Магистерская диссертация посвящена разработке варианта инновационного развития электрических сетей Арсеньевского городского округа Приморского края при подключении ПС «Молокозавод». В магистерской диссертации произведён подробный анализ современного состояния электрических сетей Арсеньевского городского округа Приморского края, разработаны несколько вариантов подключения ПС Молокозавод к существующей сети. Произведен расчет режимов электрической сети. Выполнен выбор основного оборудования. Выполнена оценка показателей экономической эффективности и ожидаемых системных эффектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	7
Список сокращений	8
Введение	9
1 Инновационные подходы к проектированию новых подстанций	12
1.1. Инновация в электроэнергетике и их классификация	13
1.2 Цифровая трансформация	15
1.3 Цифровая подстанция и ее преимущества	19
1.4 Цели создания цифровой подстанции	21
1.5 Стандарт МЭК 61850	23
1.6 SMART GRID	31
1.7 Основные интерфейсы передачи данных для систем интеллектуального учета энергоресурсов	44
Вывод	46
2 Климатическая и географическая характеристика района проектирования	48
2.1 Климатическая характеристика района проектирования	48
2.2 Характеристика рельефа	49
3 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района	50
3.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	50
3.1.1 Составление графа электрической сети	50
3.1.2 Характеристика источников питания	52
3.1.3 Структурный анализ ЛЭП	53
3.1.4 Структурный анализ ПС	54
3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	56
3.2.1 Программно-вычислительный комплекс RastWin3	60
3.2.2 Моделирование существующего участка сети	61
3.2.3 Анализ режимов существующей сети	62
Вывод	68

4 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети	69
4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	69
4.2 Техническая проработка варианта 1 развития электрической сети	72
4.2.1 Выбор сечения	72
4.2.2 Выбор опор	74
4.2.3 Выбор силовых трансформаторов	76
4.2.4 Расчет режимов электрической сети варианта 1	78
4.3 Техническая проработка варианта 2 развития электрической сети	81
4.3.1 Выбор сечения	81
4.3.2 Выбор опор	82
4.3.3 Выбор силовых трансформаторов	82
4.3.4 Расчет режимов электрической сети варианта 2	83
Вывод	86
5 Расчет токов короткого замыкания	87
5.1 Расчет токов короткого замыкания в программе Mathcad 15	87
5.2 Выбор и проверка выключателей	88
Вывод	95
6 Выбор оптимального варианта развития сети	96
6.1 Капиталовложения	96
6.2 Расчет эксплуатационных издержек	98
6.3 Определение среднегодовых экономических затрат, выбор оптимального варианта сети	100
6.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	101
6.5 Оценка экономической эффективности проекта	102
Вывод	108
Заключение	109
Библиографический список	110
Приложение А Граф рассматриваемого участка сети	117

Приложение Б Расчёт капиталовложений, эксплуатационных издержек, экономической эффективности в программе Mathcad 15	118
Приложение В Расчет надежности проектируемой подстанции	135
Приложение Г Расчёт существующей сети с учетом прогноза электри- ческих нагрузок в ПВК RastrWin	135

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104–2006 ЕСКД Основные надписи;

ГОСТ 2.105–95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам;

ГОСТ 2.106–96 ЕСКД Текстовые документы;

ГОСТ 2.111–2013 ЕСКД Нормоконтроль;

ГОСТ 2.113–75 ЕСКД Групповые конструкторские документы;

ГОСТ 2.306–68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертежах;

ГОСТ 2.316–2008 ЕСКД Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц;

ГОСТ 2.605–68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования;

ГОСТ 2.701–2008 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению;

ГОСТ 2.721–74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения;

ГОСТ 3.1103–2011 ЕСКД Основные надписи;

ГОСТ 3.1130–93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов;

ГОСТ 3.1105–2011 ЕСТД Правила оформления документов общего назначения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей магистерской работе использованы следующие сокращения:

АВР – автоматический ввод резерва;

ЛЭП – линия электропередачи;

ВЛ – воздушная линия;

РПН – устройство регулирования под нагрузкой;

ПБВ – устройство регулирования без возбуждения;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

РЗиА – релейная защита и;

АВР – автоматический ввод резерва автомата;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

РУ – распределительное устройство.

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика — это ведущая область энергетики, охватывающая производство электроэнергии на электростанциях и её доставку потребителям по линиям электропередачи, тем самым обеспечивая электрификацию потребителей. Важно понимать, что именно она является важнейшим видом энергетики, причиной этому выступает явное преимущество перед энергией других видов, которое заключается в незамысловатости передачи энергии на огромные расстояния.

В данной магистерской диссертации проводится разработка системы оптимального управления электрическими режимами Приморского края после подключения ПС Молокозавод, с целью повышения функционирования электроэнергетического комплекса данного района. Повышение функционирования электрической сети заключается в системе пределов и технических аспектов с помощью которых представляется возможным произвести снижение потерь, а тем самым улучшение надежности и качества электрической энергии.

Процесс проектирования протекает основываясь на географическом расположении источников питания и точек приема электроэнергии, а так же необходимо понимать климатические и географические моменты района проектирования, тип потребителя и их категорию.

Целью проектирования является разработка такой схемы подключения, которая в условиях эксплуатации обеспечит надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией требуемого качества, а также принесет максимальную прибыль в условиях эксплуатации при минимальных затратах на строительство и эксплуатацию электрических сетей.

Основной проблемой рассматриваемого района выступает высокая загруженность сетей 110 кВ, а также большое количество оборудования с истекшим сроком годности и большое количество ЛЭП, исполнение которых произведено двумя и более сечениями.

Для выполнения цели, в диссертации поставлены и решены следующие задачи:

- рассчитаны установившиеся режимы (а именно нормальный и послеаварийный) с учетом прогноза электрических нагрузок;
- разработаны несколько вариантов проектирования сети, являющиеся конкурентно-способными;
- произведен расчет эффективности предложенных вариантов с точки зрения экономики.

В диссертации предлагается несколько вариантов подключения станции к электрической сети, которые позволят решить выше описанные проблемы. Исходя из вышеописанных задач, в работе выполняется расчет режимов разработанных вариантов, а также обосновываются данные варианты с технической точки зрения. Итогов работы выступает, выбор наилучшего варианта согласно требуемым критериям с экономической точки зрения.

Объект исследования – выступают северные электрические сети Приморского края

Предмет исследования – оценка внедрения инновационных подходов при подключении ПС «Молокозавод»

Задачи, поставленные при выполнении выпускной квалификационной работы, были решены при использовании следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2016 – текстовый продукт, дающий возможность разрабатывать текстовые документы различной степени сложности;
2. Microsoft Office Excel 2016 – табличный продукт, необходимый для поддержания все требуемых функций которые позволяют создавать таблицы разных степеней сложности;
3. Math Type 6.0 – программа, предназначенная для быстрого и удобного набора формул;
4. RastrWin3 – программный комплекс, необходимы для расчета режимов электрических сетей и систем;

5. Mathcad 15 – комплекс, который ориентирован на создание документов с вычислениями, а так же обладает возможностью визуального сопровождения.

Ценностью данной работы с точки зрения практики выступает разработанные схемные и технические решения позволяющие производить надежное эффективное электроснабжение новых потребителей.

Публикации. Опубликовано 3 печатные работы: «Современные методы прокладки кабелей из изоляции из сшитого полиэтилена», «Анализ аффективности использования ветрогенератора с помощью программно–вычислительного комплекса PSCAD», «Энергопотенциал возобновляемых источников электроэнергии на территории Российской Федерации».

1 ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ НОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

В процессе управления режимами основной целью выступает эффективное управление, исходя из основных концептуальных положений теории, основой этого является степень актуальности используемых математических моделей, а также правильность решения задач устойчивости и надежности как существующих, так и планируемых режимов сети. Расчет режимов производится при помощи программно-вычислительных комплексов (ПВК), примерами которых могут служить: ПВК PSS/E, RastrWin3, ориентированные на расчет анализ и оптимизацию установившихся режимов, ПВК EUROSTAG, Мустанг, RUSTAB, предназначенные для расчетов электромеханических переходных режимов, ПВК NETOMAS, с помощью которого можно проводить расчеты электромагнитных и электромеханических переходных режимов, комплексы программ для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты – ПВК АРМ СРЗА и ТКЗ 3000, ПВК АНАРЭС, ДАКАР–2010 позволяющие рассчитывать установившиеся режимы, токи короткого замыкания и динамическую устойчивость [60].

Прямые исследования по борьбе с изменением климата и по удовлетворению растущего спроса на электроэнергию имеют первостепенное значение для решения задач, поставленных в электроэнергетической системе. Очевидно также, что необходимо использовать возможности приобретенных в процессе промышленной революции, которые в свою очередь затрагивают разные части экономики согласно с изменением характеристик спроса на электроэнергию. Основываясь на опыте прошлых лет, можно сделать вывод о том, что произошел явный рост внедрения инноваций в энергетике, но очевидно что это задача является долгосрочной. Следует подчеркнуть, что цифровизация электроэнергетики России является главной целью развития данной отрасли. [10, 11].

На основании вышесказанного, очевидно, мир находится в переломном моменте в развитии энергетических технологий. В связи с этим

производительность энергетики увеличит в разы свои масштабы и это послужит мощным толчком эволюции в энергетической отрасли.

Со всей определенностью можно утверждать, инновациями в электроэнергетике выступает такая совокупность процессов, которая ведет к образованию новейших улучшенных технологий. Стоит отметить, что именно они дают возможность разнообразить используемые технологические ресурсы, а также уменьшить издержки, связанные с производством и распределением электроэнергии.

Сказанное заставляет полагать, что технологии снижающие показания затрат являются и полезными для потребителей, потому что существенно снижают уровень расходов на электроэнергию. Также неоспоримым преимуществом является тот факт, что развитие данных технологий происходит в разы быстрее, чем технологий, жизнеспособность которых зависит от норм и особенностей регулирования.

1.1 Инновации в электроэнергетике и их классификация

Особое научно-техническое значение в данном исследовании находит понятие «инновация» и ее классификации. Рассмотрим данные положения с разных научных точек зрения. [6, 9]

Весьма полезными для моей работы оказалась универсальная классификация типов инноваций:

- 1) Маркетинговые инновации – инновационные подходы к дизайну упаковки, расположению и способов ценообразования;
- 2) Продуктивные инновации – изменение состава товаров и услуг компаний. Стоит отметить, что это могут быть, как и новые товары и услуги, так и усовершенствованные;
- 3) Процессные инновации – изменение методов производства и доставки товаров и услуг;
- 4) Организационные инновации – нововведения в организации внешних связей и рабочих мест.

Далее важно обратить внимание на классификации инноваций по степени новизны:

1) Изменения в технико–экономической парадигме, проще говоря технологическая революция – это изменения в корне изменяющие технологии, а также приводящие к созданию новых рынков

2) Новые технологические системы – изменение основанные на технологической базе, влияющие на экономику

3) Радикальные инновации – инновации, обеспечивающие создание нового продукта либо услуги с особыми свойствами;

4) Инкрементальные инновации – инновации не ведущие к радикальным изменениям, но позволяющие существенно повысить производительность компании в целом.

Очевидно, что необходимо принять во внимание особенности энергетики как товара, а именно в любой момент времени требуется выработка большого количества электроэнергии, равное ее потребителю.

Следует подчеркнуть, что технологии не являются решающим фактором успеха, хоть и играют важную роль. Бесспорно, взаимосвязь инноваций и технологий имеет место быть.

В результате исследования мною был получен материал позволяющий провести некоторую взаимосвязь от возможностей и потребителей, рассмотрим классификацию инноваций в области энергетики:

Таблица 1 – Инновации в энергосистеме и их классификация.

Тип инноваций	Описание	Примеры
Инновации, в области технологий		
Технологические	Производство и потребления электроэнергии	Ветрогенераторы Солнечные батареи Накопители
Процессные	Процесс поставок электроэнергии	SmartGrid (счетчики)

Инновации, в области рынка		
Инновации управления	Методы управление	Технологии управления спросом Системы энергосбережения Активный потребитель
Инноваций транзакций	Уменьшение затрат на поставку и потребление	SmartGrid (сети)

1.2 Цифровая трансформация

Обратимся к определению, под «цифровой трансформацией сети» обычно понимают такую оптимизацию и/или изменение технологического процесса в результате которой происходит внедрение цифровых технологий основой чего является обширная база данных. Отмечу, что положения, указанные далее, не исключают другие точки зрения на принципы целевой модели и имеют лишь аналитический характер:

- поиск решений с целью управления компанией с учетом аналитических исследований (ЦАК) и цифровых технологий анализа больших данных (Фабрика данных);

- корреляция цифровых информационных потоков, в том числе на основе виртуальных сервисов (“облако”);

- обработка с целью оперативно-технологического управления сети, а также данных, полученных в результате применения методов «дорасчета», в информационных системах ЦУС. Данные для ЦУС поступают в необходимом и достаточном количестве для технологического и ситуационного оперативного контроля.;

- информационный контакт в сфере единой цифровой среды с информационными системами органов исполнительной власти, АО «СО ЕЭС», АО «АТС» и другими субъектами энергетики (генерация, территориальные сетевые компании, энергосбытовые компании, потребители).

Важным для исследования является положение о том, что ключевым фактором реализации цифровой сети является платформенность решений а также разработка технологий безопасного хранения информации и единой цифровой среды.

Важно понимать, целевая модель в своей сути является кардинальное изменение сценария технологических и корпоративных процессов. представляет собой изменение логики технологических и корпоративных процессов Воплощение в жизнь целевой модели предполагает изменение организационной структуры в соответствии с необходимыми задачами трансформации, в том числе назначение новых подразделений и / или пересмотр выполняемых функций. В итоге исследования был получен материал, изучение которого дал возможность заключить, что целевая модель подразумевает наличие в компании:

- научно-исследовательского центра (НИОКР, НТД, взаимодействие с научной средой, стартап-проекты)
- центров аналитических компетенций (в ПАО «Россети» и в ДЗО с разделением задач и функций в соответствии с уровнем управления);
- центра кибербезопасности.

Здесь уместно обратить внимание на определение «фабрики данных» – представляет собой некий набор инструментов (иначе облачных технологий) которые дают возможность управления информацией на базе цифровых технологий обработки больших массивов данных при помощи искусственного интеллекта.

Не вдаваясь в обсуждение, отметим, что , фабрика данных обеспечит:

- Выявление отношений и зависимостей между обработкой данных и системами данных;
- Создание аналитических показателей в единой базе данных энерго-комплексов.

Обработка данных позволяет создавать данные в современных операционных системах как отдельное предприятие, а также использовать их опыт. С

целью обеспечив эффективного и безопасного потока данных, разрабатывает корпоративные и технические политики потока данных в контексте новой не-навязчивой архитектуры связи, изменений в технологиях и бизнес-процессах, а также развития переговоров с другими организациями.

Таблица 2 – Существующие и перспективные цифровые технологии.

Решения	Существующие (2019-2024 гг.)	Перспективные (2025-2030 гг.)
1	2	3
Информационные системы управления	ADMS–системы с поддержкой функционала: SCADA, AMI, DMS, EMS, OMS, GIS , WFM, базирующиеся на модель сети с процессором топологий.	Поддержка сетевых автономных двухстрочных систем принятия решений, в том числе цифровой дизайн, цифровую сетевую компанию на базе онтологии бизнес-действий и математическую модель данных шинной логической сети с элементами искусственного интеллекта.
Цифровые подстанции	Различная архитектура для построения вторичных цепей защиты и автоматизации (централизованных, распределенных, интегрированных) с использованием протокола IEC 61850, в основном с традиционной архитектурой вторичных цепей. На основе существующих технических решений по коммутационной, измерительной и распределительной аппаратуре, терминалам безопасности и автоматике.	Компактные Plug–n–Play центры питания, работающие преимущественно с применением цифровых каналов связи. Вероятно, иной архитектуры по первичным цепям, не требующие специальной длительной наладки при вводе в эксплуатацию, выполненные по цифровым проектам. Система диагностического прогнозирования состоит из интеллектуальных коммутационных устройств, цифровых измерительных систем и контроллеров диафрагмы (интегрированные функции безопасности и автоматизации, учета и передачи данных).

Продолжение таблицы 2

1	2	3
<p>Системы автоматизации процессов ликвидации аварий воздушных (кабельных) сетей</p>	<p>Автоматическая приоритезация воздушных линий использует автоматические точки отсечки, управляемые сепараторы и индикаторы короткого замыкания. Автоматизация кабельной сети (с использованием аварийных индикаторов). С интеграцией в ADMS–системы.</p>	<p>Адаптивные автокластерные (состоящие из элементарных автоматизированных ячеек) сети оптимальной топологии, рассчитанной с применением цифровых моделей сети, с интеллектуальными автоматическими устройствами (не требующими индивидуальных настроек), а также неавтоматическими, не обслуживаемыми делителями сети, интегрируемые в онлайн и офлайн системы поддержки принятия решений.</p>
<p>Интеллектуальные системы учета и энергомониторинга</p>	<p>Системы АИИС КУЭ (AMI) и интеллектуальные приборы учета электроэнергии. Системы энергомониторинга узлов нагрузки на границах балансовой принадлежности и узлах нагрузки сетей. С интеграцией в соответствующие задачи ADMS–систем.</p>	<p>Интеллектуальные системы энергомониторинга и управления энергопотреблением. Мера защиты на уровне конечного пользователя, поддержка ведущих в отрасли Интернет–технологий (с точки зрения передачи данных), интеграция с системами поддержки для прямого и косвенного принятия решений, а также, возможно, распределенные технологии для обеспечения – заключения смарт-контрактов. Измерительные контроллеры энергомониторинга.</p>

1.3 Цифровая подстанция и ее преимущества

Основанные на интегрированных системах управления оборудованием, релейной защитой и автоматикой, и измерения электроэнергии цифровые подстанции появились в результате развития электроэнергетики в сфере инноваций с внедрением активно-адаптивной сети [42].

«Цифровая подстанция – это подстанция, оснащенная комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850. Цифровая подстанция обладает многочисленными преимуществами по сравнению с традиционной подстанцией» [5, 8]. Следует подчеркнуть, что преимуществами данной подстанции выступают:

- а) простота конструкции;
- б) хорошая совместимость с устройствами различных производителей;
- в) надежность;
- г) точность информации;
- д) улучшен ввод в эксплуатацию;
- е) простота современных электронных датчиков СТ и VT;
- ё) высокая производительность ЭМС и изоляция цепей.

На основе данных, получаемых от измерительных трансформаторов тока и напряжения, складывается режим работы и управления оборудованием.

Инновационные разработки оптических трансформаторов тока пока не находят широкого применения по причине высокой стоимости и до конца нерешенных задач снижения погрешностей от внешних факторов, таких как температура, вибрация, давление и внешнее электромагнитное поле. Но на сегодняшний день погрешности от внешних факторов в виде температуры, давления, вибрации и внешнего электромагнитного поля, и высокая стоимость не позволяют широко применять инновационные разработки трансформаторов.

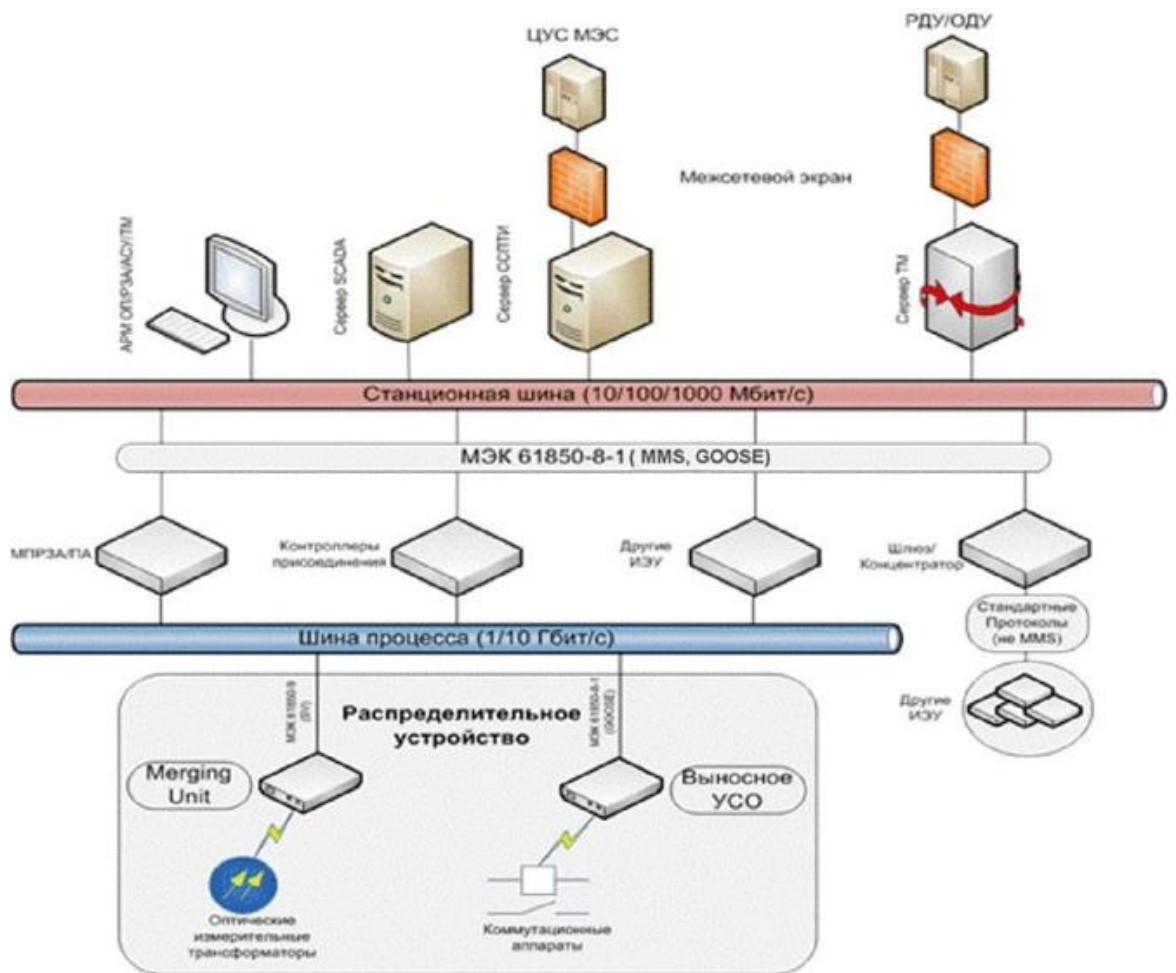


Рисунок 1 – Структура цифровой подстанции

Существует три уровня автоматизации энергообъекта технологии «Цифровая подстанция»:

- 1) полевой, или уровень процесса;
- 2) уровень присоединения;
- 3) станционный уровень.

Полевой уровень состоит из:

1. Первичных датчиков, которые собирают дискретную информацию и передают команды управления на коммутационные аппараты (Micro RTU).
2. Цифровых трансформаторов тока и напряжения.

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ):

1. Устройств управления и мониторинга, например, контроллеры присоединения, multifunctional измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования.

2. Устройства релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из:

1. Автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала подстанции.
2. Серверы верхнего уровня. К ним относятся: сервер базы данных, сервер сбора и передачи технологической информации, сервер телемеханики, сервер SCADA.

Так же на цифровой подстанции допускается установка трансформаторов напряжения аналогового типа, а в оцифровке сигнала занимается измерительное объединяющее устройство, в соответствии с протоколом IEC 61850-9.2LE. Виды проблем эксплуатации электромагнитного трансформатора напряжения в месте установки, которые позволяет решить оцифровка сигнала:

– обеспечение метрологического класса точности при перегрузках по вторичным цепям;

– наличие электромагнитных наводок на вторичные цепи, вносящих дополнительные погрешности в измерения;

– вынос высокого потенциала при аварии с открытого распределительного устройства на щит управления по вторичным цепям.

1.4 Цели создания цифровой подстанции

1) Доступность и надежность.

Стоит отметить, большие возможности самодиагностики цифровых устройств, выступают гарантией того, что информация будет доступна и обширный объем функций. Важным достоинством, по моему мнению, является функция отслеживания производительности актива в реальном времени. Впрочем, необходимо заметить, внутренняя избыточность, встроенная в систему, может использоваться для самозавершения неправильной работы и

позволяет устранять неполадки без необходимости первичного сбоя системы [1, 15].

2) Работа активов оптимизирована.

Не менее важным является интеллект цифровых подстанций. В помощь него, проводится мощный мониторинг грузоподъемности оборудования завода, основываясь на проектных оценках. Нельзя не согласиться, что согласно динамическому анализу кабели, трансформаторы и другое оборудование может работать ближе к допустимым границам.

3) Улучшенная безопасность.

а) Снятие проводных межузловых схем ТТ (Трансформатора тока) снижает риск смертельной травмы из-за непреднамеренного открытия цепи персоналом;

б) Риск взрыва снижет благодаря отсутствию масла;

в) Безопасность работы обусловлена расширенным самоконтролем активов;

4) Значительно уменьшены затраты на электрообслуживание.

Обобщая вышесказанное подчеркну, что цифровая подстанция осуществляет контроль над всеми активами со стороны условий эксплуатации, грузоподъемности и показателей состояния активов. Не менее важным является достоинство цифровых подстанций в производимом им анализе данных и предлагаемых рекомендаций по техническому обслуживанию и ремонту. На основании этого, можно сделать вывод, что функции цифровых подстанции позволяют осуществлять прогностическое обслуживание, с целью избежать сбоев и затрат на ремонт [20, 33].

5) Оптимизация инвестиций.

Значительно сокращены затраты на инвестиционные проекты:

а) уменьшен временной промежуток, необходимого для проектирования и монтажа подстанций;

б) уменьшенные потребности в недвижимости;

в) за счет использования оптического волокна почти не используются медные кабели;

г) при оптимизации активов акцент основывается на слабых зонах, которые необходимо усилить, результатом этого является уменьшение расходов.

б) Расширение существующих подстанций и их модернизация.

Известно, что уменьшение затрат и продолжительность обслуживания подстанций осуществляется с помощью волоконной оптики вместо медных проводов.

7) Стандартизация и совместимость.

Следует отметить, что цифровые подстанции разработаны для обеспечения совместимости оборудования различных поставщиков, а также совместим с МЭК 61850. Не менее важной отличительной особенностью цифровых подстанций является высокая степень стандартизации на уровне интерфейса систем вторичного оборудования.

8) Усовершенствованные возможности связи.

Ethernet–связь – связь, с помощью которой осуществляется обмен данными между интеллектуальными сетями, как внутри систем, так и между ними. Следует отметить, обмен данными осуществляется между уровнями напряжения и между подстанциями. Однако, когда транзит не требуется, прямая связь между подстанциями через центр управления уменьшает время отклик, что позволяет быстрые положения в режиме реального времени.

