

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: Разработка схемы выдачи мощности Ивановской ветряной электрической станции мощностью 335 МВт с применением инновационного оборудования и цифровых технологий

Исполнитель

студент группы 342-ом

подпись, дата

Д.Е. Ялама

Руководитель

профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания
программы магистратуры
профессор, докт. техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ялама Дмитрия Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка схемы выдачи мощности Ивановской ветряной электрической станции мощностью 335 МВт с применением инновационного оборудования и цифровых технологий

(утверждено приказом от 06.03.2025 № 609-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы производственной и преддипломной практик

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области Ивановского района, характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей, проектирование развития рассматриваемой электрической сети 110-220 кВ Амурской области в связи с подключением Ивановской ВЭС, техническая проработка выбранного варианта развития электрической сети, выбор оптимального варианта развития сети

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа формата А1 графической части, презентация

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

7. Дата выдачи задания 26.02.2025

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 26.02.2025

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 128 стр., 23 рисунка, 39 таблиц, 5 приложений, 81 источник, 62 формулы.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, УЗЛОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ТОК, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ВЕТРЯНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Актуальность темы обусловлена экономическим развитием Амурской области в связи со строительством Ивановской ВЭС.

Целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей путем ввода новых генерирующих мощностей в электрическую сеть Амурской области, за счет подключения Ивановской ВЭС на инновационной основе.

По результатам расчета и анализа режимной ситуации электрической сети Амурской области, а также в ходе структурного анализа были определены следующие проблемные места: низкий коэффициент использования пропускной способности ЛЭП, что приводит к неэффективному использованию инфраструктуры электросетевого комплекса. Действующие источники питания имеют топологические ограничения в своей структуре и для оптимизации режимной ситуации требуют масштабной реконструкции и модернизации.

В результате был определен эквивалент рассматриваемого участка сети. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения Ивановской ВЭС. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	8
Введение	9
1 Анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области Ивановского района	12
1.1 Экономическая характеристика Амурской области	12
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области в Ивановском районе	13
1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	15
1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района	16
1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	23
1.6 Выводы	32
2 Характеристика инновационного оборудования, применяемого при развитии электрических сетей	34
2.1 Инновационные технологии, применяемые при проектировании электростанции	34
2.1.1 Цифровой двойник	34
2.2 Инновационные технологии, применяемые при проектировании РУ	46
2.2.1 Цифровизация РУ путем применения систем управления коммутационными аппаратами с АРМ диспетчера	46
2.2.2 Применения контроллеров управляемой коммутации	53
2.3 Выводы	55
3 Проектирование развития рассматриваемой электрической сети 110-220 кВ Амурской области в связи с подключением Ивановской ВЭС	57
3.1 Разработка вариантов развития электрической сети Амурской области в районе подключения Ивановской ВЭС	57
3.2 Разработка однолинейной схемы распределительного устройства Ивановской ВЭС	69
3.3 Технический анализ и выбор конкурентно способных вариантов развития	

сети	70
3.4 Вариант развития электрической сети при подключении Ивановской ВЭС к ПС 220 кВ Завитая, ПС 220кВ Благовещенская и сети 220 кВ	71
3.5 Вариант развития электрической сети при подключении Ивановской ВЭС к ПС 220 кВ Благовещенская и сети 220 кВ	74
3.6 Расчет капитальных вложений	78
3.7 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек	81
3.8 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети	82
3.9 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности	83
3.10 Выводы	86
4 Техническая проработка выбранного варианта развития электрической сети	88
4.1 Выбор генераторов и трансформаторов для подключаемой электростанции	88
4.2 Расчет токов короткого замыкания	89
4.3 Разработка варианта конструктивного исполнения распределительного устройства, выбор и проверка основного оборудования	91
4.3.1 Выбор и проверка выключателей	92
4.3.2 Выбор и проверка разъединителей	94
4.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока и трансформаторов напряжения	95
4.3.4 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	98
4.3.5 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	100
4.3.6 Выбор ограничителей перенапряжения	101
4.4 Выводы	108
5 Выбор оптимального варианта развития сети	110
5.1 Интегрированный эффект от ввода ВЭС и применения цифровых технологий	110

5.2 Оценка инвестиционной привлекательности проекта	112
5.3 Выводы	116
Заключение	117
Библиографический список	119
Приложение А Структурная схема рассматриваемого участка сети	127
Приложение Б Расчёт в программе Mathcad	129
Приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима	148
Приложение Г Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1	157
Приложение Д Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2	166

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;
АПВ – автоматическое повторное включение;
КЗ – короткое замыкание;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ВКР – выпускная квалификационная работа;
ВЭС – ветряная электрическая станция;
ЦД – цифровой двойник;
ВЛ – воздушная линия;
ВН – высокое напряжение;
ЕЭС – единая энергосистема;
КРУН – комплектное распределительное устройство наружное;
ЛЭП – линия электропередачи;
НН – низкое напряжение;
ОЗ – операционная зона;
СТ – силовой трансформатор;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
ПБВ – переключение без возбуждения;
ПС – подстанция;
ПУЭ – правила устройств электроустановок;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
ЭОБ – электронно-оптический блок.

ВВЕДЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проводится разработка схемы выдачи мощности ветряной электрической станции в Ивановском районе Амурской области мощностью 335 МВт с использованием инновационного оборудования. Данная тема была рекомендована системным оператором ЕЭС.

Актуальность темы обусловлена активным экономическим развитием Амурской области, сопровождающимся увеличением электропотребления и необходимостью модернизации существующей энергетической инфраструктуры.

По поручению Минвостокразвития России совместно с регионами проведена работа по актуализации новых инвестиционных проектов, не учтенных в документах перспективного планирования, чтобы определить необходимость строительства генерации для их энергоснабжения. Дальневосточными регионами заявлено около 500 дополнительных инвестпроектов с общей необходимой мощностью почти в 8 ГВт

Современные условия эксплуатации электрических сетей региона характеризуются устойчивым ростом нагрузок, интеграцией распределённой генерации, а также увеличением доли возобновляемых источников энергии, включая ветроэлектростанции. Дополнительным фактором, повышающим актуальность рассматриваемой темы, является ужесточение нормативных требований к качеству и надёжности электроснабжения потребителей. В этих условиях особенно важно обеспечить эффективную и стабильную схему выдачи мощности новых объектов генерации.

Актуальность возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в частности ветроэнергетических систем (ВЭС), в современном мире обусловлена рядом глобальных вызовов и тенденций. Климатические изменения, вызванные антропогенными выбросами парниковых газов, требуют перехода к низкоуглеродной экономике, и ВЭС играют ключевую роль в этом процессе. В отличие от традиционных ископаемых источников энергии, ветрогенерация не производит вредных

выбросов в атмосферу, что способствует улучшению экологической обстановки и снижению углеродного следа.

Экономическая эффективность ВЭС также растет благодаря технологическому прогрессу. Удешевление ветротурбин, увеличение их КПД и мощности, а также развитие систем накопления энергии делают ветроэнергетику конкурентоспособной по сравнению с угольными и газовыми электростанциями. Во многих регионах мира, особенно с высоким ветропотенциалом, энергия ветра уже стала одним из самых дешевых источников электроэнергии.

Энергетическая безопасность – еще один важный аспект актуальности ВЭС. Страны, зависящие от импорта ископаемого топлива, могут снизить эту зависимость за счет развития собственной ветроэнергетики. Это особенно важно в условиях геополитической нестабильности и колебаний цен на нефть и газ.

Социально-экономические выгоды включают создание новых рабочих мест в сфере "зеленой" энергетики, развитие инфраструктуры в удаленных регионах и улучшение качества жизни за счет снижения загрязнения воздуха. Кроме того, ветроэнергетика способствует децентрализации энергосистем, позволяя локальным сообществам использовать местные ресурсы для генерации электроэнергии.

Таким образом, актуальность ВЭС обусловлена их вкладом в борьбу с изменением климата, экономической эффективностью, укреплением энергонезависимости и социально-экономическим развитием. В условиях растущего спроса на энергию и необходимости устойчивого развития ветроэнергетика остается одним из ключевых элементов глобального энергоперехода.

Объект исследования – электрические сети 110 - 220 кВ Амурской области в районе размещения Ивановской ВЭС.

Предмет исследования – инновационные технологии, применяемые на электрических станциях, содержащих возобновляемые источники энергии.

Целью данной магистерской диссертации является повышение надежности электроснабжения потребителей путем ввода новых генерирующих мощностей в

электрическую сеть Амурской области за счет подключения Ивановской ВЭС на инновационной основе.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1) произвести анализ современного состояния схемно-режимной ситуации электрической сети Амурской области, для выявления проблемных мест и возможности подключения Ивановской ВЭС;

2) на основе системного анализа инновационного оборудования и цифровых технологий предложить оптимальный состав цифровых решений для ветряной электрической станции;

3) разработать технически осуществимые варианты подключения Ивановской ВЭС к энергосистеме и выбрать оптимальный вариант развития сети;

4) произвести техническую проработку выбранного варианта развития сети, осуществить выбор и проверку основного оборудования распределительного устройства Ивановской ВЭС;

5) произвести оценку технической и экономической целесообразности предложенного варианта развития электрической сети Амурской области в районе подключения Ивановской ВЭС и определить интегрированные эффекты.

Научная новизна заключается в выборе оптимального состава цифровых технологий и инновационного оборудования на Ивановской ВЭС и применении цифровых технологий и инновационного оборудования при подключении Ивановской ВЭС.

Практическая значимость работы заключается в повышении надежности электроснабжения потребителей Ивановского района и улучшении схемно-режимной ситуации электрической сети Амурской области.

В работе использовались следующие методы исследования: системный анализ, структурный анализ, компьютерно-математическое моделирование.

В первом разделе был выполнен анализ современного состояния схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области Ивановского района.

Во втором разделе дана характеристика инновационного оборудования, применяемого при подключении электрических станций, содержащих возобновляемые источники энергии.

В третьем разделе были рассмотрены варианты развития электрической сети 110-220 кВ Амурской области в районе подключения Ивановской ВЭС и выбор оптимального.

В четвертом разделе осуществлялась техническая проработка выбранного варианта развития сети, а также выбор и проверка основного оборудования распределительного устройства Ивановской ВЭС.

В пятом разделе была произведена оценка технической и экономической целесообразности предложенного варианта развития электрической сети, а также определены интегрированные эффекты.

В ходе работы использовались следующие программные продукты: Операционная система MS Windows 10 Education, Visio 2, MS Office 2010 standard; Mathcad Education – University Edition, RastrWin3 Базовый комплекс.

В процессе обучения магистратуры были опубликованы две работы и принято участие в двух конференциях:

В дне науки АмГУ. Работа опубликована в журнале «Вестник Амурского государственного университета» - 2024. - №105. – С. 60-67. – тема: «Повышение надежности функционирования распределительных устройств электрических станций путем применения цифровых технологий».

В региональной научно-практической конференции «Молодежь XXI века: Шаг в будущее». Работа опубликована в материалах XXV региональной научно-практической конференции, том 2. – 2024. – С. 651-652. – тема: «Повышение надежности коммутационного оборудования посредством использования контроллеров управляемой коммутации».

По результатам выполнения магистерского исследования были представлены 2 листа формата А1 графической части.

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

Задачей данного раздела является исследование текущего положения схемно-режимной ситуации в электрических сетях Амурской области в Ивановском районе, выявление проблемных мест в существующей сети и последующее определение возможности подключения нового генерирующего оборудования.

1.1 Экономическая характеристика Амурской области

Строительство новой электрической станции в Амурской области продиктовано комплексом взаимосвязанных причин, которые можно разделить по ключевым категориям.

Потребление электроэнергии в ЕЭС России в период за 2024 год составило $1174 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$, что на 3,1% больше показателя 2023 года. Темпы роста электропотребления стремительно растут и в 2025 году прогнозируется рост свыше 4% [2].

Социально-экономическое развитие Амурской области ведётся активными темпами, что влечет за собой рост энергопотребления. Строительство новой электростанции и создание дополнительных генерирующих мощностей позволит компенсировать дефицит мощностей и обеспечить стабильное электроснабжение для промышленных предприятий и населения.

Строительство электростанции и дальнейшая ее эксплуатация потребуют привлечения высококвалифицированных специалистов, что создаст дополнительные рабочие места и положительно скажется на социально-экономическом положении региона.

Строительство такого крупного энергообъекта стимулирует развитие транспортной сети и промышленной инфраструктуры региона, что также привлечет инвестиции в регион и ускорит экономическое развитие Амурской области.

Важным аспектом при проектировании энергетических объектов является соответствие экологическим требованиям. Одним из ключевых способов сокращения негативного влияния на окружающую среду является использование возобновляемых источников энергии, таких как гидроэнергетика, ветроэнергетика или солнечная энергетика. Они способствуют минимизации экологического ущерба и обеспечивают устойчивое развитие энергосистемы региона.

На основании проведенного экономического анализа планируется ввод новых генерирующих мощностей на территории Амурской области в Ивановском районе.

1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности Амурской области в Ивановском районе.

Характеристика территориальных и климатических особенностей Амурской области производится для выбора оптимального места строительства электростанции, а также для подбора оборудования с соответствующим климатическим исполнением. Основные климатические параметры, использованные в работе, приведены в таблице 1 в соответствии с данными источника [3].

Ивановский район Амурской области обладает особыми географическими и климатическими характеристиками, которые необходимо учитывать при проектировании новой электростанции. Регион расположен в азиатской части России, в приграничной зоне с Китаем, и отличается резко континентальным климатом. Это проявляется в экстремальных температурных перепадах: продолжительных морозных зимах и коротких, но жарких летних периодах. Такие условия требуют тщательного анализа при выборе технологий и материалов для строительства электростанции. Ивановский район обладает высоким ветровым потенциалом, обусловленным местным ландшафтом, в частности, преобладанием равнинного типа местности, отсутствия гористых возвышенностей, а также больших лесных массивов, что в свою очередь позволяет беспрепятственно проходить большим объемам ветряных масс с северных регионов Китая.

Большое колебание среднегодовых температур (от +30° до -40°С) требует особого внимания к теплоизоляции и защите оборудования как от низких температур холодной зимой, так и эффективных решений для охлаждения, чтобы обеспечить стабильную работу электростанций жарким летом.

Таблица 1 – Сводная таблица климатических параметров

№	Характеристика	Значение	Климатическое исполнение оборудования
1	Преобладающее направление ветра	3, СЗ	УХЛ
2	Нормативная скорость ветра (один раз в 25 лет) на высоте 10 м	24 м/с	
3	Скорость ветра при гололеде (один раз в 25 лет)	14 м/с	
4	Нормативная толщина стенки гололеда (один раз в 25 лет)	14 мм	
5	Температура воздуха при гололеде	- 5 °С	
6	Абсолютный минимум температуры воздуха	- 49 °С	
7	Абсолютный максимум температуры воздуха	+ 39 °С	
8	Глубина промерзания грунта	2,85 м	
9	Среднегодовая продолжительность гроз	35 часов	
10	Среднегодовое количество осадков	400-800 мм	
11	Район по гололеду	3	
12	Ветровой район	3	

В Амурской области наблюдается активная циклоническая деятельность. Сильные ливни, шквалистые ветры, интенсивные грозы и метели создают неблагоприятные условия для работы энергетической инфраструктуры, повышая вероятность повреждения линий электропередач и электрооборудования.

Наличие в регионе крупных рек открывает перспективы для развития гидроэнергетики. Однако при этом возникает необходимость комплексного анализа антропогенного влияния на экосистемы.

Тщательная оценка природно-климатических и территориальных особенностей Амурской области перед началом строительства электростанции является

важным этапом для надежности и эффективности работы, а также сохранения экологического баланса региона.

В соответствии с климатическими условиями выбранного региона необходимо применение оборудования исполнения УХЛ.

1.3 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

Для детального анализа и разработки вариантов развития электрической сети необходимо определить эквивалент рассматриваемого участка сети в районе предполагаемого подключения новых объектов.

В качестве эквивалента выбран участок сетей Амурской области, Ивановского района, непосредственно в районе предполагаемого места подключения (рисунок 1). Эквивалент ограничен тремя источниками питания с приведенной к данным узлам генерацией и нагрузкой, а именно Благовещенской ТЭЦ, ПС Благовещенская, Райчихинская ГРЭС.

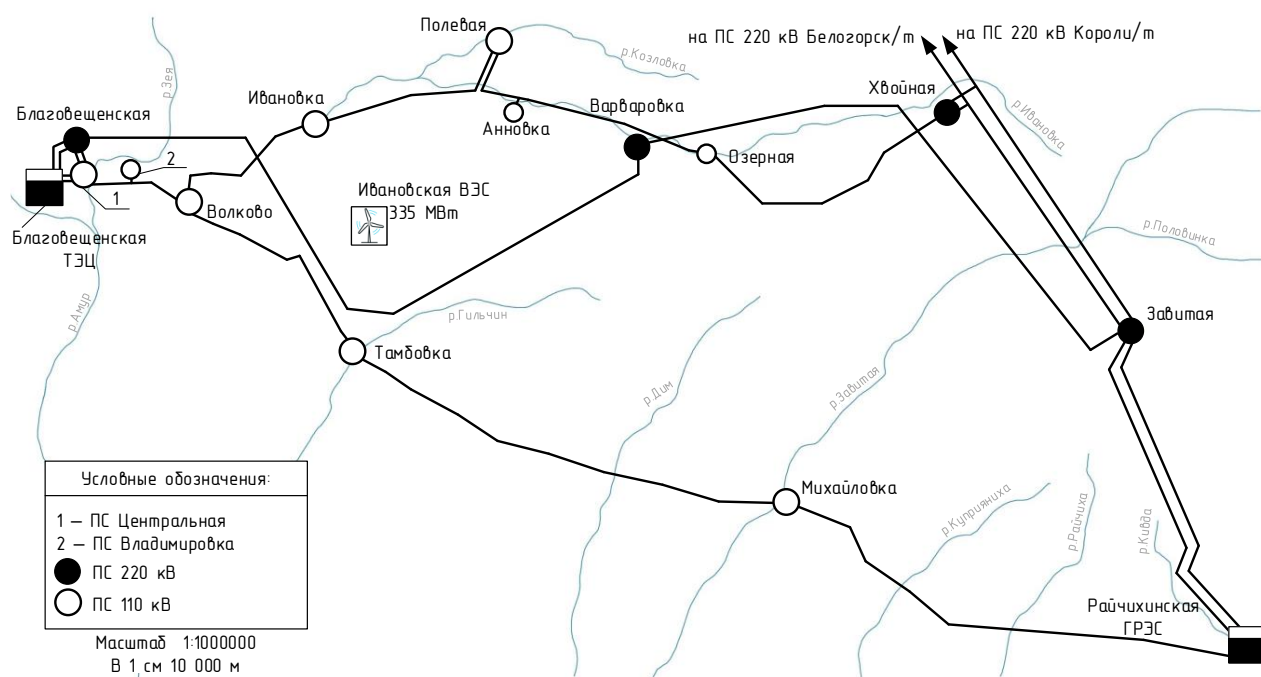


Рисунок 1 – Структурная схема рассматриваемого участка сети

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны следующие объекты генерации:

1. Благовещенская ТЭЦ;
2. Райчихинская ГРЭС;
3. ПС Благовещенская.

Также выбрано три подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Хвойная; ПС Варваровка; ПС Завитая, 9 подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ: ПС Центральная; ПС Владимировка; ПС Волково; ПС Ивановка; ПС Полевая; ПС Анновка; ПС Озерная; ПС Михайловка; ПС Тамбовка.

Этот район выбран для последующего детального анализа схемно-режимной ситуации.

Выдача мощности в другие части электрической сети, не входящие в эквивалент учтена при расчете режима и структурном анализе электрической сети.

1.4 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района производится для определения источников питания, питающих его, ЛЭП, проходящих в данном районе и подстанций, находящихся в нем.

Благовещенская ТЭЦ

Благовещенская теплоэлектроцентраль – это тепловая паротурбинная электростанция с комбинированным производством тепла и электроэнергии. Установленная мощность — 404 МВт, тепловая мощность — 1005,6 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В соответствии с проектом в качестве основного топлива предполагалось использование бурого угля Райчихинского месторождения, но фактически используются бурые угли Ерковецкого и Переясловского месторождений.

К функциям Благовещенской ТЭЦ относятся:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Отпуск пара и горячей воды потребителям.

Электроэнергия, производимая станцией, выдаётся в энергосистему Амурской области по линиям электропередачи 110 кВ:

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №1 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №2 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №2;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная №1 с отпайками;

ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная №2 с отпайками.

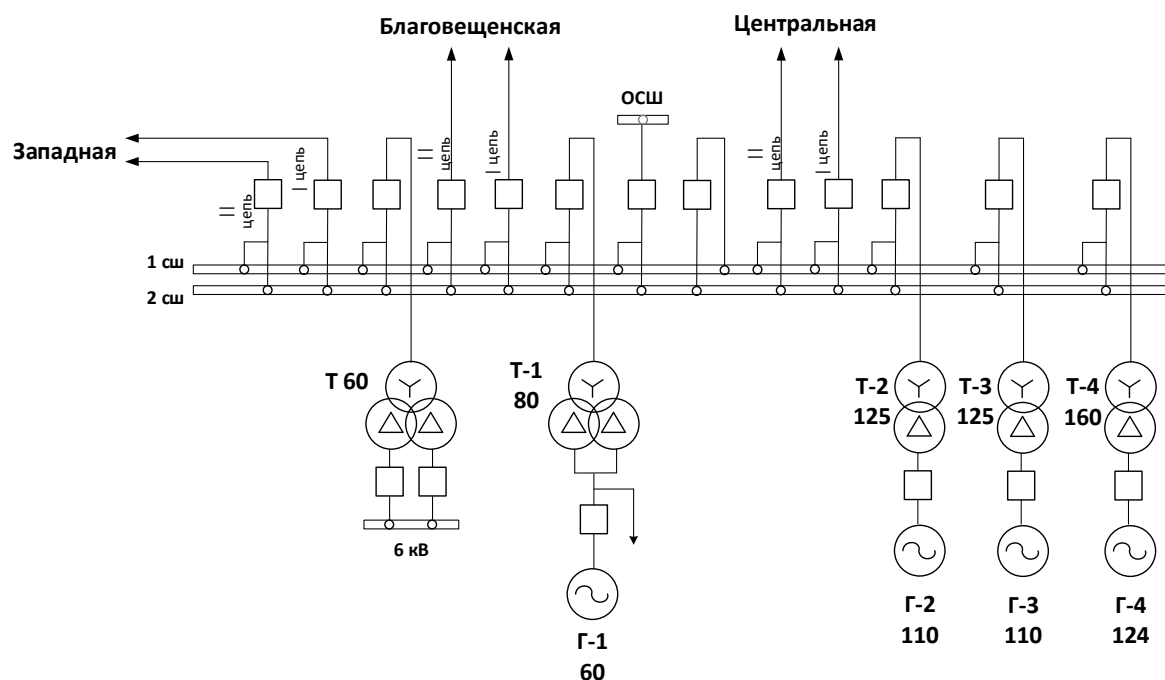


Рисунок 2 – Главная схема Благовещенской ТЭЦ

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	Р _{ном} , МВт	U _{ном} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВФ-63-2УЗ	1	60	6,3	3000
ТВФ-120-2УЗ	2	110	10,5	3000
ТЗФП-130-2УЗ	1	124	10,5	3000

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
ТРДЦН-80000/110/6,3/6,3	1	10,5	310	70	480	0,6
ТДЦ-125000/110/10,5	2	10,5	400	120	687,5	0,55
ТДЦ-160000/110/10,5	1	12	525	167	960	0,6

Райчихинская ГРЭС

Райчихинская ГРЭС представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 83 МВт, тепловая мощность — 173,1 Гкал/час. Станция работает по конденсационному графику с попутной выработкой тепла. Проектное и фактическое топливо — бурый уголь Райчихинского месторождения. Конструктивная схема — с поперечными связями по основным потокам воды и пара. Помимо выработки электроэнергии, Райчихинская ГРЭС обеспечивает теплоснабжение п. Прогресс (теплоснабжение производится только в холодное время года, в летний период отпуск тепла отсутствует). Электроэнергия выдаётся в энергосистему с открытых распределительных устройств (ОРУ) напряжением 110 кВ и 220 кВ, а также с закрытого распределительного устройства (ЗРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ-220 кВ Райчихинская ГРЭС — Завитая, 2 цепи;
- ВЛ-220 кВ Райчихинская ГРЭС — Архара, 2 цепи;
- ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Бурейск, 2 цепи;
- ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Буря-тяга;
- ВЛ-110 кВ Райчихинская ГРЭС — Михайловка;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Широкий;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Н.Райчихинск;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — А;
- ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Усть-Кивда;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Прогресс;

ВЛ-35 кВ Райчихинская ГРЭС — Малиновка.

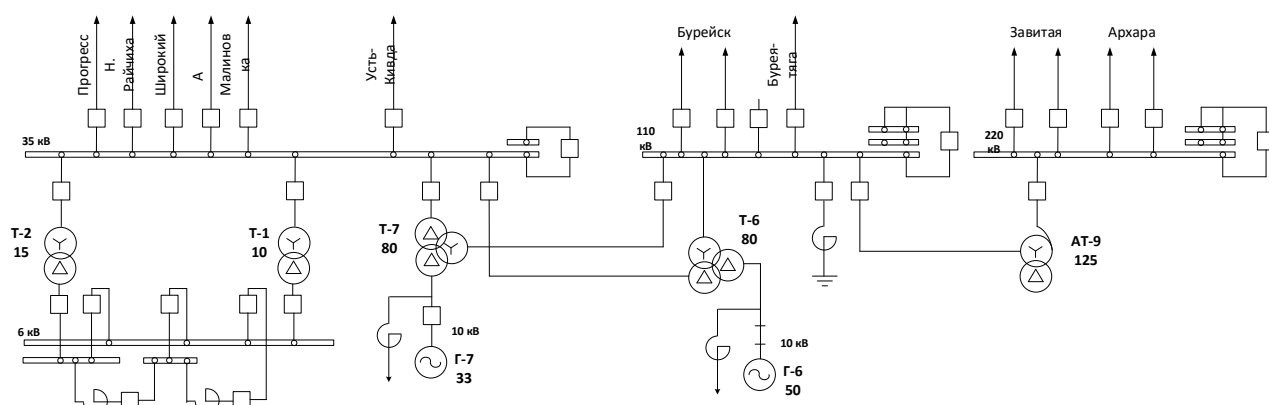


Рисунок 3 – Главная схема Райчихинской ГРЭС

Таблица 4 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
ТВ-60-2	2	50	10,5	3000

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , кВАр	I_x , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТДТН-80000/115/38,5/11	2	17	10,5	6,5	390	82	480	0,6
АТДЦТН-125000/220/110	1	11	45	28	305	65	625	0,5

Анализ источников питания показал, что рассматриваемые электрические станции имеют ограничения в топологической структуре, что усложняет подключение новых объектов без крупной реконструкции и модернизации.

Структурный анализ ЛЭП

Структурный анализ ЛЭП — это процесс изучения и оценки конструктивных, технических и эксплуатационных характеристик ЛЭП с целью обеспечения её надежности, безопасности и эффективности. Он состоит в определении класса

напряжения линии, марки провода, длины, интервальной оценке сечений. Полученные данные в ходе анализа сведены в таблицу 6, 7.

Таблица 6 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Марка провода	Длина ли- нии, км
Райчихинская ГРЭС – Завитая I цепь	220	АС-300/66	44,5
Райчихинская ГРЭС – Завитая II цепь		АС-300/66	44,7
Завитая – Варваровка	220	АС-300/66	79,2
Варваровка – Благовещенская		АС-300/66	112
Завитая – Белогорск/т с отпайкой на ПС Хвойная		АС-300/39	121,46
Завитая – Короли/т с отпайкой на ПС Хвойная		АС-300/39	51,66
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская I цепь	110	АС-300/39	9,17
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская II цепь		АС-300/39	9,17
Благовещенская – Центральная I цепь		АС-185/29	6,69
Благовещенская – Центральная II цепь		АС-185/29	6,69
Благовещенская ТЭЦ – Центральная I цепь		АС-300/39	5,9
Благовещенская ТЭЦ – Центральная II цепь		АС-300/39	5,9
Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка		АС-185/128	20,03
Волково – Тамбовка		АС-185/29	27,1
Тамбовка – Михайловка		АС-185/29	64,35
Райчихинская ГРЭС – Михайловка		АС-185/29	69,4
Хвойная – Озерная		АС-120/19	36,7
Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка		АС-120/19	44,13
Полевая – Ивановка		АС-120/19	33
Ивановка – Волково	110	АС-120/19	22,7

Таблица 7 – Интервальная оценка сечений проводов АС

U _{ном} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	300/39	168,92
	300/66	191,2
110	300/39	30,14
	185/29	174,23
	185/128	26,49
	120/19	162,48

Анализ линий электропередач показал, что в рассматриваемом районе преобладают линии напряжением 110 кВ, что накладывает ограничение на возможную выдачу мощности в сеть без проведения модернизации ЛЭП. Линии классом напряжения 220 кВ имеют достаточное сечение и пропускную способность, что позволит выдать планируемую мощность в рассматриваемом участке.

Структурный анализ ПС

Проведем анализ ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов. Данные сведены в таблицы 8, 9.

Таблица 8 – ПС по способу присоединения к сети и мощности СТ

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Количество и марки трансформаторов
ПС Благовещенская	Узловая	2 х АДЦТН-125000/220/110
ПС Центральная	Узловая	2 х ТДТН-25000/110
ПС Владимировка	Ответвительная	2 х ТДН-10000/110
ПС Волково	Проходная	2 х ТДТН-10000/110
ПС Тамбовка	Узловая	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-25000/110
ПС Ивановка	Узловая	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТДТН-16000/110

Продолжение таблицы 8

Наименование ПС	Способ присоединения к сети	Количество и марки трансформаторов
ПС Варваровка	Проходная	2 х ТДТН-40000/220
ПС Михайловка	Проходная	1 х ТДТН-10000/110 1 х ТМТН-6300/110
ПС Завитая;	Узловая	2 х ТДТН-25000/220
ПС Хвойная;	Проходная	АТДЦТН-30000/220/110 АТДЦТН-32000/220/110
ПС Озерная	Проходная	ТДТН-10000/110 ТДТН-6300/110
ПС Анновка	Ответвительная	2хТМН-2500/110
ПС Полевая	Проходная	2хТДТН-10000/110

Таблица 9 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ
ПС Благовещенская	ВН: Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9) СН: Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (12)
ПС Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Полевая	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Хвойная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Озерная	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
ПС Анновка	Блок трансформатор с разъединителем (1)
ПС Центральная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Владимировка	Блок трансформатор с выключателем (3Н)
ПС Волково	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Тамбовка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
ПС Ивановка	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)

Наименование ПС	Схема РУ
ПС Варваровка	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН)
ПС Михайловка	Заход-выход (6)

Рассматриваемый участок электрической сети имеет структуру с замкнутым контуром и с слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпачные подстанции 110 кВ, так как связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильные связи у узловых подстанций 220 кВ, которые имеют не менее четырех связных элементов. Рассмотрим их при разработке вариантов подключения Ивановской ВЭС. Всего в рассматриваемом районе 13 подстанций, большая часть из которых - двухтрансформаторные.

1.5 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости реконструкции сети и оптимизации режима для подключения новой станции [47].

Для расчёта режимов использовался ПБК «RastrWin3». В качестве исходных данных использовались:

- Данные контрольного замера по подстанциям Амурской области за 2019-2024 годы;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 2024 г [28];
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2024 г [66].

Согласно приказу по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286 расчёт режимов следует осуществлять в соответствии [39], где расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов.

В данном исследовании, максимальная и минимальная мощность нагрузок были взяты из данных контрольных измерений на соответствующих подстанциях из массива за период 2019-2024 год. Максимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных зимних контрольных измерений в часы максимальных нагрузок, в то время как минимальные нагрузки на подстанции были взяты из данных летних контрольных измерений в часы минимальных нагрузок. Данные по нагрузкам представлены в таблице 10.

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

Данные контрольных замеров взяты из суточных максимумов нагрузки и минимумов нагрузки при температурах: летом $+25^{\circ}$, зимой -25° .

Таблица 10 – Данные контрольных замеров

Название ПС	19.12.2024, 06:00		13.06.2024, 12:00	
	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар	Активная мощность по данным КЗ, МВт	Реактивная мощность по данным КЗ, МВар
1	2	3	4	5
Благовещенская-110	120,51	14,53	96,41	11,62
Центральная-110	85,13	34,53	68,10	27,62
БТЭЦ-110	28,03	12,14	22,43	9,71
Короли/т-Хвойная	23,76	9,50	19,01	7,60
Белогорск/т-Хвойная	21,37	8,55	17,09	6,84
РГРЭС-110	19,31	7,72	15,45	6,18
Тамбовка-10	18,70	7,49	14,96	5,99
РГРЭС-35	18,12	9,40	14,50	7,52
Полевая-110	13,42	5,21	10,74	4,17
Михайловка-35	6,38	2,55	5,11	2,04
Хвойная-35	4,44	1,79	3,56	1,44
Ивановка-110	4,10	2,22	3,28	1,78
Варваровка-220	4,09	1,63	3,27	1,31
Михайловка-10	3,77	1,51	3,02	1,21
Тамбовка-35	3,62	1,44	2,89	1,16
Завитая-220	3,50	1,03	2,80	0,82

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
Волково-110	3,42	1,54	2,74	1,23
Озерная-110	3,01	1,20	2,41	0,96
Благовещенская-220	2,48	0,99	1,98	0,79
Владимировка-10	2,31	1,54	1,85	1,23
Благовещенская-35	1,62	0,65	1,30	0,52
Анновка-110	0,86	0,34	0,69	0,27

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок [47]. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

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

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,046, согласно СиПР ЕЭС РФ 2025-2030 гг. [64];

$t_{прог}$ – год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_{баз}$ – год, в который снимался первый из анализируемых графиков.

Определим прогнозируемые мощности для БТЭЦ:

$$P_{БТЭЦ}^{прог} = 28,03 \cdot (1 + 0,046)^{2030-2024} = 32,8 \text{ МВт};$$

$$Q_{БТЭЦ}^{прог} = 12,14 \cdot (1 + 0,046)^{2030-2024} = 14,2 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети, результаты расчета представлены в таблице 11.

Для проведения анализа необходимо сопоставить эквивалент с данными контрольных замеров. Допустимые расхождения между расчетными и фактическими значениями напряжений в узловых точках не должны превышать 10%. Только при соблюдении этого условия полученный эквивалент может быть

использован для дальнейшего проектирования и оптимизации существующего режима работы сети.

Таблица 11 – Прогнозируемые мощности для ПС

№	Название ПС	Зима 2030г.		Лето 2030г.	
		Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
1	Благовещенская-110	141	17	112,80	13,60
2	Центральная-110	99,6	40,4	79,68	32,32
3	БТЭЦ-110	32,8	14,2	26,24	11,36
4	Короли/т-Хвойная	27,8	11,12	22,24	8,90
5	Белогорск/т-Хвойная	25	10	20,00	8,00
6	РГРЭС-110	22,59	9,036	18,07	7,23
7	Тамбовка-10	21,88	8,76	17,50	7,01
8	РГРЭС-35	21,2	11	16,96	8,80
9	Полевая-110	15,7	6,1	12,56	4,88
10	Михайловка-35	7,47	2,988	5,98	2,39
11	Хвойная-35	5,2	2,1	4,16	1,68
12	Ивановка-110	4,8	2,6	3,84	2,08
13	Варваровка-220	4,78	1,91	3,82	1,53
14	Михайловка-10	4,41	1,764	3,53	1,41
15	Тамбовка-35	4,23	1,69	3,38	1,35
16	Завитая-220	4,1	1,2	3,28	0,96
17	Волково-110	4	1,8	3,20	1,44
18	Озерная-110	3,52	1,408	2,82	1,13
19	Благовещенская-220	2,9	1,16	2,32	0,93
20	Владимировка-10	2,7	1,8	2,16	1,44
21	Благовещенская-35	1,9	0,76	1,52	0,61
22	Анновка-110	1,01	0,4	0,81	0,32

Полученные нагрузки применяются для расчета режима в приложении. В рамках электротехнических расчетов выполняется анализ распределения активной и реактивной нагрузок по элементам сети, определяется величина потерь

электроэнергии (как активной, так и реактивной составляющих) в линиях электропередачи, а также производится оценка уровней напряжения на шинах подстанций потребителей при различных режимах эксплуатации энергосистемы - как в штатных условиях, так и в аварийных ситуациях. При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

Исходными параметрами для определения рабочих режимов служат эксплуатационные характеристики потребителей, структурная компоновка сетевой схемы и технические параметры её компонентов. Анализ режимов рекомендуется выполнять с использованием специализированного ПВК RastrWin3 [47].

Моделирование существующего участка электрической сети

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

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

Анализ режимов существующей сети.

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

Токовая загрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Центральная-110 - Отп. Владимировка	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
Отп. Владимировка - Волково-110	209,54	500	42,09
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36
Отп. Анновка - Полевая-110	47,70	300	16,34
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	92,43	600	15,88
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	91,91	600	15,80
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,94	600	9,32
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,73	600	9,29
Тамбовка-110 - Михайловка-110	41,38	500	8,82

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,71	300	5,57
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19

Проведенный анализ показал, что вычисленные значения, полученные на основе разработанного эквивалента, соответствуют фактическим данным контрольных замеров. Это позволяет сделать заключение о достоверности и применимости разработанной модели. Анализ режима показал, что напряжение в узлах центров питания соответствует установленным требованиям, наблюдаем малую загрузку линий, что требует провести мероприятия по оптимизации режима. Наиболее загруженными линиями являются ВЛ 110 кВ БТЭЦ-Благовещенская и ВЛ 110 кВ БТЭЦ – Центральная с нагрузкой 42% и 62% соответственно. Схема и расчет нормального режима сети приведена в Приложении В.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов.

Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать [47]: 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:

- 1) отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками;
- 2) отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка.

При отключении ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого. Токковая загрузка ЛЭП, представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
БТЭЦ-110 - Центральная-110	585,44	600	97,60
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	336,05	600	56,03
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	336,05	600	56,03
Центральная-110 - Отп. Владимировка	221,48	500	44,36
Отп. Владимировка - Волково-110	205,14	500	41,21
Волково-110 - Тамбовка-110	127,87	500	25,92
Хвойная-110 - Озерная-110	68,38	300	23,49
Ивановка-110 - Волково-110	69,60	300	23,20
Михайловка-110 - РГРЭС-110	101,54	500	20,31
Благовещенская-110 - Центральная-110	91,13	500	18,33
Благовещенская-110 - Центральная-110	91,13	500	18,33
Озерная-110 - Отп. Анновка	53,08	300	18,24
Отп. Анновка - Полевая-110	49,97	300	17,09
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	93,10	600	16,00
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	92,56	600	15,91
Полевая-110 - Ивановка-110	46,63	300	15,77
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,90	600	9,32
РГРЭС-220 - Завитая-220	55,68	600	9,28
Тамбовка-110 - Михайловка-110	42,77	500	9,04
Отп. Владимировка - Владимировка-110	16,75	300	5,59
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	29,03	600	4,85
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	22,33	600	3,72
Завитая-220 - Варваровка-220	15,99	600	2,67

Отключение ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимирова показало, что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах. Ток по линиям электропередач не превышает длительно допустимого,

как и при нормальном режиме большинство линий являются загружены оптимально. Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
Хвойная-110 - Озерная-110	199,09	300	66,93
Озерная-110 - Отп. Анновка	181,43	300	60,86
Отп. Анновка - Полевая-110	176,89	300	59,24
БТЭЦ-110 - Центральная-110	335,01	600	55,85
БТЭЦ-110 - Центральная-110	335,01	600	55,85
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	283,89	600	47,33
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	283,89	600	47,33
Михайловка-110 - РГРЭС-110	235,90	500	47,18
Тамбовка-110 - Михайловка-110	163,84	500	32,77
Полевая-110 - Ивановка-110	88,91	300	30,25
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	127,63	600	21,81
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	126,48	600	21,62
Ивановка-110 - Волково-110	62,00	300	21,14
Благовещенская-110 - Центральная-110	96,81	500	19,40
Благовещенская-110 - Центральная-110	96,81	500	19,40
Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	63,39	600	10,58
РГРЭС-220 - Завитая-220	62,33	600	10,39
РГРЭС-220 - Завитая-220	62,08	600	10,35
Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	57,24	600	9,54
Волково-110 - Тамбовка-110	31,55	500	6,74

Продолжение таблицы 14

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{доп}}$, %
Отп. Владимировка - Владимировка-110	19,54	300	6,52
Варваровка-220 - Благовещенская-220	24,38	600	5,19

Расчетные данные по потерям сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	7.77
Отключена ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная с отпайками	10.4
Отключена ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	11.5

По результатам расчета режима можно сделать вывод что в послеаварийном режиме ВЛ не перегружены, напряжение в узлах центров питания также не превышает допустимые значения, поэтому в данном районе возможно подключение новых мощностей к существующим сетям. Схемы послеаварийных режимов сети показаны в Приложении В.

1.6 Выводы

В результате анализа существующего режима, наблюдается проблема в недостаточной загруженности линий электропередач. Структурный анализ сети показал, что действующие источники питания имеют ограничения в топологической структуре, что делает невозможным подключение новых объектов к существующей сети без объемной модернизации и реконструкции.

Из экономической характеристики Амурской области можно отметить стремительный рост электропотребление и вытекающую из нее необходимость ввода новых генерирующих мощностей.

Исходя из климатической характеристики Ивановского района, рекомендуется применения оборудования с климатическим исполнением УХЛ, что касается линий электропередач, рекомендуется использование усиленных опор в районах с ветровыми нагрузками, а также использование морозостойких изоляторов.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Согласно Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2050 года, основной фокус в развитии смещен в сторону цифровизации объектов энергетики. В последние годы все более актуальными становятся вопросы применения возобновляемых источников энергии, в частности, с использованием энергии ветра для производства электроэнергии. При проектировании ветряной электрической станции (ВЭС) сегодня активно применяются инновационные технологии и оборудование, направленные на повышение эффективности, устойчивости и экологичности проектов. В данном разделе рассмотрены, проанализированы и рекомендованы к применению, цифровые технологии, реализованные в аналогичных проектах.

2.1 Инновационные технологии, применяемые при проектировании электростанции

Современные исследования подтверждают, что переход на возобновляемую энергетику в большинстве случаев является экономически выгодным решением. Однако из-за непостоянства выработки энергии, особенно на ветровых электростанциях, особое значение приобретают системы накопления электроэнергии. Кроме того, ключевую роль играет оптимизация энергопотребления, включая вовлечение конечных пользователей в процесс управления спросом. Для эффективного решения этих задач необходимо внедрение цифровых платформ и инновационных технологических решений.

2.1.1 Цифровой двойник

В Российской Федерации значимость внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) связана с отсутствием централизованного энергоснабжения во многих регионах страны. Районы децентрализованного энергоснабжения занимают около 60% площади Российской Федерации и находятся в основном в северных регионах страны [4]. В данных районах сосредоточено

множество мелких изолированных населенных пунктов, единственным источником электроснабжения которых служат дизельные электростанции, работающие на привозном топливе, что существенно увеличивает затраты.

Однако основной проблемой при использовании ВИЭ является их поведение, в особенности солнечных и ветровых электростанций, которое находится в сильной зависимости от внешних факторов, а именно от погодных условий. Следовательно, эффективное использование ВИЭ требует разработки не только системы управления, но также систем прогнозирования поведения этих объектов в изменяемых условиях. Благодаря внедрению технологии цифрового двойника, которая является виртуальным прототипом реального объекта, можно проводить эксперименты и проверять гипотезы, прогнозировать поведение объекта и решать задачу управления его жизненным циклом [5].

Цифровой двойник открывает новые возможности для оптимизации затрат как на этапе проектирования оборудования и систем, так и в процессе их эксплуатации. Благодаря этой технологии становится возможным переход от плановых ремонтов к текущим. В контексте ветровых электростанций (ВЭС) применение цифровых двойников демонстрирует высокую эффективность, обеспечивая преимущества на всех этапах жизненного цикла – от разработки до повседневной эксплуатации.

Анализ существующих решений в области применения цифровых двойников в ветроэнергетике.

В современном мире, где глобальная конкуренция становится все более жесткой, вопрос внедрения передовых технологий и создания высокоэффективных производственных систем приобрел особую значимость. Стремительное развитие информационных технологий предоставило возможность обработки и анализа больших массивов данных, собранных с реальных объектов. Благодаря этому обнаружилась необходимость пересмотра стандартных подходов к управлению производственными процессами на предприятиях. Эти

факторы побудили в ряде стран разработку и принятие программ стратегического развития промышленности, таких, как «Платформа индустрия 4.0» (Германия), «Сделано в Китае 2025» (Китай), «Национальная технологическая инициатива» (Россия). Все предложенные программы направлены на увеличение производительности труда, повышение экономической эффективности производств и внедрение современных наукоемких технологий [6].

Использование указанных стратегий ускоряет цифровизацию предприятий, расширяя масштабы автоматизации производственных операций. Данная тенденция продиктована запросом отрасли на сокращение сроков разработки продуктов и их технологий при одновременном повышении экономической эффективности и минимизации издержек в условиях современной конкуренции.

Эту задачу и решает цифровой двойник, который объединяет как виртуальную среду предприятия (данные, поступающие с датчиков, математические и геометрические модели и др.), так и физическую (исполнительные механизмы, станки, схемы и др.), а также описывает процесс взаимодействия между этими средами и дополняет это технологиями автоматизации. В 2018 году международная исследовательская и консалтинговая компания «Gartner» признала технологию цифровых двойников одной из десяти ключевых инноваций, определяющих технологический вектор будущего. По оценкам экспертов, «цифровые двойники, особенно в сочетании с решениями для Интернета вещей, демонстрируют значительный потенциал для трансформации различных отраслей в ближайшие три-пять лет». [7].

Цифровые двойники сегодня занимают лидирующие позиции среди перспективных технологических направлений, активно изучаемых и внедряемых в различных отраслях [8-14].

Зарождение концепции цифровых двойников началось с авиакосмической промышленности. В одной из своих работ Глестен и Штаргель [15] приводят объяснение принципа использования цифровых двойников для

сертификации транспортных средств и управления автопарком: «Цифровой двойник – это интегрированная мультифизическая, мультимасштабная, теоретико-вероятностная модель собранного транспортного средства или системы, в которой используются лучшие доступные физические модели, данные датчиков, а также история парка транспортных средств для моделирования состояния оригинала, работающего в реальных полевых условиях».

Научные исследования в области цифровых двойников ветроэнергетических комплексов развиваются по двум основным векторам: разработка цифровых двойников отдельных частей ветровой электростанции, в частности, разработка цифрового двойника структурной модели лопасти ротора ветрогенератора [11], и разработка цифрового двойника ветрогенератора [9, 10].