1.5 Стандарт МЭК 61850

Применение протокола MMS, разработанного в Детройте в США в 1980-х годах, устанавливаемого на робот–коннекторы было успешным и в 90-х появился UCA2(Utility Communication Architecture), применяемая в Европейской электронной промышленности.

В 95 году XX в. двумя независимыми группами начинается работа над стандартом IEC 61850[6]: одной из них стала UCA – некоммерческая организация, которая занимается поддержкой пользователей при внедрении стандартов передачи данных реального времени, а так же разработка общих моделей

оборудования подстанций. На сегодня USA не разрабатывает стандарты, но взаимодействует с органами по стандартизации. 57 МЭК – является второй группой, занимавшейся созданием протокола передачи данных для подстанции.

Исходя из анализа полученных результатов сделано заключение, и в 1997 году работы групп объединены в одну группу 10 ТК 57 МЭК, в которую на данный момент входит более 200 экспертов из 22 стран мира (от России представлено 13 человек, 25 человек от США и Франции и 21 от Канады). На заседаниях, проводимых четыре раза в год, рабочие группы обсуждают разрабатываемые главы стандарта МЭК 61850.

Стандарт основывается на трех положениях:

- 1) Техническая независимость, то есть в стандарт вне технического прогресса вносятся минимальные изменения.
- 2) Гибкость, то есть возможность решения задач одними стандартизированными механизмами.
- 3) Расширяемость.

Согласно разработанной в 2003 году требованиям первой редакции, стандарт должен отвечать колеблющимся потребностям электротехнической промышленности, используемый в достижениях в области связи и измерений.

Стандарт МЭК-61850 применяется для системы связи внутри подстанции. Это своего рода набор стандартов, в который входят стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт одноранговой связи, связи клиент-сервер, стандарт по методике испытаний.

Обеспечение способности обмена технологическими данными микропроцессорных устройств это основное требование к системе сбора данных. Требования стандарта к системе:

- 1) Обмен данными между микропроцессорными устройствами происходит на высокой скорости (одноранговая связь).
- 2) Привязанность к подстанционной локальной вычислительной системе (ЛВС).

- 3) Гарантированное время доставки.
- 4) Высокая надежность.
- 5) Взаимная совместимость оборудования от различных производителей.
- 6) Устройства чтения осциллограмм.
- 7) Устройства передачи файлов.
- 8) Конфигурирование/автоматическое конфигурирование.
- 9) Высокий уровень безопасности данных.

МЭК 61850- это объектно-ориентированным протокол, направленный на автоматизацию подстанций, и увеличивает возможности ранних стандартов МЭК. Готовые решения, позволяющие принимать данные с устройств с МЭК 61850 практически отсутствуют на рынке по причине сложной программной реализации.

Охватывающие разнообразные вопросы 25 различных документов, на которых основан МЭК 61850 делают его больше, чем просто ряд коммуникационных протоколов.

Создание систем автоматизации и управления электроэнергетическими объектами на базе стандарта МЭК 61850 и сети Ethernet есть одно из направлений развития энергетики в сфере инновации.

Очевидно, появление новых подстанций цифрового формата вызвало необходимость ввести новые требования к системам передачи данных. Так же считаю важным отметить, требования о которых идет речь касаются надежности и совместимости решений. [5, 21].

В связи с возникшими техническими сложностями в 1860-х годах, на пути к созданию системы, которая бы удовлетворила заявленные требования, достижение целей было не достигнуто.

МЭК 61850 – этот стандарт представляет собой унифицированную платформу позволяющую получить доступ, а также производить обмен информацией различных производителей. Данный стандарт упорядочивает описание данных о каком либо объекте автоматизации, а так же это касается протоколов

обмена данных между интеллектуальными устройствами (IED, Intelligent Electronic Devices) подстанции доступных в цифровом формате (включены устройства РЗА, противоаварийной автоматики, технологий необходимых для связи и т.д.). Введение данного стандарта дало мощный толчок к созданию новых поколений подстанций – цифровых. Важно отметить, в новых ПС организация всей информации при решении задач касает безопасности, мониторинга и управления представлена в цифровом формате [16].

Стандарт IEC 61850 можно назвать особенным. Его особенность заключена в том, с помощью его происходит регулировка проблем касает передачи между участками, а так же решает проблемы схем ПС, автоматизацию, конфигурацию их свойств а хранения информации. Принцип децентрализации и беспрепятственного распределения логических функций между объектами являются основой систем автоматизации образованных IEC 61850. Не мало-важной особенностью является принцип обмена данных посредством GOOSE сообщений [43].

Высокая безопасность обмена данными и отличная скорость характерна тем информационным комплексам которые удовлетворяют стандарт IEC 61850, что совсем не характерно традиционным. Необходимо отметить, высокие требования к совместимости устройств и стандартизация протоколов позволяют отдельные компоненты быть взаимозаменяемыми.

Согласно теоретическому анализу литературы, выполненному мной в процессе подготовки, для получения необходимой степени надежности и совместимости объектов требуется не только модернизация компьютерных систем, но и также немаловажным является создание новых протоколов передачи данных. [2, 4, 21].

Важно понимать, основание совершенно любой системы происходит по тем протоколам передачи данных которые посчитают подходящими в достижении той или иной цели (находили применение такие протоколы как МЭК 60870-101/103/104, DNP3, Modbus и др.). Некоторые из них были более востребованными, некоторые были востребованы в меньшей степени,

результатом чего стало усложнение процесса интеграции, почти полное отсутствие совместимости оборудования, а также его взаимозаменяемости.

Наиболее интересна, реализация функций системы передачи информации. По медным жилам и кабелям происходит передача сигналов от трансформаторов тока и напряжения. На основе выполненного анализа, важно отметить о существующих проблемах характерных для вышеописанного способа [6]:

- 1) Подверженность воздействию электромагнитных полей;
- 2) Необходимость использования вспомогательного оборудования, как результат внушительной протяженности медных кабелей;
- 3) Сложность поиска места повреждения;
- 4) Сложный контроль исправности измерительного канала;
- 5) Сопротивление оказывает влияние на корректность измерений;
- 6) Мощности ТТ/ТН требуется согласовывать с нагрузкой приемника и сопротивлением цепей.

Важно понимать, что с помощью подачи оперативного напряжения при замыкании выходного реле первого прибора на дискретный вход другого происходит процесс передачи сигналов, но и этот способ имеет некоторые недостатки [7, 23]:

Важно отметить, передача дискретных сигналов меж приборами обычно выполняется подачей оперативного напряжения при помощи замыкания выходного реле 1-го прибора на дискретный вход иного. Очевидно, что и этот способ имеет недостатки [7, 23]:

- 1) Необходимость в большом числе дискретных входов и выходов на оборудовании;
- 2) Необходимо внушительное количество контрольных кабелей, которые требуется прокладывать между шкафами с аппаратурой;
- 3) Полное отсутствие контроля между устройствами;
- 4) Число передаваемых сигналов – ограничено (соотносимо количеством входов и выходов);
- 5) Многообразность системы РЗиА;

- 6) Электромагнитные помехи оказывают влияние на цепи;
- 7) Нет гарантии на срабатывание ложного сигнала дискретного входа устройства, которое может произойти в процессе замыкания на землю;

На основе анализа литературы, можно сделать вывод о том, что передача данных между диспетчерским центром и объектом – цифровая. Очевидно, протоколы МЭК 60870 – 101/104 используется для этих целей. Рассмотрим некоторые особенности данных систем связи [8, 16]:

- 1) Протоколы используемы на ПС отличаются от протоколов диспетчерского управления;
- 2) Не установлено единое название сигналов на объектах и в ЦУС, результатом чего является сложность в ремонте;
- 3) Ограничен объем передаваемой информации, для переназначения сигналов в разные протоколы, результатом чего выступает потеря данных, которые не сочли целесообразными в процессе проектирования.

Как показывает практика, действующие протоколы связи выполняют задачи диспетчерского управления в полном объеме, но не дают возможности производить в функции в реальном времени, а также не выдвигают каких либо требований к описанию протоколов и передаваемых сигналов, результатом чего является то, что в документации АСУТП характеристика сигналов есть только на твердых носителях [9, 14].

Международный стандарт МЭК-61850 — «Коммуникационные сети и системы подстанций» - является основой всех цифровых программно-аппаратных комплексов на объектах энергетики так в России, так и по всему миру. Он по своей сути является неким набором стандартов который включает в себя стандарт по структуре и конфигурации подстанций, стандарт экологических испытаний, стандарт по одноранговой связи.

Важно отметить, новые требования касающиеся надежности, производительности и совместимости возникли в появлении цифровых ПС, а также требования к системам передачи данных.

Начиная с 1960 года начались попытки реализации созданий такой системы, которая удовлетворила бы эти требования. К сожалению из-за технических сложностей, данный процесс не увенчался успехом.

В процессе достижения максимальной степени надежности и гарантируемой передачи данных использовалась не только модернизация компьютерных систем и систем связи, но а так же применялась разработка новых протоколов.

Важно понимать, основание совершенно любой системы происходит по тем протоколам передачи данных, которые посчитают подходящими в достижении той или иной цели (находили применение такие протоколы как МЭК 60870-101/103/104, DNP3, Modbus и др.). Некоторые из них были более востребованными, некоторые были востребованы в меньшей степени, результатом чего стало усложнение процесса интеграции, почти полное отсутствие совместимости оборудования, а также его взаимозаменяемости.

Наиболее интересна, реализация функций системы передачи информации. По медным жилам и кабелям происходит передача сигналов от трансформаторов тока и напряжения. На основе выполненного анализа, важно отметить существующие проблемах характерных для вышеописанного способа [6]:

- 1) Подверженность воздействию электромагнитных полей;
- 2) Необходимость использования вспомогательного оборудования, как результат внушительной протяженности медных кабелей;
- 3) Сложность поиска места повреждения;
- 4) Сложный контроль исправности измерительного канала;
- 5) Сопротивление оказывает влияние на корректность измерений;
- 6) Мощности ТТ/ТН требуется согласовывать с нагрузкой приемника и сопротивлением цепей.

Важно понимать, что с помощью подачи оперативного напряжения при замыкании выходного реле первого прибора на дискретный вход другого происходит процесс передачи сигналов, но и этот способ имеет некоторые недостатки[7, 23]:

Важно отметить, передача дискретных сигналов меж приборами обычно выполняется подачей оперативного напряжения при помощи замыкания выходного реле 1-го прибора на дискретный вход иного. Очевидно, что и этот способ имеет недостатки [7, 23]:

- 1) Необходимость в большом числе дискретных входов и выходов на оборудовании;
- 2) Необходимо внушительное количество контрольных кабелей, которые требуется прокладывать между шкафами с аппаратурой;
- 3) Полное отсутствие контроля между устройствами;
- 4) Число передаваемых сигналов – ограничено (соотносимо количеством входов и выходов);
- 5) Многообразность системы РЗиА;
- 6) Электромагнитные помехи оказывают влияние на цепи;
- 7) Нет гарантии на срабатывание ложного сигнала дискретного входа устройства, которое может произойти в процессе замыкания на землю;

На основе анализа литературы, можно сделать вывод о том, что передача данных между диспетчерским центром и объектом – цифровая. Очевидно, протоколы МЭК 60870 – 101/104 используется для этих целей. Рассмотрим некоторые особенности данных систем связи [8, 16]:

- 1) Протоколы используемы на ПС отличаются от протоколов диспетчерского управления;
- 2) Не установлено единое название сигналов на объектах и в ЦУС, результатом чего является сложность в ремонте;
- 3) Ограничен объем передаваемой информации, для переназначения сигналов в разные протоколы, результатом чего выступает потеря данных, которые не сочли целесообразными в процессе проектирования. Передача данных между объектом и диспетчерским центром также ведется в цифровом формате. Обычно для этих целей используют протоколы МЭК 60870 – 101/104. Особенности реализации этих систем связи [16]:

- 1) необходимость передачи данных в протоколах диспетчерского управления, как правило, отличающихся от протоколов, применяемых на подстанции;
- 2) передача ограниченного количества информации, что обусловлено необходимостью переназначения всех сигналов с одного протокола на другой, и, как следствие, потеря некоторых данных, передача которых на этапе проектирования не была сочтена целесообразной;
- 3) отсутствие единых наименований сигналов в рамках объекта и в центрах управления сетями (ЦУС), приводящее к сложности наладки и отслеживания ошибок. [46]

Существующие протоколы связи достаточно успешно позволяют реализовывать задачи диспетчерского управления и интеграции данных в системы управления, однако не позволяют реализовывать функции реального времени (такие как передача дискретных сигналов между устройствами РЗА, передача мгновенных значений токов и напряжений) и не предъявляют требований к формальному описанию конфигураций протоколов и передаваемых сигналов, в связи с чем проектная документация на системы АСУТП содержит лишь описание сигналов на твердых носителях.[5]

1.6 SMART GRID

В настоящее время, термин Smart Grid не имеет четкого технологического эквивалента в русском языке. Smart Grid называют глобальные технологии развития электроэнергетической системы. Происхождение данного термина и сама технологии в данный момент наиболее распространены в США.

Сегодня под Smart Grid или «умная сеть», понимают, как правило, сети электроснабжения (модернизированные), использующие информационные и коммуникационные технологии для сбора информации о потреблении и производстве электроэнергии, и автоматически увеличивающие надежность, экономическую выгоду, эффективность и создает надежность производства и точность распределения электроэнергии[10].

Причины, мешающие внедрению концепции Smart Grid в России:

- 1) процессы адаптации и внедрения требуют крупных экономических вложений
- 2) прибыль компаний зависит от объемов проданного электричества, в связи с чем у них падает мотивация производства.
- 3) отсутствие общих стандартов и нормативов, потребители предъявляют разные требования к качеству электрической энергии

Таблица 3 – Различные определения понятия «интеллектуальная сеть»

Источник	Определение
1	2
IEEE (Институт инженеров электротехники и электроники)	Саморегулирующаяся, интегрированная энергосистема, имеющая сетевую топологию, альтернативные источники, магистральные и распределительные деревья, и включающая все виды потребителей электроэнергии, а так же быстрое и управляемое подключение к информационной сети, управление устройствами и системами в режиме онлайн называется интеллектуальная энергосистема
ИЕТ (Институт инженеров и технологий)	Интеллектуальная система энергоснабжения позволит обеспечить экономическое единство всех двух потребителей-производителей: производственных ресурсов, потребителей. Внедрение системы непрерывного энергоснабжения с короткими потерями, высоким качеством и безопасностью.

Продолжение таблицы 3

1	2
Ofgem (Управление рынков газа)	Для эффективного и действенного подключения в рамках системы электроснабжения IES действия всех вовлеченных пользователей (производителей, потребителей и обоих исполнителей) могут быть интеллектуально

и электроэнергетики, Великобритания)	интегрированы. Чтобы обеспечить устойчивое, экономичное и безопасное электроснабжение.
ПАО «Россети»	<p>Качественный новый взгляд на энергосистему, мониторинг и управление в реальном времени, активация связи между поставщиками и поставщиками, возможности для оптимизации потребностей, снижения затрат на электроэнергию и обеспечения новой надежности и рентабельности за это время:</p> <ul style="list-style-type: none"> – интеграция управления местным спросом для всех типов производства и всех типов потребителей (от домашних хозяйств до крупных секторов) для их активного участия в эксплуатации энергосистемы; – изменение параметров и топологии сети в реальном времени в соответствии с текущими условиями эксплуатации независимо от возникновения и развития аварии; – Расширьте систему, чтобы минимизировать потери, самостоятельно диагностируйте и восстановите в соответствии с условиями и качеством электроэнергии; – Для создания всережимной системы управления с широкомасштабным обеспечением информацией необходимо объединить информационную и электросетевую инфраструктуры

Продолжение таблицы 3

1	2
SmartGrid.gov (Министерство энергетики США)	<p>Формирующийся комплекс новых средств управления, технологий и оборудования, работающих синхронно. Если вы хотите создать новое энергосберегающее устройство в мире, вы можете использовать его, вы можете</p>

	использовать его, вы можете использовать его. благополучие окружающей среды.
--	---

Уже в начале 21 века эта технология позволила устранить беспорядок в электрических сетях и сделать их экономически выгодными.

Рассмотрим пример, ограничения потребления электроэнергии около пиковой мощности отражается на всех потребителях в одинаковом объеме. Также необходимо отметить, экономический ущерб, причиненный посредством сжигания ископаемого топлива, итогом чего, стала идея использовать большее число возобновляемых источников электроэнергии, как на пример энергии воды, солнца, ветра. [25].

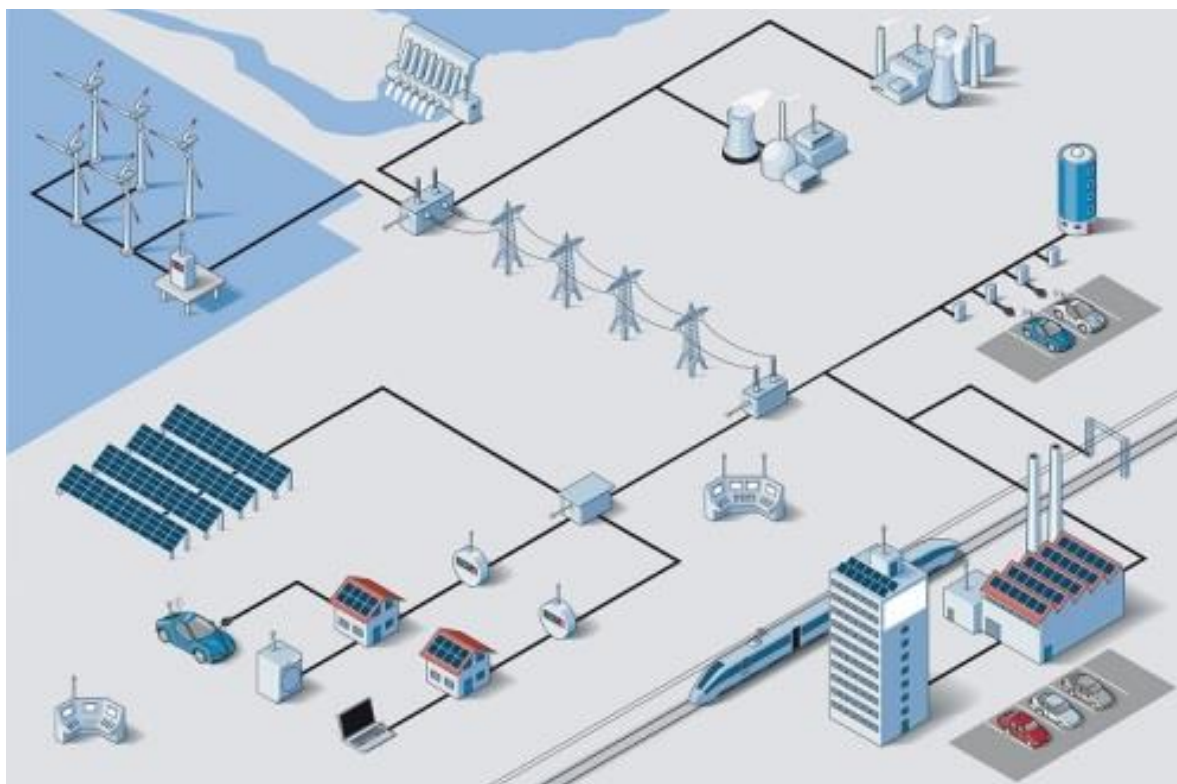


Рисунок 2 – Схема сети Smart Grid

Развитие электроэнергетики в сфере инновации в ряде ведущих стран потребовало создание новых концепций технологического базиса электроэнергетики под названием Smart Grid. Разрабатываемые в США и Западной

Европе концепции Smart Grid, состав которых меняется в процессе развития, имеют значительные отличия в основных технологиях. [34]

Очевидна, стремление к переходу от централизованных сетей, на распределительную сети, в таком случае производство и расход электрической энергии происходит в пределах локальных сетей.

Smart Grid – новое масштабное направление в области энергетики, которое позволяет решать проблемы энергоэффективности, соответственно сокращать потери, уменьшать потребление ресурсов и снижать объемы выбросов в атмосферу.

Важно отметить, что жизнь человека становится удобнее и комфортнее, например с помощью технологии Smart Grid возможно осуществлять управление электроснабжением дома и электроникой в нем.

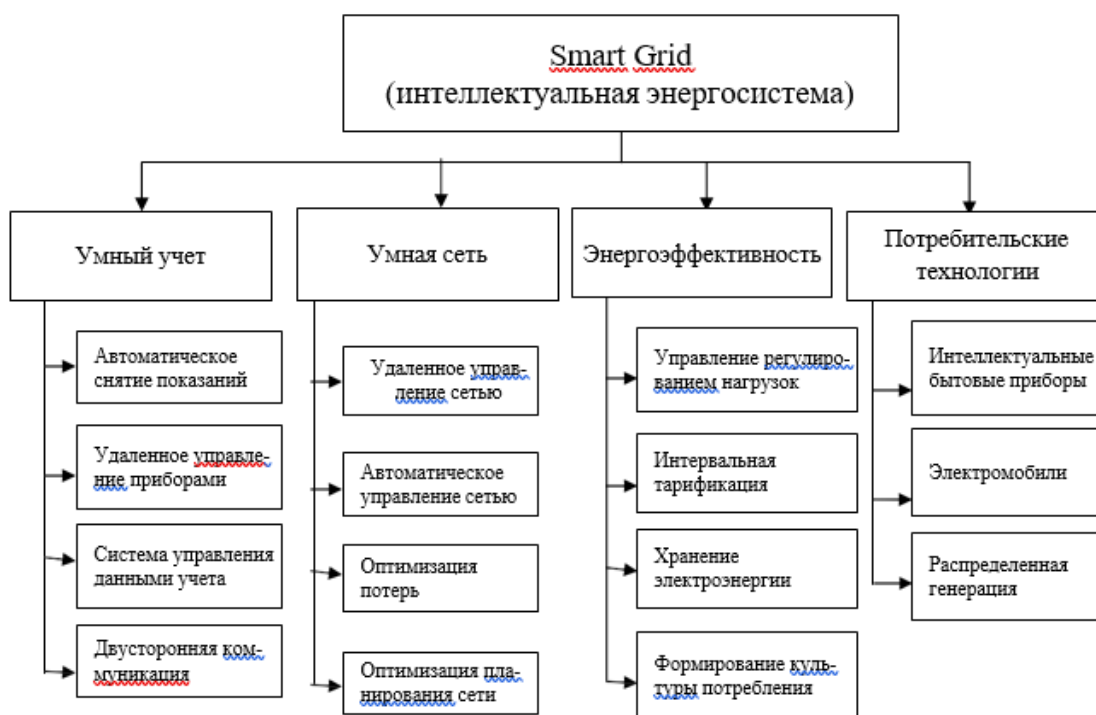


Рисунок 3 – Структура Smart Grid

Подчеркну тот факт, что интеллектуальный счетчик связан с источником энергии, данная особенность позволяет вести мониторинг в режиме реального времени, именно это делает его интерфейсом для устройств оснащенных

способностью быстрого реагирования на спрос и для так называемых «умных розеток». Стоит отметить, первыми формами управления спросом выступали такие устройства с помощью, которых возможно было измерять нагрузку на энерго систему пассивно, а также производить мониторинг изменения частоты источника питания. [32]

В одних случаях применяли так называемый «широкополосный» доступ по ВЛ, в иных случаях использовали беспроводную ячеистую топологию, которые позволяли обеспечить требуемую надежность подключения устройств в доме и ведения учета иных коммунальных услуг (например вода и газ). [34]

Технологии применяемые в Smart Grid:

- 1) Система связи – комплексная;
- 2) Измерительные приборы позволяют осуществлять контроль за стабильностью электросети, с возможностью наблюдения за состоянием оборудования, а также распознавание фактов кражи электрической энергии;
- 3) Приборы для контроля потоков энергии;
- 4) Умные счетчики;
- 5) Приборы синхронизированных векторных измерений позволяющих определять величины напряжения и тока.

Реализация государственных стратегий в сфере развития технологий Smart Grid и смарт-учета в разных государствах преследует достижение ряда главных задач.

Энергетические компании в свою очередь путем использования технологий Smart Grid преследуют цели: [54]

- 1) Минимизировать потери электрической энергии;
- 2) Возможность управления графика нагрузок;
- 3) Увеличение своевременности и полноты оплаты за потребляемые ресурсы;
- 4) Более эффективно управлять активами компаний;
- 5) Увеличение визуализации работы объектов;
- 6) Повышения качества интеграции объектов;

7) Достижения необходимых требований надежности работы системы.

В свою очередь, ключевыми задачами со стороны потребителей решаемые по средством системы Smart Grid выступают:

- 1) Потребитель вправе выступать в качестве участника энергетического рынка;
- 2) Доступная энергетическая инфраструктура;
- 3) Высокие показатели надежности потребителей не зависимо от их категорий;
- 4) Современный интерфейс взаимодействия с поставщиками;
- 5) Возможность управления энергопотреблением с целью снижения уровня оплаты.

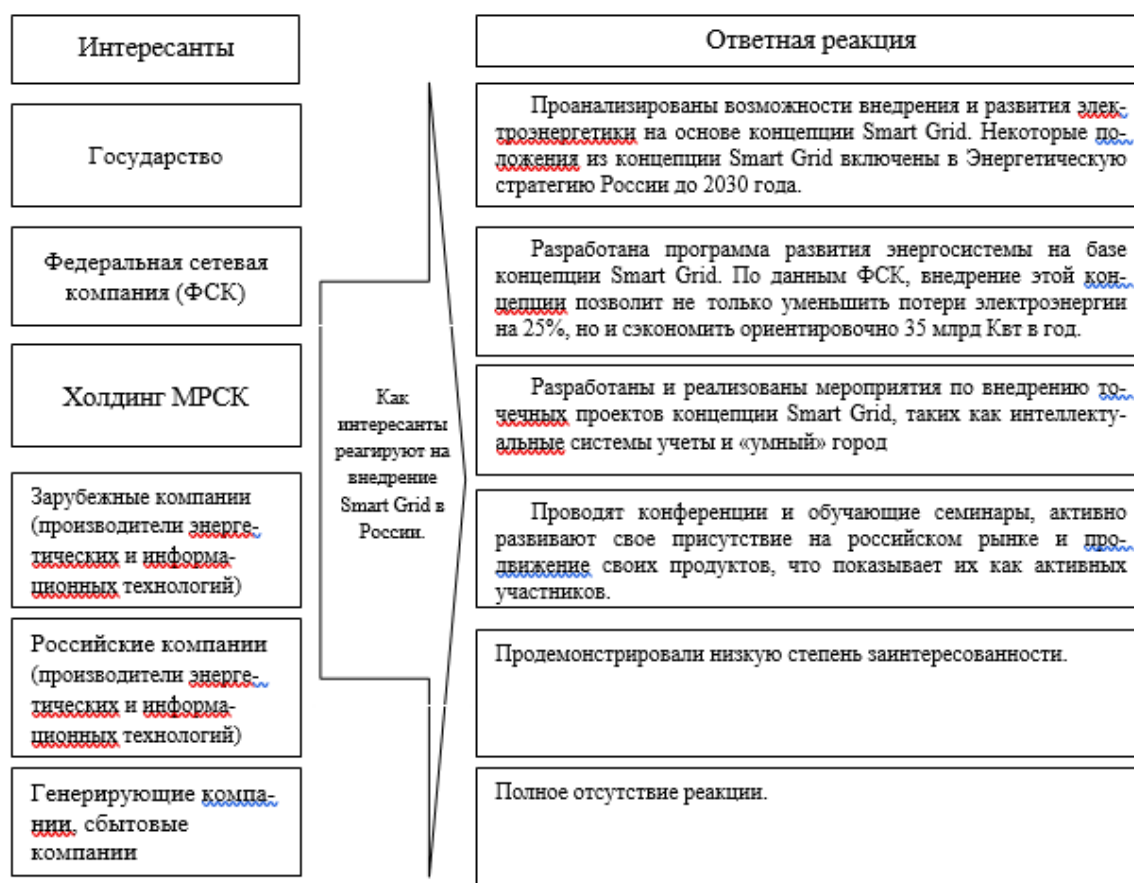


Рисунок 4 – Внедрения Smart Grid в России

Цели правительства путем развития Smart Grid: [23]

- 1) Обеспечение потребителей энергией высокого качества;

- 2) Достижение стабильности энерго предприятий с точки зрения экономики;
- 3) Усовершенствование фондов энергетической отрасли без повышения тарифов на электроэнергию.