На основе анализа современных подходов к реализации цифровых двойников (ЦД) в ветроэнергетике предлагается концепция, предусматривающая использование операционных данных, полученных в процессе эксплуатации ветроустановок. Эти данные могут быть применены не только для оптимизации текущего функционирования объектов, но и для стратегического планирования их развития, эффективной интеграции в изолированные энергосистемы с применением технологий цифрового моделирования. В перспективе такой подход позволит обеспечить бесшовное включение ветроэнергетических комплексов в единое цифровое пространство энергетической инфраструктуры.

Для решения задачи комплексной интеграции предлагается использовать методы онтологического инжиниринга, направленные на анализ и определение критически важных информационных потоков, обеспечивающих как автономную работу каждого центра данных, так и их слаженное взаимодействие в рамках единой системы.

Современные исследования, посвящённые применению цифровых двойников [20, 21], демонстрируют востребованность данной технологии применительно к объектам ветроэнергетики.

Онтологический инжиниринг при построении цифрового двойника.

Применение онтологий в структуре ЦД приводится в работе [21]. Онтологический инжиниринг для построения ЦД был так же применен при построении ЦД солнечной электростанции (СЭС) [22]. В рамках данной работы были рассмотрены классические этапы онтологического инжиниринга относительно разработки ЦД ВЭС.

1) Первый этап – разработка онтологической модели ветроэнергетической станции и ее гармоничная интеграция в существующую онтологию ТЭК. Формализация экспертных знаний в сфере ветрогенерации для последующего создания цифрового двойника. Определение предметной области и установление границ онтологии, а также классификация ее типа. Создаваемая онтология соответствует категории «легких онтологий» и предназначена для формирования цифровой тени, а также цифрового двойника ветроэнергетических объектов.

2) Второй этап – систематизация и анализ данных, относящихся к исследуемой предметной области. Главная задача данного этапа заключается в выявлении, структурировании и четком формулировании ключевых элементов и терминов. Основная цель этого этапа – отбор и вербализация всех основных объектов и понятий в области. В результате, отбираются основные объекты и понятия, которые относятся к следующим областям:

- а) система генерации;
- б) возобновляемые источники энергии;
- в) ветровые электростанции;
- г) оборудование ВЭС.

3) Третий этап – определение всех основных объектов и концептов предметной области (основных уровней абстракции). Формирование четкой иерархической структуры составляет одну из ключевых задач текущего этапа. Иерархия, построенная с использованием результатов предыдущего этапа, представлена ниже:

- а) электроэнергетические системы;
- б) системы генерации;
- в) возобновляемые источники энергии;
- г) ветровые электростанции;
- д) оборудование ВЭС.

4) Четвертый этап направлен на проверку и оптимизацию визуальной структуры: удаляются дублирующие элементы, устраняются смысловые повторы и логические несоответствия. В процессе дорабатываются ключевые концепты и их взаимосвязи, что повышает ясность и удобство восприятия онтологической системы. Реализация данного четырехэтапного подхода позволяет создать непротиворечивую и логически стройную онтологическую модель ветроэлектростанции. На рис. 4 приведена метаонтология, концепты которой, отмеченные значком, могут быть детализированы (пример для оборудования ВЭС приведен на рис. 5).



Рисунок 4 - Метаонтология ветровых электростанций

Математическая модель.

В качестве примера математической модели для ЦД может быть рассмотрен подход, предлагаемый Оганесяном Э.В., Бекировым Э.А. и др. [23]. В соответствии с ним приводится описание математической модели для определения параметров работы ветроэнергетической установки, которая необходима для построения ЦД ВЭС.



Рисунок 5 - Онтология оборудования ВЭС

Расчёт мощности, производимой ветрогенератором, основывается на ряде важных характеристик: скорость ветра, коэффициент использования энергии ветра, быстроходность, КПД и площадь ометаемой поверхности.

В формуле (1) проводится расчет мощностной характеристики ВЭУ в зависимости от скорости ветра:

$$P_{BЭУ}(V_i) = \rho C_p S_0 \eta \frac{V_i^3}{2} 10^{-3} . \quad (2)$$

Рассчитаем характеристику коэффициента использования энергии ветра C_p от быстроходности Z ($Z_{opt} < Z < Z_{max}$)(2).

$$C_p = C_{pmax} - \frac{C_{pmax}}{(Z_{max} - Z_{opt})^2} (Z - Z_{opt})^2 , \quad (3)$$

где C_{pmax} - максимальный коэффициент использования энергии ветра.

При $Z \leq Z_{opt}$:

$$C_p = C_{pmax} - \left(\frac{Z}{Z_{opt}}\right)^2 \left(3 - 2\frac{Z}{Z_{opt}}\right)^2 . \quad (4)$$

Для нахождения быстроходности используется следующее выражение.

$$Z = \frac{\omega R}{V_0} , \quad (5)$$

где ω - угловая скорость; R – радиус ветроколеса; V_0 - скорость набегающего потока воздуха.

Эффективная выходная удельная мощность ΔP на $1m^2$ ометаемой поверхности ветротурбины (ВТ) вычисляется по формуле:

$$\Delta P = \Delta P_{BП} C_p \eta , \quad (6)$$

где $\Delta P_{BП} = \rho 10^{-3} \frac{V_{ном}^3}{2}$ - удельная мощность ветрового потока при скорости

ветра $V_{ном}$; ρ - плотность воздуха (зима – 1,25, лето 0,72 кг / м³; C_p - средний коэффициент использования энергии ветра (принят равным 0,31);

$\eta = \eta_A \eta_{РЕД} \eta_{ЭГ}$ - суммарный КПД ВЭУ; η_A - аэродинамический КПД ВТ

(принят в пределах 0,91..0,916); $\eta_{ред}$ - КПД редуктора (принят в пределах 0,95..0,96); $\eta_{эГ}$ - КПД электрогенератора, зависящий от его мощности.

После расчета величины ΔP определяется площадь ометаемой поверхности ВТ:

$$S_0 = \frac{P_{ВЭУном}}{\Delta P} . \quad (7)$$

Разработанная математическая модель позволяет точно определять ключевые параметры работы системы, выделяясь за счет интеграции влияния изменяющихся метеоусловий и динамического взаимодействия компонентов ветроэнергетической установки.

Данная модель служит основой для анализа поведения системы в различных условиях. Полученные с ее помощью данные обеспечивают цифровому двойнику возможность точного прогнозирования состояния объекта и оптимизации управления на всех этапах его жизненного цикла.

Реализованный пример проектирование ЦД ВЭС.

Проектирование и работа цифрового двойника ветровой электростанции требует обработки большого массива данных, таких как характеристики погодных условий, характеристики оборудования. Для организации и хранения этого набора в приведенном примере используется реляционная база данных PostgreSQL.

Проектирование базы данных приводится на основе онтологий (рис. 7 и 8), представленных в пункте “онтологический инжиниринг”. В результате были выделены следующие сущности:

- 1) характеристики погоды;
- 2) характеристики ветрогенератора;
- 3) характеристики сетевого инвертора;
- 4) изолированная система;
- 5) сетевой инвертор;

- 6) расчет сетевого инвертора;
- 7) ветрогенератор;
- 8) расчет ветрогенератора;
- 9) изолированная система Погода.

Логическая модель данных приведена на рис.6.

Для понимания роли и места базы данных в общей архитектуре ЦД ВЭС на основе онтологии представлена архитектура типового ЦД, представленная на рис. 7.

Архитектура включает в себя следующие блоки.

1) Цифровая тень:

Включает в себя модуль цифровой тени, обеспечивающий взаимодействие с базой данных, а также комплекс алгоритмов машинного обучения, предназначенных для моделирования поведения системы и восстановления недостающих данных, что гарантирует корректное функционирование цифрового двойника в целом.

2) Программный комплекс:

Служит для функционирования комплекса в целом, поскольку отвечает за интеграцию пользовательского интерфейса, вычислительных алгоритмов и механизма оперативного мониторинга данных, что позволяет формировать управляющие сигналы через контролирующий модуль.

3) Система управления:

Используется для корректировки параметров реального объекта на основе данных, полученных от его цифрового двойника.

Пример интерфейса для работы с базой данных.

Для взаимодействия с базой данных доступны специализированные средства администрирования, встроенные в СУБД PostgreSQL.

Операции добавления и удаления записей в таблицу требуют применения SQL-запросов, что создаёт дополнительные сложности при взаимодействии с централизованной базой данных.

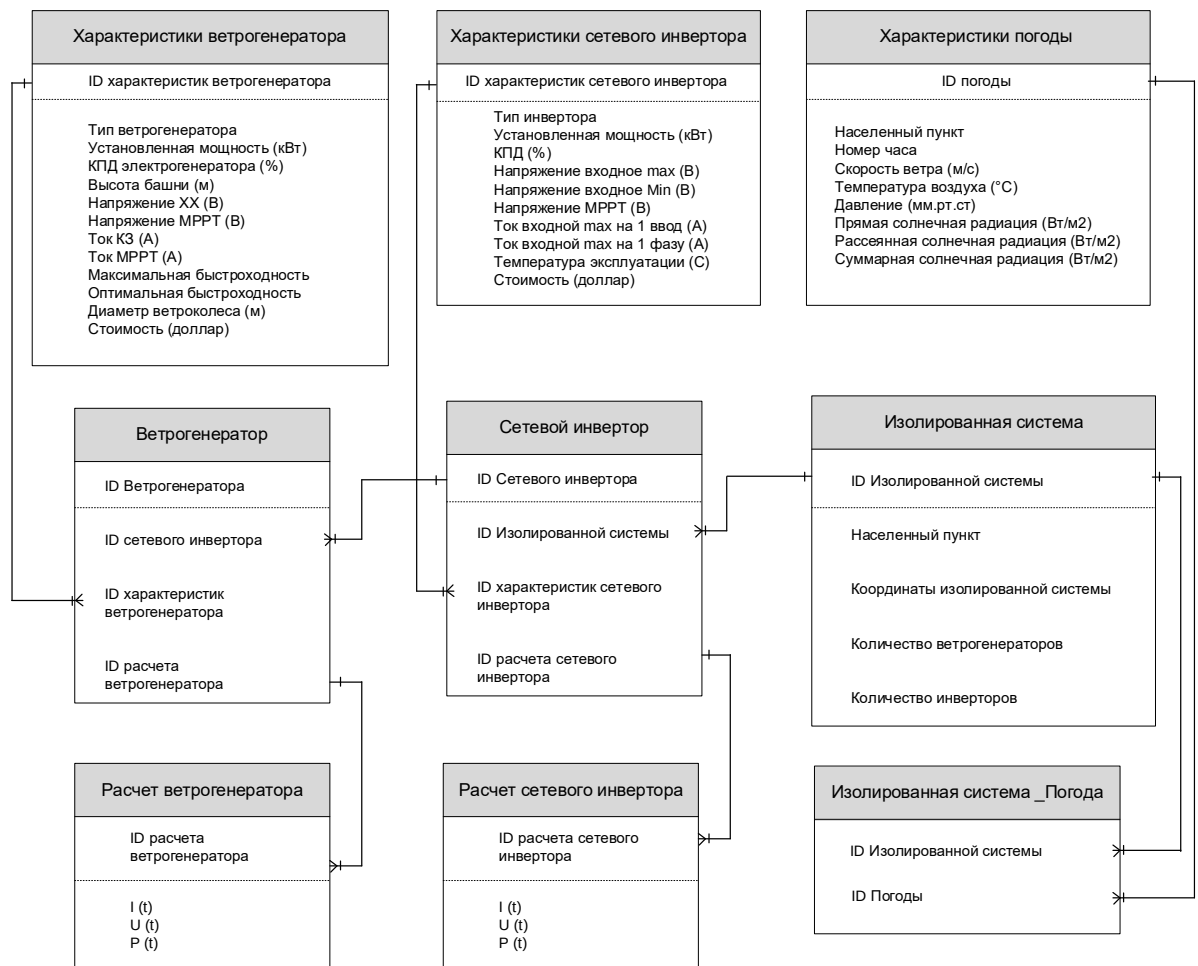


Рисунок 6 - Логическая модель данных

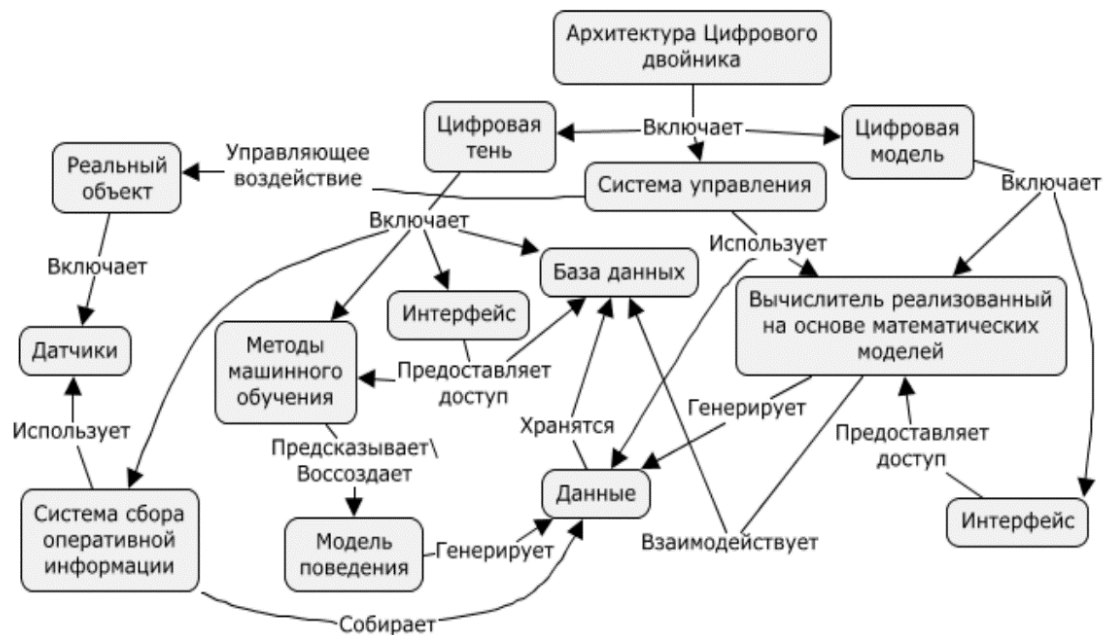
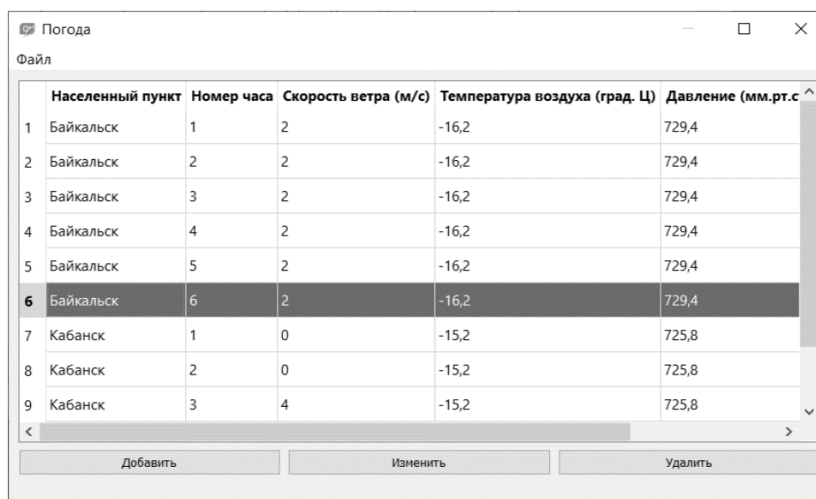


Рисунок 7 - Онтология цифрового двойника

Однако архитектура PostgreSQL открывает широкие возможности для разработки специализированных решений, включая создание пользовательских интерфейсов и программных оболочек, упрощающих работу с БД. Пример существующего решения приведен на рисунке 8 и предоставляет следующие возможности:

1) добавление форм для редактирования (добавления/изменения/удаления) таблиц;

2) разработка формы с возможностью подключения ветрогенератора к инверторам по особым условиям (количество портов в инверторе, подключение в инвертор только одинаковых ветрогенераторов и т.д.).



	Населенный пункт	Номер часа	Скорость ветра (м/с)	Температура воздуха (град. Ц)	Давление (мм.рт.с)
1	Байкальск	1	2	-16,2	729,4
2	Байкальск	2	2	-16,2	729,4
3	Байкальск	3	2	-16,2	729,4
4	Байкальск	4	2	-16,2	729,4
5	Байкальск	5	2	-16,2	729,4
6	Байкальск	6	2	-16,2	729,4
7	Кабанск	1	0	-15,2	725,8
8	Кабанск	2	0	-15,2	725,8
9	Кабанск	3	4	-15,2	725,8

Рисунок 8 - Интерфейс программы для редактирования записей в таблице «Характеристики погоды»

Современные технологии цифровых двойников (ЦД) открывают новые перспективы для оптимизации информационных моделей. Одним из ключевых направлений развития является интеграция цифровой тени, которая позволяет разделить вычислительный модуль (математическую модель) и модуль обработки данных. Такой подход значительно повышает эффективность

сопровождения цифрового двойника, обеспечивая более гибкое управление и анализ информации.

В условиях промышленной эксплуатации необходимо обеспечить способность системы обрабатывать значительные объемы данных, поступающих с физических объектов. Особенно актуальна эта задача в электроэнергетике, где потоки информации от датчиков требуют высокоскоростной обработки и надежного хранения. Внедрение технологий Big Data позволяет решить эту проблему, обеспечивая анализ больших массивов данных в приемлемые сроки.

Реализация предложенного подхода создает основу для постоянной верификации модели на основе актуальных данных с реального объекта. Это, в свою очередь, позволяет своевременно выявлять расхождения и вносить необходимые корректировки, повышая точность и надежность цифрового двойника.

2.2 Инновационные технологии, применяемые при проектировании РУ

При проектировании распределительного устройства (РУ) для ветряной электростанции (ВЭС) применяются современные инновационные технологии, направленные на повышение надёжности, автоматизации, энергоэффективности и цифровизации всей системы.

2.2.1 Цифровизация РУ путём применения систем управления коммутационными аппаратами с АРМ диспетчера

Цифровизация распределительного устройства электрических станций — это процесс внедрения современных цифровых технологий и решений в работу электроэнергетических систем на РУ. Данная трансформация предполагает комплексное обновление методов управления, диагностики и эксплуатации энергетических систем. Ключевыми аспектами цифровизации РУ являются автоматизированный мониторинг рабочих параметров, оптимизация процессов управления, повышение уровня безопасности, своевременное

обнаружение аномалий и внедрение интеллектуальных систем технического обслуживания. Основные векторы модернизации распределительных устройств включают следующие направления:

Использование цифровых решений позволяет разрабатывать умные системы контроля, которые существенно повышают скорость и эффективность реагирования на изменения в работе электрооборудования. За счёт удалённого мониторинга и управления обеспечивается своевременное предотвращение аварий и надзор за эксплуатацией распределительных устройств из диспетчерских центров.

Современная автоматизация основана на применении интеллектуальных программно-аппаратных платформ, которые не только обрабатывают большие массивы данных, но и самостоятельно принимают решения, руководствуясь заложенными алгоритмами. На практике это проявляется в использовании интеллектуальных систем мониторинга, способных в реальном времени контролировать работоспособность оборудования, оптимизировать параметры энергопередачи и оперативно адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации. Таким образом, цифровизация становится ключевым фактором повышения эффективности, надёжности и гибкости энергетической инфраструктуры.

Применение технологий дистанционного управления коммутационными устройствами позволяет оперативному персоналу осуществлять контроль и настройку работы распределительных сетей без физического присутствия. Данный подход существенно повышает скорость реагирования на аварийные события, оптимизирует эксплуатационные и ремонтные процедуры, а также способствует росту надёжности энергетической инфраструктуры. Благодаря удалённому мониторингу и управлению специалисты могут оперативно корректировать параметры работы электросетей и оборудования распределительных устройств, минимизируя время вынужденных остановок в случае неисправностей.

Внедрение инновационных цифровых технологий в распределительные устройства позволяет существенно увеличить производительность электроэнергетических комплексов, снизить количество аварийных случаев и улучшить устойчивость энергосистем к отказам.

Применение интеллектуальных цифровых систем позволяет осуществлять непрерывный мониторинг работоспособности техники, а также выполнять детальный анализ и предугадывать возможные неисправности. Это дает возможность не только своевременно предотвращать поломки, но и рационально планировать сервисное обслуживание, что в долгосрочной перспективе увеличивает надежность и срок эксплуатации.

Цифровизация позволяет оснастить распределительные устройства сенсорами и устройствами Интернета вещей (IoT), которые собирают данные о состоянии оборудования, окружающей среде и других параметрах. Эти данные помогают операторам принимать обоснованные решения и оптимизировать процессы на РУ.

В контексте цифровизации энергетического сектора принципиальное значение приобретает вопрос создания комплексной системы киберзащиты распределительных сетей. На фоне активного внедрения инновационных технологий критически важным становится проектирование эффективных инструментов нейтрализации киберугроз и обеспечения устойчивой работы критически важных элементов энергетической инфраструктуры.

Применение инновационных цифровых инструментов способствует оптимизации важнейших рабочих процессов, уменьшению энергопотребления и грамотному использованию ресурсов. В результате достигается заметное снижение расходов на обслуживание и эксплуатационные нужды.

Цифровизация РУ играет ключевую роль в современной электроэнергетике, обеспечивая повышение эффективности, надежности и безопасности работы электроэнергетических систем.

К несомненным преимуществам данной технологии относятся:

- 1) невысокая стоимость реализации;
- 2) существенное (25-30%) сокращение объема кабельной продукции;
- 3) ПДС – полевые контроллеры, устанавливаемые в помещении в непосредственной близости к силовому оборудованию;
- 4) габариты РУ существенно меньше, чем с РУ аналогичного класса напряжения, что снижает экономический эффект от применения данного решения;
- 5) ПДС, выполняющие сбор сигналов всех коммутационных аппаратов присоединения, в том числе с отключением выключателя от РЗА по GOOSE.

Преимуществом применения данных технологий является полная «оцифровка» дискретных сигналов ТС, ТУ, ОБ для всех коммутационных аппаратов и сокращение объема кабельной продукции ориентировочно на 50% в сравнении с традиционным вариантом исполнения. В представленных данных детально рассматриваются актуальные подходы к организации функционирования цифровых распределительных устройств (ЦРУ) и их структурных уровней. На процессном уровне решаются задачи интеграции первичного оборудования с программно-техническим комплексом централизованной системы управления, а также осуществляется сбор данных с различных датчиков и передача информации на вышестоящие уровни управления. Уровень присоединения отвечает за прием, обработку и обмен данными между различными компонентами системы.

Несмотря на очевидные преимущества цифровизации энергетических систем, такие как снижение затрат на оборудование и оптимизация проектных решений, существует ряд проблемных аспектов. Среди них можно выделить отсутствие унифицированных стандартов цифровой трансформации, потребность в создании специализированного ПО, а также риски, связанные с кибербезопасностью и необходимостью профессионального роста персонала.

Внедрение цифровых технологий в электроэнергетике направлено на оптимизацию ключевых аспектов функционирования энергосистем, включая производительность, отказоустойчивость, защищенность и контроль.

Использование инновационных цифровых решений на распределительных устройствах обеспечивает переход к автоматизированным системам регулирования, наблюдения и технического анализа, что дает ряд значимых преимуществ:

1) внедрение цифровых технологий способствует совершенствованию методов администрирования и мониторинга, благодаря чему достигается более рациональное использование энергоресурсов и минимизация непроизводительных затрат в системах электроснабжения;

2) цифровые решения обеспечивают мгновенный мониторинг и контроль за состоянием энергосистемы, позволяя предотвращать критические нарушения и гарантировать устойчивое функционирование всех элементов инфраструктуры;

3) внедрение цифровых технологий дает возможность непрерывно отслеживать работу техники, своевременно обнаруживать возможные угрозы и минимизировать риски возникновения чрезвычайных происшествий, что способствует защите сотрудников предприятия и окружающей среды.