Систематизация процесса оценки возможностей преобразования энергетики в России на интеллектуальный путь развития, а также классификация принципов развития на платформе Smart Grid дает возможным сравнить концепции инновации с действующей по выбранным критериям [32].

Интегрированная энергетическая модель нашей страны – это централизованная система, в которой большая часть электроэнергии вырабатывается крупными станциями, а затем поставляется потребителям. Его преимущество в том, что благодаря небольшому количеству генераторов намного легче поддерживать необходимый баланс между выработкой и использованием энергии.

При формировании планов развития отечественной энергетики необходимо диверсифицировать ключевые мировые тенденции и республиканские нормативы (строительство АЭС, виды материалов и топливно – энергетических ресурсов, кардинальные мероприятия по энергосбережению). На счету. Эти направления назначаются и реализуются в соответствии с основными законами штата.

Чтобы перейти в состояние постиндустриального роста, необходимо учитывать мировые тенденции. Мировой опыт показывает, что максимальные темпы экономического и энергетического роста наблюдаются на стадии индустриализации и что они резко сокращаются при переходе к информационному обществу.

Заслуживает быть отмеченным, в результате существует острая необходимость в разработке постиндустриальных подходов к производству энергии и адаптации к пост-нефтяной эпохе, поскольку современные секторы экономики нуждаются в надежных, гибких и эффективных ресурсах.

Интеллектуальная сеть – это стандартная новая фаза энергосистемы,

которая даст возможность добиться на принципиально новый уровень надежности электроснабжения при обеспечении высокой экономической всей энергосистемы с точки зрения экономики. Причем менять сети для этого не нужно, достаточно установить дополнительное оборудование и таким образом модернизировать отрасль.

Очевидно, построение интеллектуальной энергосистемы с сетью позволит сократить потери в электрических сетях всех классов напряжения более чем на 25%, уменьшить потребность в новых мощностях, снизить объем капиталовложений в развитие распределительных и магистральных сетей за счет увеличения их пропускной способности.

Кроме того, адаптивная электросеть повысит надежность инвестиционной системы при строительстве новых объектов, а также позволит более гибко контролировать потоки электроэнергии в результате изменений в производстве и потреблении.

Основными условиями развития на платформе Smart Grid выступают:

- 1) На фоне дефицита электрической энергии возникает рост энергопотребления;
- 2) Необходимо обеспечить безопасность, надежность и качество энергии в условиях современного оборудования;
- 3) Рост тарифов;
- 4) Увеличение энергоэффективности, а также экологии и защиты окружающей среды.

Согласно вышестоящему, был выполнен сравнительный анализ характеристик функций и свойств системы, основанный на базе Smart Grid и работающий по классическим принципам, результаты проведенного анализа указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Основные предпосылки инновационного развития энергетики и сравнительные характеристики свойств энергетической системы на базе Smart Grid

Предпосылки инновационного развития энергетики	Классическая энергосистемы	Энергетическая система на базе концепции Smart Grid
1	2	3
На фоне дефицита электрической энергии возникает рост энергопотребления	Почти полное отсутствие коммуникации между элементами	Коммуникации являются двухсторонними
	Централизованная, замкнутая распределительная генерация	Распределение и интеграция энергии происходит из альтернативных источников
	Контроль потоков мощности ограничен	Возможность управления потоками мощности
	Второстепенная роль потребителей в энергосистеме	Возможность контроля электропотребления, значимая роль потребителей
Необходимо обеспечить безопасность, надежность и качество энергии в условиях несовершенного оборудования	Радиальная топология	Сетевая топология
	Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
	Оборудование работает до отказа	Возможность увеличения жизнеспособности оборудования путем мониторинга и самодинамики
	Восстановление работы в ручную	Самостоятельное (автоматическое) восстановление
	Склонность к	Возможность исключения

	системным авариям	системных аварий или их предотвращения
	Выделение сети ручное	Выделение сети адаптивное
	Проверка оборудования очная Надежность выступает категорией технической	Дистанционная проверка оборудования Надежность является категорией технико-экономической

Рост тарифов	Неактуальная информация о цене, объемах, надежности и качестве электроэнергии для потребителя	Информация актуальная
	Не разграниченная услуга электроснабжения	Возможность управления потреблением электроэнергии
		Регулирование потребления в часы пиковых нагрузок, и регулировка ценового диапазона
		Разделение цен на согласно требуемого уровня надежности и качества электроэнергии
Увеличение энергоэффективности, а также экологии и защиты окружающей среды	Значительный уровень потерь	Потери снижены на 25-30%.
	Направление потока мощности от генерации к потребителю в соответствии с заранее заданным уровнем напряжения и сопротивления.	«Саморегулирование сети» в соответствии с требуемым уровнем потребления
	Поиск и восстановление энергоснабжения – затраты на выезд оперативного персонала, недоотпуск электроэнергии	Уменьшение выездов на аварии, значительное уменьшение недоотпуска электроэнергии

	Значительный уровень выбросов CO в атмосферу	Малый процент выброса CO в атмосферу из-за снижения количества и мощностей генерирующих элементов сети, а также с возможностью использовать распределительную генерацию и необходимое потребление энергии
--	--	---

С одной стороны классификация показывает бесспорные преимущества развития инноваций в отличии от основанной на улучшении отдельных видов техники и технологии широкой концепции, а с другой стороны – разнообразие вариантов экономического развития. Давая оценку развития как российских инновационных и технических перспектив, так и отдельно взятых энергосистем региона, можно сделать вывод, что за построенными на базе концепции Smart Grid энергосистемами стоит большой потенциал.

По оценкам европейских экспертов к 2025 году результатами внедрения интеллектуальных систем будет снижение вредных выбросов в атмосферу на 20%, а следовательно, и снизится количество потребляемой энергии. Предполагается, что пятая часть передачи электроэнергии будет приходиться на интеллектуальные сети. В связи с этим главы стран Евросоюза стимулируют ведущие компании возмещением половины бюджета. США так же за три года намерены удвоить вложения в развитие интеллектуальные сети

Согласно выводам американских исследователей за 20 лет использования интеллектуальных сетей без учета инвестиций в их развитие будет сэкономлено около 48 миллиардов долларов, а в ЕС около 7,5 миллиардов евро в год.

В 2011 году опубликован отчет комиссии экспертов ЕС «Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments», согласно которому вложения в развитие интеллектуальных сетей до 2020 года составят в ЕС – 56,5 млрд. евро, до 2030 года в США – 238-334,5 млрд. евро, в Китае до 2020 года – 71 млрд. евро.

Анализ проведенных в России исследований показал, что:

- во-первых, любая точка доступа, точка в сети может быть определена и как генератор и как потребитель, в следствии чего для внедрения концепции Smart Grid необходимо внести изменения в законодательство
- во-вторых, высокая себестоимость интеллектуальной энергосистемы, и следовательно необходимо финансовое стимулирование спонсоров от государства
- в-третьих, испытание пилотных проектов в энергодефицитных районах

1.7 Основные интерфейсы передачи данных для систем интеллектуального учета энергоресурсов

Информационная сеть Smart Grid несет в себе объединяет множество узлов и технических элементов (смарт – счетчики, электрические приборы, системы аккумулирования энергии, электротранспорт, а также объекты распределенной генерации) [17, 19].

В домене передачи и распределения энергии контроллеры подстанций, блоки измерения фаз, системы аккумулирования энергии и объекты распределенной генерации являются элементами информационной системы.

SCADA – системы являются элементами информационной системы в операционном домене.

Каждый домен может иметь собственную подсеть, таким образом получается сложная общая архитектура сети, при этом ключевым компонентом является безопасность передачи данных и их хранение [45].

За рубежом IP (Internet Protocol) – ключевой элемент информационных систем Smart Grid. К достоинствам IP – протоколов можно отнести повсеместное использование данной технологии, большое число разработанных стандартов и соответствующих программных продуктов.

Так же решения, основывающиеся на принципах IP позволяют справляться с увеличением рабочей нагрузки и таким образом значительно увеличивать число элементов сети (смарт – счетчиков, домашних приборов и т.д.).

Важную роль играет стандартизация интерфейсов передачи данных от первичных приборов учета к концентраторам и от концентраторов – к системе обработки данных при основании перспектив мирового рынка смарт – учета.

В странах ЕС наибольшее распространение получили интерфейсы передачи данных при помощи PLC – и радиоканалов, GSM/GPRS каналов. Далее описаны ключевые интерфейсы связи, используемые в системах смарт-учета энергоресурсов в странах ЕС.

В рамках пилотных проектов интеллектуальные сети внедряются во многих странах мира: Евросоюз, страны Азии, Япония, Канада, США, Индия. Россия также заинтересована в инновационном развитии энергетического комплекса за счет внедрения «умных сетей», где решение было передано ФСК ЕЭС, активно инвестирующей в развитие умных сетей с 2010 года. Эксперты считают, что в случае успеха потери в электросетях России сократятся на 25%.

ВЫВОДЫ

1 По результатам анализа развития российской энергетики раскрыты основные минусы:

На фоне дефицита источников электроэнергии отмечен рост энергопотребления:

- Коммуникация между элементами односторонняя или отсутствует;
- Распределенная, сложно генерируемая централизованная генерация;
- Недостаток контроля за перетоками мощности;
- Роль потребителей в энергетической системе пассивна.

Повышение требований к надежности, безопасности и качеству электроснабжения на фоне высокой степени износа оборудования сетевых компаний:

- Топология преимущественно радиальная;
- Работа оборудования до отказа;
- Реакция на последствия аварии;
- Ручное восстановление;
- Подверженность системным авариям;
- Ручное и фиксированное выделение сети;
- Проверка оборудования по месту.

Рост тарифов на электроэнергию:

- Не дифференцированная услуга электроснабжения.
- Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене, объемах, надежности и качестве электроэнергии для потребителя;

Повышение требований в сфере экологии и охраны окружающей среды, энергоэффективности:

- Потерь электроэнергии высокого уровня;
- Поиск и восстановление энергоснабжения – затраты на выезд оперативного персонала, недоотпуск электроэнергии;

- Направление потока мощности от генерации к потребителю в соответствии с заранее заданным уровнем напряжения и сопротивления;

- Выброс CO в атмосферу высокого уровня.

2 Выявлено, что использование активно-адаптивных элементов:

- гарантирует полное или частичное исключение отрицательного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как размах и установившееся отклонение изменения напряжения, не симметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения.

- пропускная способность линий электропередач увеличивается. Дальнейшее использование линий электропередач с полной пропускной способностью устанавливает дополнительную передачу электроэнергии в убыточные энергосистемы с заменой там менее экономичных источников энергии из производственных энергосистем, за счёт повышения максимально допустимых перетоков мощности таким образом рост выдачи активной мощности электростанций.

- управляемость режимов работы ЭЭС возрастает. Благодаря системе устройств FACTS, включенной в состав электроэнергетической сети, управляемость режимов работы ЭЭС повышается, представляется возможность накапливать электроэнергию непосредственно в электрической сети с возвратом её в ЭЭС, появляется возможность перевода активной мощности в линии с большим классом напряжения и увеличивать уровень компенсации зарядной мощности электрической цепи.

2 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

2.1 Климатическая характеристика района проектирования

Город Арсеньев — город в Приморском крае России, в 160 км к северо-востоку от Владивостока. Образует Арсеньевский городской округ как единственный населённый пункт в его составе.

Климат муссонный. Зима характеризуется морозной ясной погодой, снежный покров незначителен. Лето — относительно тёплое и влажное. Средняя температура в январе составляет $-13,6^{\circ}\text{C}$, в июле — $+20,3^{\circ}\text{C}$, среднегодовое количество осадков — 607 мм. В таблице 2 приведены основные климатические показатели.

Таблица 5 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	650
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, $^{\circ}\text{C}$	- 4,2
Минимальная, $^{\circ}\text{C}$	- 45,5
Максимальная, $^{\circ}\text{C}$	+ 37,8

2.2 Характеристика рельефа

В рельефе Приморского края преобладает горная местность. На одну пятую всей территории приходится долины рек и межгорные низменные впадины. Около 20% территории занимает Уссурийско – Ханкайская, или Приханкайская равнина. Хребтами Сихотэ-Алинь, состоящими из многочисленных горных гряд, переплетающихся между собой, и отдельных возвышенностей занято около 4/5 территории Приморского края, тянувшихся с северо-востока на юго-запад. Хребты Сихотэ-Алинь простираются параллельно побережью Японского моря. Наивысшими вершинами хребта являются гора Облачная – 1855 м, Аник – 1933 м, Снежная – 1684 м, Высокая – 1746 м. [34]

С западной стороны города протекает река Арсеньевка, с юго-восточной – проходят отроги горного хребта Сихотэ-Алиня, по южной части города с востока на запад протекает река Дачная, впадающая в реку Арсеньевка. Рельеф города равнинный.

3 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАЙОНА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС МОЛОКОЗАВОД

Задачей данного раздела является представление состояния электроэнергетической системы района на сегодняшний день.

3.1 Структурный анализ участка электрической сети района проектирования

Общей целью структурного анализа являются заключения о структурных свойствах системы и основных ее подсистем, основанные на описаниях элементов системы и непосредственных связей между ними в целом.

Общей целью структурного анализа является составление заключения на основании полученных из описания элементов системы и непосредственных связей между ними данных.

Задачи структурного анализа электроэнергетической системы включают:

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

3.1.1 Составление графа электрической сети

Рассмотрим участок электрической сети Приморского края ПС Кировка – ПС Чугуевка в качестве объекта. На рисунке 5 приведен граф эквивалента рассматриваемой сети.

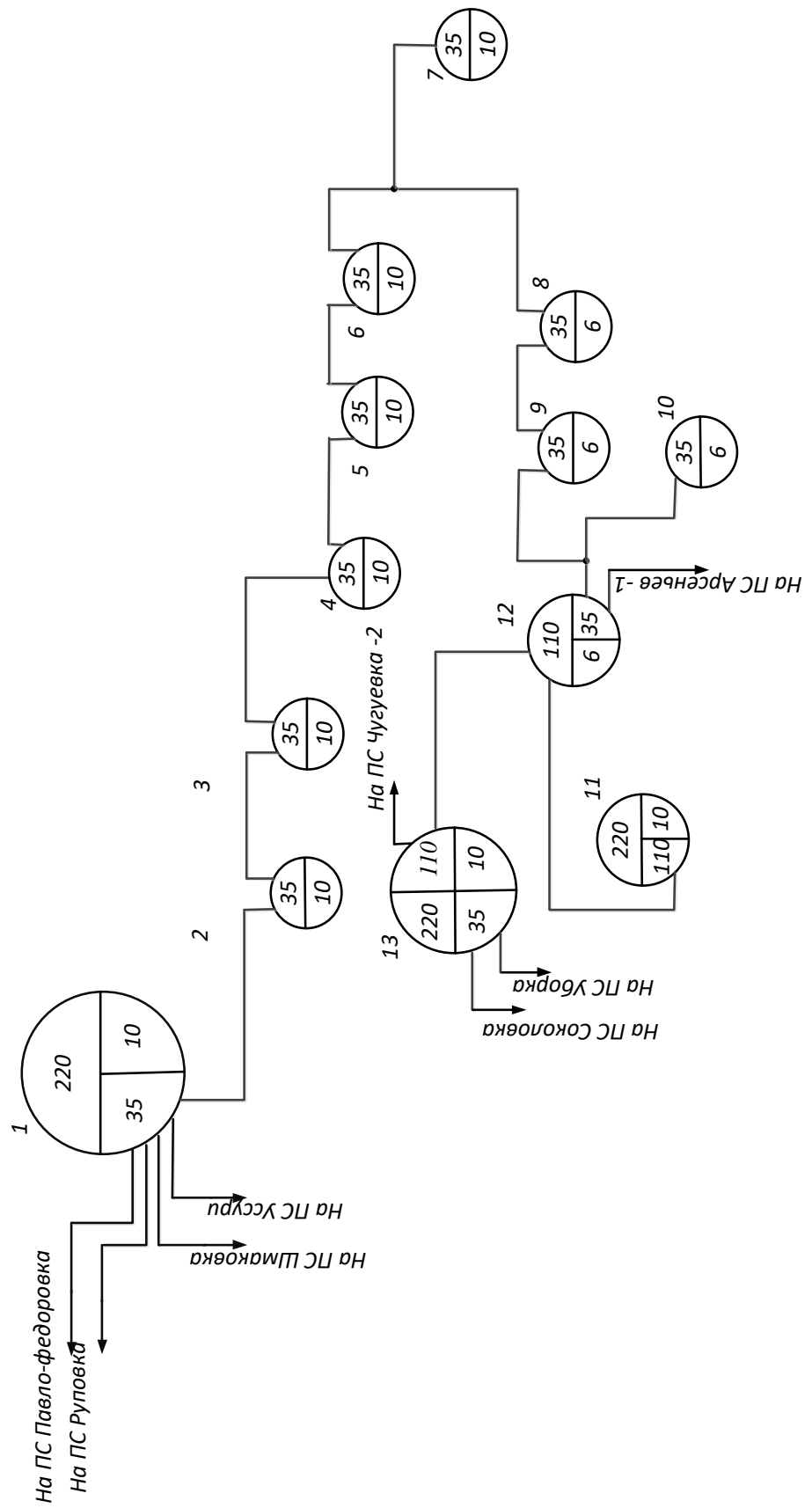


Рисунок 6 – Граф эквивалента сети

Таблица 6 – Обозначение подстанций на графе

№	Наименование ПС
1	Арсеньев-2
2	Кировка
3	Крыловка
4	Марьяновка
5	Яблоновка
6	Андреевка
7	Яковлевка
8	Варфоломеевка
9	В-2
10	Новосысоевка
11	Лесная
12	Молодежная
13	Чугуевка

3.1.2 Характеристика источников питания

ПС Чугуевка

ПС Чугуевка 220/110/35/10 кВ является самой крупной подстанцией в рассматриваемом районе. Общая мощность подстанции 80 МВА.

На ПС установлено не типовой автотрансформатор мощностью 60МВА и 2 трехфазных трехобмоточных трансформатора ТДТН – 10000/110.

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				
АТДЦТН – 63000/220/110	1	230	121	6,6	215	45	315	0,5
ТДТН – 10000/110	2	115	11	6,6	200	43	240	0,6

Распределительное устройство 220 кВ выполнено не по типовой схеме 1 – рабочая система шин.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме электрических соединений 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

ОРУ 35 и 10 кВ выполнено по схеме 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.

3.1.3 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 8 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Напряжение	Наименование	Марка провода	Длина линии, км
110 кВ	Чугуевка – Молодежная	АС-150	58,76
35 кВ	Молодежная – Новосысоевка	АС-120	14,36
	Лесная	АС-95	4,1
	Новосысоевка – В-2	АС-120	4,2
	В – 2 – Яковлевка	АС-120	19,21
	Варфоломеевка – отпайка 1	АС-120	0,8
	Яковлевка – Андреевка	АС-120	9,5
	Андреевка – Яблоневка	АС-120	20,5
	Яблоневка – Марьяновка	АС-120	12,4
	Марьяновка – Крыловка	АС-120	16,6
	Крыловка – Кировка	АС-120	25,1

Таблица 6 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
110	58,76
35	126,77

Таблица 9 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
110	АС-150	58,76
35	АС-120	122,67
	АС - 95	4,1

3.1.4 Структурный анализ подстанций

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

Таблица 10 – ПС по способу присоединения к сети и по схемам РУ

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
1	2	3
Чугуевка	Тупиковая	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Молодежная	Транзитная	Не типовая 12 – Одна рабочая секционированная системы шин Не типовая
Лесная	Тупиковая	Не типовая 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Новосысовка	Транзитная	5Н-Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

В-2	Транзитная	1 – рабочая система шин с разъединителем Не типовая 12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Варфоломеевка	Транзитная	Не типовая 1 – рабочая система шин 1 – рабочая система шин с разъединителем
Яковлевка	Транзитная	Не типовая 1 – рабочая система шин 1 – рабочая система шин с разъединителем
Андреевка	Транзитная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Яблоневка	Транзитная	Не типовая 1 – рабочая система шин 1 – рабочая система шин с разъединителем
Марьяновка	Транзитная	45АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Крыловка	Транзитная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин разъединителем

Кировка	Отпаечная	ЗН – Блок (линия – трансформатор) с выключателем 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин
---------	-----------	--

Таблица 11 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Чугуевка	2х ТДТН – 10000/110 1х АДЦТН – 63000/220
Молодежная	2х ТДТН – 16000/110
Лесная	1хТМН – 1000/35 1хТМН – 2500/35
Новосысоевка	2хТМН – 6300/35
В-2	2хТМН – 2500/35
Варфаломеевка	2хТМН – 4000/35
Яковлевка	2хТМН – 4000/35
Андреевка	2хТМН – 1600/35
Яблоневка	2хТМН – 1600/35
Марьяновка	2хТМН – 2500/35
Крыловка	2хТМН – 1600/35
Кировка	1хТНДС – 10000/35 1хТДТНЖ – 25000/220

Итого в рассматриваемом районе 12 подстанций, большая часть которых двухтрансформаторные, проходные по виду присоединения к сети.

Преобладают линии номинального напряжения 35кВ, выполненных сечением АС-120. По типу ЛЭП преобладают одноцепные.

3.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

Используя ПВК «RastrWin» проведен расчет режимов. Программный комплекс RastrWin3 используется для решения задач по анализу, расчету, и

оптимизации режимов электрических сетей и систем. Федеральная Сетевая Компания (ФСК), Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) являются основными пользователями RastrWin3 в России [9].

Используя данную программу проводят:

- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети), расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по потерям мощности и распределению реактивной мощности, уровням напряжения;
- расчет положений вольтодобавочных трансформаторов и положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- анализ изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- определение опасных сечений, расчет предельных режимов энергосистемы по передаваемой мощности;
- структурный анализ потерь мощности – по типам оборудования, районам и уровням напряжения, по их характеру;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование, с возможностью их отключения, линейных и шинных реакторов;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

• расчет сетевых коэффициентов, которые позволяют оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

В качестве исходных данных использовались:

- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 2020 г.
- Главная схема распределительной сети Приморского края электрических сетей на 2020 г.;

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

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

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

Необходимо произвести прогнозирование нагрузок для дальнейших расчетов по формуле сложных процентов:

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,047, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019-2023 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Чугуевка.

$$P_{Хурба}^{прог} = 6 \cdot (1 + 0,047)^5 = 7,549 \text{ МВт};$$

$$Q_{Хурба}^{прог} = 2 \cdot (1 + 0,047)^5 = 2,516 \text{ Мвар}.$$

Далее таким же образом определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети. В приложении Б приведен подробный расчет прогнозируемых нагрузок. Результаты расчета приведены в Таблице 11.

Таблица 12 – Прогнозные значения нагрузок подстанций

Подстанция	Время	P_{cp} , МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{max} , МВт	Q_{cp} , Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{max} , Мвар
Чугуевка	Зима	9,02	10,09	10,82	4,38	4,09	5,26
	Лето	7,66	8,58	9,19	3,72	4,17	4,67
Молодежная	Зима	11,68	11,68	14,01	5,84	6,54	7,01
	Лето	9,23	11,12	11,91	4,96	5,59	5,96
Лесная	Зима	0,26	0,29	0,31	0,09	0,09	0,10
	Лето	0,22	0,25	0,26	0,07	0,08	0,09
Новосысоевка	Зима	2,83	3,17	3,40	1,12	1,25	1,34
	Лето	2,41	2,69	2,89	0,95	1,06	1,14
В – 2	Зима	0,43	0,48	0,52	0,17	0,19	0,21
	Лето	0,37	0,41	0,44	0,15	0,16	0,18
Ворфоломеевка	Зима	1,37	1,54	1,65	0,60	0,67	0,72
	Лето	1,17	1,31	1,40	0,51	0,57	0,61
Яковлевка	Зима	2,58	2,89	3,09	1,03	1,15	1,24
	Лето	2,19	2,45	2,63	0,88	0,89	1,05
Андреевка	Зима	0,51	0,49	0,53	0,15	0,16	0,18
	Лето	0,44	0,49	0,53	0,15	0,16	0,18
Яблоневка	Зима	0,17	0,48	0,52	0,17	0,19	0,21
	Лето	0,37	0,41	0,44	0,15	0,16	0,18
Марьяновка	Зима	0,09	0,09	0,10	0,09	0,09	0,01
	Лето	0,07	0,41	0,09	0,07	0,16	0,09
Крыловка	Зима	0,17	0,19	0,21	0,09	0,09	0,10
	Лето	0,45	0,16	0,18	0,07	0,16	0,09
Кировка	Зима	7,38	8,27	0,10	0,07	6,27	0,10
	Лето	6,28	7,03	7,53	0,07	0,08	0,10
Молокозавод	Зима	1,37	1,54	1,65	0,60	0,67	0,72
	Лето	1,17	1,31	1,40	0,51	0,57	0,61

Вычисление потерь активной и реактивной мощности в сети, распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, входят в электрический расчет, а также расчет напряжения на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах. [53]

Задачи, решаемые при выполнении расчетов установившихся режимов:

- 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.

За исходные данные для расчета режимов принимаются конфигурация схемы сети, режимные характеристики потребителей, а также параметры ее элементов.