Следовательно, внедрение цифровых технологий направлено на повышение эффективности, надежности, безопасности и управляемости энергетических систем, что является важнейшим фактором прогресса в современной энергетике и гарантией устойчивого энергоснабжения

Экономический эффект может быть значительным и проявляется в:

1) сокращении расходов на персонал, техническое обслуживание и эксплуатацию, путем автоматизации процессов управления и мониторинга;

2) снижении энергопотребления и экономии на операционных расходах благодаря улучшенному контролю и оптимизации работы электрооборудования;

3) сокращение потерь электроэнергии и чрезвычайных расходов на восстановительные работы, благодаря оперативному выявлению и устранению неисправностей;

4) оптимальном использовании ресурсов и снижении эксплуатационных издержек, ввиду более точному и эффективному распределению нагрузки, реагированию на изменения в энергосистеме и оптимизированию работы;

5) уменьшении потерь от простоя оборудования и трат на восстановительные работы благодаря предотвращению аварийных ситуаций путем оперативного мониторинга и реагирования на угрозы.

Таким образом, цифровизация способствует не только росту технических показателей и операционной эффективности распределительных устройств, но и открывает возможности для значительной экономии ресурсов. Это достигается за счет рационализации рабочих процессов, минимизации затрат и усиления стабильности функционирования энергетической инфраструктуры.

Для успешного внедрения цифровых решений в энергетическом секторе необходимо устранить существующие барьеры, усилить защиту от киберугроз, унифицировать нормативные требования и обеспечить профессиональную подготовку кадров. Интеграция цифровых технологий представляет собой ключевой этап модернизации энергосетей, способный принести существенную пользу при грамотном планировании и комплексном контроле всех этапов преобразований.

Анализ существующих решений в области применения цифровых технологий в ветровых энергетических комплексах.

Цифровые распределительные устройства становятся важным элементом современной ветроэнергетики, обеспечивая высокий уровень автоматизации, надёжности и гибкости в управлении энергопотоками. В отличие от традиционных, цифровые РУ используют цифровые датчики, интеллектуальные электронные устройства (IED), оптоволоконные линии связи и стандарт IEC

61850 для обмена данными в реальном времени. Это позволяет более эффективно управлять ветропарками, особенно расположенными в труднодоступных или морских районах.

Ведущие мировые производители электрооборудования — Siemens, ABB/Hitachi Energy, Schneider Electric, GE Grid Solutions — предлагают интегрированные решения, специально адаптированных для ВЭС. Например, Siemens 8DN8 — цифровая элегазовая подстанция, активно применяемая на оффшорных ветропарках в Европе. Она поддерживает удалённый мониторинг, диагностику оборудования и связь с облачными платформами на базе IoT. Аналогично, ABB ELK-3 с AirPlus сочетает экологически чистую изоляцию и полную цифровизацию оборудования — от трансформаторов тока до реле защиты.

Одним из ключевых направлений развития является интеграция цифровых РУ с системами SCADA и предиктивной аналитикой, что позволяет не только управлять сетевыми параметрами, но и прогнозировать отказ оборудования. Это особенно критично для ветроэнергетики, где сбои могут привести к потерям значительных объёмов выработки. Например, решение GE Digital Substation включает поддержку цифровых трансформаторов напряжения и тока, цифрового шинного уровня (Process Bus) и киберзащищённых каналов связи.

Кроме технологических аспектов, цифровые РУ способствуют снижению стоимости строительства и эксплуатации благодаря уменьшению количества медных кабелей, упрощению архитектуры и снижению требований к персоналу. Они также позволяют легко интегрировать системы накопления энергии и солнечные установки, что актуально для гибридных ВИЭ-комплексов.

Вызовами при внедрении цифровых распределительных устройств остаются высокая начальная стоимость, потребность в переобучении персонала, а также обеспечение надёжной киберзащиты. Однако опыт ведущих стран показывает, что переход к цифровым технологиям оправдан с точки зрения

долгосрочной надёжности, устойчивости и адаптивности ветроэнергетических систем.

2.2.2 Применение контроллеров управляемой коммутации

С учетом перспективных целей энергетической стратегии Российской Федерации ключевым направлением развития становится укрепление стабильности работы электроэнергетического комплекса. Это предполагает комплексное решение задач по обеспечению бесперебойного энергоснабжения, оптимизации эксплуатационной устойчивости, а также усилению контроля и безопасности технологических процессов в рамках единой энергосистемы [3].

Одним из потенциальных вариантов решения поставленной стратегической задачи является повышение надежности коммутационного оборудования, что в свою очередь может быть достигнуто путем применения цифровых контроллеров управляемой коммутации.

Традиционный (неуправляемый) процесс коммутации осуществляется включением-отключением выключателя оборудования, воздушных и кабельных линий в произвольный момент времени, что в ряде случаев сопровождается наличием бросков токов, большими перенапряжениями, переходными процессами, способными вызвать его постепенные или мгновенные повреждения. Наведенные переходные процессы могут также вызвать большое количество различных помех во вторичных цепях – устройствах релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики, в системах связи и сигнализации. Амплитудные значения переходных процессов и потенциальный ущерб от них в существенной степени зависят от точки на кривых тока и напряжений, от состава оборудования в сетях, в которых происходит размыкание или замыкание контактов выключателей. В неуправляемой коммутации, размыкание или замыкание контактов силового выключателя может произойти в наихудшей для этого точке кривой.

В ходе традиционной коммутации наблюдаются описанные ранее процессы, которые оказывают непосредственное воздействие на уровень

надежности коммутационного оборудования. В связи с этим целесообразно изучить возможность применения альтернативного подхода – управляемой коммутации, осуществляемой с помощью цифрового управляемого коммутационного устройства (известного также как контроллер точно-волнового типа). Данная технология позволяет реализовать контролируемое переключение (точечное или синхронное), суть которого состоит в обеспечении управляемого срабатывания выключателя. При этом замыкание и размыкание контактов происходит в строго заданный, наиболее благоприятный момент времени, синхронизированный с фазовым углом на каждой из фаз выключателя. [4]. Принцип работы выключателя в управляемом и неуправляемом режиме представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Работа выключателя в управляемом и неуправляемом режиме

Цифровой контроллер осуществляет обработку входных сигналов, включая параметры напряжения и силы тока в первичной цепи. При поступлении управляющего сигнала на активацию или деактивацию контактной группы, устройство генерирует импульсы управления для каждого полюса коммутационного аппарата с программно заданной временной задержкой. Данная задержка рассчитывается индивидуально для каждой фазы с учетом оптимальных значений фазовых углов, обеспечивая тем самым минимизацию переходных процессов в электрической сети [5]. Применяемая методика

выполнения операций включения и отключения коммутационных аппаратов позволяет значительно снизить интенсивность переходных процессов, а также предотвратить возможные негативные последствия, обусловленные их возникновением. В результате достигается продление ресурса электрооборудования, рост его эксплуатационной надежности, повышение качества подаваемой электроэнергии и, как следствие, сокращение операционных расходов.

В дополнение к уже указанным достоинствам, переход от классических методов коммутации к управляемым решениям обладает рядом других значимых преимуществ. Ключевым аспектом является непрерывное развитие этих технологий, обеспечивающее их адаптацию к любым сетевым инфраструктурам и оборудованию.

Современные управляемые системы отличаются высокой гибкостью, отказоустойчивостью и интуитивностью в эксплуатации. При этом их внедрение требует относительно modestных финансовых затрат, а дальнейшее обслуживание становится все более экономически выгодным. Эти факторы не только подчеркивают актуальность перехода на управляемую коммутацию, но и делают ее массовое применение практически осуществимым в ближайшей перспективе.

2.3 Выводы

В ходе системного анализа инновационного оборудования и цифровых технологий был проработан и предложен ряд цифровых решений для ветряной электрической станции и распределительного устройства.

Использование инновационной технологии цифрового двойника при проектировании ветряной электростанции (ВЭС) представляет собой важный шаг на пути повышения эффективности, надежности и экологической безопасности ветровых проектов. Цифровизация РУ обеспечивает централизованное управление и мониторинг всех ключевых компонентов ВЭС, что значительно повышает оперативность реагирования на возможные неисправности и снижает время простоя оборудования. Внедрение современных систем

автоматизации и интеллектуальных алгоритмов позволяет оптимизировать работу станции в реальном времени, обеспечивая баланс между производственной мощностью и стабильностью электроснабжения.

Использование контроллеров управляемой коммутации способно существенно увеличить срок службы коммутационных аппаратов, а наряду с удаленным управлением из диспетчерских центров и организации плановых переключений с использованием автоматизированных программ позволит значительно уменьшить количество ошибочных действий оперативного персонала.

Интеграция этих инновационных технологий обеспечивает более высокую эффективность эксплуатации ВЭС, способствует снижению эксплуатационных издержек и повышает ее устойчивость к внешним возмущениям. Также использование цифровых решений способствует более точному прогнозированию производительности и оптимизации работы станции, что особенно важно при внедрении возобновляемых источников энергии в энергосистему. В целом, применение цифровых технологий в процессе проектирования и эксплуатации ВЭС открывает новые возможности для достижения высокой производительности, экологической безопасности и экономической эффективности ветровых проектов, что соответствует современным требованиям энергетического развития и устойчивого развития в целом.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110-220 кВ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ В СВЯЗИ С ПОДКЛЮЧЕНИЕМ ИВАНОВСКОЙ ВЭС

В соответствии с принятым эквивалентом сети (рис. 1), а также структурным анализом электрической сети произведенном в пункте 1.4, в данном разделе разработаны варианты развития электрической сети Амурской области путём подключения Ивановской ВЭС в существующую сеть 110-220 кВ.

Для решения поставленной задачи следует проработать несколько альтернативных схем электрической сети, провести их всесторонний технический анализ и определить наиболее рациональный вариант. Данный этап предполагает разработку и анализ нескольких возможных решений по подключению Ивановской ВЭС к существующей системе. По итогам проведенного анализа будет выбран оптимальный вариант для дальнейшей проработки и реализации.

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети Амурской области в районе подключения Ивановской ВЭС

Задачей данного пункта является разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети, и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики ЕЭС РФ на период до 2050 года» предполагается строительство Ивановской ВЭС, предполагаемая электрическая мощность станции составит 335 МВт [64].

Для разработки вариантов подключения также необходимо определить рациональное напряжение предполагаемого объекта для каждого из вариантов.

Вариант 1. Предусматривает подключение Ивановской ВЭС к сети 220 кВ между двумя узловыми подстанциями ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Благовещенская. На рисунке 10 изображена структурная схема данного варианта

подключения, на рисунке 11 однолинейная схема. Данный вариант подключения подразумевает:

- строительство Ивановской ВЭС;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка длиной 20 км.;
- строительство ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская длиной 60 км.;
- строительство ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Завитая длиной 150 км.

Для последующего технико-экономического сравнения, данные варианта №1 занесены в таблицу 16.

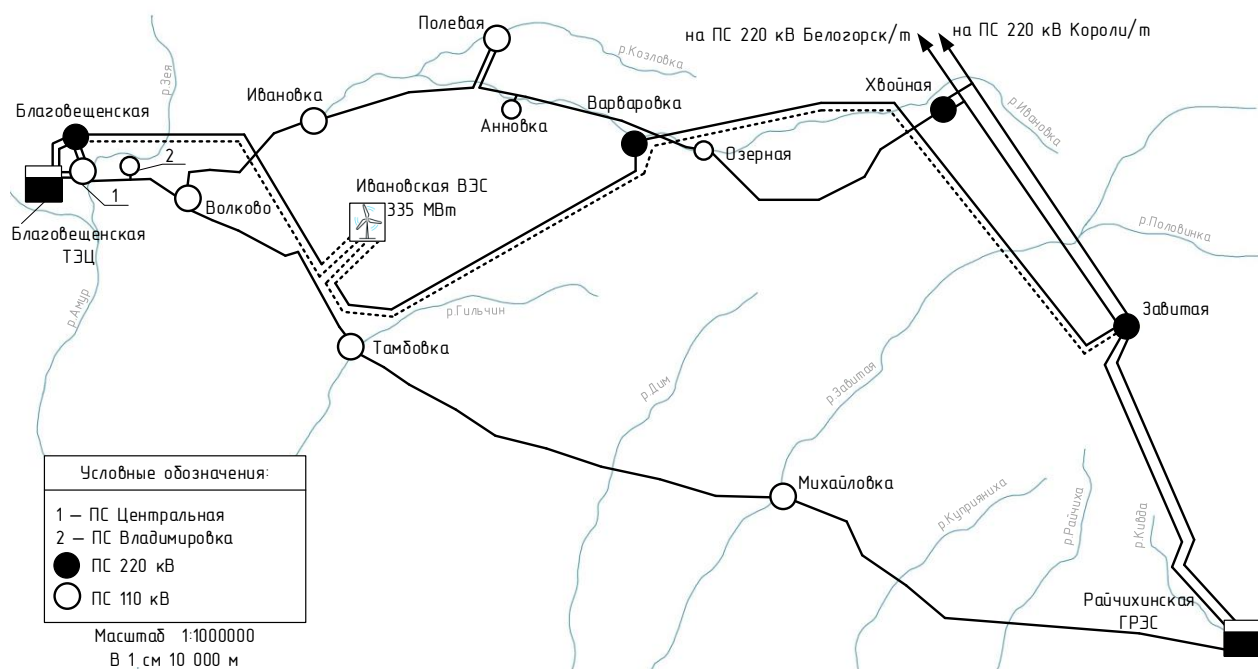


Рисунок 10 - Вариант подключения №1

Проверка номинального напряжения

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова.

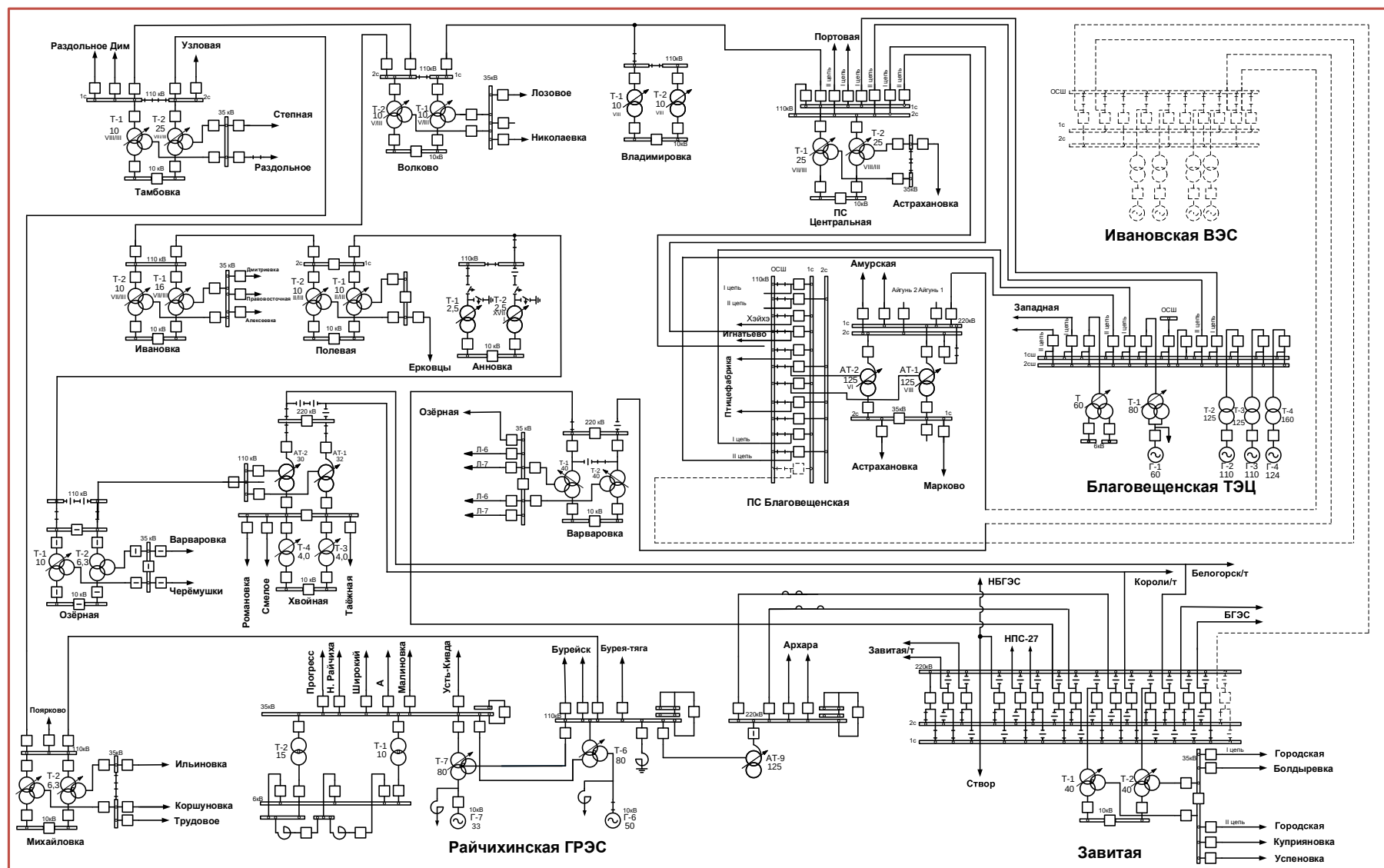


Рисунок 11 – Однолинейная схема подключения вариант №1

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (8)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность, протекающая по линии, МВт.

Определим номинальное напряжение для первого варианта:

$$U_{\text{рац(ВЭС-Благовещенская)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{335}}} = 178 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{рац(ВЭС-Завитая)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{150} + \frac{2500}{335}}} = 236 \text{ кВ}.$$

Принимаем номинальное напряжение сети, к которой будем подключать новый объект 220 кВ.

Вариант 2. Предусматривает подключение Ивановской ВЭС к узловой ПС 220 кВ Благовещенская и к сети 220 кВ. На рисунке 12 изображена структурная схема данного варианта подключения, на рисунке 13 однолинейная схема. Данный вариант подразумевает:

- строительство Ивановской ВЭС;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка длиной 20 км.;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская длиной 60 км.

Для последующего технико-экономического сравнения, данные варианта №2 занесены в таблицу 16.

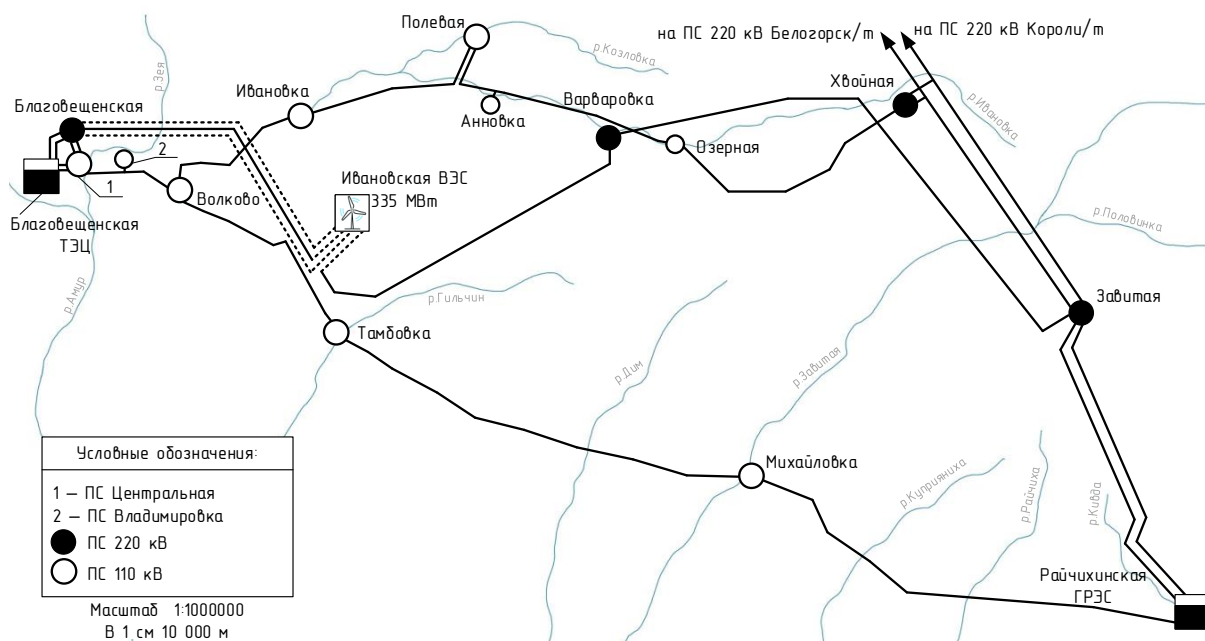


Рисунок 12 - Вариант подключения №2

Проверка номинального напряжения

Определим номинальное напряжение для второго варианта:

$$U_{\text{расч}}(\text{ВЭС-Благовещенская}) = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{120} + \frac{2500}{335}}} = 212 \text{ кВ.}$$

Принимаем номинальное напряжение сети, к которой будем подключать новый объект 220 кВ.

Вариант 3. Предусматривает подключение Ивановской ВЭС к узловой ПС 220 кВ Завитая и к сети 220 кВ. На рисунке 14 изображена структурная схема данного варианта подключения, на рисунке 15 однолинейная схема. Данный вариант подразумевает:

- строительство Ивановской ВЭС;
- строительство 2х заходов от ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка длиной 20 км.;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Завитая длиной 150 км.