3.2.1. Программно-вычислительный комплекс RastrWin3

RastrWin3 – это программно – вычислительный комплекс с помощью которого возможно решать задачи связанные с расчетом, анализом или оптимизацией режимов электрических сетей, а так же систем. Данный комплекс нашел свое применение в 150 организациях стран России, Казахстана, Беларауси и др. На территории Российской Федерации большими пользователями данного комплекса выступают такие организации как Системный Оператор Единой энергетической системы (СО ЕЭС) и его филиалы, МРСК, множество проектных институтов и тп.

Задачи RastrWin3:

- 1) Выполнение процесса эквивалентирования сетей;
- 2) Расчет режимов сети любого размера и сложности, а также различных классов напряжения. Возможность рассчитывать всех параметров режима. (мощности активную и реактивную как в ветвях так и узлах, напряжения, токи, потоки, а также потери);
- 3) Изменения сопротивления трансформаторов с изменением места установки РПН;

- 4) Возможность расчета режимов с учетом частоты;
- 5) Проверка выходной информации на корректность;
- 6) Оптимизация сети исходя из уровня напряжения;
- 7) Структурный анализ потерь;
- 8) Возможность проведения многоаварийных расчетов;
- 9) Возможность отключения ЛЭП;
- 10) Возможность задания PQ – диаграмм и моделирование генераторов;
- 11) Проектировка зависимостей $Q_{\max}(V)$ генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;
- 12) Наличие заданного списка параметров и возможность сравнения с ним;
- 13) Возможность расчета сетевых коэффициентов;
- 14) Возможность анализа токовой загрузки ЛЭП;
- 15) Расчет агрегатной информации
- 16) Проектирование реакторов;
- 17) Определение опасных сечений, предельных режимов передаваемой мощности.

3.2.2 Моделирование существующего участка электрической сети

В программно – вычислительном комплексе RastrWin3 осуществляется моделирование участка реальной электрической сети. Режим задается с помощью параметров схем замещений (п – образной). Трансформаторы задаются при помощи Г – образной схемы замещения, так же возможность задавать устройства необходимы для регулирования напряжений, такие как ВДТ, ПБВ, РПН). Важно отметить, что все исходные параметры сети вносятся в комплекс в ручную.

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

3.2.3 Анализ режимов существующей сети.

Анализ методики процедур с использованием метода слабых сторон в электроэнергетике. Задачи расчета режима настройки для выбора и обоснования

эквивалента EES, определения различных режимов работы, определения возможности и необходимости оптимизации режимов.

В качестве исходных данных для расчета используется схема потокораспределения в Приморском крае в зимний максимум 2019 года [1] – для определения нагрузок подстанций и напряжений в узлах питания. Для определения параметров элементов – ЛЭП и трансформаторов, используется однолинейная схема Приморской энергосистемы.

Для расчета установившихся режимов воспользуемся программно-вычислительным комплексом RastrWin3. С помощью данного комплекса возможно производить расчет по анализу и оптимизации режимов, а также решать задачи расчета режимов. Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Отличительные свойства ПВК RastrWin3:

- 1) Использование табличного процессора для подготовки и отображении расчетной схем. Все данные в этом процессоре разделены по типам (ветви, узлы и тп.)
- 2) Сеть представлена в виде однолинейной схемы, что позволяет создать удобное восприятие режима.
- 3) Наличие элемента «селектор» необходимый для представление некой иерархии, а именно связи между объектами схемы, их переходами, а также осуществления быстрого поиска

Для расчета режима в ПВК RastrWin3 необходимо составить схему замещения сети с указанием всех узлов и ветвей, используемых в расчете, а также параметров элементов сети. Один из источников питания принимается в качестве базисного, остальные источники задаются в виде генерации.

Выбранный эквивалент сети соответствует карте-схеме представленного района развития ЭЭС (рис. 6). Результаты расчета всех режимов в табличной форме и в виде схемы приведены в Приложении Б.

Из расчета режимов можно сделать следующие выводы:

1. *Нормальный режим.* В нормальном режиме уровни напряжения во всех узлах сети находятся в допустимых пределах ($1,0-1,1U_{НОМ}$). Максимальная нагрузка ЛЭП в рассматриваемой сети составляет 51,6 % от максимально допустимого тока (ВЛ 110 кВ ПС Молодежная – ПС Чугуевка). Коэффициенты загрузки трансформаторов Т – 1 , Т – 2 ПС Чугуевка составляют 0,59 .

2. *Послеаварийные режимы.* В качестве аварийных ситуаций выбраны случаи отключения наиболее ответственных и наиболее загруженных элементов сети. Расчёт проводился для следующих послеаварийных режимов:

- ВЛ 35 кВ ПС Кировка – ПС Крыловка;
- ВЛ 110 кВ ПС Молодежная – ПС Чугуевка.

В каждом из послеаварийных режимов уровни напряжений и токовая нагрузка всех элементов находятся в пределах допустимых значений. Наибольшее падение напряжение наблюдается в сети 35 кВ при отключении ВЛ 35 кВ ПС Новосысовка – Отпайка 2 ($0,88U_{НОМ}$ на ПС Новосысовка). Наибольшая токовая нагрузка наблюдается на ВЛ 110 кВ ПС Молодежная – ПС Чугуевка при отключении ВЛ 35 кВ Кировка – ПС Крыловка. В первом случае токовая нагрузка составляет 97,5 % от максимального длительно допустимого тока, во втором – 87,8%. Данный фактор следует учесть при проектировании развития электрической сети, так как при ожидаемом росте нагрузки приведенные величины могут превысить максимально допустимые пределы.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 2

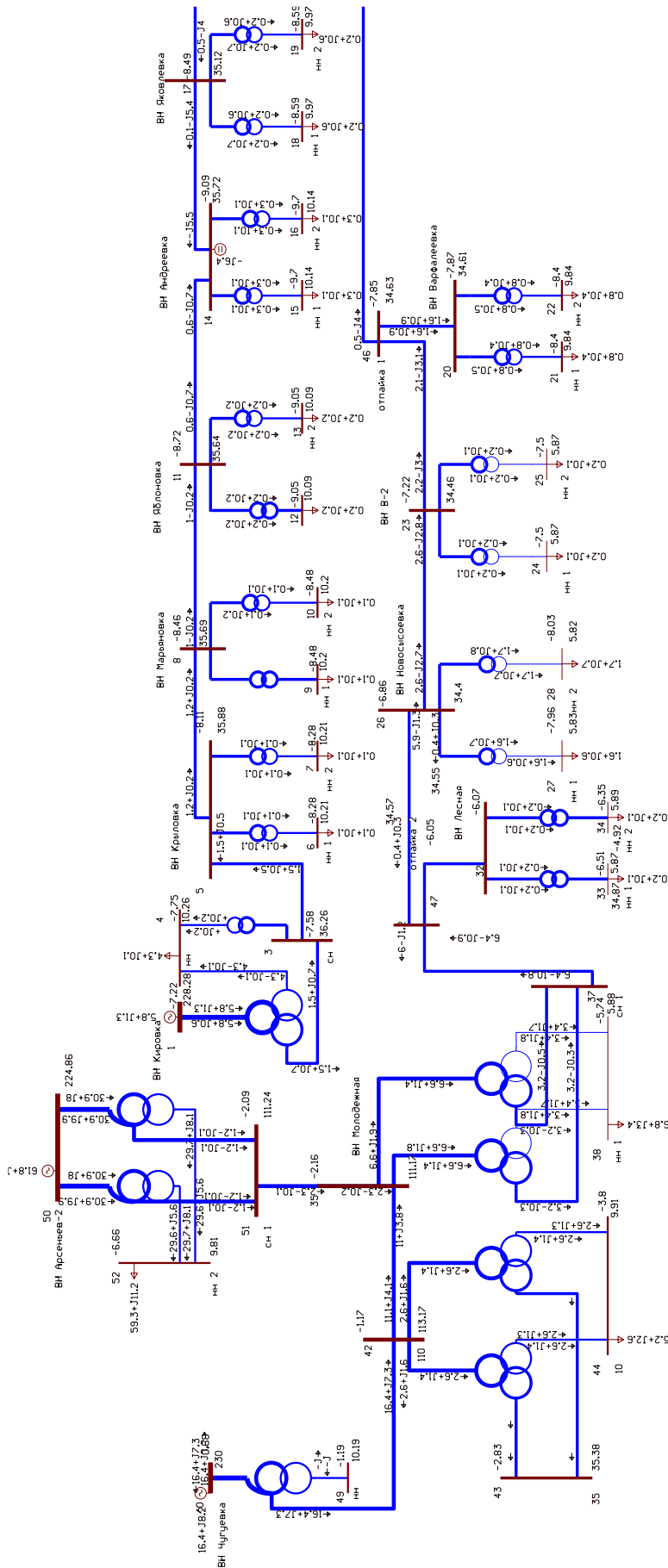


Рисунок 6 – Схема нормального режима

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена одна цепь ВЛ 110 кВ ПС Молодежная – Отпайка – 2;
- отключен трансформатор на ПС Арсеньев – 2.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 6 и 7.

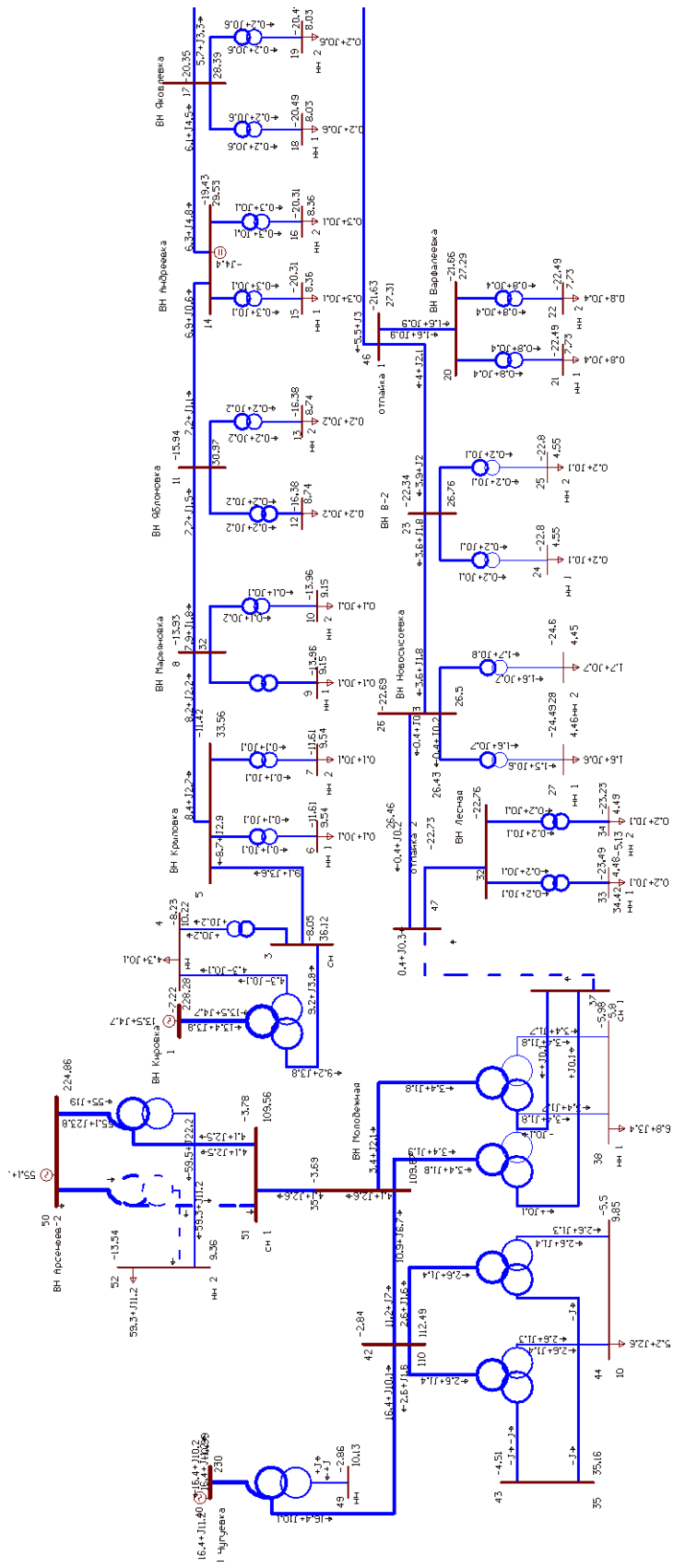


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима при отключении трансформатора на ПС Арсенев – 2 и ВЛ Молодежная – Отпайка-2

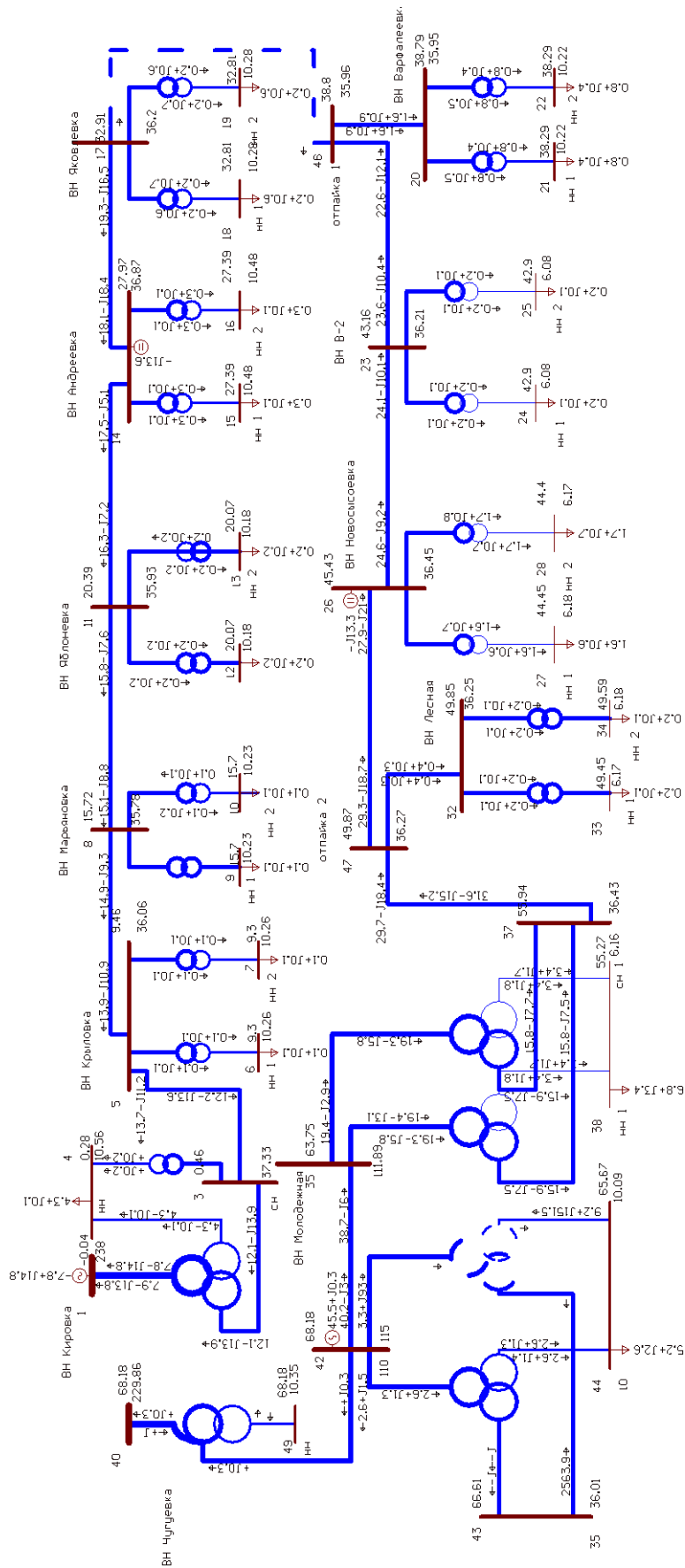


Рисунок 8 – Схема послеварийного режима при отключении трансформатора на ПС Чугуевка и ВЛ Яковлевка – Варфоломеевка

ВЫВОДЫ

Анализ Арсеньевского городского округа района показал, что он представляет собой многоуровневую систему, включающую в себя распределительные сети высокого, среднего и низкого напряжения большой протяженности, для функционирования которой требуются жесткие механизмы управления.

В ходе анализа выявлены следующие проблемы Арсеньевского городского округа:

- увеличение спроса на электроэнергию - это подключение Молокозавод мощностью 10 МВт, действующая схема сетей не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение района с требуемой степенью надёжности.

- как видно из приведенного выше анализа по аварийности количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается. Циклоны, грозовая активность, подтопления, атмосферная и грунтовая коррозия, техногенные факторы, пожары и другие внешние воздействия являются фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации.

- на значительной части ВЛ 35 кВ наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Раздел посвящен проектированию электрических сетей при помощи подключения к реальной сети нового района.

4.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

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

Ожидаемая мощность объекта: 10 МВт.

Предлагаются следующие варианты подключения ПС Молокозавод.

Вариант 1. Предусматривает подключение ПС Молокозавод к существующим электрическим сетям на напряжение 110 кВ. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 110/10 кВ ПС Молокозавод;
- расширение РУ 110 кВ ПС Молодежная;
- строительство ВЛ 110 кВ Молокозавод – Молодежная
- подключение ПС 110/10 кВ Молокозавод

Карта – схема варианта 1 изображена на рисунке 9.

Вариант 2. Предусматривает двухстороннее подключение ВЛ 35 кВ ПС Молокозавод к ПС Молодежная и ПС Новосысоевка. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 35/10 кВ ПС Молокозавод;
- расширение РУ 35 кВ ПС Молодежная;
- расширение РУ 35 кВ ПС Молодежная;
- строительство ВЛ 35 кВ Молокозавод – Молодежная и ВЛ 35 кВ Молокозавод – Новосысоевка;
- подключение ПС 35/10 кВ Молокозавод

Карта – схема варианта 2 изображена на рисунке 10.

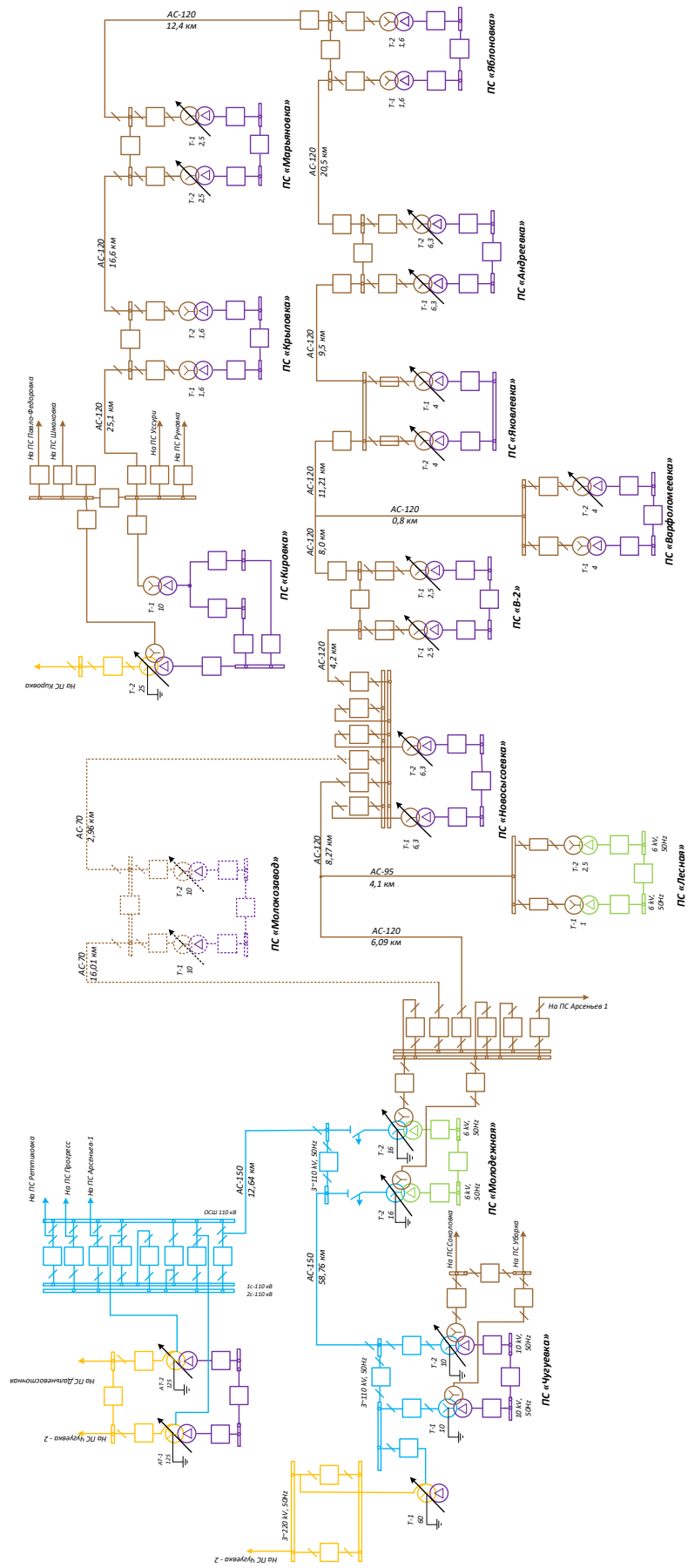


Рисунок 10 – Однолинейная схема варианта 2

4.2 Техническая проработка варианта 1 развития электрической сети

4.2.1. Выбор сечения

Произведем выбор сечения для Варианта №1 – подключение ПС 110/10 кВ Молокозавод с помощью двухцепной ВЛ к ПС 110/35 кВ Молодежная представленном на рисунке 9.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток, протекающий по линии.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} ; \quad (2)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки мощностей, активной максимальной и некомпенсированной соответственно;

n – число цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Произведем расчет расчетного тока, согласно которому, по экономическим токовым интервалам, выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t ; \quad (3)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Прогнозирование нагрузки уже произведено, поэтому примем $\alpha_i=1$.

Коэффициент $\alpha_t=1$ принимаем для $T_{MAX}=5500$ ч.

Находим максимальную реактивную мощность:

$$Q_m = P_m \cdot \operatorname{tg} \varphi = 10 \cdot 0,4 = 4 \text{ MVar} \quad (4)$$

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 28,3 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 28,3 \cdot 1 \cdot 1 = 28,3 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (III) выбираем провод марки АС-120/19.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-120/19 длительный допустимый ток равен 380 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{n.ав} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 56,53 \text{ A}$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой ПС Молокозавод.

4.2.2. Выбор опор

В настоящий период самыми распространёнными являются стальные многогранные опоры. Такие опоры возможно устанавливать на разные классы напряжений (10 – 500 кВ), их эксплуатация производится в I – V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°C.

На территории Российской Федерации многофункциональные стальные опоры изготавливают согласно чертежам проектных институтов. В конструкцию данной опоры входят стойкий, имеющие форму полых телескопических

конусов с правильным многогранником в поперечном сечении. Соединения секций с рейкой и шестерней – телескопические или с фланцем, поперечно-многогранные проволоки, решетки или изоляторы. Коррозионная обработка осуществляется горячим цинкованием или покрытием цинксодержащим композитом.

Достоинства многогранных опор:

- 1) Возможность к транспортировке;
- 2) Хорошая устойчивость к воздействию влаги;
- 3) Быстрота монтирования;
- 4) Малый отвод земли;
- 5) Возможно индивидуальное проектирование опор (в отличии от унифицированных опор).

В районе проектируемой части ЛЭП, более логична установка стальных многогранных опор, постольку суммарная длина линий велика, данной местности характерны сложные природно-климатические условия, а также является труднодоступной.

Не маловажным решающим фактором применения многогранных опор является низкие трудозатраты в сравнении с другими опорами, в процессе установки фундаментов по опоры, а также процессы сборки и установки самих опор. Данные факты позволяют производить работы в гораздо меньший промежуток времени, это является большим плюсом ввиду того, что работы будут произведены в специфических районах с точки зрения климата. А также необходимо отметить, что такое снижение трудозатрат объясняется величиной пролетных расстояний, явной простотой установки и количества сборочных элементов.

Неоспоримым преимуществом применения данного вида опор в районе проектирования является дешевизна транспортировки, в отличие от опор решетчатого типа, постольку данный тип опор в разы легче, а также возможность конструкции позволяющих производить размещение верхние секции размещать внутри нижних, длина которых не превышает отметки 12 метров.

В связи небольшим весом опорных конструкций, значительно облегчается процесс выкладки, сбора и установки опор.

Способы осуществления установки многогранных опор в грунте:

- на пробуренный котлован;
- на сборный железобетонный фундамент;
- на монолитный фундамент;
- на винтовые сваи;
- на трубы.

В работе использован способ закрепления опоры на винтовые сваи, который предпочтительнее для данного района. Закрепление опоры к фундаменту производится с помощью болтов. Так как опоры данного типа компактны и имеют небольшой вес в сравнении с другими типами, установка опоры выполняется обычным краном.

Примем к установке стальные многогранные опоры, имеющие следующую маркировку: анкерная опора – АМ110-2, промежуточные опоры – ПМ110-2.

4.2.3. Выбор силовых трансформаторов

Согласно условиям допустимого перегруза 70-80% в послеаварийном режиме необходимо выбирать мощность трансформаторов на понижающих ПС, данные условия создаются согласно максимуму общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Число минимального количества трансформаторов варьируется в зависимости от категорий потребителей, к примеру если в составе нагрузки имеются потребители первой категории, число допустимого количества трансформаторов должно быть не менее двух. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 1:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (5)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3 = 0,7$;

N – число трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 6.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{9,02^2 + 4^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,04 \text{ МВА}$$

Выбираем к установке трансформатор ТДН-10000/35.

Таблица 13 – Параметры трансформатора

Марка	Номинальная мощность, кВА	Напряжение обмотки, кВ	
		ВН	НН
ТДН – 10000/110	10000	115,0	11

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \tag{6}$$

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{9,02^2 + 4^2}}{2 \cdot 10} = 0,49$$

В послеаварийном режиме

$$K_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{9,02^2 + 4^2}}{1 \cdot 10} = 0,986$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту загрузки. Проверка теплового режима трансформатора не требуется.

4.2.4 Расчет режимов электрической сети варианта 1.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении трансформатора на ПС 220/110/10 Арсеньев-2.