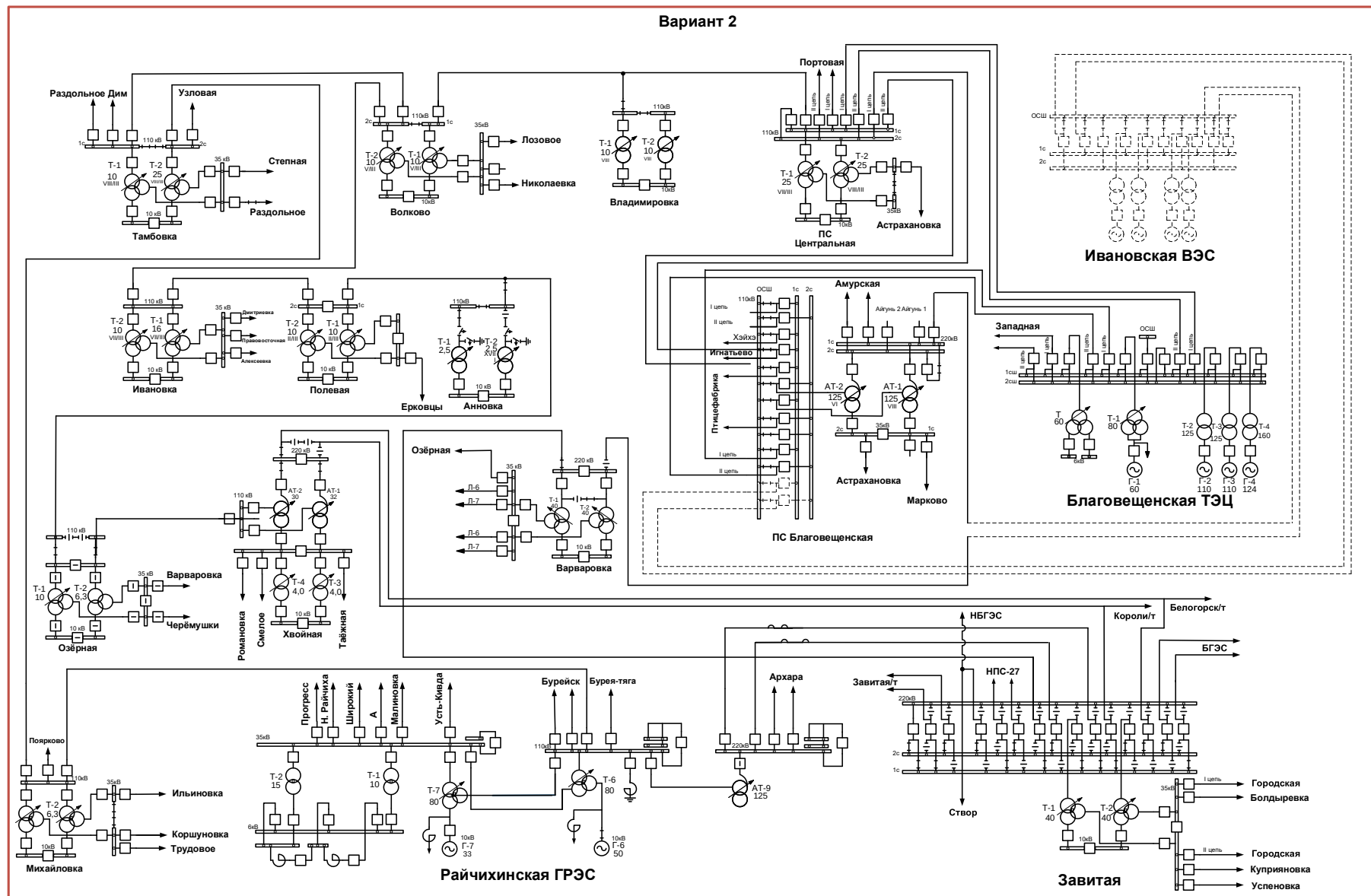


Рисунок 13 - Однолинейная схема подключения вариант №2

Для последующего технико-экономического сравнения, данные варианта №3 занесены в таблицу 16.

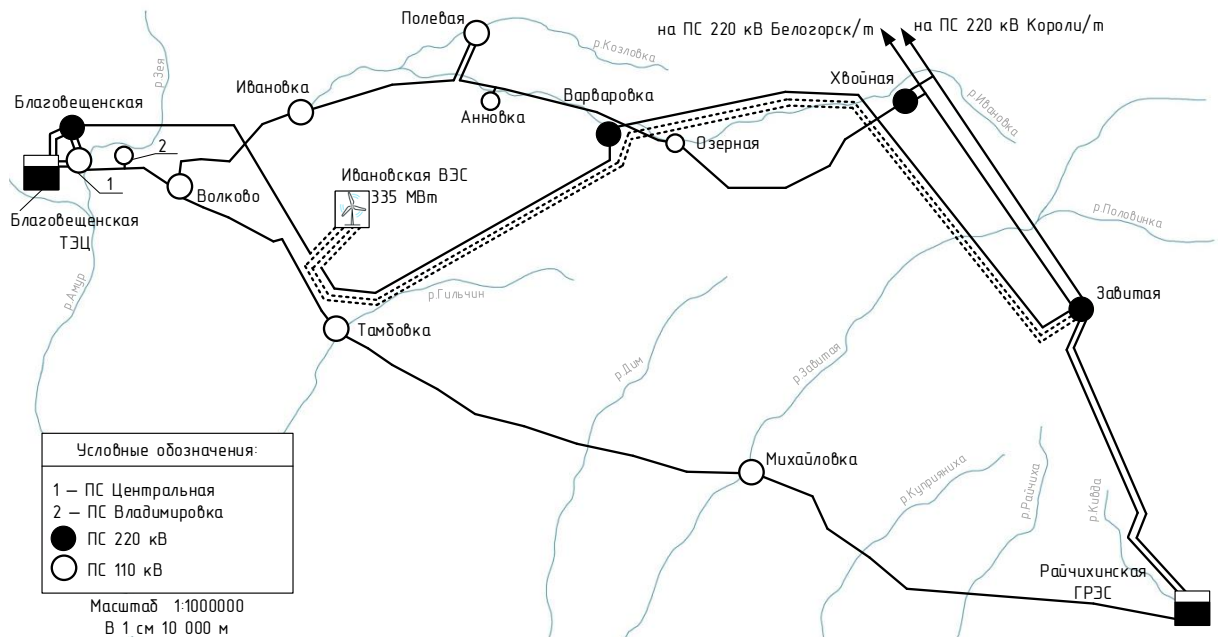


Рисунок 14 - Вариант подключения №3

Проверка номинального напряжения

Определим номинальное напряжение для третьего варианта:

$$U_{\text{расч}}(\text{ВЭС-Завитая}) = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{150} + \frac{2500}{335}}} = 236 \text{ кВ.}$$

Принимаем номинальное напряжение сети, к которой будем подключать новый объект 220 кВ.

Вариант 4. Предусматривает подключение Ивановской ВЭС между ПС 220 кВ Завитая и ПС 220 кВ Благовещенская. На рисунке 16 изображена структурная схема данного варианта подключения, на рисунке 17 однолинейная схема. Данный вариант подразумевает:

- строительство Ивановской ВЭС;

Вариант 3

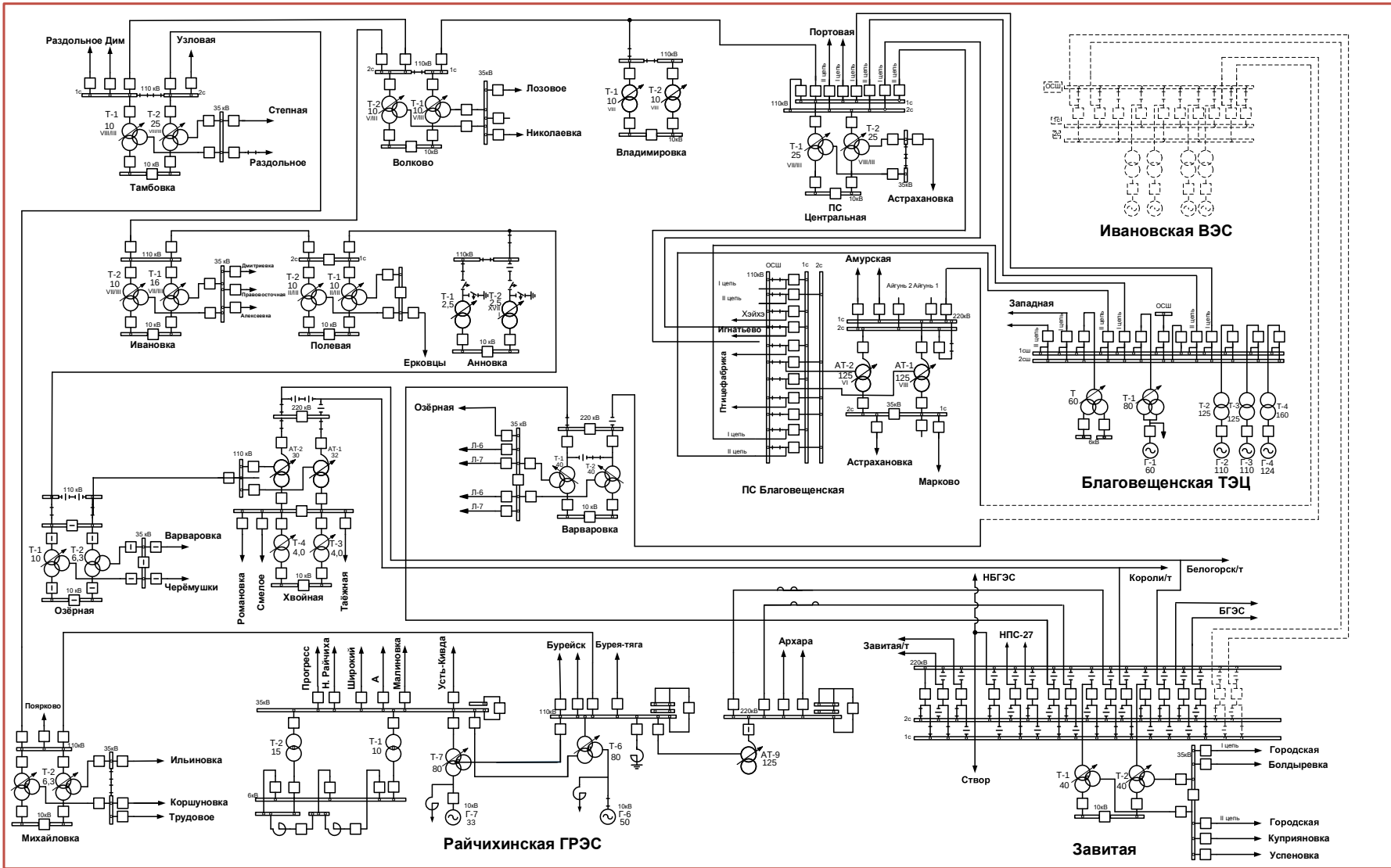


Рисунок 15 - Однолинейная схема подключения вариант №3

- строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская длиной 60 км.;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Завитая длиной 150 км.

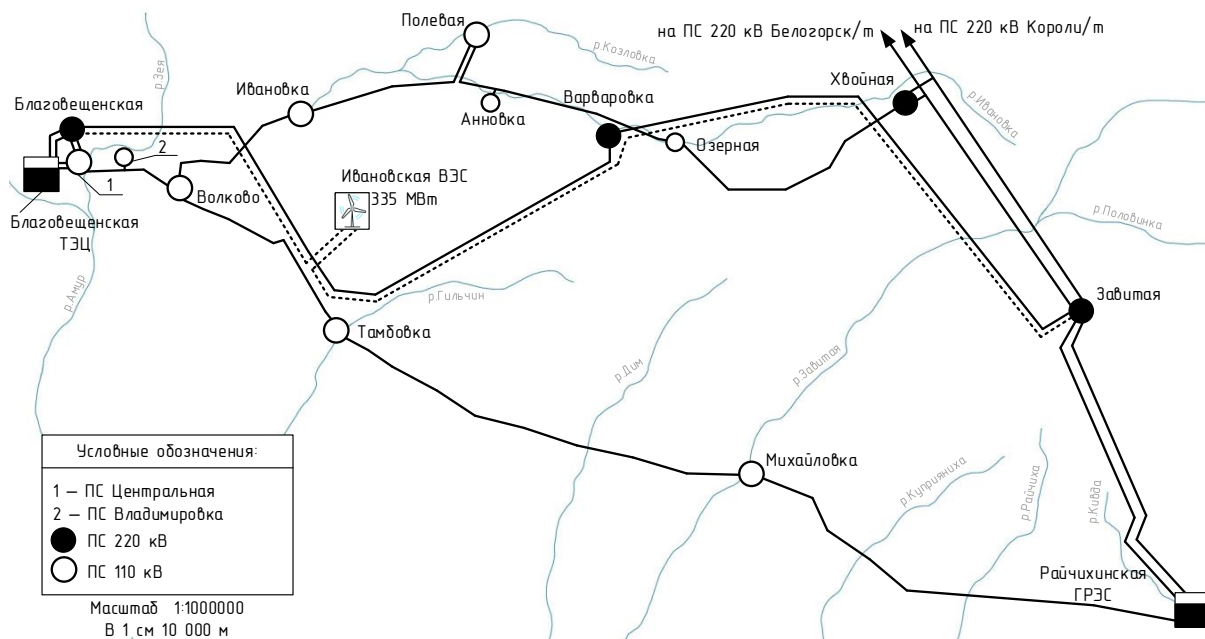


Рисунок 16 - Вариант подключения №4

Для последующего технико-экономического сравнения, данные варианта №4 занесены в таблицу 16.

Проверка номинального напряжения

Определим номинальное напряжение для четвертого варианта:

$$U_{\text{рац(ВЭС-Благовещенская)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{335}}} = 178 \text{ кВ.}$$

Принимаем номинальное напряжение сети, к которой будем подключать новый объект 220 кВ.

Вариант 5. Предусматривает подключение Ивановской ВЭС между ПС 220 кВ Завитая и ПС 220 кВ Благовещенская, а также выдачу мощности в сеть

Вариант 4

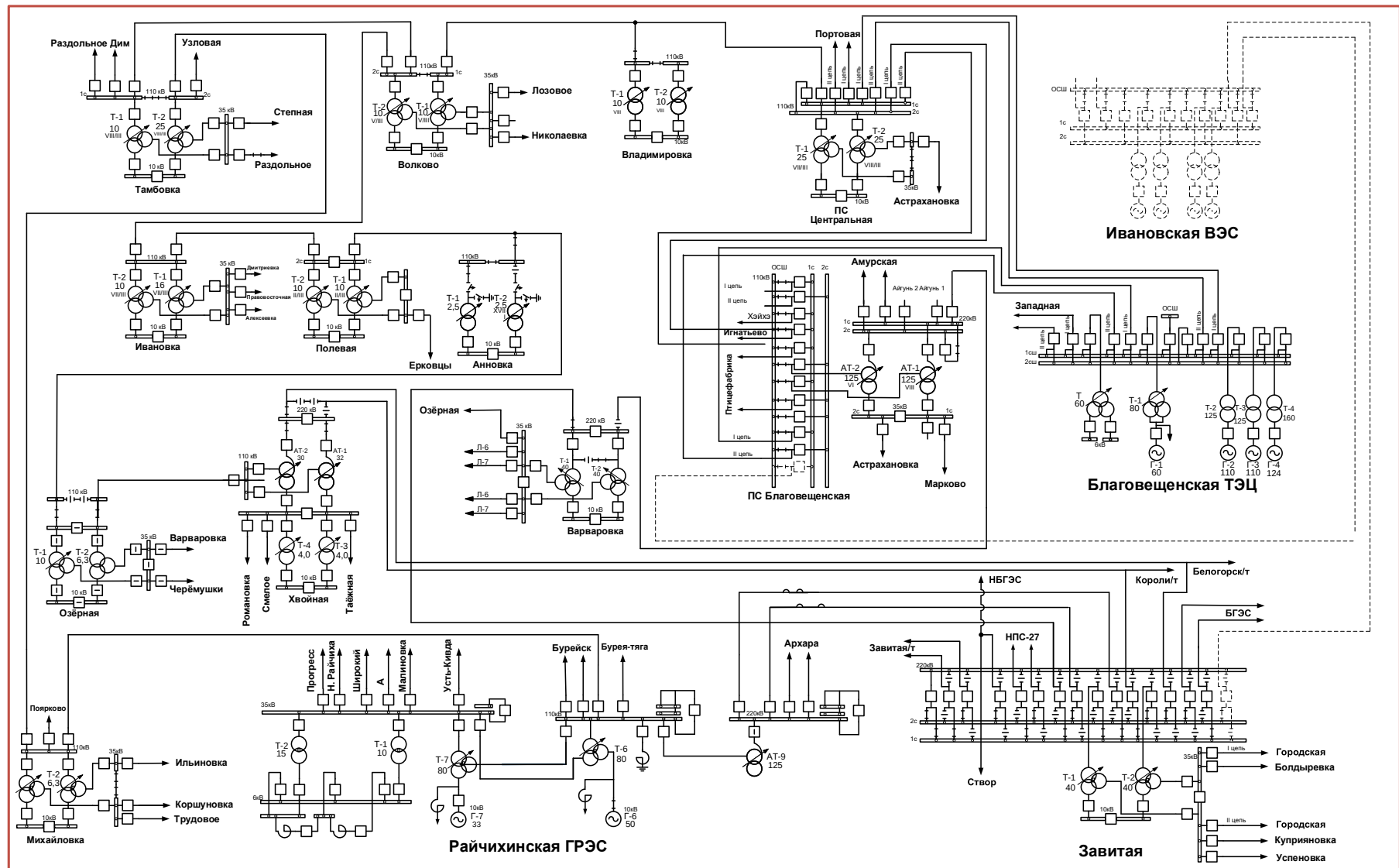


Рисунок 17 - Однолинейная схема подключения вариант №4

110 кВ между ПС 110 кВ Волково и ПС 110 кВ Тамбовка. На рисунке 18 изображена структурная схема данного варианта подключения, на рисунке 19 однолинейная схема. Данный вариант подразумевает:

- строительство Ивановской ВЭС;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская длиной 60 км.;
- строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Завитая длиной 150 км;
- строительство 2х заходов от ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка длиной 20 км.;
- модернизация ЛЭП сети 110 кВ для увеличения пропускной способности

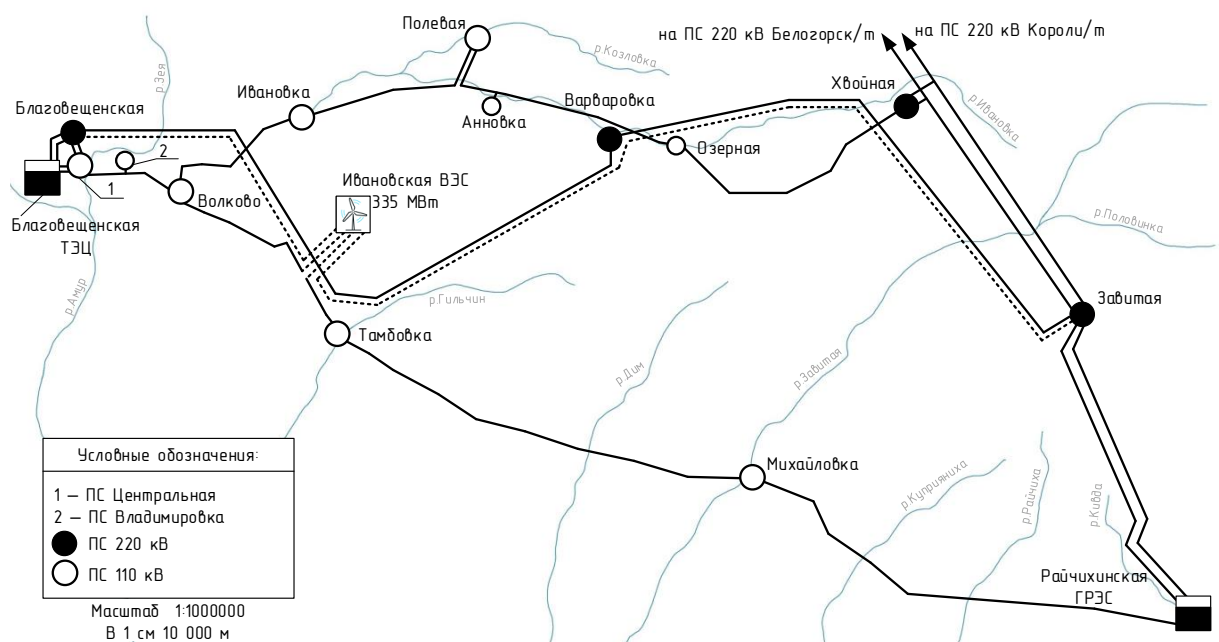


Рисунок 18 - Вариант подключения №5

Проверка номинального напряжения

Определим номинальное напряжение для пятого варианта:

$$U_{\text{рац}}(\text{ВЭС-Завитая}) = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{150} + \frac{2500}{335}}} = 236 \text{ кВ},$$

Вариант 5

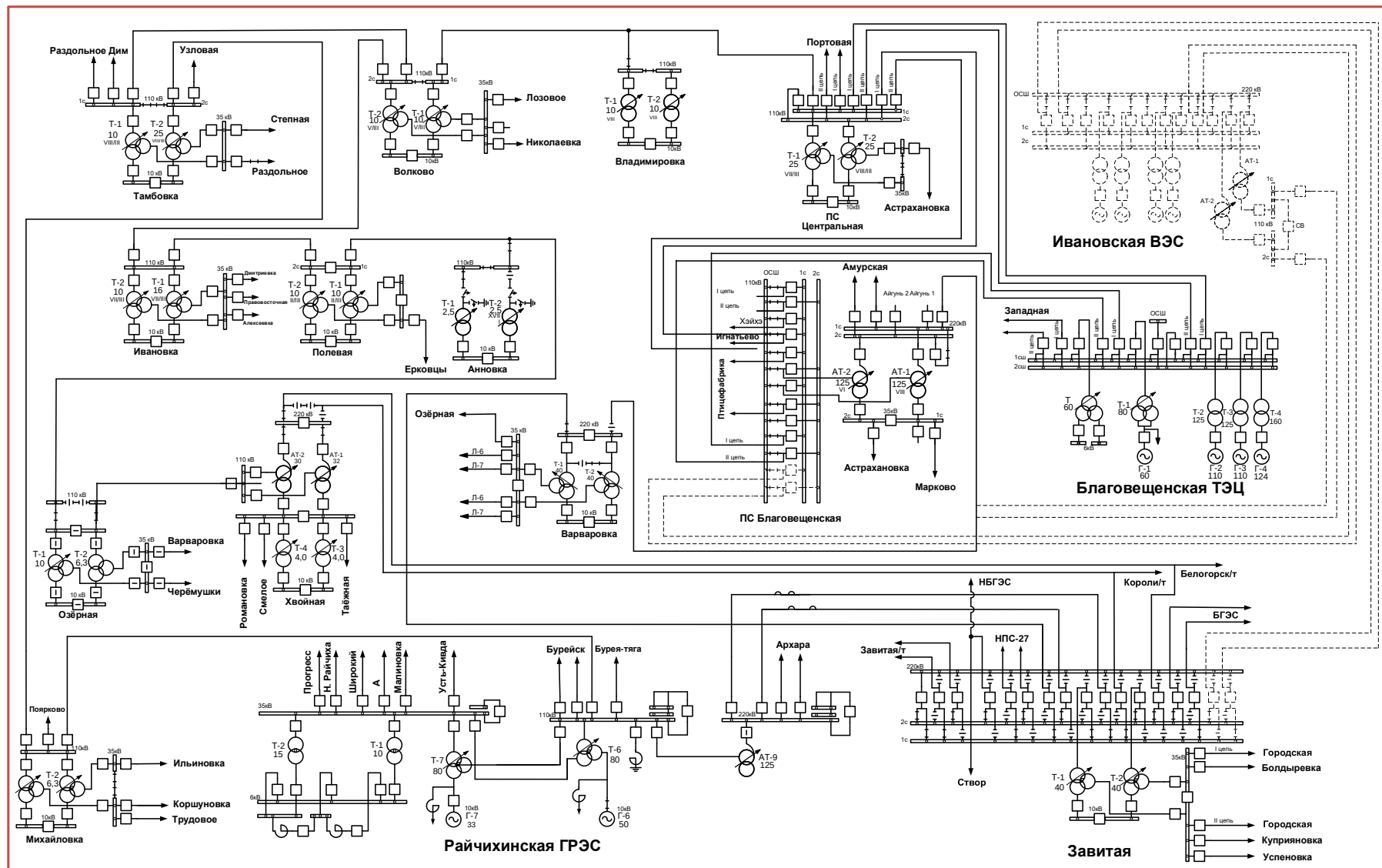


Рисунок 19 - Однолинейная схема подключения вариант №5

$$U_{\text{рац(ВЭС-Благовеценская)}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{120} + \frac{2500}{335}}} = 212 \text{ кВ.}$$

Принимаем номинальное напряжение сети, к которой будем подключать новый объект 110 и 220 кВ.

3.2 Разработка однолинейной схемы распределительного устройства Ивановской ВЭС

Выбор схем РУ осуществляется исходя из количества присоединений, с учетом соблюдения надежного функционирования энергосистемы во всех режимах, в соответствии со стандартами организации ПАО «ФСК ЕЭС» [85].

В соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008 схема РУ должна отвечать следующим критериям:

1) обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

2) в послеаварийных режимах допускается снижение или даже перерыв транзитных перетоков мощности, а также ограничение электроснабжения потребителей при условии сохранения устойчивости в сечениях и обеспечения допустимых токовых нагрузок оборудования;

4) схемы должны быть максимально экономичными в эксплуатации, учитывая затраты на строительство, ремонт и обслуживание;

Варианты схем РУ 220 кВ для Ивановской ВЭС выбираются на основании указанных норм, с учетом количества присоединений согласно заданию на проектирования, а также с учетом дальнейшего перспективного расширения.

В соответствии с вышеуказанным, для разработанных вариантов подключения были приняты следующие РУ:

Вариант №1. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12).

Вариант №2. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12).

Вариант №3. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12).

Вариант №4. Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12).

Варианта №5. Для класса напряжение 220 кВ - одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12). Для класса напряжения 110 кВ – одна рабочая секционированная выключателем (9).

Схема РУ 220 кВ, РУ 110 кВ Ивановской ВЭС будут использованы для оценки технико-экономической целесообразности и выбора оптимальных вариантов для дальнейшей проработки.

3.3 Технический анализ и выбор конкурентно способных вариантов развития сети

В качестве исходных данных для анализа предложенных вариантов будут использованы данные из таблицы 16.

Таблица 16 - общие сведения о разрабатываемых вариантах

№ варианта	Длина линии, км	Дополнительная реконструкция	Количество выключателей 110 кВ, шт	Количество выключателей 220 кВ, шт	Количество выключателей, приведенное к 220 кВ, шт
1	230	Добавление 2х линейных ячеек	0	12	12
2	140	Добавление 2х линейных ячеек	0	12	12
3	320	Добавление 2х линейных ячеек	0	12	12
4	420	Добавление 4х линейных ячеек	0	14	14
5	440	Добавление 4х линейных ячеек, модернизация ЛЭП 110 кВ, АТ	5	16	19

Проведем анализ представленных вариантов по технико-экономическим показателям [71].

Таковыми показателями являются:

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

По результатам технико-экономического анализа, были выбраны варианты 1 и 2. Рассмотрим их более подробно для дальнейшего анализа и выбора оптимального варианта развития сети.

3.4 Вариант развития электрической сети при подключение Ивановской ВЭС к ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Благовещенская и к сети 220 кВ.

При подключении Ивановской ВЭС на напряжение 220 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка длиной 20 км., строительство ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская длиной 60 км., строительство ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Завитая длиной 150 км.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение Ивановской ВЭС, будут выполнены проводами марки АС-300/39, расчет приведен в приложении Б.

Также, для данного варианта подключения Ивановской ВЭС произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Для проверки возможности выдачи всей мощности электрической станцией не будем снижать существующие генерирующие мощности. Результаты расчета представим в таблице 17 токовую загрузку ЛЭП, а в таблице 18 отклонения напряжения. Схема потоко-распределения представлена в Приложении Г.

По результатам расчета нормального режима мы не наблюдаем перегруженных ЛЭП, значения токов не превышают максимально допустимые значения и уровни напряжения находятся в допустимых пределах, станцией может быть выдана вся электрическая мощность.

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Центральная-110 - Отп. Владимировка	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
Отп. Владимировка - Волково-110	209,54	500	42,09
Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	221,98	600	37,00
Благовещенская-220 - Ивановская ВЭС	233,82	690	35,51
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Завитая-220 - Варваровка-220	114,73	600	20,25
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Ивановская ВЭС - Варваровка-220	134,45	690	19,49
Ивановская ВЭС - Завитая-220	133,49	690	19,35
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36

Таблица 18 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
Ивановская ВЭС	220	230,44	4,74
ВЭС 1	10,5	10,50	0,00

Продолжение таблицы 18

Название	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
ВЭС 2	10,5	10,50	0,00
ВЭС 3	10,5	10,50	0,00
ВЭС 4	10,5	10,50	0,00

Произведем расчет послеаварийного режима для оценки возможности выдачи всей мощности Ивановской ВЭС для этого отключим ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская при ремонте второй цепи ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская. Результаты расчета представим в таблице 19 токовую загрузку ЛЭП, а в таблице 20 отклонения напряжения. Схема потоко-распределения представлена в Приложении Г.

По результатам расчета послеаварийного режима мы не наблюдаем перегруженных ЛЭП и уровни напряжения находятся в допустимых пределах, станцией может быть выдана вся электрическая мощность.

Таблица 19 – Токковая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская при ремонте ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская

Название	I_{max} , А	$I_{дон}$, А	$I_{max} / I_{дон}$, %
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Завитая-220 - Варваровка-220	328,20	600	55,75
Ивановская ВЭС - Варваровка-220	347,33	690	50,34
Ивановская ВЭС - Завитая-220	335,43	690	48,61
Центральная-110 - Отп. Владимирова	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
Отп. Владимирова - Волково-110	209,54	500	42,09

Продолжение таблицы 19

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36
Отп. Анновка - Полевая-110	47,70	300	16,34
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	92,43	600	15,88

Таблица 20 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская при ремонте ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
Ивановская ВЭС	220	226,45	2,93
ВЭС 1	10,5	10,50	0,00
ВЭС 2	10,5	10,50	0,00
ВЭС 3	10,5	10,50	0,00
ВЭС 4	10,5	10,5	0,00

В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах остается в допустимых пределах.

3.5 Вариант развития электрической сети при подключение Ивановской ВЭС к ПС 220 кВ Благовещенская и к сети 220 кВ.

При подключении Ивановской ВЭС на напряжение 220 кВ необходимо строительство двух заходов от ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка

длиной 20 км., строительство 2хВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская длиной 60 км.

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение Ивановской ВЭС, будут выполнены проводами марки АС-300/39, расчет приведен в приложении Б.

Трансформаторы выбираем такой же мощности, как и для первого варианта.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима. Результаты расчета представим в таблице 21 токовую загрузку ЛЭП, а в таблице 22 отклонения напряжения. Схема потоко-распределения представлена в Приложении Д.

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

Таблица 21 – Токсовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
1	2	3	4
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Центральная-110 - Отп. Владимирова	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
Отп. Владимирова - Волково-110	209,54	500	42,09
Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	192,61	600	32,10

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
Благовещенская-220 - Ивановская ВЭС	201,52	690	30,88
Благовещенская-220 - Ивановская ВЭС	201,52	690	30,88
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Завитая-220 - Варваровка-220	101,32	600	18,02
Ивановская ВЭС - Варваровка-220	121,09	690	17,55
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36
Отп. Анновка - Полевая-110	47,70	300	16,34
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	92,43	600	15,88
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	91,91	600	15,80
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17

Таблица 22 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
Ивановская ВЭС	220	230,76	4,89
ВЭС 1	10,5	10,50	0,00
ВЭС 2	10,5	10,50	0,00
ВЭС 3	10,5	10,50	0,00
ВЭС 4	10,5	10,50	0,00

Произведем расчет послеаварийного режима для оценки возможности выдачи всей мощности Ивановской ВЭС для этого отключим ВЛ 220 кВ Ивановская ВЭС – Благовещенская при ремонте ВЛ 220 кВ Благовещенская –

Варваровка. Результаты расчета представим в таблице 23 токовую загрузку ЛЭП, а в таблице 24 отклонения напряжения. Схема потоко-распределения представлена в Приложении Д.

По результатам расчета послеаварийного режима мы не наблюдаем перегруженных ЛЭП и уровни напряжения находятся в допустимых пределах, станцией может быть выдана вся электрическая мощность.

Таблица 23 – Токковая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	$I_{\max}$, А	$I_{\text{дон}}$, А	$I_{\max} / I_{\text{дон}}$, %
1	2	3	4
Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	457,55	600	76,26
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
БТЭЦ-110 - Центральная-110	373,04	600	62,20
Центральная-110 - Отп. Владимировка	225,84	500	45,23
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	256,90	600	42,83
Отп. Владимировка - Волково-110	209,54	500	42,09
Завитая-220 - Варваровка-220	221,66	600	38,05
Ивановская ВЭС - Варваровка-220	241,21	690	34,96
Волково-110 - Тамбовка-110	130,02	500	26,35
Ивановка-110 - Волково-110	71,67	300	23,89
Хвойная-110 - Озерная-110	65,91	300	22,67
Михайловка-110 - РГРЭС-110	99,20	500	19,84
Озерная-110 - Отп. Анновка	50,72	300	17,47
Полевая-110 - Ивановка-110	48,51	300	16,36
Отп. Анновка - Полевая-110	47,70	300	16,34
Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	92,43	600	15,88
Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	91,91	600	15,80
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17

1	2	3	4
Благовещенская-110 - Центральная-110	60,24	500	12,17

Таблица 24 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих ВЛ

Название	$U_{ном}$, кВ	U, кВ	ΔU , %
Ивановская ВЭС	220	227,89	3,59
ВЭС 1	10,5	10,50	0,00
ВЭС 2	10,5	10,50	0,00
ВЭС 3	10,5	10,50	0,00
ВЭС 4	10,5	10,50	0,00

В таблицах представлены узлы, отклонение напряжения в которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме ток не превышает длительно допустимый, а напряжения в узлах остается в допустимых пределах.

3.6 Расчет капитальных вложений

В задачи данного раздела входит определение капитальных вложений на сооружение ЛЭП и распределительного устройства, а также станционной части Ивановской ВЭС. Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капитальными вложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [72]:

- капитальные вложения на сооружение РУ;
- капитальные вложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (9)$$

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

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

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5) [72]:

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

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

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (11)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 6,58$, при условии, что цены взяты за 2000 год [69].

Расчёт капитальных вложений для варианта подключения объектов на напряжение 220 кВ приведён в приложении Б. Результаты расчета капитальных вложений для варианта №1 представлены в таблице 25, для варианта №2 в таблице 26.

Таблица 25 – Капитальные вложения для варианта №1

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	552938.4	230 км АС-300/39
Трансформаторы	93600	4х ТДЦ -125000
Постоянная часть затрат	47500	-
Стоимость распределительных устройств	295000	12 (220) 12 х выключатель 220 кВ
Стоимость станционной части ВЭС	35000000	ВЭС

Таблица 26 – Капитальные вложения для варианта №2

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Проводники	336600	140 км АС-300/39
Трансформаторы	93600	4х ТДЦ -125000

Продолжение таблицы 26

Элементы сети	K , тыс.руб	Оборудование
Постоянная часть затрат	47500	-
Стоимость распределительных устройств	295000	12 (220) 12 х выключатель 220 кВ
Стоимость станционной части ВЭС	35000000	ВЭС

Суммарные капитальные вложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 35989038,4$ тыс.руб;

- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 35772700,0$ тыс.руб.

По результатам расчета капитальных вложений, наиболее выгодным является вариант №2.

3.7 Расчет ежегодных эксплуатационных издержек

Задачей данного пункта является определение ежегодных эксплуатационных издержек. Издержки рассчитываются по следующей формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (12)$$

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 амортизационные отчисления считаются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (13)$$

где K_{Σ} - суммарные капитальные вложения в проект;

$T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования (принимается 20 лет).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

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

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

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

где ΔW – потери электроэнергии, КВт·ч

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 5.3 руб/ КВт·ч [69].

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

Расчёт ежегодных эксплуатационных издержек вариантов приведен в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Издержки

Вариант	И _{АМ} , тыс.руб	И _{Э.Р.} , тыс.руб	И _{ΔW} тыс.руб	И, тыс.руб
№1	1799451,92	18620,56	72.688	1818145,168
№2	1788635	17106,2	72.248	1805813,448

По результатам расчета эксплуатационных издержек наиболее выгодным является вариант №2.

3.8 Определение статических приведенных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета

приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как станция и РУ являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (16)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капитальными вложениями и ежегодными эксплуатационными издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение вариантов

Вариант	Капитальные вложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	35989038,4	1818145,168	5417049,0
2	35772700	1805813,448	5383083,5

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

3.9 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности

Для определения показателей надежности ПС аналитическим методом для варианта 1 и варианта 2 составляются расчетные схемы. Расчетная схема

включает в себя только те элементы схемы, которые нормально включены в рассматриваемом режиме [16]. Расчетная схема для вариантов представлена на рисунке 20.

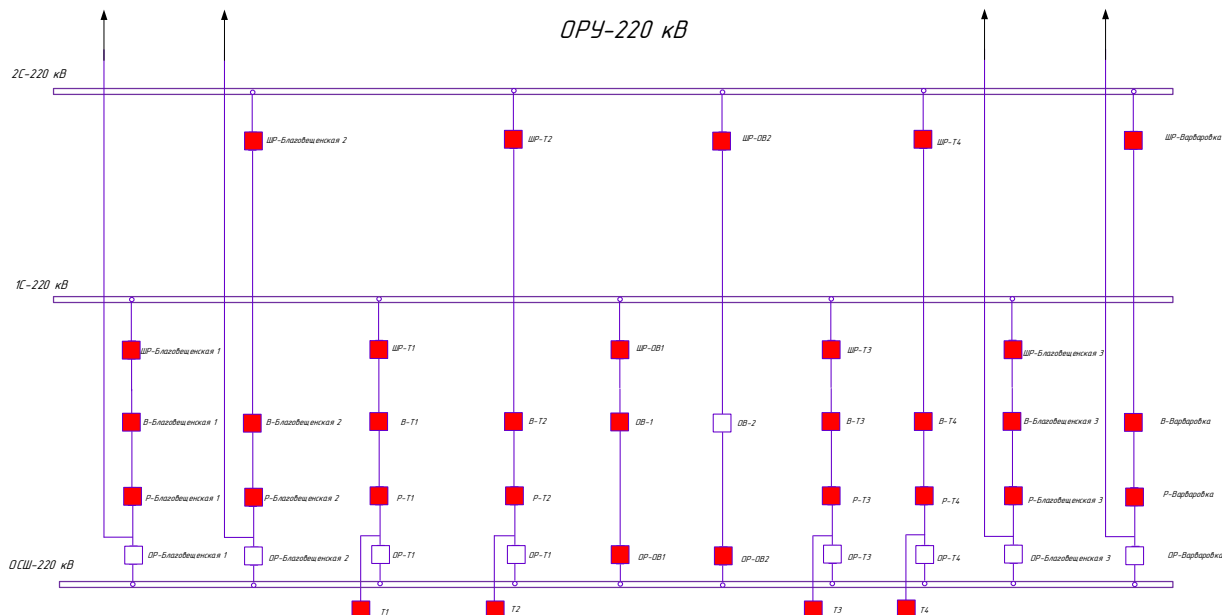


Рисунок 20 – Расчетная схема для определения показателей надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа или параметр потока отказов;
- среднее время восстановления;
- частота плановых или преднамеренных отключений;
- время плановых или преднамеренных отключений.

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением [16].

Последовательно соединенные элементы в схеме замещения заменяются одним эквивалентным, для которого рассчитываются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказа ω , 1/год;
- время безотказной работы $t_{б\text{ез}}$, лет;
- время восстановления $t_{в}$, час.

Расчет показателей надежности представлен в приложении Б.

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

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

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба [16].

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб V_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

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

Величина основного ущерба [17]:

$$Y_{осн} = y_{01} \cdot T_{Г} \cdot P_{ср} \cdot q_{сх}, \quad (17)$$

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

$y_{осн}$ – удельный ущерб руб/кВт;

$q_{сх}$ – вероятность отказа.

Величина ущерба внезапности:

$$Y_{вн} = y_{02} \cdot q_{сх} \cdot P_{\max}, \quad (18)$$

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

$$Y = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (19)$$

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 и №2 приведён в приложении Б. Результаты расчета величины ущерба для ПС представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет величины ущерба для Ивановской ВЭС

Объект	Вариант	$Y_{вн}$, тыс.руб	$Y_{осн}$, тыс.руб	$T_{ср}$, ч	Y , тыс.руб
Ивановская ВЭС	1	9449	22350	6.152	31800
	2	9383	22190	6.152	31580

По результатам расчета ущерба можно сделать окончательный вывод, что наиболее экономически привлекательный по всем рассчитанным показателям является вариант №2.

3.10 Выводы

Были разработаны и проанализированы пять технически осуществимых вариантов развития электрической сети, включая описание необходимых мероприятий для их осуществления.

В результате технико-экономического анализа, для продолжения детального технического исследования были выбраны первый и второй варианты схем. Вариант №1 – подключение Ивановской ВЭС между двумя узловыми подстанциями ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 220 кВ Завитая. Вариант №2 – подключение Ивановской ВЭС к узловой подстанции ПС 220 кВ Благовещенская.

Для двух предложенных вариантов были рассчитаны нормальный и послеаварийный режимы, в результате которого оба варианта оказались в пределах допустимых значений по токовой нагрузке линий, а также по напряжению.

Для выбора оптимального варианта из двух предложенных, был произведен расчет экономических показателей: капитальных вложений, ежегодных эксплуатационных издержек, статистических приведенных затрат, была определена величина ущерба от перерывов электроснабжения и показателей надежности. В ходе сравнения двух вариантов, лучшим оказался вариант №2, его принимаем окончательным. Дальнейшая техническая проработка, а также реализация цифровых технологий описанных в главе 2 будет реализована для варианта №2.

4 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.

В задачи данного раздела входит техническая проработка выбранного варианта развития сети, выбор и проверка основного оборудования распределительного устройства Ивановской ВЭС.

4.1 Выбор генераторов и трансформаторов для подключаемой электростанции

Количество, тип и мощность генераторов принимается по установленной мощности электростанции 335 МВт. Принимаем к установке 4 группы ветрогенераторов по 83,75 МВт каждая.

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

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

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

$$S_{T.HOM} \geq |S_{Г.HOM} - S_{CH}|, \quad (20)$$

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

S_{CH} - мощность собственных нужд, МВА.

S_{CH} определяется по выражению:

$$S_{CH.MAX} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi}, \quad (21)$$

где P_{ch} - мощность собственных нужд ветрогенераторов, выбирается исходя из типа электростанции, в данном случае это ВИЭ станция с мощностью с.н. 1% от $P_{уст}$;

$P_{CH} = 83,75 \cdot 0,01 = 0,84 \text{ MVA}$. для группы ветрогенераторов мощностью 83,75 МВт;

Полная мощность, потребляемая собственными нуждами генератора, выбирается из условия что $\cos\varphi_{ch} = 0,8$:

$S_{CH.MAX} = \frac{P_{CH}}{\cos\varphi} = \frac{0,84}{0,8} = 1,05 \text{ MVA}$ для группы ветрогенераторов мощностью 83,75 МВт;

Произведем выбор трансформаторов для группы генераторов 83,75 МВт:

$$S_{T.HOM500} \geq |83,75 - 1,05| = 82,7 \text{ MVA}.$$

Принимаем к установке четыре трансформатора ТДЦ - 125000/220 на РУ 220 кВ.

4.2 Расчет токов короткого замыкания

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах ВН Ивановской ВЭС для выбора и проверки оборудования на термическую и динамическую стойкость [25]. Расчет токов КЗ будем проводить в ППК RastrWin3. Сначала рассчитаем параметры схемы замещения с помощью макроса «MakeNonSymm». Данный макрос рассчитывает не только токи КЗ, но и

постоянную времени затухания апериодической составляющей и коэффициент ударного тока.

Ударный ток рассчитывается по формуле [26]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (22)$$

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

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Для рассматриваемой части системы, с которой РУ связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен 1,75 [25] значение постоянной времени $T_a = 0,35$ [25].

Апериодическая составляющая тока КЗ, рассчитывается следующим образом:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \quad (23)$$

Рассчитываем апериодическую составляющую трехфазного тока КЗ, прямой последовательности:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 9,45 = 12,926 \text{ кА.}$$

Рассчитываем ударный трехфазный ток КЗ, прямой последовательности:

$$I_{1,y\partial} = 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,45 = 23,38 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания приведен в приложении Г, результаты расчета сведены в таблицу 30.

Таблица 30 - Токи КЗ.

Тип КЗ	Точка КЗ	$I_{кз}$ кА	$i_{уд}$ кА	$i_{ат}$
Трёхфазный	К1	9,45	23.388	12.92
Двухфазный	К1	4,72	11.68	6.45
Однофазный	К1	6,58	16.28	9
Однофазный на землю	К1	3,41	8.43	4.66
Трёхфазный	К2	70,86	185.391	98.55
Двухфазный	К2	35,43	92.69	49.27
Однофазный	К2	70,86	185.391	98.55
Однофазный на землю	К2	35,43	92.69	49.27

Также для выбора электрического оборудования РУ необходимо рассчитать максимальные рабочие токи. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай аварии или ремонта на одной из линий.

Максимальные рабочие токи:

$$I_{p.max} = \frac{(S)}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (24)$$

$$I_{p.max (ВН)} = \frac{335000}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 440 \text{ А},$$

$$I_{p.max} = \frac{S_{\square}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot U_{НН}}, \quad (25)$$

$$I_{p.max (НН)} = \frac{335000}{4\sqrt{3} \cdot 10} = 4605 \text{ А}.$$

Таблица 31 - Максимальные рабочие токи

Расположение	Максимальный рабочий ток, А.
ВН	440
НН	4605

4.3 Разработка варианта конструктивного исполнения распределительного устройства, выбор и проверка основного оборудования

Далее осуществим выбор и проверку основного оборудования. Учитывая климатические характеристики, указанные в разделе 1, а также эксплуатационные условия выбираем климатическое исполнение УХЛ1. Выбор и проверку будем осуществлять в соответствии с методикой, изложенной [25].

Применение цифровых технологий:

Для выбранного варианта развития электрической сети также следует принять к реализации цифровые технологии, описанные в разделе 2. Применение цифрового двойника на ветроэлектростанции (ВЭС) позволяет в режиме реального времени моделировать, анализировать и прогнозировать поведение оборудования и всей энергетической установки, что значительно повышает эффективность эксплуатации, упрощает техническое обслуживание и снижает риск аварийных ситуаций. Цифровой двойник обеспечивает непрерывный мониторинг ключевых параметров работы турбин, систем выдачи мощности и электрических соединений, позволяя оперативно выявлять отклонения и оптимизировать режимы работы. В сочетании с контроллерами управляемой коммутации на выключателях распределительного устройства ВЭС достигается более высокая надёжность коммутационных операций: включение и отключение осуществляется в оптимальные моменты электрического сигнала, что минимизирует перенапряжения, снижает износ оборудования и продлевает срок его службы. Совместное использование этих технологий способствует повышению общей надёжности, безопасности и энергоэффективности ВЭС, а также улучшает её интеграцию в цифровую энергосистему.

4.3.1 Выбор и проверка выключателей

Проверим выключатель по основным параметрам.

1) Выключатель проверяется по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (26)$$

$$220\text{kV} \geq 220\text{kV}.$$

2) Выключатель проверяется по длительно допустимому току самый большой ток будет на отходящих присоединениях 440 А, на трансформаторных выключателях от новой электростанции:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}} , \quad (27)$$

$$4000\text{А} \geq 440\text{А} .$$

3) Выключатель проверяется по отключающей способности:

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{ПО}} , \quad (28)$$

$$63\text{кА} \geq 9,45\text{А} ,$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} , \quad (29)$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,45 ,$$

$$63\text{кА} \geq 23,38\text{А} .$$

4) Выключатель проверяется на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} , \quad (30)$$

где $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания термического тока по каталогу.

$$63^2\text{кА} \cdot 3 \geq 81\text{ кА}^2\text{с} ,$$

$$11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора сведем в таблицу 32.