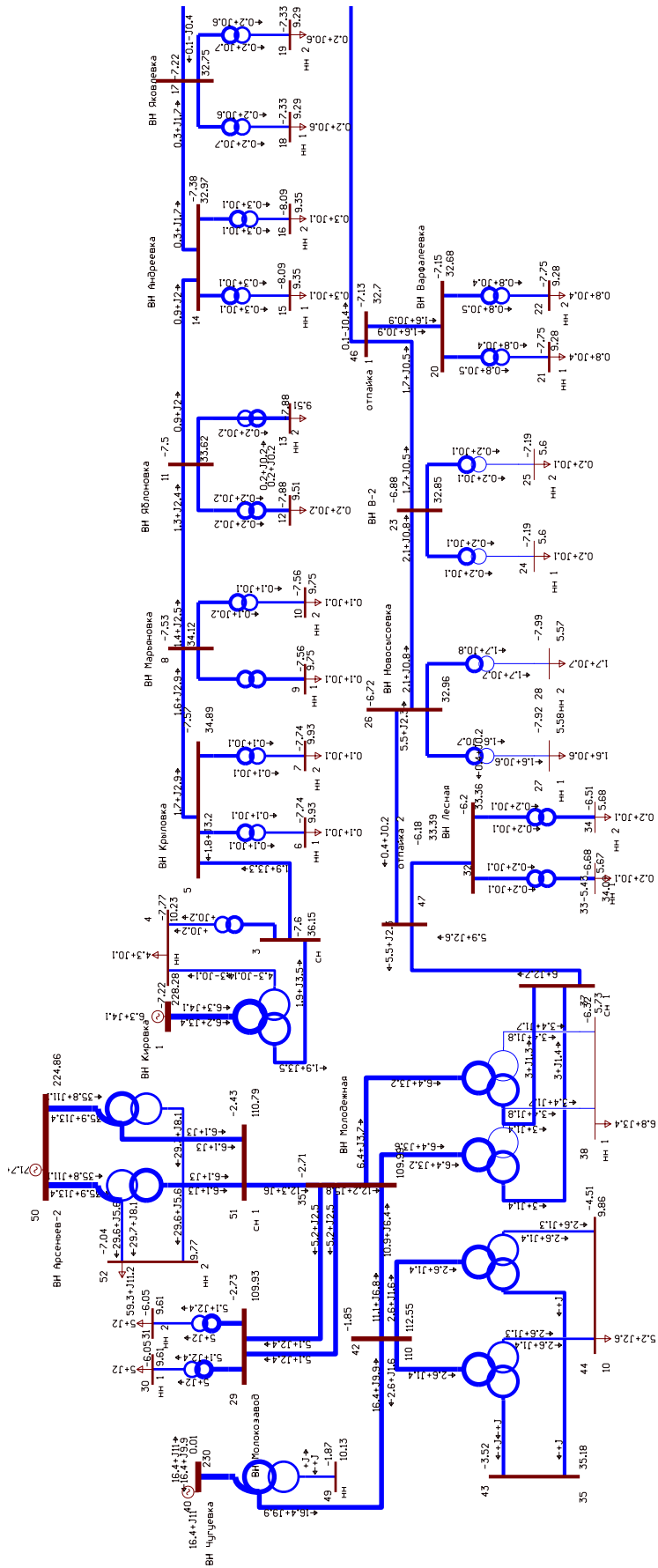


Рисунок 11 – Схема нормального режима варианта 1

4.3 Техническая проработка варианта 2 развития электрической сети

4.3.1. Выбор сечения

Произведем выбор сечения для Варианта №2 – подключение ПС Молокозавод от ПС Новосысоевка и от ПС Молодежная, представленном на рисунке 10.

Выбор проводов производится аналогично пункту 4.2.1.

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 28,26 A$$

Расчетный ток:

$$I_p = 28,26 \cdot 1 \cdot 1 = 28,26 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки АС-70/16.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-70/16 длительный допустимый ток равен 390 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{n.av} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 56,52 A$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой ПС Молоко-завод.

4.3.2. Выбор опор

Примем к установке стальные многогранные опоры, имеющие следующую маркировку: промежуточные опоры – ПМ35 – 2, анкерная опора – АМ35-2.

4.3.3. Выбор силовых трансформаторов

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 5.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{2 \cdot 0.7} = 7,69 \text{ МВА}$$

Выбираем к установке трансформатор ТМН-10000/35.

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_{3.HOPM} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{2 \cdot 10} = 0,539 .$$

В послеаварийном режиме

$$K_{3.II.AB} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{1 \cdot 25} = 1,077$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту загрузки. Проверка теплового режима трансформатора не требуется.

4.3.4 Расчет режимов электрической сети варианта 2.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ Новосысоевка – Молокозавод и ВЛ Отпайка 2 – Молодежная.

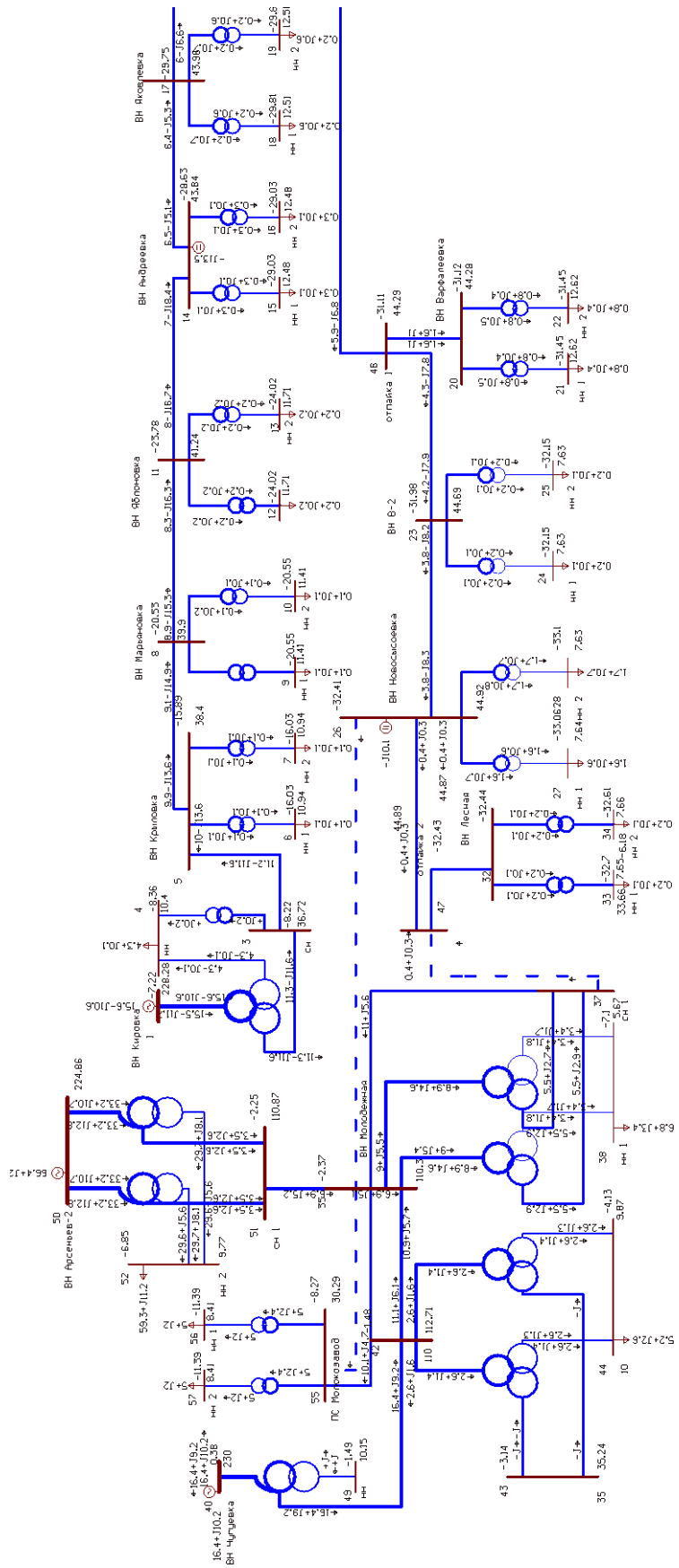


Рисунок 14 – Схема послеаварийного режима варианта 2

ВЫВОДЫ

1 Спроектирована новая ПС Молокозавод и рассмотрены 2 варианта подключения ее к существующей сети.

2 Разработана математическая модель Арсеньевского городского округа, которая включает в себя математические модели: компенсирующих устройств, линий электропередач, нагрузочных и генерирующих узлов, трансформаторов.

3 С целью выполнения расчетов установившихся режимов определены все параметры схемы элементов сети.

4 Составлена схема замещения для расчётов установившихся режимов работы Арсеньевского городского округа с подключаемой нагрузкой.

5 Рассчитаны установившиеся режимы работы Арсеньевского городского округа сподключением нагрузки 10 МВт.

6 Модель Арсеньевского городского округа позволяет оценить режимы работы сети, получить реальные значения напряжений в узлах, потоки мощностей и потери.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данной главе произведен расчет токов КЗ для 1 варианта на шинах РУ 110 кВ ПС Молокозавод при подключении двухцепной ВЛ 110 кВ Молодежной. Расчет токов КЗ проводится с целью выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета РЗиА.

Допущения при расчете токов короткого замыкания:

- 1) Установлено условно, что фазы всех ЭДС всех генераторов не изменяются, то есть отсутствует качание генераторов в течении короткого замыкания;
- 2) Не принимают во внимание емкостную проводимость линий;
- 3) Принимают систему симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ примерно;
- 4) Игнорируется процесс намагничивания токами силовых трансформаторов;
- 5) Пренебрегают насыщением магнитных систем, это дает возможность считать постоянными все сопротивления короткозамкнутой сети

Важно понимать, что все вышеописанные допущения приводят к превышению токов КЗ, но погрешность обычно не превышает 10 %, что считается незначительным.

5.1 Расчет токов короткого замыкания в программе RastrWin 3

Расчет токов короткого замыкания проведем в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – является трехфазным коротким замыканием, согласно которому проводится проверка электродинамической устойчивости выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Для расчёта токов короткого замыкания необходимо задаться базисными значениями мощности и напряжения. За базисное напряжение принимают напряжение сети в которой происходит расчётное КЗ. Базисную мощность можно принять равной 1000 МВА, 100 МВА или равной мощности трансформаторов.

Расчёт приведён в приложении В. Результаты расчета приведены в таблице 16.

Таблица 14 - Результаты расчёта ТКЗ

Точка КЗ	$I_{n0}^{(3)}$,кА	$i_{a0}^{(3)}$,кА	$i_{y0}^{(3)}$,кА
1	4,53	30,53	11,21

5.2 Выбор и проверка выключателей

Вариант 1 развития электрической сети при подключении ПС Молокозавод на напряжение 110 кВ к ПС 110/35/6 кВ Молодежная.

Для распределительного устройства 110 кВ выбрано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK – 04, до 170 кВ фирмы АББ.

Одной из самых важных элементов КРУЭ являются выключатели. Отличительной особенностью которых влияют на компоновку и размеры всех распределительных устройств. Выключатели типа ELK – 04 оборудуются автокомпрессионными дугогасительными камерами, в расчете одной камеры на полюс. Характерной особенностью данной камеры является минимальное обсаживание, и небольшая энергия для оперирования. Существуют различные типы и размеры корпусов выключателей с фланцами различного диаметра необходимых заказчикам. Основываясь на вышесказанном, можно сделать вывод что компоновка КРУЭ определяется числом фланцев. Во всех конструкции фланцев могут быть встроены трансформаторы тока, путем подготовки длины опорной пластины.

Общим для всех вариантов выключателей является привод типа НМВ являющийся пружинно-гидравлическим. Вследствие небольших габаритов и характерной модульной конструкции, стали возможны варианты для однополюсного и трехполюсного управления выключателем. Энергия, которая накапливается в пружинах тарельчатого типа позволяет осуществлять производство различных циклов коммутации без их подзарядки.

Важно отметить, что для выключателей на 40,50 и 63 кА дугогасительные камеры являются унифицированными и могут быть многократно испытаны. Данные камеры используются не только в КРУЭ ELK – 04, но и в различных аппаратах производства АББ (например в ОРУ). Главная особенность дугогасительных камер является способность к надежному размыканию главных дугогасительных контактов в процессе гашения дуги. Уже значительно снижен объем работ по их осмотру и обслуживанию благодаря применению износостойкого материала.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (7)$$

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

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

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (8)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}, \quad (9)$$

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

По данным расчета в предыдущем разделе, выбираем выключатели для КРУЭ 110 кВ марки КРУЭ 110 кВ ELK-04.

Важнейшей частью КРУЭ является выключатель. Особенности которых оказывают влияние на размеры и компоновку распределительных устройств. В КРУЭ типа ELK-04 выключатели оборудуются автокомпрессионными

дугогасительными камерами, в расчете одной камеры на полюс. Основное требование – минимальное обслуживание и небольшая энергия для оперативных действий.

Выключатели для КРУЭ типа ELK – 04 являются универсальными и почти не требуют технического обслуживания. Они прекрасно адаптированы под требуемую компоновку КРУЭ.

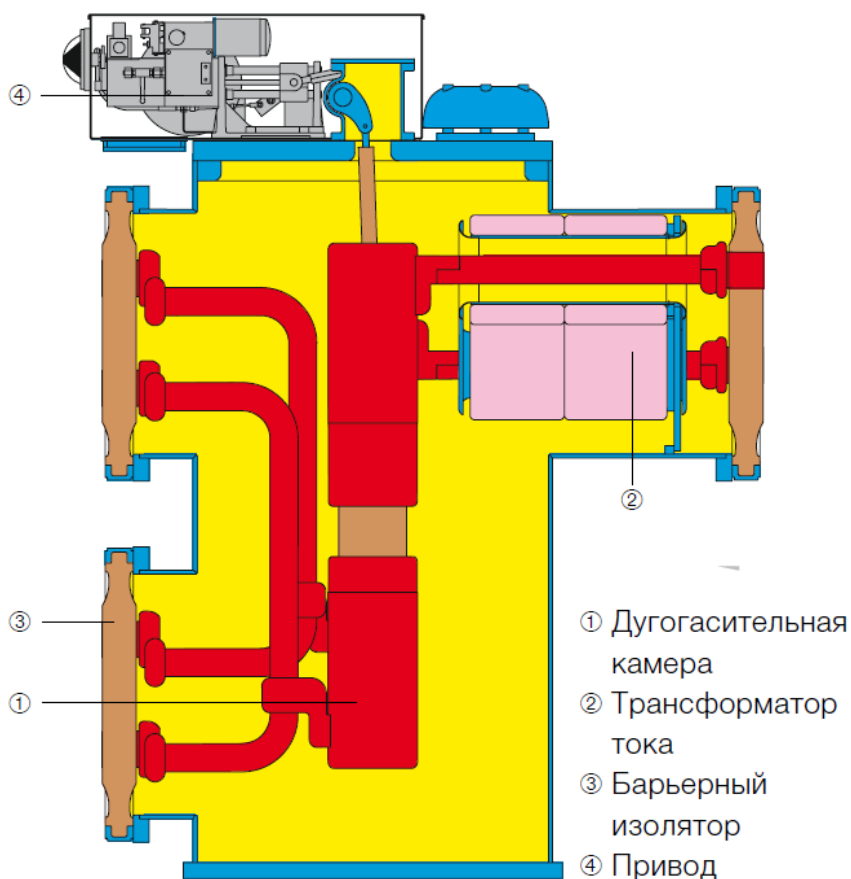


Рисунок 14 – Выключатель КРУЭ 110 кВ ELK-04

Таблица 15 – Результаты выбора выключателя КРУЭ 110 кВ ELK-04

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 238 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 12,054 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$

1	2	3
$i_{вкл} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,248 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 12,054 \text{ кА}$	$I_{н,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 40,248 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 11910 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 353,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

5.2.2 Вариант 2 развития электрической сети при подключении ПС Молокозавод к существующим сетям на напряжение 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:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (10)$$

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

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

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

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (11)$$

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

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (12)$$

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

Для ПС выбраны выключатели ВВУ-СЭЩ-35/630 и ВВУ-СЭЩ-10/1250.

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

Таким образом время отключения равно [10]:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}, \quad (13)$$

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

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{к.расч} = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (14)$$

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

Проверка на термическую стойкость осуществляется в соответствии с условием:

$$B_{к.расч} < B_{к.ном}; \quad (15)$$

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

$$B_{к.ном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (16)$$

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

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

Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (17)$$

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

β_n - содержание апериодической составляющей.

Расчётное значение апериодической составляющей определяется по формуле [10]:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (18)$$

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

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

$$i_{уд} < i_{дин.стой}; \quad (19)$$

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

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты по выбору сведены в таблицу 13.

Таблица 16 - Выбор выключателей ВН ПС 35 кВ Молокозавод

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 184 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0} = 4.53 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{y\delta} = 11.21 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{y\delta}$
$B_{к.расч} = 27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 6.196 \text{ кА}$	$i_{аном} = 90,51 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$
$U_c = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10.5 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб} = 1025 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{n0} = 21.95 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 52 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{n0}$
$i_{y\delta} = 57.43 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{y\delta}$
$B_{к.расч} = 780 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 6000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 30.53 \text{ кА}$	$i_{аном} = 102 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$

Таблица 17 – Выбор выключателей НН ПС 10 кВ Молокозавод

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 932,7 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{n.o}^3 = 9,72 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 25,4 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{n.o}^3 = 9,72 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 25,4 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{n.o}^3 = 9,72 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 283,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Выбранные выключатели на стороне ВН , НН полностью удовлетворяют условиям проверки.

ВЫВОДЫ

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

2) Произведен расчет токов короткого замыкания, выбор выключателей;

3) Произведен выбор, проверка и установка КРУЭ

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

В данном пункте целью служит выявление оптимального варианта развития электрической сети района проектирования исходя из расчета экономической эффективности.

6.1 Капиталовложения

Вычисление необходимого объема капиталовложения в сооружения ЛЭП и подстанции является целью пункта.

Для развития действующих, переустройства и технического обновления, а также строительства новых предприятий требуются экономические вложения, материальные ресурсы и рабочая сила, в совокупности являющиеся капиталовложениями.

Капиталовложение в сооружение электрической сети определяется из двух значений:

- затраты на строительство подстанций;
- затраты на оборудование ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (20)$$

Обращая внимание на разнообразие компоновок, материалов и типов основного оборудования ПС, и к тому же обширный и разнообразный по составу объем работ при модернизации ПС, финансовые вложения определяются по нескольким факторам:

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

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

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (21)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (22)$$

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 $K_{инф} = 4,78$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

В приложении Б приведён расчёт капиталовложений для подключения объектов на напряжение 110 кВ и 220 кВ. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 23, для варианта №2 представлены в таблице 24.

Таблица 18 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	48750
Трансформаторы	3000
Постоянная часть затрат	11340
Противоаварийная автоматика	872
Стоимость распределительных устройств	7900

Таблица 19 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	26560
Трансформаторы	3000
Постоянная часть затрат	8340
Противоаварийная автоматика	872
Стоимость распределительных устройств	1850

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 401100$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 246300$ тыс.руб.

6.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (23)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (24)$$

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (25)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/ КВт·ч.

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (26)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении Б, а для варианта №2 в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 25.

Таблица 20 – Издержки

Вариант	$I_{Э.р}$, тыс.руб	$I_{ам.рен}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	881.9	1964	1610	5422
№2	3568	18080	2260	25260

6.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Если при средних затратах на обслуживание в год различие составляет 5%, то оптимальным будет являться тот вариант, при котором меньше стоимость потерь электроэнергии, а следовательно, и меньше затраты эксплуатационные.

Поиск такого оптимального варианта исходит из определения минимальных среднегодовых или приведенных затрат. Так как для вновь вводимых в работу подстанций отсутствует ликвидная стоимость, а скорость вложений постоянна, то применяется метод расчета приведенных затрат вместо метода чистого дисконтированного дохода.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (27)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;
 I – издержки.

В таблице 26 отображены сведения по произведенным расчетам по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведенных затрат.

Таблица 21 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	401100	252600	292700
2	246300	54220	78850

По результатам анализа представленных вариантов, вариант под №2 является более экономически выгодным, так как приведенные затраты, финансовые вложения и затраты на издержки на 138000 тыс. рублей меньше, чем в варианте №1.

6.4 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – экономическая категория, или совокупный показатель безотказного электроснабжения потребителей.

Он применяется для подсчета связанных с нарушением заключенных обязательств, то есть перерывов электроснабжения потребителей, штрафов, неустоек и пени, и характеризует особенностью стоимостью поставляемой потребителю электроэнергии с своеобразной надежностью.

На основе количественной оценки ущерба осуществляется выбор вариантов оперативного и технического обслуживания, а так же учет фактора надежности.

За основной ущерб принимается такой ущерб, при котором произошел сбой электроснабжения, но условия технологического процесса и работа оборудования были сохранены. То есть нулевой ущерб из-за срыва плана по производимой продукции.

Под ущербом внезапности понимают зависящий от типа потребителя, величины потерянной энергии ущерб, при котором возникает фактор внезапности, в результате чего происходят нарушения процессов технологического производства, брак, выход оборудования из строя и т.д.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (28)$$

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

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

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (29)$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (30)$$

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

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

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

Результаты расчета для варианта №1 и 2 представлены в таблицах 27, 28 соответственно.

Таблица 22 – Расчет величины ущерба для варианта №1

Объект	у, кВт	$T_{ср}$, ч	У, тыс.руб
ПС Молокоза-вод	24900	118.417	4423

Таблица 23 – Расчет величины ущерба для варианта №2

Объект	у, кВт	$T_{ср}$, ч	У, тыс.руб
ПС Молокоза-вод	24900	115.407	4413

6.5 Оценка экономической эффективности проекта

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

Оценка экономической эффективности варианта №1

Оценка выручки по результатам реализации проекта является основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (31)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (32)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

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

$$O_{Pt} = 50210 \cdot 2 = 1004000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{6t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (33)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{6t}). \quad (34)$$

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

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_t; \quad (35)$$

По результатам расчетов дисконтирования чистого потока платежей \mathcal{E}_t , являющийся разностью оттоков и притоков финансовых ресурсов не учитывая источники финансирования, определяется чистый дисконтированный доход.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (36)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 12.

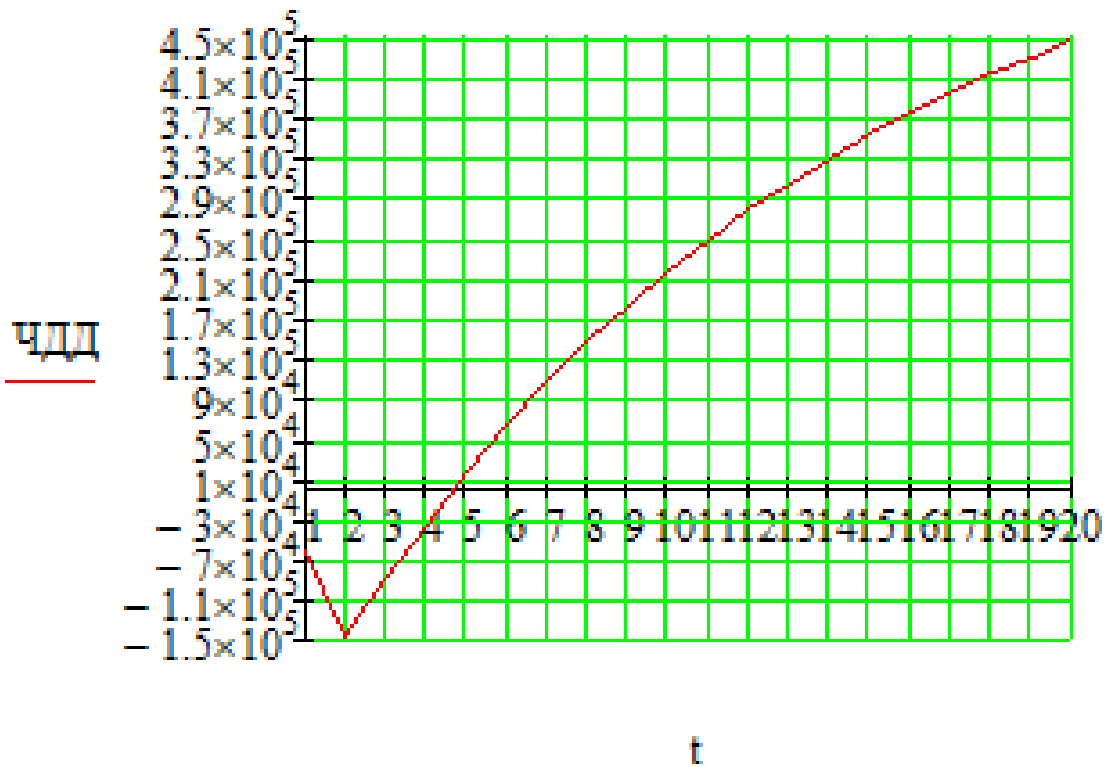


Рисунок 16 – График ЧДД

В графике наглядно показано что срок окупаемости объекта 5 лет. Следовательно, значения ЧДД положительные и являются экономически выгодными и рекомендуемыми к реализации.

Для расчета эффективности инвестиций расчеты проводятся по каждому после начала эксплуатации году или только по некоторым характерным годам расчетного периода электросетевого объекта. Первый год после выхода оборудования на нормальный режим эксплуатации, но с учетом экономических издержек и выплатой денежных займов, а так же после выплаты всех обязательств считаются характерными. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (37)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_i – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_i - налог на прибыль.

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

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

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

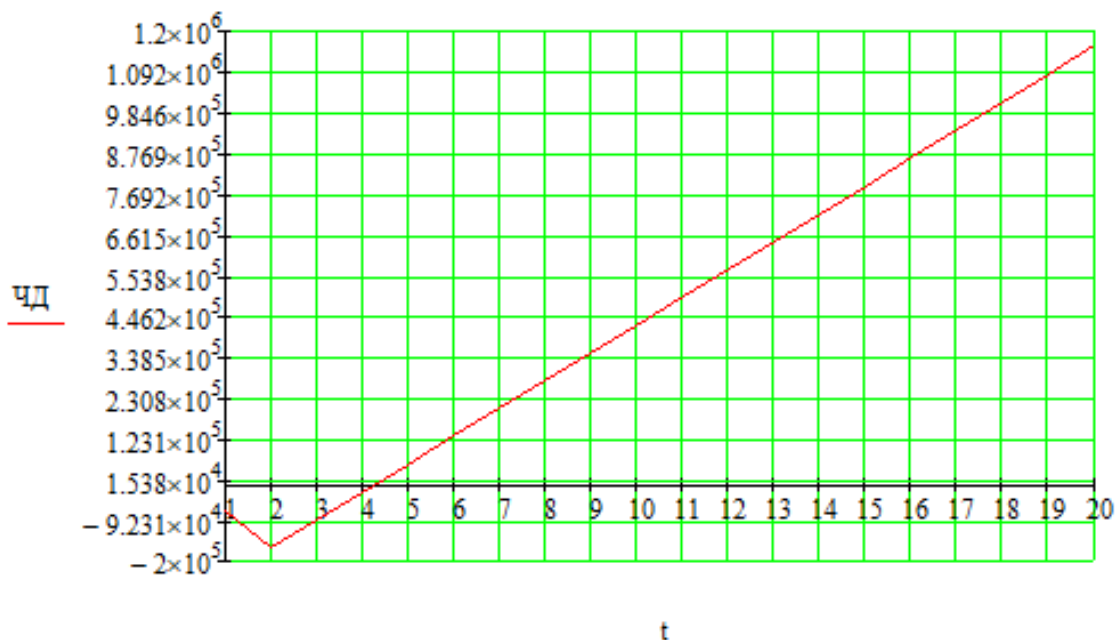


Рисунок 17 – График ЧДД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 158.900 миллионов руб. составит 4 года и 5 месяцев. Проект

является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDД > 1$ ($IDД = 3.804$). Рентабельность проекта составит 46.39% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ВЫВОДЫ

Проведенное моделирование режимов работы Арсеньевского городского округа Приморского края показало, что применение в ней активно адаптивных элементов способно гибко менять характеристики энергосистемы тем самым, оптимизировать режимы сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности, качеству электроэнергии.

С точки зрения технико-экономических показателей вариант развития сети с применением принципов активно-адаптивного построения сети является наиболее предпочтительным.

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

Проектирование производилось с учетом географических особенностей районов электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок.

Результаты оценки экономической эффективности позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант развития электрической сети является эффективным и рентабельным. Предложенный вариант развития электрической сети может быть применен на практике.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения магистерской диссертации выполнен режимный и структурный анализ реальной электрической сети Приморского края. Определены наиболее слабые места электрической сети.

В работе решены следующие задачи:

1) Произведен расчет вероятностных характеристик электрических нагрузок, с целью проектирования такой сети, которая удовлетворила бы требования надежности и была выгодной с экономической точки зрения.

2) Разработаны несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с использованием инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, которые позволяют обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей электроэнергии, а также существенно снизить потери электроэнергии в сети.

3) С целью повышения функционала сети выполнено техническое обоснование вариантов, выбраны необходимые элементы электрической сети. Рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы электрической сети.

4) Выбран оптимальный вариант инновационного развития сети, с точки зрения надежности и экономической эффективности.

В процессе проектирования были учтены все географические особенности района проектирования, а также рост прогнозируемых электрических нагрузок.

Предложенный вариант развития электрической сети является эффективным и рентабельным с учетом результатов экономической эффективности. Возможно применение предложенного варианта развития электрической сети на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376с.
- 2 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 3 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2018-2022 годов .
- 4 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 - 25.03.2021.
- 5 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 7 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.02.221
- 8 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.
- 9 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 11 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22 Письмо Минстроя России от 4 апреля 2018 г. № 13606-ХМ/09 «О рекомендуемой величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости

строительства в I квартале 2018 года, в том числе величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, прогнозных индексов изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также величине прогнозных индексов изменения сметной стоимости оборудования»

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

24 Крючков, И. П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс] : учебное пособие / И. П. Крючков, В. А. Старшинов, Гусев Ю.П. ; под ред. И. П. Крючкова, В. А. Старшинова. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. — 568 с.

26 Александров, В. В. Расчет токов коротких замыканий в электроэнергетических системах : учебное пособие / В. В. Александров, А. А. Малютин. — Москва : ФЛИНТА, 2016. — 131 с.

27 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс] : учебное пособие. — Москва : ЭНАС, 2013. — 152 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/104547>. — 10.04.2021.

28 Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М. : ЭНАС, 2013. — 104 с.— Режим доступа :<http://www.iprbookshop.ru/76191.html>. — 10.04.2021

29 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]. — М.: ЭНАС, 2014.— 264 с. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76185.html>.— 11.04.2021

30 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

31 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

32 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»

33 Гумбин, М.П. Анализ состояния электроэнергетики России и перспективы развития / М. П. Гумбин // Вестник КрасГАУ. - 2014. - №10. – С. 154-161.

34 Орлов, А.В. Инновации в электроэнергетике / А.В. Орлов, В. Ф. Ковганюк // Новое слово в науке: перспективы развития. – 2016. – С. 10-21.

35 Александров, Ю. Л. Перспективы инновационного развития электросетевых компаний в России / Ю. Л. Александров // Вестник ГУУ. - 2014. - №13. – С. 69-80.

36 Горбатенко, Н.А. Цифровизация электроэнергетики России / Н.А. Горбатенко // Вестник науки и образования. - 2020. - №6-2 (84). – С. 254-258.

37 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Часть I. Электроэнергетические системы и сети // Учебное электронное текстовое издание ГОУ ВПО УГТУ–УПИ – Екатеринбург, 2005 – 52с.

38 Андрианов, В. Д. Перспективы развития и модернизации топливно-энергетического комплекса России / В.Д. Андрианов // Россия: тенденции и перспективы развития. - 2017. - №12-1. – С. 68-78.

39 Курьянов, В. Н. Цифровые подстанции. Опыт реализации / В.Н. Курьянов // Наука, образование и культура. – 2018. - №3 (27). – С. 25-30.

40 Васильченко, В. И. Цифровая подстанция составляющая системы "Smart Grid" / В. И. Васильченко, О.Г. Гриб // ЕіЕ. -2014. - №6. – С. 152-170.

41 Горячева, М.Ю. Эффект Фарадея для высокоточных измерений / М.Ю. Горячева // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. - 2015. - №11. – С. 10-15.

42 Ураксеев, М. А. Современные волоконно-оптические системы дистанционного измерения электрического тока / М.А. Ураксеев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. - 2014. - №2. – С. 154-156.

43 Демин А. Н. Экспериментальные исследования основной погрешности измерений волоконно-оптического датчика электрического тока на основе эффекта Фарадея в $\text{Bi}_{12}\text{SiO}_{20}$ и $\text{Bi}_{12}\text{GeO}_{20}$ / А.Н. Демин, В. И. // Измерение. Мониторинг. Управление. Контроль. - 2016. - №3 (17). – С. 115-120.

44 Ураксеев, М. А. Современные волоконно-оптические датчики напряжения и напряженности электрического поля на электрооптическом эффекте / М.А. Ураксеев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. - 2014. - №4. – С. 44-50.

45 Базыль, И. М., Использование оптических трансформаторов тока / И.М. Базыль// Известия ТулГУ. Технические науки. - 2018. - №12. – С. 36-40.

46 Умурзакова, Г. Р. Разработка и исследование оптоэлектронного трансформатора постоянного тока / Г.Р. Умурзакова // Достижения науки и образования. - 2018. - №18 (40). – С. 10-20.

47 Саушев, А. В. Анализ методов диагностики аппаратов высокого напряжения / А.В. Саушев, Д.А. Шерстнев, Н.В. Широков // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. - 2017. №5 (45). – С.100-106.

48 Закарюкин, В. П. Моделирование измерительных трансформаторов тока и напряжения / В.П. Закарюкин // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - 2014. - №1 (41). – С. 74-80.

49 Шагеев, С. Р. Перспектива развития систем учета и цифровых подстанций в российской Федерации / С.Р. Шагеев // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2012. - №5-6. – С. 120-128.

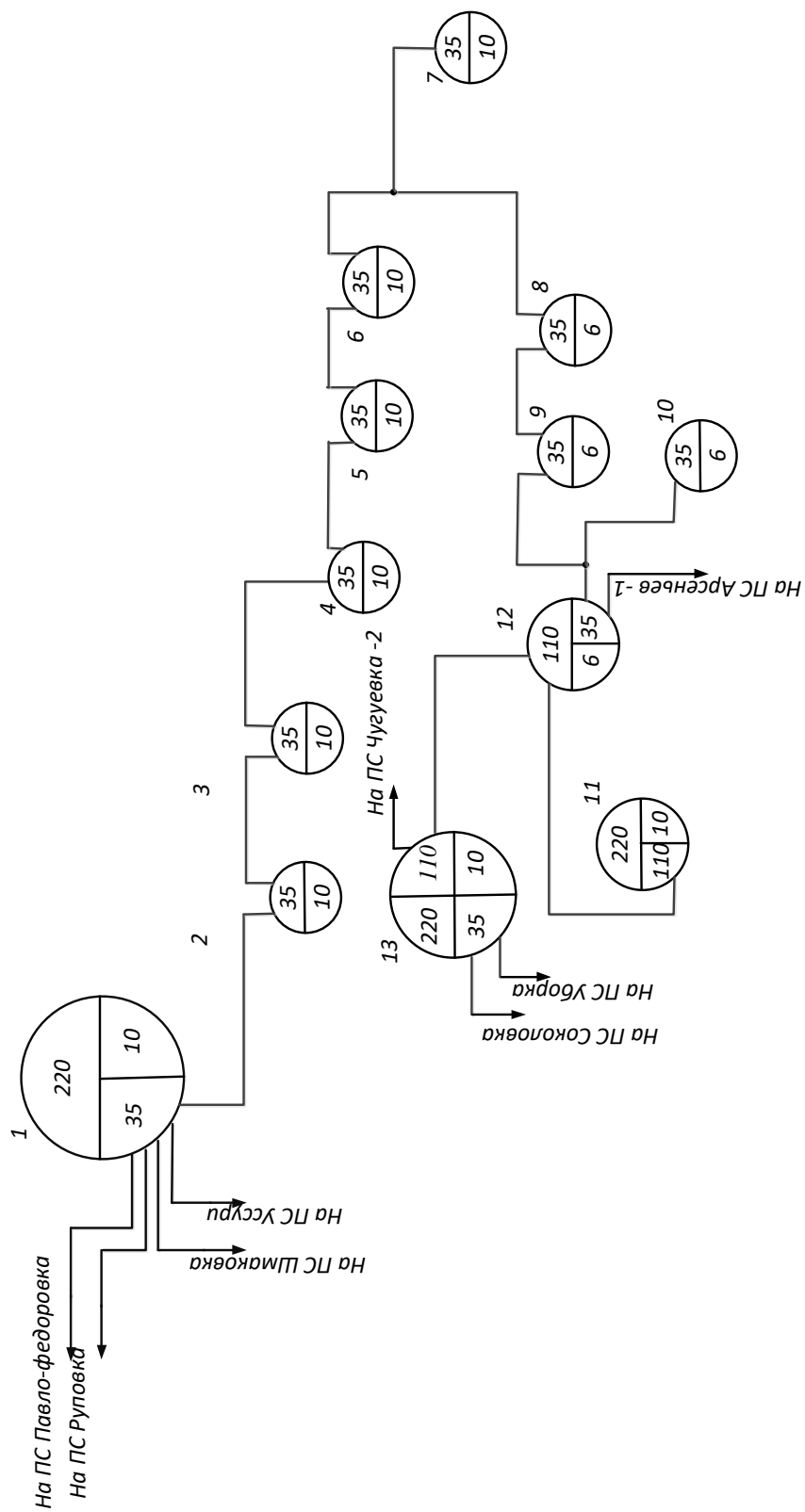
50 Паздерин, А. В. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции / А.В. Паздерин // ЭС и К. - 2019. - №4 (45). – С. 134-138.

- 51 Бойченко, О.В. Построение информационной модели цифровой подстанции на основе стандарта МЭК 61850 // МНИЖ. - 2016. - №4-2 (46). – С. 10-16.
- 52 Жматов, Д. В. Автономные источники питания постоянного тока для цифровых подстанций и транспорта / Д. В. Жматов, Т.И. Кузнецова // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2015. - №2. – С. 74-80.
- 53 Баранов, П. Ф. Программное обеспечение для эмуляции передачи мгновенных значений измерений в соответствии со стандартом МЭК 61850 / П.Ф. Баранов // Известия ТПУ. - 2014. - №5. – С. 45-50.
- 53 Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34- 41.
- 54 ChuandA., McGranaghan M. Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20-24, 2004, 6 p.
- 54 Venayagamoorthy G.K. Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.
- 56 Xue Yusheng. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 6 p.
- 57 Сальникова, А. А. Оценка интегральной эффективности инновационных проектов по цифровизации электросетей / А. А. Сальникова. – Текст: непосредственный // Друкерровский вестник. – 2019. – № 4. – С. 230-247.
- 58 Воропай, Н. И. Энергетический фактор в структуре национальной безопасности России / Н. И. Воропай, В. В. Бушуев. – Текст: непосредственный // Энергетическая политика. – 2017. – № 1. – С. 9-19.
- 59 Савина Н.В. «Теория надежности в электроэнергетике» [Текст]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с..

60 Шумилкин С.Ю. Основные тенденции технологического развития предприятий электроэнергетики. М., 2015. С.2

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей:

$$K_{уд35} := 1.75 \quad I_{по35} := 4.53 \quad T_{а35} := 0.3 \quad K_{уд6} := 1.85 \quad T_{а6} := 0.6 \quad I_{по6} := 21.95$$

$$i_{уд35} := \sqrt{2} \cdot K_{уд35} \cdot I_{по35} = 11.211 \quad i_{уд6} := \sqrt{2} \cdot K_{уд6} \cdot I_{по6} = 57.428$$

$$B_{крас35} := I_{по35}^2 (1.02 + T_{а35}) = 27.088 \quad B_{крас6} := I_{по6}^2 (1.02 + T_{а6}) = 780.52$$

$$i_{ат35} := \sqrt{2} \cdot I_{по35} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а35}}} = 6.196 \quad i_{ат6} := \sqrt{2} \cdot I_{по6} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{а6}}} = 30.529$$

$$I_{ра635} := \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0.184 \quad I_{ра66} := \frac{\sqrt{10^2 + 5^2}}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 1.025$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить ОПТИМАЛЬНЫЙ.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО 5694700729.240.124-2012.

Расчет приведенных затрат

$$Z := E \cdot K_{ПС} + U$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложение на сооружение сети:

$$K_{ПС} := (K_{вл.} + K_{пс.}) \cdot k_{инф} = \blacksquare$$

Капиталовложение в строительство ВЛ:

$$K_{вл.} := C_0 \cdot l$$

$$C_{70} := 1400 \quad \text{тыс.руб/км} \quad C_{120} := 1330 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 16.01 \quad l_2 := 16.01 \quad l_3 := 2.96$$

Вариант № 1

$$K_{вл1.} := C_{120} \cdot l_1 \cdot 2 = 4.259 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3%- временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\text{ввл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 4.875 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Вариант № 2

$$K_{\text{вл2}} := C_{70} \cdot I_2 + C_{70} \cdot I_3 = 2.656 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\text{ввл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.04 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложение в строительство ПС:

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

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

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

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

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

$$K_{\text{пост35}} := 8340 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост110}} := 11340 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру35}} := 1850 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ру110}} := 7900 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр10}} := 3000 \text{ тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\text{ПС1}} := K_{\text{ПС1}} + K_{\text{ПС1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 2.546 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС2}} := K_{\text{ПС2}} + K_{\text{ПС2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1.51 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложение на сооружение сети:

$$k_{\text{инф}} := 5.65$$

Вариант №1

$$K_1 := (K_{\text{ВЛ1}} + K_{\text{ПС1}}) \cdot k_{\text{инф}} = 4.011 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2

$$K_2 := (K_{\text{ВЛ2}} + K_{\text{ПС2}}) \cdot k_{\text{инф}} = 2.463 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$Z_1 := 0.1 \cdot 4.011 \cdot 10^5 + 252600 = 2.927 \times 10^5$$

$$Z_2 := 0.1 \cdot 2.463 \cdot 10^5 + 54220 = 7.885 \times 10^4$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

$$И := I_0 + I_{ам} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$I_{э1} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл1} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс1} = 881.931 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{э2} := \alpha_{э.вл} \cdot K_{\Sigma вл2} + \alpha_{э.пс} \cdot K_{\Sigma пс2} = 3.568 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{сл.вл} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{сл.пс} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$I_{ам1} := \frac{K_{\Sigma вл1}}{T_{сл.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс1}}{T_{сл.пс}} = 1.964 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{ам2} := \frac{K_{\Sigma вл2}}{T_{сл.вл}} + \frac{K_{\Sigma пс2}}{T_{сл.пс}} = 1.808 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := 1230$$

Вариант №2.

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := 1880$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 380$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 1.61 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 2.26 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 2576 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := (\Sigma W_2 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 3.616 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{с1}} + I_{\text{ам1}} + I_{\Delta W1} = 5.422 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$I_2 := I_{с2} + I_{ам2} + I_{\Delta W2} = 2.526 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$З_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 21307.469 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$З_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 159350.0879752 \quad \text{тыс.руб}$$

Из двух предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на 138000тыс. руб по сравнению с вариантом №2.

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

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

Годовая прибыль:

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

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 10000 \quad \text{кВт} \quad n := 2 \quad k_{13\text{ном}} := 0.55$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{13\text{ном}} = 1.1 \times 10^4 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.83$$

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

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

Переданная электроэнергия за год:

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

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_9) \cdot 10^{-3} = 1.004 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := I_1 - I_{\text{ам1}} = 3.458 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 9.697 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 2.327 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 6.354 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 9.531 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Delta_1 := -И - K_{t1} = -6.7 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Delta_1}{(1 + E_n)^1} = -6.204 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -6.204 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Delta_2 := -И - K_{t2} = -9.877 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Delta_2}{(1 + E_n)^2} = -8.468 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2. := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -1.467 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

Третий год:

$$\Theta_3 := O - И - Н = 7.37 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_H)^3} = 5.85 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -8.821 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 7.37 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^4} = 5.417 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = -3.404 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^5} = 5.016 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 1.612 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^6} = 4.644 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 6.256 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^7} = 4.3 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 1.056 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^8} = 3.982 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 1.454 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^9} = 3.687 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 1.822 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{10}} = 3.414 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 2.164 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{11}} = 3.161 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 2.48 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\Theta}{(1 + E_H)^{12}} = 2.927 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

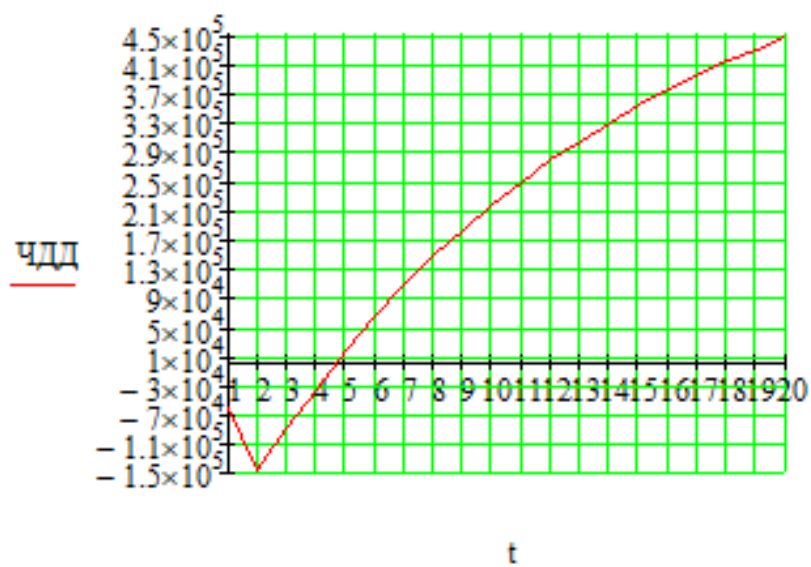
$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 2.773 \times 10^5$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{13}} = 2.71 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{13} := \text{ЧДД}_{12} + \text{ЧДД}_{13} = 3.044 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{14}} = 2.509 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{14} := \text{ЧДД}_{13} + \text{ЧДД}_{14} = 3.294 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{15}} = 2.323 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{15} := \text{ЧДД}_{14} + \text{ЧДД}_{15} = 3.527 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{16}} = 2.151 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{16} := \text{ЧДД}_{15} + \text{ЧДД}_{16} = 3.742 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{17}} = 1.992 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{17} := \text{ЧДД}_{16} + \text{ЧДД}_{17} = 3.941 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{18}} = 1.844 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{18} := \text{ЧДД}_{17} + \text{ЧДД}_{18} = 4.126 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{19}} = 1.708 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{19} := \text{ЧДД}_{18} + \text{ЧДД}_{19} = 4.296 \times 10^5$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_H)^{20}} = 1.581 \times 10^4$	тыс.руб
	$\text{ЧДД}_{20} := \text{ЧДД}_{19} + \text{ЧДД}_{20} = 4.454 \times 10^5$

Продолжение приложение Б
 Расчёт в программе Mathcad

		(чдд _{1.})
(1)		чдд _{2.}
2		чдд _{3.}
3		чдд _{4.}
4		чдд _{5.}
5		чдд _{6.}
6		чдд _{7.}
7		чдд _{8.}
8		чдд _{9.}
9		чдд _{10.}
t :=	чдд :=	чдд _{11.}
10		чдд _{12.}
11		чдд _{13.}
12		чдд _{14.}
13		чдд _{15.}
14		чдд _{16.}
15		чдд _{17.}
16		чдд _{18.}
17		чдд _{19.}
18		чдд _{20.}
19		(чдд _{20.})
(20)		



Продолжение приложение Б Расчёт в программе Mathcad

Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 3.804$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

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

Чистый доход:

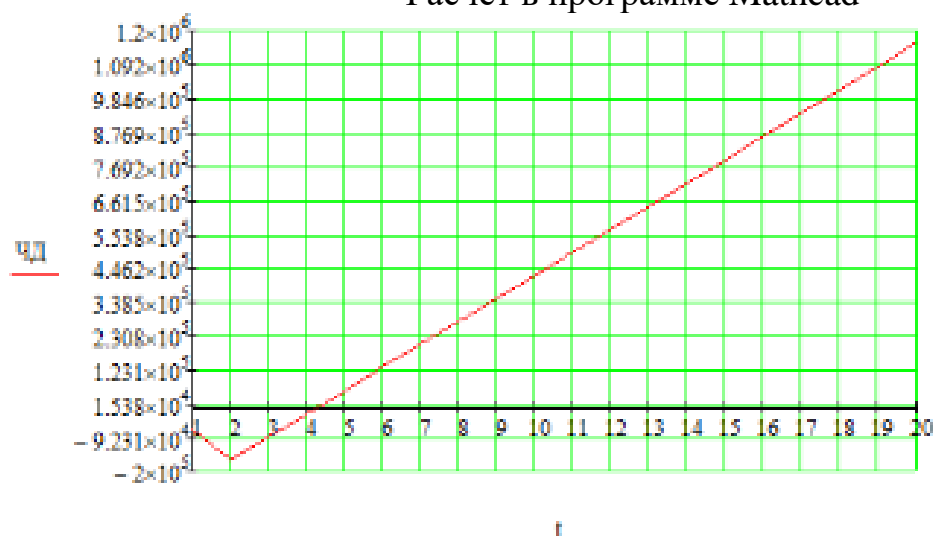
$\text{ЧД}_1 := \text{Э}_1 = -6.7 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -6.7 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 := \text{Э}_2 = -9.877 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -1.658 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -9.207 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -1.837 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 5.532 \times 10^4$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_6 := \text{ЧД}_5 + \text{ЧД}_6 = 1.29 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_7 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_7 := \text{ЧД}_6 + \text{ЧД}_7 = 2.027 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_8 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_8 := \text{ЧД}_7 + \text{ЧД}_8 = 2.764 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_9 := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_9 := \text{ЧД}_8 + \text{ЧД}_9 = 3.501 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{10} := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{10} := \text{ЧД}_9 + \text{ЧД}_{10} = 4.238 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{11} := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$\text{ЧД}_{11} := \text{ЧД}_{10} + \text{ЧД}_{11} = 4.975 \times 10^5$	тыс.руб
$\text{ЧД}_{12} := \text{Э} = 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 5.712 \times 10^3$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 6.449 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 7.186 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 7.923 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 8.66 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 9.397 \times 10^5$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.013 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.087 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э - 7.37 \times 10^4$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 1.161 \times 10^6$	тыс.руб

$$ЧД = \begin{pmatrix} ЧД_1 \\ ЧД_2 \\ ЧД_3 \\ ЧД_4 \\ ЧД_5 \\ ЧД_6 \\ ЧД_7 \\ ЧД_8 \\ ЧД_9 \\ ЧД_{10} \\ ЧД_{11} \\ ЧД_{12} \\ ЧД_{13} \\ ЧД_{14} \\ ЧД_{15} \\ ЧД_{16} \\ ЧД_{17} \\ ЧД_{18} \\ ЧД_{19} \\ ЧД_{20} \end{pmatrix}$$

Продолжение приложение Б
Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 4 года 9 месяцев.

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

Дисконтированный срок окупаемости составит 4 года и 5 месцев.