Таблица 32 – Выключатель ВЭБ – УЭТМ – 220 – 40/2000УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 440 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{отклном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 9,45 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{вкл.}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 23,38 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} < i_{\text{вкл.}}$
$I_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 9,45 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}$
$i_{\text{дин}} = 130 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 23,38 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$
$i_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{а}} = 12,92 \text{ кА}$	$i_{\text{а}} < i_{\text{аном.}}$
$B_{\text{кном}}^{\square} = 11907 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{к}} = 81 \text{ кА}^2 \text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{кном}}$

Выключатель ВЭБ – УЭТМ – 220 – 40/2000УХЛ1 проходит проверку и принимается к установке

4.3.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ.

Основное назначение – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Рассмотрим параметры разъединителя РГ2 – 220/2000 УХЛ1 в таблице 33.

Таблица 33 – Разъединитель РГ2 – 220/2000 УХЛ1

Паспортные данные	Расчётные данные	Проверка
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{max1}} = 440 \text{ А}$	$I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$
$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 23,38 \text{ кА}$	$i_y < i_{\text{пр.скв}}$
Главные ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 2$ $= 1984 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 81 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$
Заземляющие ножи		
$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1$ $= 992 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 81 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} < B_{\text{Кном}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям проверки и принимается к установке.

4.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

В рамках применения инновационных технологий при разработке схемы выдачи мощности, принимаем к установке комбинированный трансформатор тока и напряжения. ТТНК – высокоточный комбинированный трансформатор тока и напряжения, который генерирует выходной сигнал в соответствии со стандартом IEC 61850-9-2 [99]. ТТНК включает как минимум два электронно-оптических блока (ЭОБ). Один для измерения тока, один для измерения напряжения. Для резервирования может быть использован дополнительный комплект ЭОБ.

ТТНК состоит из комбинации оптического датчика тока (трансформатора тока электронного оптического), датчика напряжения (с делителем напряжения емкостным электронным), волоконно-оптического кабеля, ЭОБ.

Внутри корпуса чувствительного элемента, может быть, до двух чувствительных контуров, способных перекрыть весь диапазон с точностью, необходимой для коммерческого учета и релейной защиты. Опционально может содержать встроенный измеритель мощности и качества. ТТНК представлен на рисунке 21 [81].

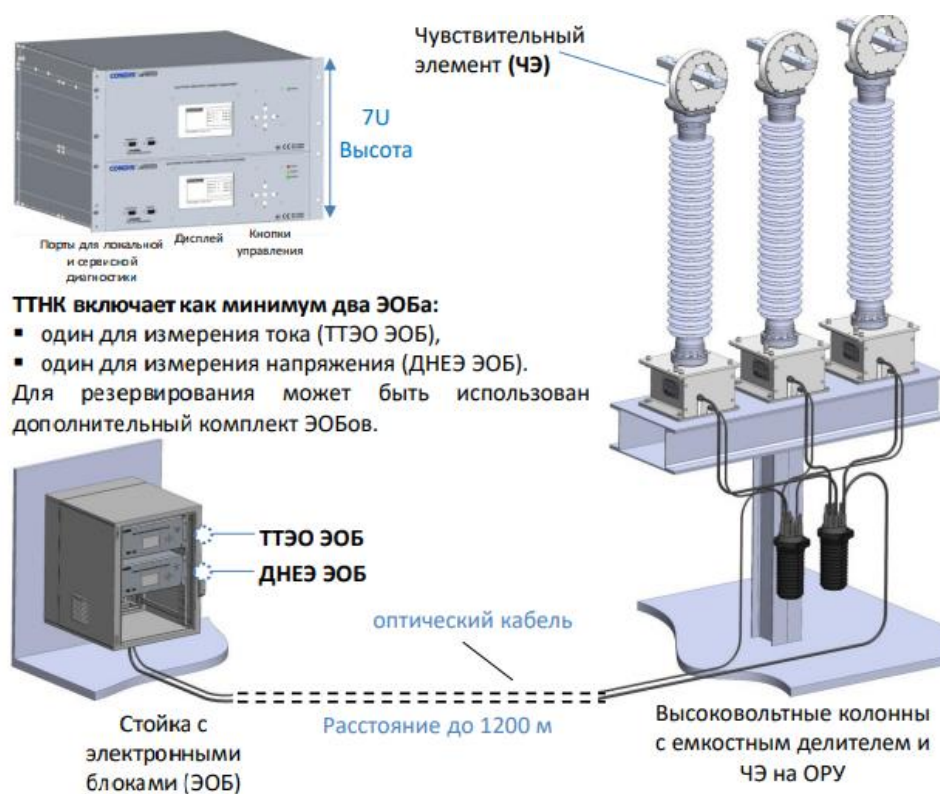


Рисунок 21 – Трансформатор тока и напряжения комбинированный

Трансформаторы тока и напряжения выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ, схеме соединения обмоток, также производится проверка по вторичной нагрузке.

Измерительные приборы и приборы учета занесены в таблицу 34.

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

Таблица 34 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	СА-3020	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3020	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3020	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Счетчик АЭ РЭ	Меркурий 230	0,2	0,2	0,2
Итого		1,7	1,7	1,7

Данные сведены в таблицу 35

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки	Число обмоток	Число приборов	S приборов
Вольтметр	ЦВ 2136	2	1	2	4
Вольтметр регистрирующий	Прима- 200	10	1	2	20
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	16	2	2	32
Итого					56

Сравним полученные данные с каталожными, результаты сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$

$i_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,38 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$B_{Кном} = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{Кном} > B_k$
$S_{ном} = 120 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 56 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Оптический комбинированный датчик ТТНК удовлетворяет условиям проверки и принимается к установке.

4.3.4 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На стороне высокого напряжения установлены гибкие шины марки АС - 400/51, допустимый ток которых $I_{доп} = 980 \text{ А}$ [25].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (31)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_o = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right), \quad (32)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_o – радиус провода;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{cp} \cdot r_o \cdot \lg \frac{cp}{r_o}}, \quad (33)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ см.}$$

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 34,2 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 19,49 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию

$$1,07E \leq 0,9E_o,$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \leq 30,8$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

Максимально рабочее значение тока на одну секцию принято из соображений что на каждой секции будет расположено по 2 повышающих трансформатора от ВЭС.

Таблица 37 - Сопоставление данных для гибких шин

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 980 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 440 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$

4.3.5 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Опорный изолятор предназначен для крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройствах. По конструкции представляет собой деталь из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, внутрь которой заделана металлическая арматура с резьбовыми отверстиями для крепления шин и монтажа изолятора.

Условия выбора;

По номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (34)$$

$$220 \leq 220;$$

Условие выполняется.

По допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (35)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F; \quad (36)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н};$$

Определяем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (37)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + h + \frac{b}{2}}{H_{из}}; \quad (38)$$

$$k_h = \frac{900 + 64 + \frac{70}{2}}{900} = 1,11;$$

$$F_{расч} = 198,7 \cdot 1,1 \cdot 2 = 437,14 Н;$$

К установке приняты опорные изоляторы ИО-220-400 с допустимой нагрузкой на изгиб:

Таблица 38 - Сопоставление данных опорных изоляторов

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{расч} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{расч}$
$F_{доп} = 18000 \text{ Н}$	$F_{расч} = 437,14 \text{ Н}$	$F_{расч} \leq F_{доп}$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется и выбранный изолятор подходит для установки.

Таким образом, опорный изолятор ИО-220-400 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

4.3.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Порядок выбора ОПН:

- выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
- выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
- выбор класса пропускной способности ОПН;
- выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности;
- определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях;
- определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях;

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН [21]:

$$U_{\text{нр}} \geq 1.05 \cdot U_{\text{нс}} ; \quad (39)$$

Здесь 1.05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за гармоник.

Выбор номинального напряжения [21].

$$U_{\text{экв}} = U_{\text{к}} \cdot \left(\frac{T_{\text{к}}}{10} \right)^m ; \quad (40)$$

где $U_{\text{к}}$ - амплитуда квазистационарного перенапряжения;

$T_{\text{к}}$ - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах;

$U_{\text{экв}}$ - амплитуда эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения;

m - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения может принять $m = 0,02$.

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности.

В сетях напряжением 220 кВ и выше, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности [21].

$$I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.без}}; \quad (41)$$

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях [21]:

$$U_{\text{ост.к}} \leq U_{\text{ки}} / (1.15-1.2); \quad (42)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}}; \quad (43)$$

где $U_{\text{исп50}}$ – 50 % испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе.

Защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям, $A_{\text{вн}}$:

$$A_{\text{вн}} = (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к}}) / U_{\text{доп}} > (0.15-0.25); \quad (44)$$

где $U_{\text{доп}}$ - допустимый уровень внутренних перенапряжений;
 $U_{\text{ост.к}}$ – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.
 Защитный координационный интервал по грозovým воздействиям, $A_{\text{гр}}$:

$$A_{\text{гр}} = (U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}) / U_{\text{исп}} > (0.2-0.25); \quad (45)$$

где $U_{\text{исп}}$ – значение грозового испытательного импульса;
 $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;
 $(0.2 - 0.25)$ – координационный интервал.

ОПН, выбранный по всем указанным условиям, соответствующим его применению, обеспечит надежную защиту электроустановок [21].

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которых представлены в таблице 39.

Проверка ОПН – 220 кВ.

Выбор по напряжению установки выполняется по следующему соотношению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (46)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}} ; \quad (47)$$

где $U_{нрс}$ – наибольшее рабочее напряжение сети.

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 146,705 \text{ кВ.}$$

$$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном} \quad (48)$$

$$146,705 \leq 170 \text{ кВ.}$$

Условия выполняются.

Выбор по условию взрывобезопасности:

$$I_{в.б} > 1,2 \cdot I_{по}; \quad (49)$$

Для выбранного ОПН $I_{в.б}$ ток взрывобезопасности равен 40 кА.

$$40 > 1,2 \cdot 7,6 = 9,12 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения.

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 160,67 \text{ кВ.}$$

$$U_y = 1.4 \cdot U_{н.р}; \quad (50)$$

$$U_y = 1,4 \cdot 160,67 = 224,95 \text{ кВ.}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$\frac{U_y}{U_{н.р.ном}}; \quad (51)$$

$$\frac{224,95}{160} = 1,41.$$

Время в течении, которого выдерживается перенапряжение выбранного ОПН $t_{опн} = 1200 \text{ с.}$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ $t = 4 \text{ с.}$

$$t_{опн} > t; \quad (52)$$

$$1200 > 4 \text{ с.}$$

Условие выполняется.

Максимальное значение остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ОПН работающих в сетях 220 кВ не должно превышать 295 кВ.

Для выбранного ОПН $U_{ост.ном} = 247 \text{ кВ}$ (взято из каталожных данных ОПН).

$$U_{ост.ном} < U_{ост.гр}; \quad (53)$$

$$247 < 295 \text{ кВ.}$$

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2}; \quad (54)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одномоментным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{н}}=1.35$;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{\text{к}}=0.9$.

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286 \text{ кВ.}$$

Для выбранного ОПН $U_{\text{ост.к.ном}}=204 \text{ кВ.}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (55)$$

$$204 < 286 \text{ кВ.}$$

Выбор по длине утечки внешней изоляции ОПН.

Для района с первой степенью загрязненности окружающей среды для оборудования РУ длина пути утечки должна быть не менее $l_{\text{утеч}} = 200 \text{ см.}$

Для выбранного ОПН $I_{\text{утеч.ном}} = 315$ см.

Данные, полученные в ходе расчетов, а также сведения из каталогов сведены и отображены в таблице 39.

Таблица 39 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 220$ кВ	$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$U_{\text{н.р.ном}} = 160$ кВ	$U_{\text{н.р.д}} = 146,71$ кВ	$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}}$
$I_{\text{в.б}} = 40$ кА	$1,2 \cdot I_{\text{по}} = 9,12$ кА	$I_{\text{в.б}} > 1,2 \cdot I_{\text{по}}$
$t_{\text{опн}} = 1200$ с	$t = 4$ с	$t_{\text{опн}} > t$
$U_{\text{ост.ном}} = 247$ кВ	$U_{\text{ост.гр}} = 295$ кВ	$U_{\text{ост.ном}} < U_{\text{ост.гр}}$
$U_{\text{ост.к.ном}} = 204$ кВ	$U_{\text{ост.к}} = 286$ кВ	$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}$
$I_{\text{утеч.ном}} = 315$ см	$I_{\text{утеч}} = 200$ см	$I_{\text{утеч.ном}} > I_{\text{утеч}}$

4.4 Выводы

Была осуществлена техническая проработка выбранного варианта развития электрической сети. В соответствии с климатической характеристикой рассматриваемого района подключения, было выбрано и проверено основное оборудование для распределительного устройства Ивановской ВЭС с климатическим исполнением УХЛ1. В соответствии с особенностями эксплуатации, а также стандартами и требованиями предъявляемым к распределительным устройствам было выбрано открытое распределительное устройство по схеме одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12).

В качестве инновационного оборудования, для реализации описанных во 2 разделе цифровых технологий был выбран и проверен комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения. Применение последнего значительным образом увеличивает показатели надежности, что подтверждается расчетами произведенными в разделе 3.

Исходя из проделанных в данном разделе расчетов можно сделать вывод, что данный вариант развития электрической сети является технически осуществимым и соответствует всем нормам и требованиям предъявляемым к проектированию подключения новых генерирующих мощностей к существующей электрической сети.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

В данном разделе производится оценка технической и экономической целесообразности предложенного варианта развития электрической сети Амурской области в районе подключения Ивановской ВЭС. Определяются интегрированные эффекты от ввода новых генерирующих мощностей и применения цифровых технологий.

5.1 Интегрированный эффект от ввода ВЭС и применения цифровых технологий

Интегрированный эффект от ввода ветроэнергетических станций (ВЭС) и применения цифровых технологий проявляется в значительном повышении эффективности, надёжности и устойчивости всей энергетической системы. Совместное использование современных ветроустановок и цифровых решений создаёт синергию, обеспечивая более точное управление процессами генерации электроэнергии, снижая издержки на обслуживание и минимизируя влияние на окружающую среду. Благодаря цифровым двойникам и алгоритмам машинного обучения возможно в реальном времени оптимизировать работу турбин, учитывать изменения погодных условий и подстраивать параметры для максимального коэффициента полезного действия. Современные системы прогнозирования ветра позволяют значительно повысить точность планирования производства энергии, что особенно важно при высоких долях ВИЭ в энергобалансе.

Цифровизация также трансформирует процессы технического обслуживания. Предиктивная аналитика, основанная на данных с датчиков, позволяет заранее выявлять потенциальные неисправности и планировать ремонтные работы, снижая аварийность и продлевая срок службы оборудования. Автоматизированные средства диагностики, включая дроны и ИИ-системы, сокращают затраты на инспекцию и делают обслуживание более безопасным и эффективным. Дополнительно цифровые инструменты обеспечивают более точное

управление логистикой, запасами запчастей и распределением рабочих ресурсов.

Цифровые технологии значительно улучшают интеграцию ВЭС в энергосистему за счёт подключения к интеллектуальным сетям (Smart Grids), где станции способны гибко реагировать на колебания спроса и предложения. Становится возможным формирование виртуальных электростанций (VPP), объединяющих в цифровую структуру ВЭС, солнечные станции и накопители энергии. Это позволяет централизованно управлять распределённой генерацией и повысить стабильность энергоснабжения. Кроме того, цифровые платформы обеспечивают прозрачность в процессе диспетчеризации, что повышает доверие со стороны регуляторов и общества.

С экологической точки зрения, внедрение ВЭС и цифровых решений способствует существенному снижению выбросов парниковых газов и более экологичному использованию природных ресурсов. За счёт точного планирования, мониторинга и анализа цифровые технологии позволяют минимизировать воздействие на окружающую среду на всех этапах жизненного цикла станции. Прозрачность данных и возможность мониторинга в режиме реального времени делают процессы более открытыми и управляемыми.

С экономической стороны, эффект проявляется в снижении уровня удельной стоимости выработанной электроэнергии (LCOE), улучшении инвестиционной привлекательности проектов и росте смежных отраслей, включая ИТ, телекоммуникации и производство оборудования. Всё это способствует ускоренному развитию возобновляемой энергетики и формированию устойчивой низкоуглеродной экономики. Таким образом, сочетание ВЭС и цифровых технологий становится не только техническим, но и стратегическим решением в сфере энергетической трансформации.

Что касается режимных улучшений, то по результатам расчетов в разделе 3 для выбранного варианта наблюдается значительно улучшение загрузки линий, что в свою очередь улучшает баланс между генерацией и

потреблением. За счет оптимизации режимной ситуации были уменьшены потери в электрической сети в сравнении с исходным режимом.

5.2 Оценка инвестиционной привлекательности проекта

Оценка экономической эффективности варианта №2

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год [72]:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (56)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется [49]:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (57)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

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

$$W_t = 335 \cdot 5500 = 1842500 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 1842500 \cdot 2 = 3685000 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится [72]:

$$\Pi_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - U_t; \quad (58)$$

где K_t – суммарные капитальные вложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

U_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{6t}). \quad (59)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{6t}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{6t} - H_t; \quad (60)$$

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

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

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (61)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 22.

Из графика ЧДД рисунка 22 видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 17 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации. Значение ЧД не превышает 11 лет.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам.

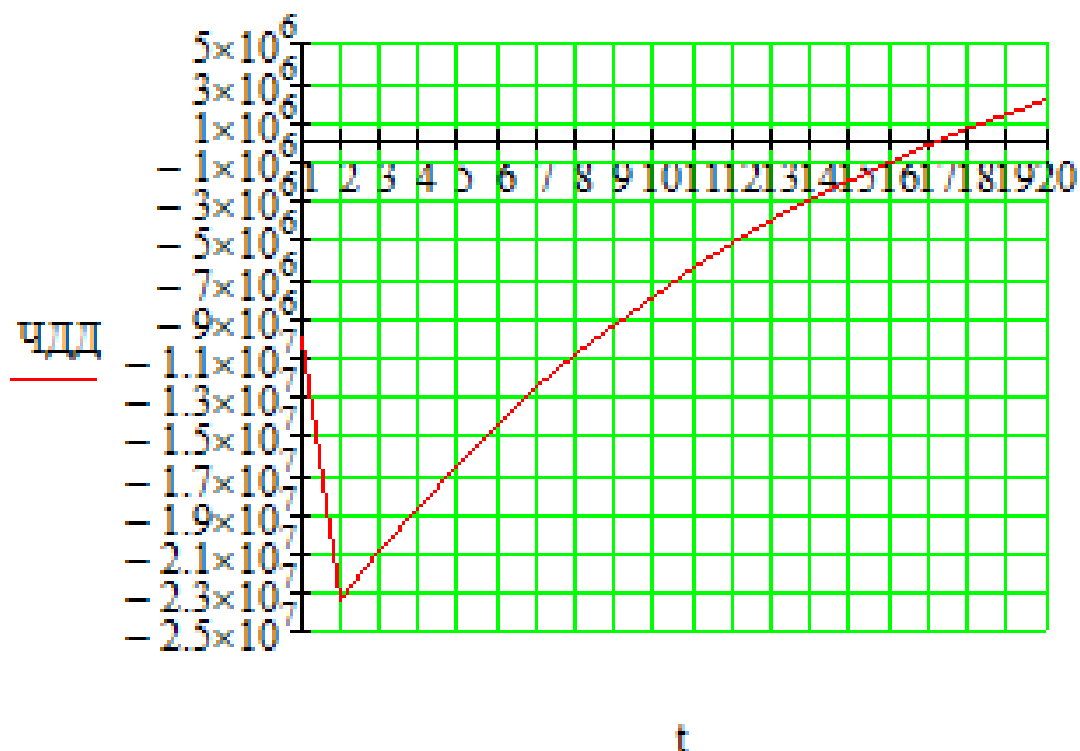


Рисунок 22 – График ЧДД

В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (62)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 года) 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 №2 в приложении Б.

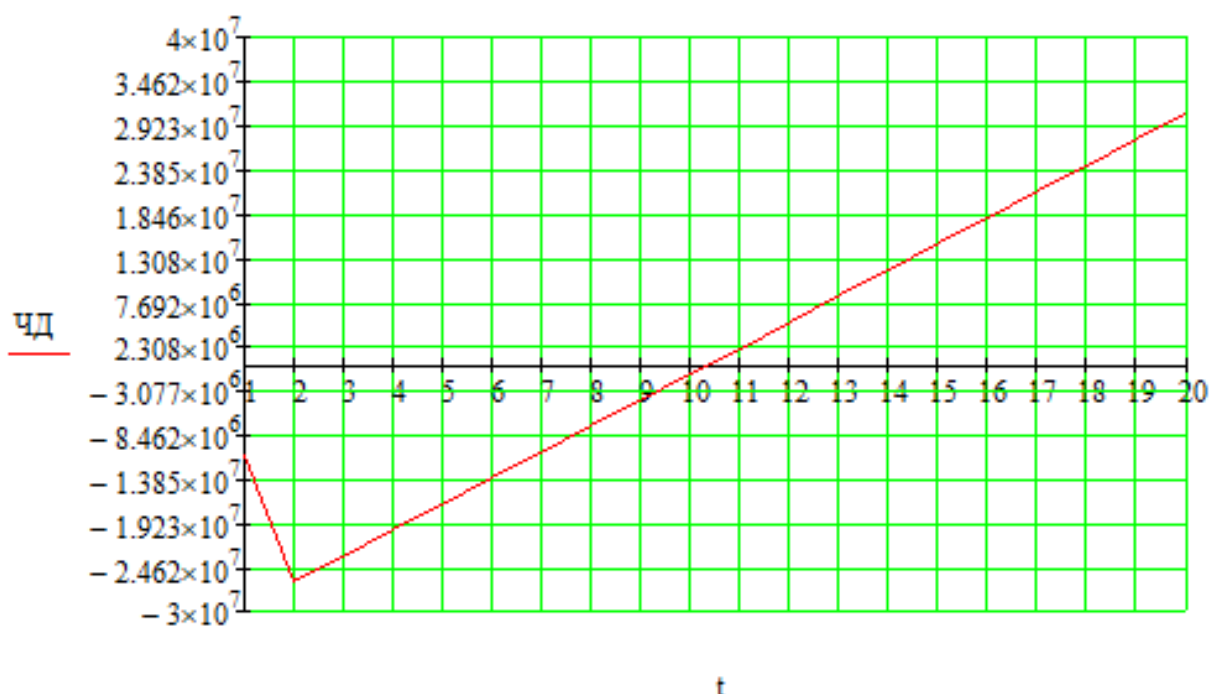


Рисунок 23 – График ЧД

5.3 Выводы

В ходе анализа, были определены интегрированные эффекты при подключении Ивановской ВЭС с использованием инновационного оборудования и цифровых технологий. Интегрированный эффект от ввода ветроэнергетических станций (ВЭС) и применения цифровых технологий проявляется в значительном повышении эффективности, надёжности и устойчивости всей энергетической системы. С экологической точки зрения, внедрение ВЭС и цифровых решений способствует существенному снижению выбросов парниковых газов и более экологичному использованию природных ресурсов. С экономической стороны, эффект проявляется в снижении уровня удельной стоимости выработанной электроэнергии.

Анализ режимной ситуации показал значительное улучшение загруженности линий электропередач, уменьшение потерь электроэнергии в электрической сети Амурской области.

По результатам проведения оценки технической и экономической целесообразности предложенного варианта развития электрической сети были получены следующие результаты. Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капитальных вложениях в 35772700 миллионов руб. составит 17 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.045$). Рентабельность проекта составит 13,213 % в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для выполнения выпускной квалификационной работы были поставлены и решены ключевые задачи по разработке схемы выдачи мощности Ивановской ВЭС и проектированию электрической сети с учетом ввода новых генерирующих мощностей, учитывающие необходимые параметры надежности электроснабжения и качества электрической энергии. В результате проведенных мероприятий был разработан наиболее оптимальный вариант подключения Ивановской ВЭС к рассматриваемой сети, отвечающий как техническим требованиям режимов работы, так и экономическим показателям.