*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -42.177 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -62.177 \quad \%$$

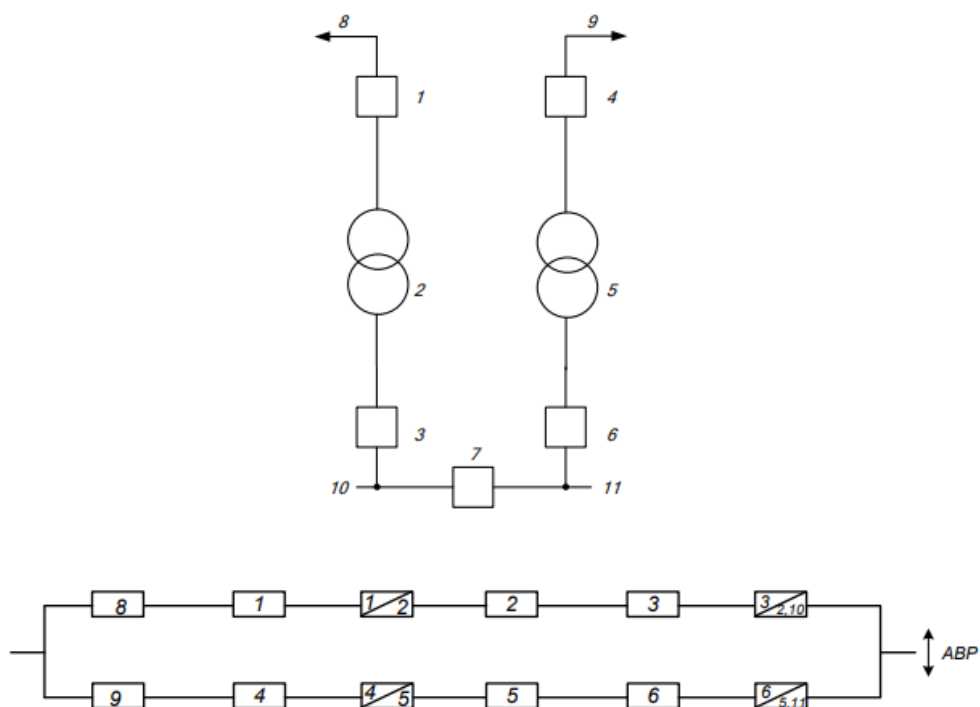
$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 46.393 \quad \%$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 158.900 миллионов руб. составит 4 года и 5 месяцев. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД>1 (ИДД=3.804). Рентабельность проекта составит 46.39% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Приложение В

Расчет надежности проектируемой подстанции

1 вариант



Вероятность отказов и безотказной работы элементов

$$q_{ВЛ} = \frac{0,35 \cdot 14}{8760} = 5,594 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ВЛ} = 1 - q_{ВЛ} = 1 - 0,0005594 = 0,99944$$

$$q_{ВЛ} = \frac{0,06 \cdot 14}{8760} = 0,9589 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ВЛ} = 1 - q_{ВЛ} = 1 - 0,00009589 = 0,9999$$

$$q_{ТР} = \frac{0,035 \cdot 60}{8760} = 2,39 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ТР} = 1 - q_{ТР} = 1 - 0,0002397 = 0,99976$$

$$q_{ВыклКЗ} = \frac{0,003 \cdot 35}{8760} = 1,1986 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{ВыклКЗ} = 1 - q_{ВыклКЗ} = 1 - 0,000011986 = 0,99988$$

$$q_{Выкл} = \frac{0,001 \cdot 35}{8760} = 3,995 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{Выкл} = 1 - q_{Выкл} = 1 - 0,000003995 = 0,999996$$

$$q_{Шины} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{Шины} = 1 - q_{Выкл} = 1 - 0,00002397 = 0,999976$$

Продолжение приложения В
Расчет надежности проектируемой подстанции

Дополнительные параметры для выключателей

$$q_B = q_{\text{ВыклКЗ}} + \lambda_{\text{кз}} \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (q_{\text{ВыклКЗ}} \cdot q_{\text{ВЛ}}) + \lambda_{\text{выкл}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0007192) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

$$q_B = q_{\text{ВыклКЗ}} + \lambda_{\text{кз}} \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (q_{\text{ВыклКЗ}} \cdot q_{\text{ТР}}) + \lambda_{\text{выкл}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0002397) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

Определим вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов

$$q_{1,1} = (q_{\text{Выкл}} + q_{\text{ВЛ}} + q_{\text{Выкл}} + q_{\text{Тр-ор}} + q_{\text{Выкл}} + q_{\text{шины}}) = 0,000303623$$

$$q_{1,2} = (q_{\text{Выкл}} + q_{\text{ВЛ}} + q_{\text{Выкл}} + q_{\text{Тр-ор}} + q_{\text{Выкл}} + q_{\text{шины}}) = 0,000303623$$

$$q_2 = q_{1,1} \cdot q_{1,2} = 0,000303623 \cdot 0,000303623 = 0,921869 \cdot 10^{-7}$$

$$\omega_{1,1} = (\omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{ВЛ}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{Тр-ор}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{шины}}) = 0,049$$

$$\omega_{1,2} = (\omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{ВЛ}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{Тр-ор}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{шины}}) = 0,049$$

$$\omega_2 = \omega_{1,1} \cdot \omega_{1,2} = 0,049 \cdot 0,049 = 0,0024$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t = \frac{q_{1,1}}{\omega_{1,1}} \cdot 8760 = \frac{0,000303623}{0,049} \cdot 8760 = 54,28 \text{ ч.}$$

Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек

$$\omega_c = \omega_{1,1} \cdot q_{1,1} + \omega_{1,1} \cdot q_{1,1} + \frac{2 \cdot t}{8760} = 0,0124$$

Определим среднюю вероятность состояния отказа или коэффициент простоя системы

$$K_{\text{пр}} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{пр.восст.}}}{t_a}} = 1 - 0,331 = 0,6689$$

$$K_{\text{пр}2} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{пр.восст.}}}{t_a}} = 1 - 0,331 = 0,6689$$

$$K_{\text{ПС}} = \omega \cdot \frac{t}{8760} = 7,68347 \cdot 10^{-5}$$

Продолжение приложения В
Расчет надежности проектируемой подстанции

Расчетное время безотказной работы

$$a=0,105$$

$$T_c=41,67 \cdot 0,105=1,37 \text{ года}$$

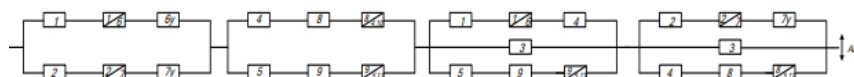
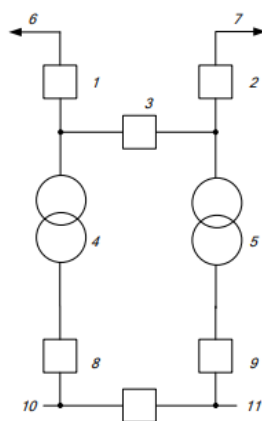
Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_c} \cdot 8760 = \frac{0,00007683}{0,0124} \cdot 8760 = 118,417 \text{ час.}$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y = \frac{(\omega_c \cdot t_{\text{вс}} \cdot P \cdot \varepsilon \cdot Y \cdot 64)}{1000} = \frac{0,0124 \cdot 54,2 \cdot 15000 \cdot 1 \cdot 64}{1000} = 4423 \text{ тыс. руб.}$$

2 вариант



Продолжение приложения В
Расчет надежности проектируемой подстанции

$$q_{ВЛ} = \frac{0,45 \cdot 14}{8760} = 7,192 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ВЛ} = 1 - q_{ВЛ} = 1 - 0,0007192 = 0,99928$$

$$q_{ТР} = \frac{0,035 \cdot 60}{8760} = 2,39 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ТР} = 1 - q_{ТР} = 1 - 0,0002397 = 0,99976$$

$$q_{ВыклКЗ} = \frac{0,003 \cdot 35}{8760} = 1,1986 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{ВыклКЗ} = 1 - q_{ВыклКЗ} = 1 - 0,000011986 = 0,99988$$

$$q_{Выкл} = \frac{0,001 \cdot 35}{8760} = 3,995 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{Выкл} = 1 - q_{Выкл} = 1 - 0,000003995 = 0,999996$$

$$q_{Шины} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{Шины} = 1 - q_{Шины} = 1 - 0,00002397 = 0,999976$$

Определим вероятность отказа и безотказной работы схемы

Вероятность отказа первой цепи:

$$q_I = \left[\lambda_7 t_{B7} + \lambda_3 t_{B3} + a_{Всеп1} (\lambda_9 t_{B9} + \lambda_{7n} t_{B7} + \lambda_5 t_{B5} + \lambda_4 t_{B4}) \right] \times \\ \times \left[\lambda_8 t_{B8} + \lambda_4 t_{B4} + a_{Всеп2} (\lambda_{8n} t_{B8} + \lambda_9 t_{B9} + \lambda_5 t_{B5} + \lambda_4 t_{B4}) \right] + \lambda_5 t_{B5}$$

Вероятность отказа второй цепи:

$$q_{II} = \left[\lambda_8 t_{B8} + \lambda_2 t_{B2} + a_{Всеп2} (\lambda_{10} t_{B10} + \lambda_{8n} t_{B8} + \lambda_6 t_{B6} + \lambda_1 t_{B1}) \right] \times \\ \times \left[\lambda_7 t_{B7} + \lambda_1 t_{B1} + a_{Всеп1} (\lambda_{10} t_{B10} + \lambda_6 t_{B6} + \lambda_2 t_{B2} + \lambda_{7n} t_{B7}) \right] + \lambda_6 t_{B6}$$

$$q_{1,2} = (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + a \cdot (q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{ВЛ} + q_{Шины})) \cdot (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + a \cdot (q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{ВЛ} + q_{Шины})) + q_{ТР-ор} = 0,0002397$$

$$q_{1,2} = (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + a \cdot (q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{ВЛ} + q_{Шины})) \cdot (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + a \cdot (q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{ВЛ} + q_{Шины})) + q_{ТР-ор} = 0,0002397$$

$$q = 0,57456 \cdot 10^{-7}$$

$$\omega_{1,1} = 0,089$$

$$\omega_{1,2} = 0,089$$

$$\omega_2 = 0,0079$$

Дополнительные параметры для выключателей

Продолжение приложения В
Расчет надежности проектируемой подстанции

$$q_B = q_{\text{ВыклКЗ}} + \lambda_{\text{кз}} \cdot (1+1 \cdot 0,8) \cdot (q_{\text{ВыклКЗ}} \cdot q_{\text{ВЛ}}) + \lambda_{\text{выкл}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1+1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0007192) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

$$q_B = q_{\text{ВыклКЗ}} + \lambda_{\text{кз}} \cdot (1+1 \cdot 0,8) \cdot (q_{\text{ВыклКЗ}} \cdot q_{\text{ТР}}) + \lambda_{\text{выкл}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1+1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0002397) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t = \frac{q_{1,1}}{\omega_{1,1}} \cdot 8760 = \frac{0,0002397}{0,089} \cdot 8760 = 23,59 \text{ ч.}$$

Определяем параметр потока отказов

$$\omega_c = 0,054$$

Расчетное время безотказной работы

$$a = 0,105$$

$$T_c = 23 \cdot 0,105 = 2,415 \text{ года}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_c} \cdot 8760 = \frac{0,0002337}{0,054} \cdot 8760 = 118,017 \text{ час.}$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y = \frac{(\omega_c \cdot t_{\text{вс}} \cdot P \cdot \varepsilon \cdot Y \cdot 64)}{1000} = \frac{0,054 \cdot 37,9 \cdot 15000 \cdot 1 \cdot 64}{1000} = 4413 \text{ тыс. руб.}$$

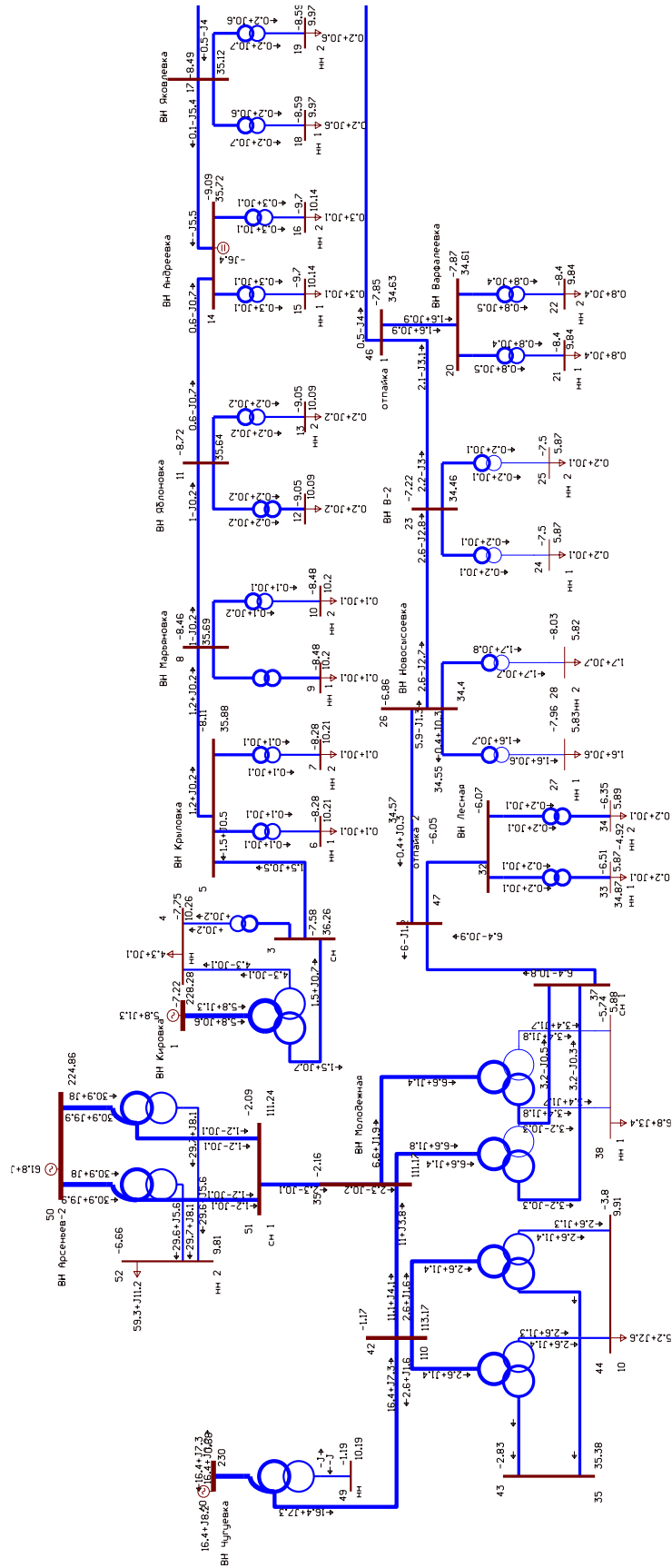
Приложение Г

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_щ	V	Delta	Темп...
1		База	1	ВН Кировка	220					4,8	1,5	228,3	-1 000,0	1 000,0		228,28	-7,22	
2		Нагр	2	н.т	220											228,04	-7,52	
3		Нагр	3	сн	35											36,26	-7,52	
4		Нагр	4	нн	10			4,3	0,1							10,26	-7,69	
5		Нагр	5	ВН Крыловка	35											35,98	-7,54	
6		Нагр	6	нн 1	10			0,1	0,1							10,24	-7,70	
7		Нагр	7	нн 2	10			0,1	0,1							10,24	-7,70	
8		Нагр	8	ВН Марьяновка	35											35,87	-7,53	
9		Нагр	9	нн 1	10			0,1	0,1							10,26	-7,56	
10		Нагр	10	нн 2	10			0,1	0,1							10,26	-7,56	
11		Нагр	11	ВН Яблоновка	35											35,26	-10,42	
12		Нагр	12	нн 1	10			0,2	0,2							9,98	-10,77	
13		Нагр	13	нн 2	10			0,2	0,2							9,98	-10,77	
14		Нагр	14	ВН Андреевка	35									-5 000,0		35,42	-10,37	
15		Нагр	15	нн 1	10			0,3	0,1							10,06	-10,99	
16		Нагр	16	нн 2	10			0,3	0,1							10,06	-10,99	
17		Нагр	17	ВН Яковлевка	35											34,88	-9,57	
18		Нагр	18	нн 1	10			0,2	0,6							9,90	-9,66	
19		Нагр	19	нн 2	10			0,2	0,6							9,90	-9,66	
20		Нагр	20	ВН Варфалеевка	35											34,43	-8,70	
21		Нагр	21	нн 1	10			0,8	0,4							9,79	-9,24	
22		Нагр	22	нн 2	10			0,8	0,4							9,79	-9,24	
23		Нагр	23	ВН В-2	35											34,33	-7,87	
выбрана 51 запись из 51																		
24		Нагр	24	нн 1	6			0,2	0,1							5,85	-8,16	
25		Нагр	25	нн 2	6			0,2	0,1							5,85	-8,16	
26		Нагр	26	ВН Новосысоевка	35											34,30	-7,42	
27		Нагр	27	нн 1	6			1,6	0,6							5,81	-8,52	
28		Нагр	28	нн 2	6			1,7	0,7							5,80	-8,59	
29		Нагр	32	ВН Лесная	35											34,48	-6,49	
30		Нагр	33	нн 1	6			0,2	0,1							5,86	-6,94	
31		Нагр	34	нн 2	6			0,2	0,1							5,88	-6,78	
32		Нагр	35	ВН Молодежная	110											111,21	-2,19	
33		Нагр	36	н.т 1	110											109,73	-5,16	
34		Нагр	37	сн 1	35											34,87	-5,17	
35		Нагр	38	нн 1	6			6,8	3,4							5,88	-5,99	
36		Нагр	39	н.т 2	110											109,73	-5,17	
37		Ген	40	ВН Чугуевка	220					16,4	8,1	230,0	-20,0	20,0		230,00	0,66	
38		Нагр	41	н.т 1	110											111,29	-2,85	
39		Нагр	42	110	110											113,19	-1,20	
40		Нагр	43	35	35											35,39	-2,85	
41		Нагр	44	10	10			5,2	2,6							9,92	-3,82	
42		Нагр	45	н.т 2	110											111,29	-2,85	
43		Нагр	46	отпайка 1	35											34,45	-8,68	
44		Нагр	47	отпайка 2	35											34,51	-6,47	
выбрана 51 запись из 51																		
45		Нагр	48	н.т	220											226,48	-1,21	
46		Нагр	49	нн	10											10,19	-1,21	
47		База	50	ВН Арсеньев-2	220					61,8	18,3	224,9	-1 000,0	1 000,0		224,86		
48		Нагр	51	сн 1	110											111,34	-2,09	
49		Нагр	52	нн 2	10			59,3	11,2							9,82	-6,65	
50		Нагр	53	н.т. 1	220											222,68	-2,09	
51		Нагр	54	н.т. 2	220											222,68	-2,09	
выбрана 51 запись из 51																		

Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

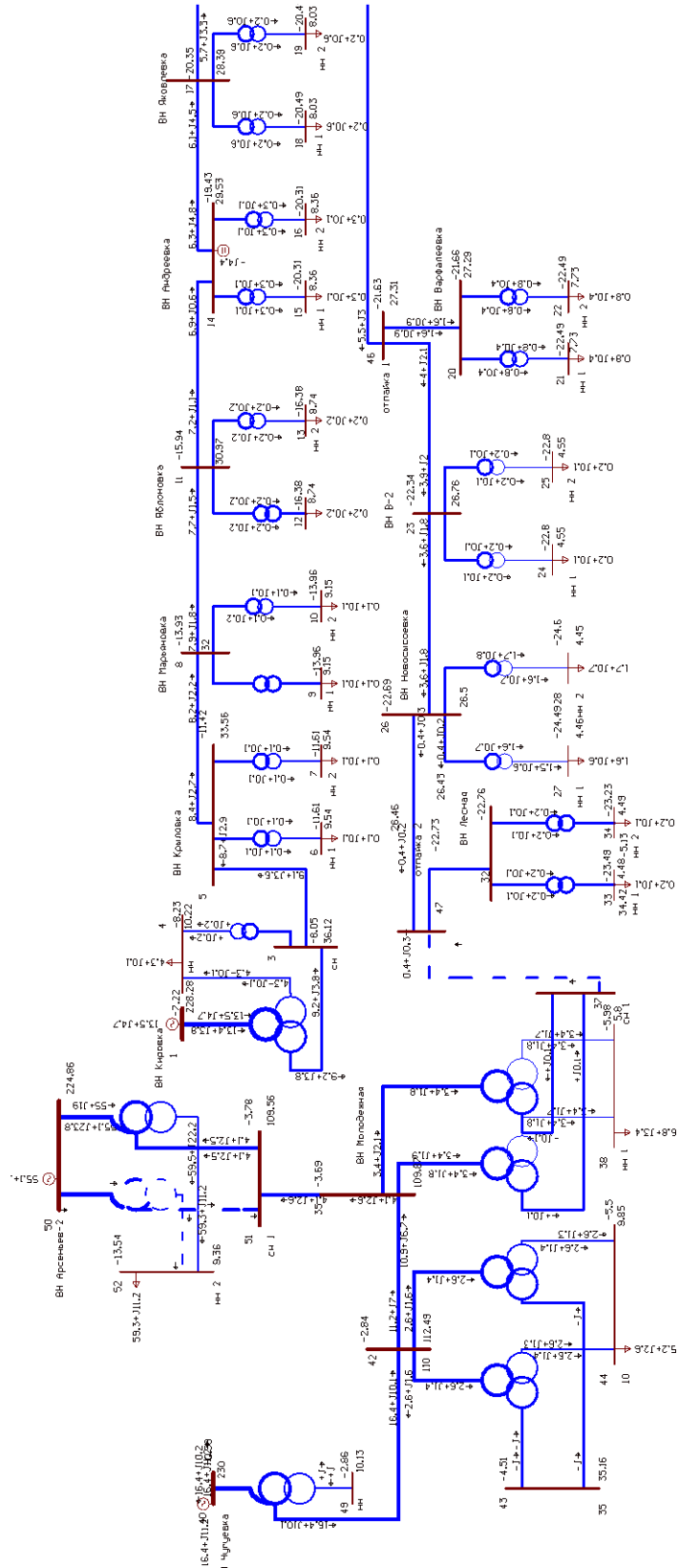


Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 исходного послеаварийного режима (1)

	O	S	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	Терр.	
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ВН Кировка	220					13,5	4,7	228,3	-1 000,0	1 000,0		228,28	-7,22		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	н.т	220											227,22	-8,06		
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	сн	35											36,12	-8,05		
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	нн	10			4,3	0,1							10,22	-8,23		
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ВН Крыловка	35											33,56	-11,42		
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	нн 1	10			0,1	0,1							9,54	-11,61		
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	нн 2	10			0,1	0,1							9,54	-11,61		
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ВН Марьяновка	35											32,00	-13,93		
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	нн 1	10			0,1	0,1							9,15	-13,96		
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	нн 2	10			0,1	0,1							9,15	-13,96		
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН Яблоновка	35											30,97	-15,94		
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	нн 1	10			0,2	0,2							8,74	-16,38		
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	нн 2	10			0,2	0,2							8,74	-16,38		
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ВН Андреевка	35										-5 000,0	29,53	-19,43		
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	нн 1	10			0,3	0,1							8,36	-20,31		
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	нн 2	10			0,3	0,1							8,36	-20,31		
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ВН Яковлевка	35											28,39	-20,35		
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	нн 1	10			0,2	0,6							8,03	-20,49		
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	нн 2	10			0,2	0,6							8,03	-20,49		
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ВН Варфалеевка	35											27,29	-21,66		
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	нн 1	10			0,8	0,4							7,73	-22,49		
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	нн 2	10			0,8	0,4							7,73	-22,49		
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ВН В-2	35											26,76	-22,34		
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	нн 1	6			0,2	0,1							4,55	-22,80		
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	нн 2	6			0,2	0,1							4,55	-22,80		
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ВН Новоськовка	35											26,50	-22,69		
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	нн 1	6			1,6	0,6							4,46	-24,49		
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	нн 2	6			1,7	0,7							4,45	-24,60		
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	ВН Лесная	35											26,43	-22,76		
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	нн 1	6			0,2	0,1							4,48	-23,49		
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	нн 2	6			0,2	0,1							4,49	-23,23		
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН Молодежная	110											109,87	-3,69		
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	н.т 1	110											108,24	-5,13		
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	сн 1	35											34,42	-5,13		
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	нн 1	6			6,8	3,4							5,80	-5,98		
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	н.т 2	110											108,24	-5,13		
37	<input type="checkbox"/>		Ген	40	ВН Чугуевка	220					16,4	11,2	230,0	-20,0	20,0		230,00	-0,99		
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	н.т 1	110											110,58	-4,51		
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	110	110											112,49	-2,84		
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	35	35											35,16	-4,51		
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	10	10			5,2	2,6							9,85	-5,50		
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	н.т 2	110											110,58	-4,51		
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	отпайка 1	35											27,31	-21,63		
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	отпайка 2	35											26,46	-22,73		
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	нн 2	10			59,3	11,2							9,36	-13,54		
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	н.т. 1	220											219,10	-3,78		
51	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	54	н.т. 2	220													-1,87	

Продолжение приложения Г
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного послеаварийного режима (1)



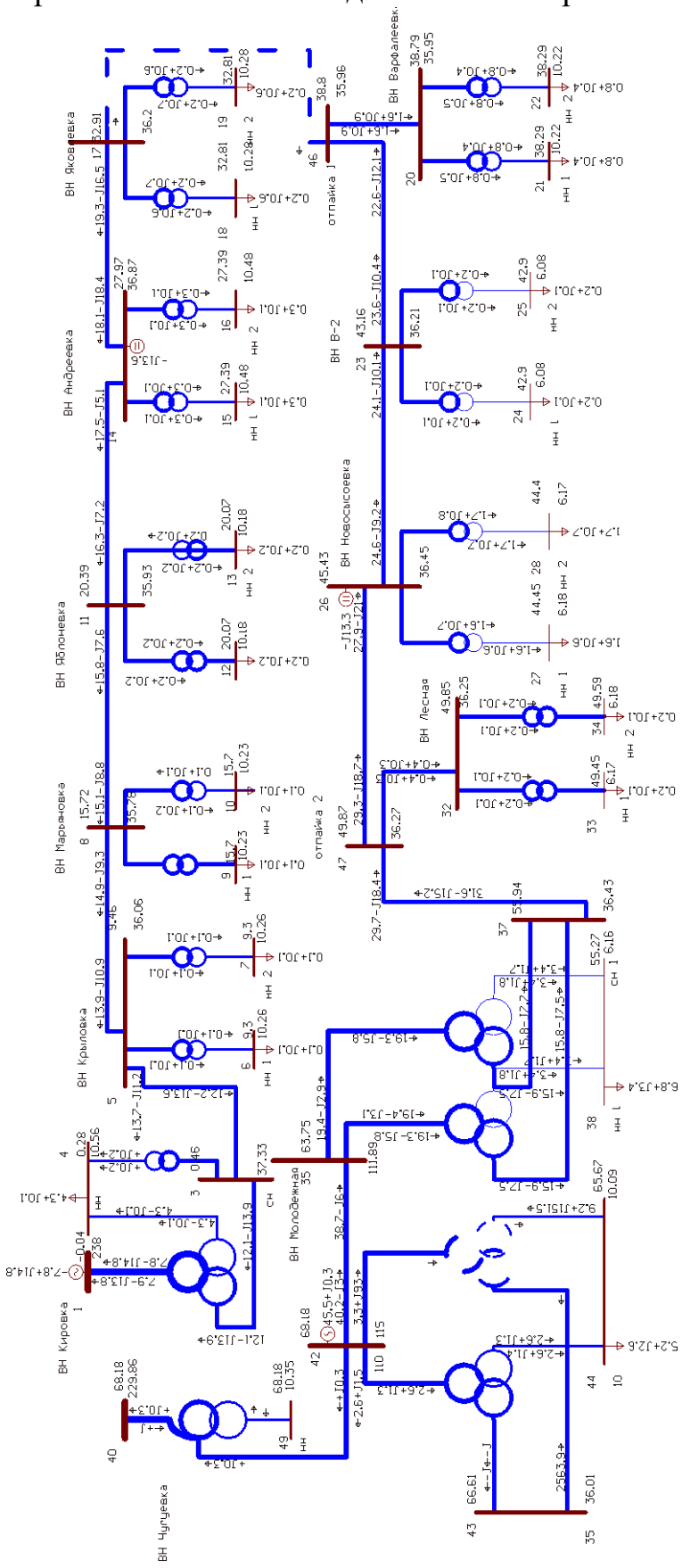
Продолжение приложения Г
Расчёт в программе RastWin 3 исходного послеаварийного режима (1)

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	К...	Тс	N_I(t)_ДДТН	Iдоп_25_ДДТН	I_доп_обор_ДДТН	Iдоп_расч_ДДТН	I/I_доп_ДДТН
1	3	5	сн - ВН Крыловка	157	157	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	41,4
2	5	8	ВН Крыловка - ВН Марья...	152	152	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	40,1
3	8	11	ВН Марьяновка - ВН Ябло...	146	146	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	38,4
4	11	14	ВН Яблоновка - ВН Андре...	136	136	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	35,8
5	14	17	ВН Андреевка - ВН Яковл...	155	155	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	40,7
6	35	42	ВН Молодежная - 110	67	68	ВН	<input type="checkbox"/>			445,0		445,0	15,2
7	17	46	ВН Яковлевка - отпайка 1	133	133	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	35,1
8	46	20	отпайка 1 - ВН Варфалее...	38	38	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	10,1
9	46	23	отпайка 1 - ВН В-2	96	96	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	25,2
10	47	32	отпайка 2 - ВН Лесная	10	10	ВН	<input type="checkbox"/>			330,0		330,0	3,0
11	37	47	сн 1 - отпайка 2			ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	
12	47	26	отпайка 2 - ВН Новосысо...	9	9	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	2,5
13	26	23	ВН Новосысовка - ВН В-2	87	87	ВН	<input type="checkbox"/>			380,0		380,0	22,8
14	35	51	ВН Молодежная - сн 1	26	26	ВН	<input type="checkbox"/>			445,0		445,0	5,8

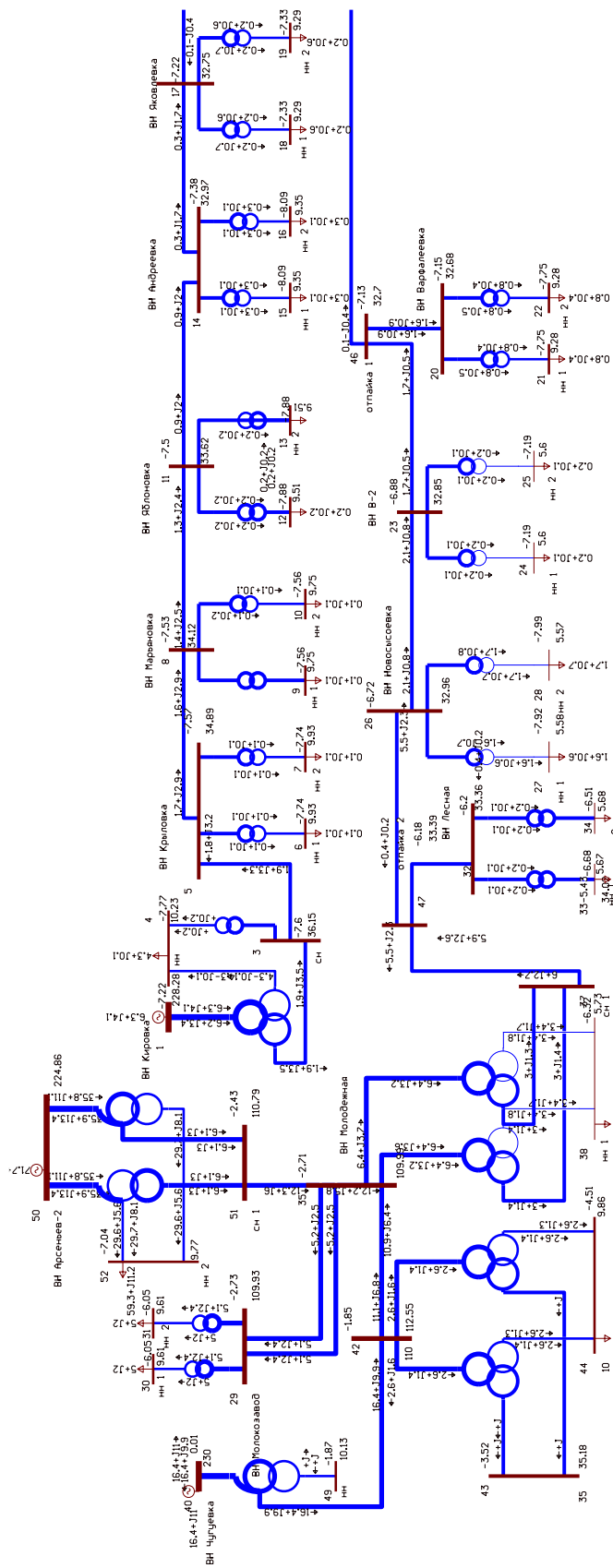
Продолжение приложения Г
Расчёт в программе RastWin 3 исходного послеаварийного режима (2)

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_n	Q_n	P_r	Q_r	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ВН Кировка	220					-7,8	14,8	238,0	-100,0	100,0		238,00	-0,04	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	н.т	220											234,71	0,44	
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	сн	35											37,33	0,46	
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	нн	10			4,3	0,1							10,56	0,28	
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ВН Крыловка	35											36,06	9,46	
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	нн 1	10			0,1	0,1							10,26	9,30	
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	нн 2	10			0,1	0,1							10,26	9,30	
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ВН Марьяновка	35											35,78	15,72	
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	нн 1	10			0,1	0,1							10,23	15,70	
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	нн 2	10			0,1	0,1							10,23	15,70	
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	нн 1	10			0,2	0,2							10,18	20,07	
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	нн 2	10			0,2	0,2							10,18	20,07	
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ВН Андреевка	35											-10 000,0	36,87	27,97
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	нн 1	10			0,3	0,1							10,48	27,39	
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	нн 2	10			0,3	0,1							10,48	27,39	
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ВН Яковлевка	35											36,20	32,91	
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	нн 1	10			0,2	0,6							10,28	32,81	
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	нн 2	10			0,2	0,6							10,28	32,81	
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ВН Варфалевка	35											35,95	38,79	
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	нн 1	10			0,8	0,4							10,22	38,29	
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	нн 2	10			0,8	0,4							10,22	38,29	
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ВН В-2	35											36,21	43,16	
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	нн 1	6			0,2	0,1							6,08	42,90	
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	нн 2	6			0,2	0,1							6,08	42,90	
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ВН Новосысоевка	35											-10 000,0	36,45	45,43
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	нн 1	6			1,6	0,6							6,18	44,45	
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	нн 2	6			1,7	0,7							6,17	44,40	
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	ВН Лесная	35											36,25	49,85	
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	нн 1	6			0,2	0,1							6,17	49,45	
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	нн 2	6			0,2	0,1							6,18	49,59	
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	ВН Молодежная	110											111,89	63,75	
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	н.т 1	110											114,91	56,02	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	сн 1	35											36,43	55,94	
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	нн 1	6			6,8	3,4							6,16	55,27	
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	н.т 2	110											114,91	56,02	
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	ВН Чугуевка	220											229,86	68,18	
37	<input type="checkbox"/>	✘	Нагр	41	н.т 1	110												66,61	
38	<input type="checkbox"/>		Ген	42	110	110					45,5	0,3	115,0	-100,0	100,0		115,00	68,18	
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	35	35											36,01	66,61	
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	10	10			5,2	2,6							10,09	65,67	
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	н.т 2	110											113,22	66,61	
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	отпайка 1	35											35,96	38,80	
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	отпайка 2	35											36,27	49,87	
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	н.т	220											230,00	68,18	
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	нн	10											10,35	68,18	
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ВН Яблоневка	35											35,93	20,39	

Продолжение приложения Г
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного послеаварийного режима (2)



Продолжение приложения Г Расчёт в программе RastWin 3 вариант 1

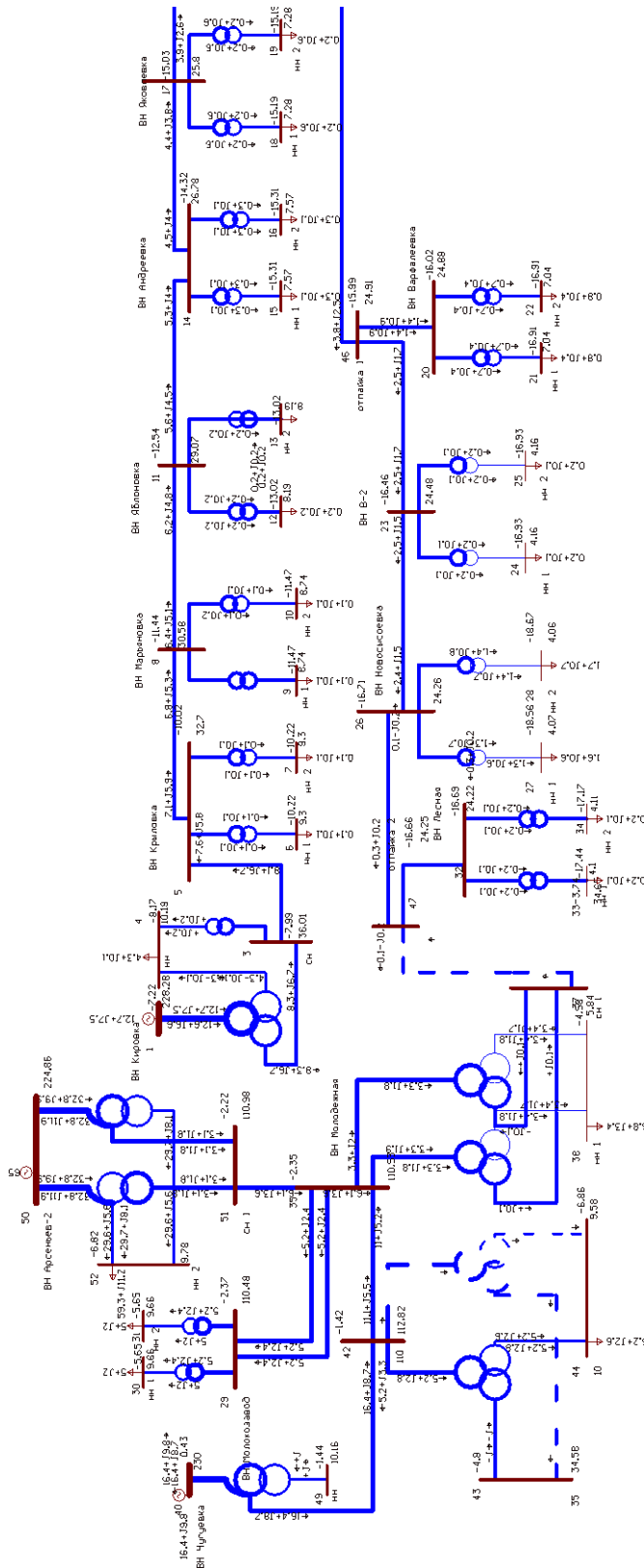


Продолжение приложения Г
Расчёт в программе RastWin 3 вариант 1

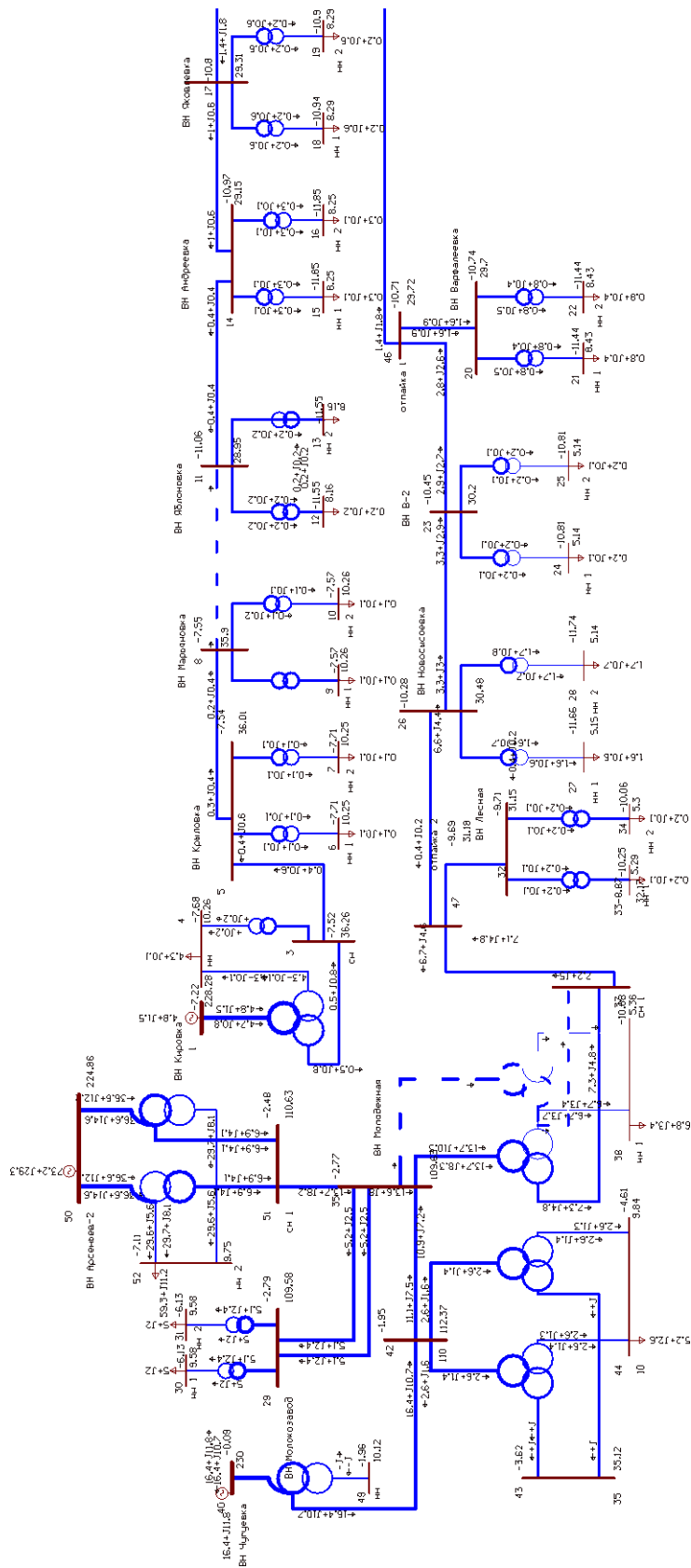
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input checked="" type="checkbox"/>			у	1	ВН Кировка		220
2	<input checked="" type="checkbox"/>			у	2	н.т		220
3	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	3	сн		35
4	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	4	нн		10
5	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	5	ВН Крыловка		35
6	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	6	нн 1		10
7	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	7	нн 2		10
8	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	8	ВН Марьяновка		35
9	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	9	нн 1		10
10	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	10	нн 2		10
11	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	11	ВН Яблонька		35
12	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	12	нн 1		10
13	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	13	нн 2		10
14	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	14	ВН Андреевка		35
15	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	15	нн 1		10
16	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	16	нн 2		10
17	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	17	ВН Яковлевка		35
18	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	18	нн 1		10
19	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	19	нн 2		10
20	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	20	ВН Варфалеевка		35
21	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	21	нн 1		10
22	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	22	нн 2		10
23	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	23	ВН В-2		35
24	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	24	нн 1		6
25	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	25	нн 2		6
26	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	26	ВН Новосысоевка		35
27	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	27	нн 1		6
28	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	28	нн 2		6
29	<input checked="" type="checkbox"/>			у	29	ВН Молокозавод		110
30	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	30	нн 1		10
31	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	31	нн 2		10
32	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	32	ВН Лесная		35
33	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	33	нн 1		6
34	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	34	нн 2		6
35	<input checked="" type="checkbox"/>			у	35	ВН Молодежная		110
36	<input checked="" type="checkbox"/>			у	36	н.т 1		110
37	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	37	сн 1		35
38	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	38	нн 1		6
39	<input checked="" type="checkbox"/>			у	39	н.т 2		110
40	<input checked="" type="checkbox"/>			у	40	ВН Чугуевка		220
41	<input checked="" type="checkbox"/>			у	41	н.т 1		110
42	<input checked="" type="checkbox"/>			у	42	110		110
43	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	43	35		35
44	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	44	10		10
45	<input checked="" type="checkbox"/>			у	45	н.т 2		110
46	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	46	отпайка 1		35
47	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	47	отпайка 2		35
48	<input checked="" type="checkbox"/>			у	48	н.т		220
49	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	49	нн		10
50	<input checked="" type="checkbox"/>			у	50	ВН Арсеньев-2		220
51	<input checked="" type="checkbox"/>			у	51	сн 1		110
52	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	52	нн 2		10
53	<input checked="" type="checkbox"/>			у	53	н.т. 1		220
54	<input checked="" type="checkbox"/>			у	54	н.т. 2		220
	<input type="checkbox"/>							

Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 вариант 1 послеаварийный режим (1)

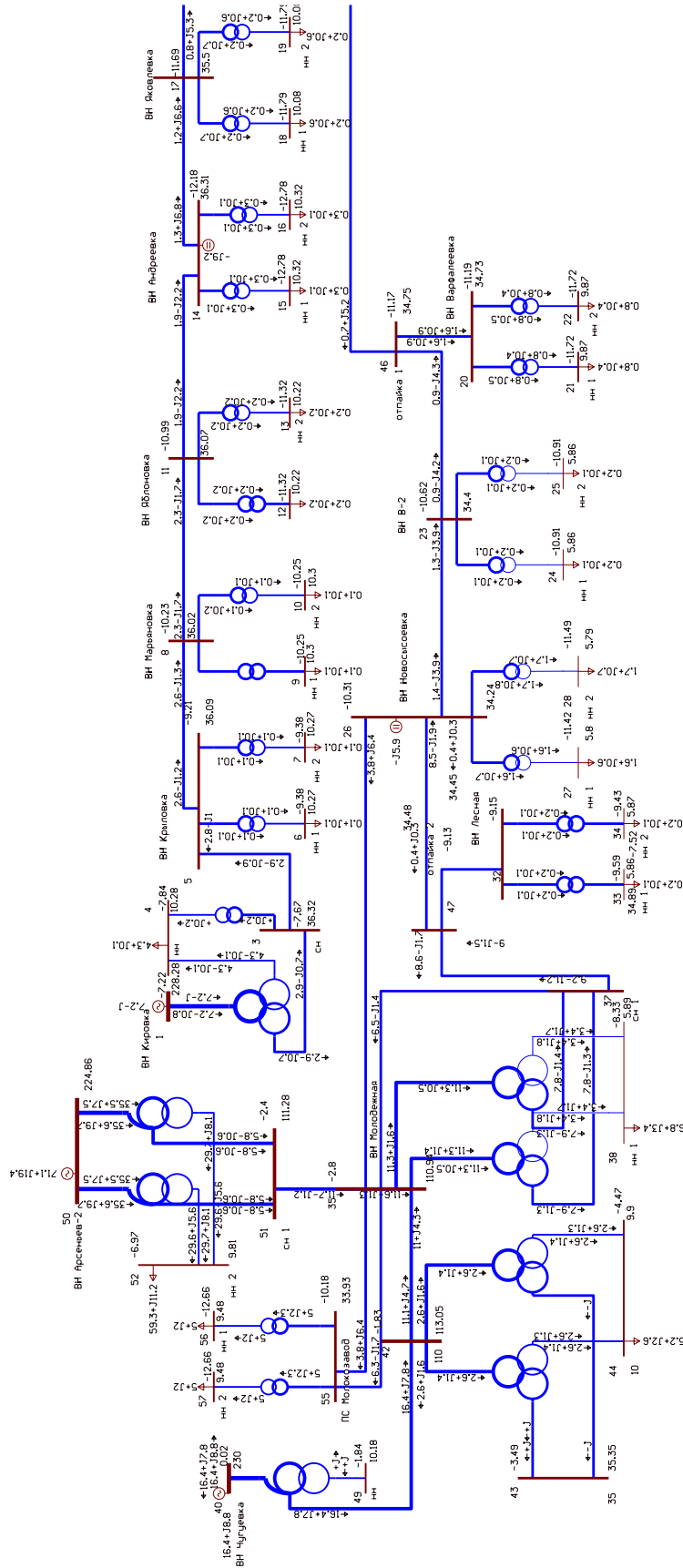


Продолжение приложения Г
 Расчёт в программе RastWin 3 вариант 1 послеаварийный режим (2)

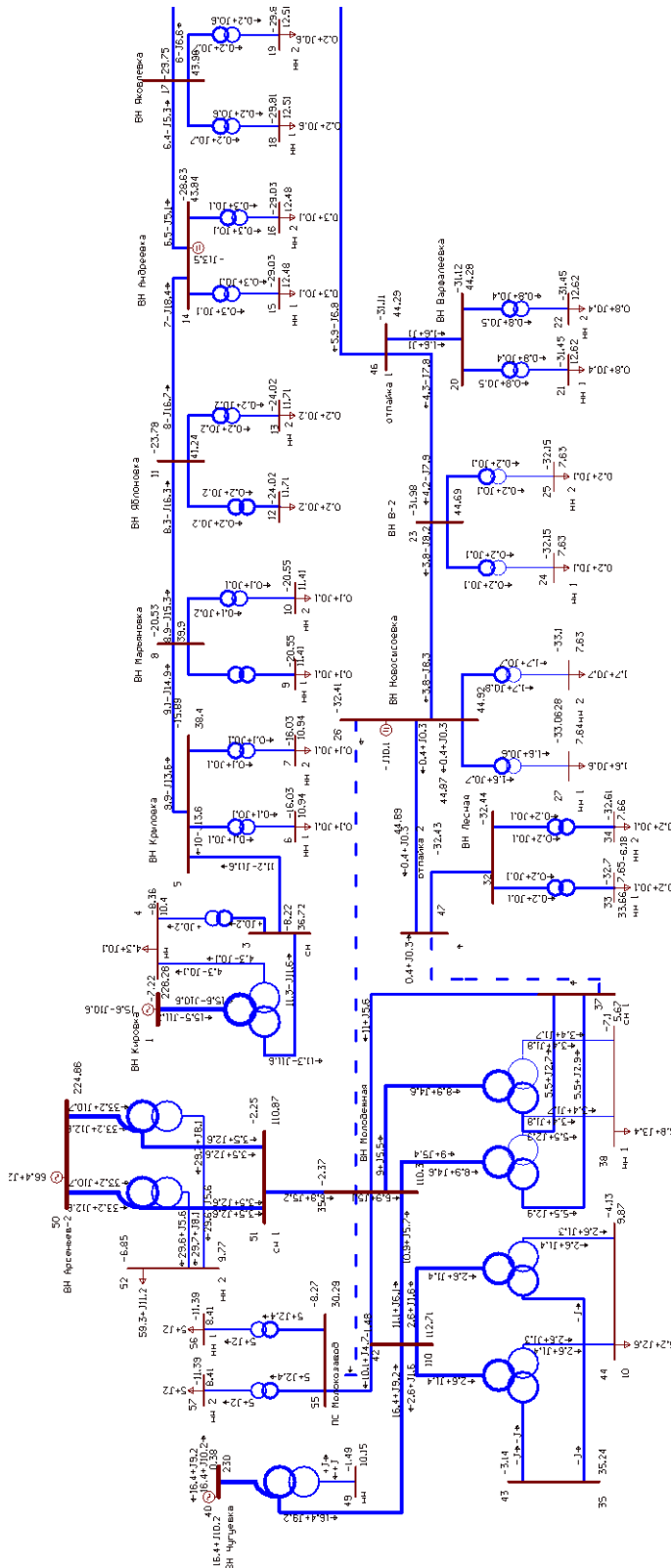


Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 вариант 2



Продолжение приложения Г
 Расчёт в программе RastWin 3 вариант 2 послеаварийный режим (1)



Продолжение приложения Г

Расчёт в программе RastWin 3 вариант 2 послеаварийный режим (2)

№	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta	Темп...
1			База	1	ВН Кировка	220					7,4	-7,3	228,3	-1 000,0	1 000,0		238,28	-7,22	
2			Нагр	2	н.т	220											230,22	-7,69	
3			Нагр	3	сн	35											36,60	-7,71	
4			Нагр	4	нн	10			4,3	0,1							10,36	-7,86	
5			Нагр	5	ВН Крыловка	35											38,45	-11,09	
6			Нагр	6	нн 1	10			0,1	0,1							10,95	-11,23	
7			Нагр	7	нн 2	10			0,1	0,1							10,95	-11,23	
8			Нагр	8	ВН Марьяновка	35											39,82	-13,14	
9			Нагр	9	нн 1	10			0,1	0,1							11,38	-13,15	
10			Нагр	10	нн 2	10			0,1	0,1							11,38	-13,15	
11			Нагр	11	ВН Яблоновка	35											40,96	-14,58	
12			Нагр	12	нн 1	10			0,2	0,2							11,63	-14,83	
13			Нагр	13	нн 2	10			0,2	0,2							11,63	-14,83	
14			Нагр	14	ВН Андреевка	35										-7 000,0	43,04	-16,74	
15			Нагр	15	нн 1	10			0,3	0,1							12,25	-17,17	
16			Нагр	16	нн 2	10			0,3	0,1							12,25	-17,17	
17			Нагр	17	ВН Яковлевка	35											42,89	-16,70	
18			Нагр	18	нн 1	10			0,2	0,6							12,21	-16,76	
19			Нагр	19	нн 2	10			0,2	0,6							12,21	-16,76	
20			Нагр	20	ВН Варфалеювка	35											32,34	-10,25	
21			Нагр	21	нн 1	10			0,8	0,4							9,19	-10,86	
22			Нагр	22	нн 2	10			0,8	0,4							9,19	-10,86	
23			Нагр	23	ВН В-2	35											32,55	-10,05	
24			Нагр	24	нн 1	6			0,2	0,1							5,54	-10,36	
25			Нагр	25	нн 2	6			0,2	0,1							5,54	-10,36	
26			Нагр	26	ВН Новососовка	35										-5 000,0	32,68	-9,93	
27			Нагр	27	нн 1	6			1,6	0,6							5,53	-11,14	
28			Нагр	28	нн 2	6			1,7	0,7							5,52	-11,21	
29			Нагр	32	ВН Лесная	35											33,17	-8,97	
30			Нагр	33	нн 1	6			0,2	0,1							5,64	-9,44	
31			Нагр	34	нн 2	6			0,2	0,1							5,65	-9,28	
32			Нагр	35	ВН Молодежная	110											110,34	-2,76	
33			Нагр	36	н.т 1	110											107,02	-7,67	
34			Нагр	37	сн 1	35											33,97	-7,65	
35			Нагр	38	нн 1	6			6,8	3,4							5,73	-8,54	
36			Нагр	39	н.т 2	110											107,02	-7,67	
37			Ген	40	ВН Чугуевка	220					16,4	10,3	230,0	-20,0	20,0		230,00		
38			Нагр	41	н.т 1	110											108,54	-5,26	
39			Нагр	42	110	110											112,71	-1,85	
40			Нагр	43	35	35											34,52	-5,26	
41			Нагр	44	10	10			5,2	2,6							9,56	-7,33	
42			Нагр	45	н.т 2	110												-3,14	
43			Нагр	46	отпайка 1	35											32,36	-10,23	
44			Нагр	47	отпайка 2	35											33,20	-8,95	
45			Нагр	48	н.т	220											225,52	-1,87	
46			Нагр	49	нн	10											10,15	-1,87	
47			База	50	ВН Арсеньев-2	220					71,7	24,0	224,9	-1 000,0	1 000,0		224,86		
48			Нагр	51	сн 1	110											110,98	-2,43	
49			Нагр	52	нн 2	10			59,3	11,2							9,79	-7,03	
50			Нагр	53	н.т. 1	220											221,97	-2,43	
51			Нагр	54	н.т. 2	220											221,97	-2,43	
52			Нагр	55	ПС Молокозавод	35											32,43	-9,88	
53			Нагр	56	нн 1	10			5,0	2,0							9,04	-12,57	
54			Нагр	57	нн 2	10			5,0	2,0							9,04	-12,57	