Подробно осуществлен анализ современного состояния электрической сети Амурской области и Ивановского района. При расчете существующего режима отклонений от параметра режима не наблюдается по его результатам сделан вывод о малой загруженности электрических сетей 220 кВ Ивановского района и Амурской области, и о возможности подключения крупной электростанции к существующим сетям.

На основе системного анализа инновационного оборудования и цифровых технологий, в качестве цифровых решений предложены - цифровой двойник, контроллеры управляемой коммутации, а также управление коммутационными аппаратами с АРМ диспетчерского персонала. Все вышеуказанные технологии открывают перед энергетическим сектором большие возможности для повышения эффективности, надежности, безопасности и управляемости производства электроэнергии.

Разработано 5 технически осуществимых вариантов подключения Ивановской ВЭС. Посчитаны и проанализированы установившиеся нормальный и послеаварийный режимы, отрегулировано напряжение. На основе расчета основных экономических показателей выбран оптимальный вариант развития

электрической сети – подключение Ивановской ВЭС к узловой ПС 220 кВ Благовещенская.

Для представленного варианта развития электрической сети произведена техническая проработка. Разработана схема выдачи мощности Ивановской ВЭС, рассчитаны токи короткого замыкания. Выбрано и проверено основное оборудование. В качестве инновационного решения, а также базиса для реализации цифровых технологий, был принят к установке комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения.

Произведена оценка технической и экономической целесообразности предложенного варианта развития электрической сети Амурской области в районе подключения Ивановской ВЭС. По результатам оценки наблюдается улучшение режимной ситуации, увеличение загруженности линий электропередач, уменьшению потерь электроэнергии в электрической сети после ввода новых генерирующих мощностей. Определены интегрированные эффекты, такие как снижение выбросов парниковых газов, более экологичное использование природных ресурсов. С экономической стороны - снижении уровня удельной стоимости выработанной электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энергетическая стратегия РФ на период до 2050 года. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения 25.03.2025).
2. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2024 году (на основе оперативных данных). URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2025/ups_rep2024.pdf (дата обращения 12.05.2025).
3. РОСЗЕМКАДАСТР. URL: rosreestr.gov.ru/upload/Doc/16-upr/Аналитическая_записка_Амурская_область_Ивановский_район.pdf (дата обращения 12.03.2025).
4. Суслов К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / К.В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2017. – Т. 21. – № 5. – С. 131-142. – DOI: 10.21285/1814-3520-2017-5-131-142
5. Никитина Е. Попали в сети: как работают цифровые двойники в электроэнергетике. / Е. Никитина. – URL: <https://pro.rbc.ru/news/5db1b59a9a79474bb142a3fe> (дата обращения 25.03.2025).
6. Цифровой двойник, Индустрия 4.0. Информатизация и системы управления в промышленности. – URL: <https://zen.yandex.ru/media/isup/cifrovoy-dvoynik-industriia-40-5b83b7155b279900a96c54e8>.
7. Garfinkel J. Gartner Identifies the Top 10 Strategic Technology Trends for 2019 // Gartner Tech. Rep, 2018, Oct
8. Ebrahimi A. Challenges of developing a digital twin model of renewable energy generators // 2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). 2019, pp. 1059-1066, DOI: 10.1109/ISIE.2019.8781529

9. Pimenta, F., Pacheco, J., Branco, C. M., Teixeira, C. M., & Magalhães, F. Development of a digital twin of an onshore wind turbine using monitoring data // Journal of Physics: Conference Series, 2020, 1618, 022065, DOI:10.1088/1742-6596/1618/2/022065
10. Jahanshahi Zeitouni, M., Parvaresh, A., Abrazeh, S., Mohseni, S.-R., Gheisarnejad, M., & Khooban, M.-H. Digital Twins-Assisted Design of Next-Generation Advanced Controllers for Power Systems and Electronics: Wind Turbine as a Case Study // Inventions, 2020, 5(2), 19, DOI:10.3390/inventions5020019
11. Chetan, M., Yao, S., & Griffith, D. T. Multi-fidelity digital twin structural model for a sub- scale downwind wind turbine rotor blade. Wind Energy. 2021, DOI:10.1002/we.2636
12. Karl Merz, Valentin Chabaud, Paula B. Garcia-Rosa and Konstanze Kolle A hierarchical supervisory wind power plant controller. Journal of Physics: Conference Serie. 2018, DOI: 10.1088/1742-6596/2018/1/012026
13. H. Solman, J. K. Kirkegaard, M. Smits, B. V. Vliet, S. Bush Digital twinning as an act of governance in the wind energy sector. Environmental Science & Policy. 2022, v. 127, pp. 272-279, DOI: 10.1016/j.envsci.2021.10.027
14. F. Dembski, U. Wössner, M. Letzgus, M. Ruddat and C. Yamu Urban Digital Twins for Smart Cities and Citizens: The Case Study of Herrenberg, Germany. Sustainability. 2020, 12(6), 2307, DOI: 10.3390/su12062307
15. E. Glaessgen and D. Stargel, "The Digital Twin Paradigm for Future NASA and U.S. Air Force Vehicles" // 53rd Structures. Structural Dynamics and Materials Conference. 2012.
16. Digital solutions for wind farms. URL: <https://www.ge.com/renewableenergy/windenergy/onshore-wind/digital-wind-farm>
17. H. Pargmann, D. Euhausen, R. Faber, Intelligent Big Data Processing for Wind Farm Monitoring and Analysis Based on Cloud-Technologies and Digital Twins. 2018 the 3rd IEEE International Conference on Cloud Computing and Big Data Analysis. 2018, pp. 233-237.

18. Obafemi O. Olatunji, Paul A. Adedeji, N. Madushele, Tien-Chien Jen, Overview of Digital Twin Technology in Wind Turbine Fault Diagnosis and Condition Monitoring. 2021 IEEE 12th International Conference on Mechanical and Intelligent Manufacturing Technologies. 2021, pp. 201-207, DOI: 10.1109/ICMIMT52186.2021.9476186
19. D.J. Wagg, K. Worden, R.J. Barthorpe, P. Gardner, Digital twins: State-of-the-art and future directions for modeling and simulation in engineering dynamics applications. ASCE-ASME J. Risk Uncertain. Eng. Syst. 2020, В 6 (3), pp. 1–17, DOI: 10.1115/1.4046739
20. Андрюшкевич, С.К. Подходы к разработке и применению цифровых двойников энергетических систем / С.К. Андрюшкевич, С.П. Ковалев, Е. Нефедов // Цифровая подстанция, 2019. – № 12. – С.38-43.
21. Ковалёв, С.П. Проектирование информационного обеспечения цифровых двойников энергетических систем / С.П. Ковалёв // Системы и средства информатики, 2020. – Т.30. – №1. – С. 66-81.
22. Ludmila Massel, Nikita Shchukin and Alexey Cybikov International Conference of Young Scientists “Energy Systems Research 2021”. Vol. 289, Digital twin development of a solar power plant, DOI: 10.1051/e3sconf/202128903002
23. Оганесян Э.В., Бекиров Э.А., Асанов М.М. Математическая модель для определения параметров работы ветроэнергетической установки / Э.В. Оганесян, Э.А. Бекиров, М.М. Асанов // Строительство и техногенная безопасность, 2016. – №3 (55). – С. 82- 86.
24. Ali Sayigh. Comprehensive Renewable Energy. Volume One. Photovoltaic Solar Energy // Elsevier Ltd – 2012. – P. 746. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com.focus.lib.kth.se/>
25. Atmospheric Science Data Center. NASA Surface meteorology and Wind Energy, 2016. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?>

26. Germany's electricity generation mix 2015. STROM-Report Renewable energy Germany, 2015. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://strom-report.de/renewable-energy/>
27. Levent Bas. Thin film vs. crystalline silicon PV modules. Article, 2010. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.civicsolar.com/resource/thin-film-vs-crystalline-silicon-pv-modules>
28. Research cell record efficiency chart. The National Center for Photovoltaics (NCPV) at the National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.nrel.gov/ncpv/>
29. Stan Gibilisco. Alternative Energy Demystified. McGraw-Hill Education. 2013. 375 p.
30. Что такое цифровая подстанция [Электронный ресурс] / Проект РЗА – Режим доступа: <https://pro-rza.ru/chto-takoe-tsifrovaya-podstantsiya/> (дата обращения: 11.05.2025)
31. Васильева В.Я., Дробиков Г.А., Лагутин В.А. Эксплуатация электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. – Чебоксары: Чувашский гос. ун-т, 2000. – 864 с.
32. Выбор силовых трансформаторов // Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото [Электронный ресурс]. URL: <http://silovoytransformator.ru/stati/silovye-transformatory.html> (дата обращения 22.02.2025).
33. Габариты трансформаторов // Блог проектировщика: материалы для расчета и оформления проектов [Электронный ресурс]. URL: <http://energoproekt.blogspot.ru/2009/05/gabarity-transformatorov.html> (дата обращения 22.02.2025).
34. Городов Р.В, Губин В.Е., Матвеев А.С. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та, 2009. – 294 с.

35. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.
36. ГОСТ 9680-77. Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВ·А и более. Ряд номинальных мощностей.
37. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А. Современные виды элегазового оборудования высокого напряжения / Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А.// Вестник Казан. технол. ун-та.- 2014. - №15
38. Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А. Элегазовые выключатели в современной энергетике / Зацаринная Ю.Н., Нурмеев Т.А.// Вестник Казан. технол. ун-та. -2014. - №19.
39. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учеб./ В. И. Идельчик. -2014. - №19.
40. Карапетян, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е издание [Электронный ресурс] / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с. Режим доступа: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=84939>
41. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб. пособие / В. Г. Китушин Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.
42. Линник Ю. Н., Жабин А. Б., Третьякова М. В. Возможности российского ТЭК в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2017. Вып. 3. С. 231-240.
43. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении.– М.: Энергоатомиз-дат, 2008. – 231 с.
44. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от

30.06.03 № 281. – Режим доступа
: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294812/4294812999.pdf>

45. Методические указания по устойчивости энергосистем СО 153-34.20.576-2003, утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г.
№ 277. – Режим доступа :
<http://www.gostrf.com/normadata/1/4294814/4294814841.pdf>

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

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

48. Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2024 г;

49. Нуньес-де-Бальбоа: солнечная PV электростанция мощностью 500 МВт в Бадахос, Испания [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://esfccompany.com/articles/solnechnaya-energetika/nunes-de-balboa-solnechnaya-pv-elektrostantsiya-moshchnostyu-500-mvt-v-badakhos-ispaniya/>

50. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. N 380. Режим доступа : www.sahen.elektra.ru/POTREBL/RASK_INF/19_380.docx

51. Посысаев Ю. Ю. Конкуренция альтернативных видов энергии на мировом рынке // Российский внешнеэкономический вестник. 2014. № 8. С. 68-88.

52. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: ЭНАС, 2004. 168 с.

53. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.- М. : Омега-Л, 2006, 2013. – 269 с.

54. Приказа по проектированию развития энергосистем Минэнерго России от 06 декабря 2022 г. N 1286.

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

56. Рац Г. И., Мординова М. А. Развитие альтернативных источников энергии в решении глобальных энергетических проблем // Известия Байкальского государственного университета. 2017. № 2. С. 132-136.

57. Розанов Ю.К., Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика. [Электронный ресурс] : учеб. / Розанов Ю.К., Старшинов В.А., Серебрянников С.В.. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2010. — 632 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72256>

58. Розанов Ю.К., Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. [Электронный ресурс] : учеб.пособие / Розанов Ю.К., Бурман А.П., Шакарян Ю.Г.. — Электрон. дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2012. — 384 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72311>

59. Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям : учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. — Благовещенск : АмГУ, 2014. — 254 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156469> (дата обращения: 14.03.2025).

60. Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : методические указания / Н. В. Савина. — Благовещенск : АмГУ, 2013. — 65 с. — Текст : электронный // Лань : электронно-

библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/156471> (дата обращения: 18.03.2025).

61. 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.

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

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

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

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

66. 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.

67. Салыгин В. И., Гулиев И., Рябова М. И. Проблемы и перспективы развития сектора возобновляемых источников энергии в Китае // Вестник МГИМО. 2015. № 4. С. 36-45.

68. Симонова М. Д, Захаров В. Е. Статистический анализ тенденций развития мировой возобновляемой энергетики // Вестник МГИМО. 2018. №3. С. 214-220.

69. СО 153– 34.20.118– 2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: Москва: ФГУП НТЦ "Промышленная безопасность" – 2006 – 53 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/SO_15334201182003_Metodicheski.html.

70. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ. Стандарт организации; введен 2019-03-29. - ПАО «Россети», 2019. - 114 с.

71. СТО 56947007 - 25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». Стандарт организации; введен 2020-10-05. - ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. - 257 с.

72. СТО 59012820–29.240.30.003–2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения – М.: ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

73. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2022–2027 годов.

74. Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2024 г.

75. Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html>- 09.05.2024

76. Третьякова М. В., Линник Ю. Н. Подход к оценке энергоэффективности организаций топливно-энергетического комплекса // Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т. 10. №1. С. 18-25.

77. Ушаков, В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для вузов В. Я. Ушаков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 446 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-00649-0. — Текст :

электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451327> (дата обращения: 07.04.2025).

78. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2013. – 376 с.

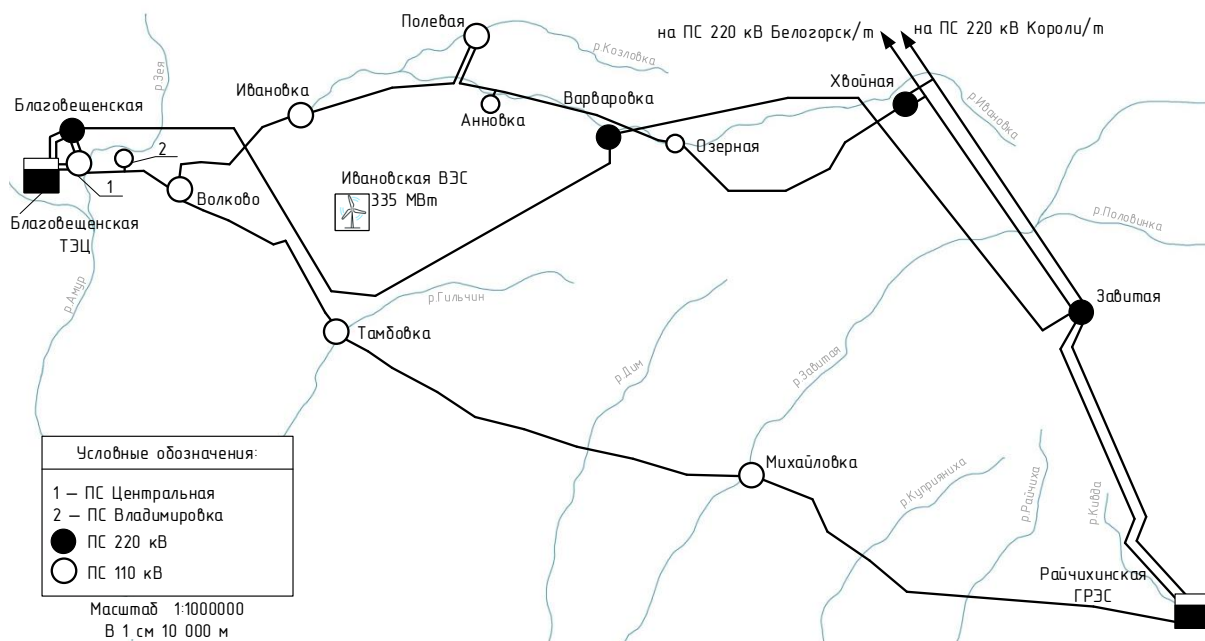
79. Электротехнический справочник. Том 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. [Электронный ресурс] : справ. — Электрон.дан. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 964 с. — Режим доступа : <http://e.lanbook.com/book/72341>

80. Электротехническое оборудование последнего поколения [Электронный ресурс] : учеб. пособие для магист. программы "Электроэнергет. системы и сети" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева; АмГУ, Эн. ф. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 165 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9692.pdf.

81. Измерительные трансформаторы АО «ПРОФОТЕК». [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://profotech.ru/upload/Профотек.pdf> (дата обращения 12.04.2025).

Приложение А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Выбор вводных выключателей: $\alpha_t := 1$ $\alpha_t := 1.05$ $K_{уд220} := 1.75$ $K_{уд10} := 1.85$

$$I_{но220} := 9.45$$

$$I_{но10} := 70.86$$

$$T_{a220} := 0.3 \quad T_{a10} := 0.6$$

$$i_{уд220} := \sqrt{2} \cdot K_{уд220} \cdot I_{но220} = 23.388$$

$$i_{уд10} := \sqrt{2} \cdot K_{уд10} \cdot I_{но10} = 185.391$$

$$I_{раб220} := \frac{\sqrt{335^2}}{2\sqrt{3} \cdot 220} = 0.44$$

$$I_{раб10.5} := \frac{\sqrt{335^2}}{4\sqrt{3} \cdot 10.5} = 4.605$$

$$B_{крас220} := I_{но220}^2 (1.02 + T_{a220}) = 117.879$$

$$B_{крас10} := I_{но10}^2 (1.02 + T_{a10}) = 8.134 \times 10^3$$

$$i_{ат220} := \sqrt{2} \cdot I_{но220} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a220}}} = 12.926$$

$$i_{ат10} := \sqrt{2} \cdot I_{но10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a10}}} = 98.555$$

*Сравнить варианты пот дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

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

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

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

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

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

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

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

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

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

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

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

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

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

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

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

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

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

Вариант №1.

$$K_{\text{вл1}} := C_{300} \cdot 230 = 483000$$

тыс.руб

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

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

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

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл1}} := K_{\text{вл1}} + K_{\text{вл1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 552938.4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$K_{\text{вл2}} := C_{300} \cdot 140 = 2.94 \times 10^5$$

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma \text{вл2}} := K_{\text{вл2}} + K_{\text{вл2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.366 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

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

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

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

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

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

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

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

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

$$K_{\text{ру1}} := 28900 = 2.89 \times 10^4$$

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

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

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

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

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

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

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

$$K_{\text{ВЫК110}} := 7000$$

$$K_{\text{ВЫК220}} := 12500$$

$$K_{\text{ору1}} := K_{\text{ру1}} + (K_{\text{ВЫК220}} \cdot 2) = 5.39 \times 10^4$$

$$K_{\text{ору2}} := K_{\text{ру1}} + (K_{\text{ВЫК220}} \cdot 2) = 5.39 \times 10^4$$

$$K_{\text{тр1}} := 4K_{\text{тр125}} = 9.36 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр2}} := 4K_{\text{тр125}} = 9.36 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{постодна}} + K_{\text{ору1}} + K_{\text{тр1}} = 1.95 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс2}} := K_{\text{постодна}} + K_{\text{ору2}} + K_{\text{тр2}} = 1.95 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma \text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 2.232 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma \text{пс2}} := K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс2}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 2.232 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 6.58$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma \text{вл1}} + K_{\Sigma \text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 5107227.552 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Вариант №2.

$$K_2 := (K_{\Sigma \text{вл}2} + K_{\Sigma \text{пс}2}) \cdot K_{\text{инф}} = 3.684 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := I_{\text{э}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{\text{э}1} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}1} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}1} = 1.503 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$И_{\text{э}2} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma \text{вл}2} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma \text{пс}2} = 1.352 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

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

Вариант №1.

$$И_{\text{ам}1} := \frac{K_1}{T_{\text{сл.}}} = 2.554 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб} \quad K_1 = 5.107 \times 10^6$$

Вариант №2.

$$И_{\text{ам}2} := \frac{K_2}{T_{\text{сл.}}} = 1.842 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб} \quad K_2 = 3.684 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

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

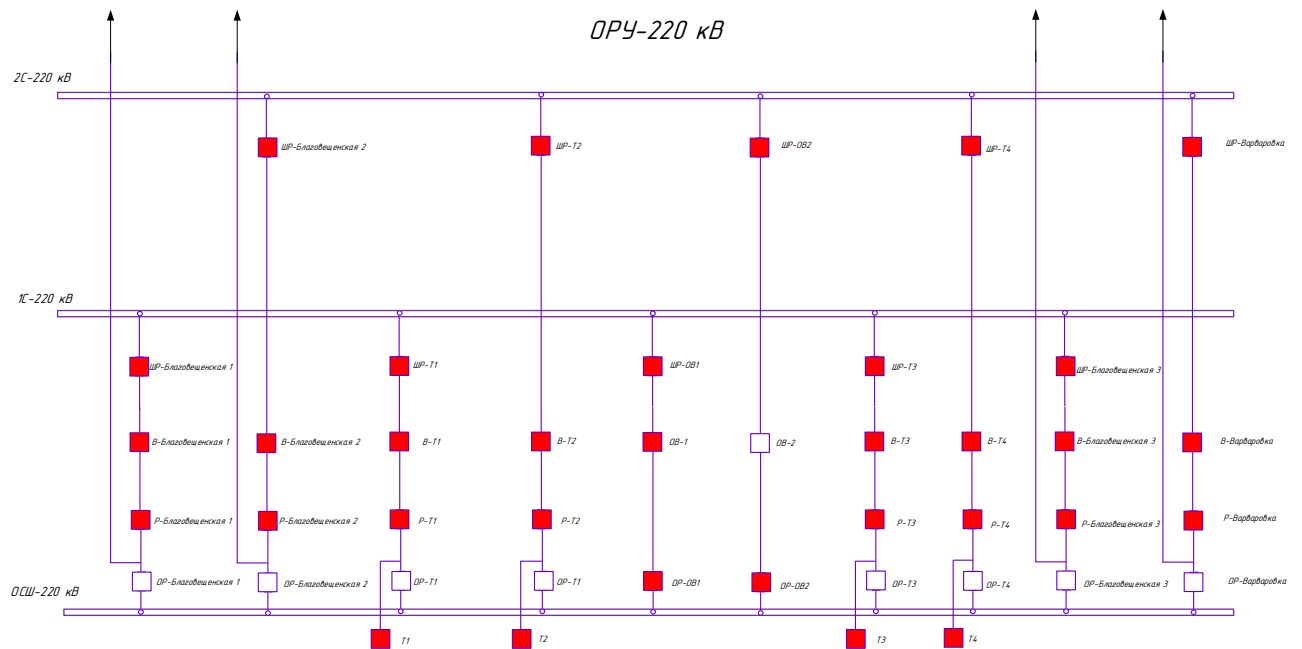
Потери электроэнергии:

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

Потери в ВЛ:

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Средняя частота устойчивых отказов линии 220 кВ:

$$\omega_{\text{БЛ}} := \frac{0.5}{100}$$

$$L_1 := 20 \quad \text{км}$$

$$L_4 := 4 \quad \text{км}$$

$$L_2 := 20 \quad \text{км}$$

$$L_5 := 4 \quad \text{км}$$

$$L_3 := 8 \quad \text{км}$$

$$L_6 := 5 \quad \text{км}$$

$$L_7 := 8 \quad \text{км}$$

Средняя время восстановления линии 220 кВ:

$$t_{\text{БЛВосст}} := 11 \quad \text{ч}$$

$$\omega_2 := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_1 = 0.1$$

$$\omega_{18} := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_5 = 0.02$$

$$\omega_6 := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_2 = 0.1$$

$$\omega_{22} := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_6 = 0.025$$

$$\omega_{10} := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_3 = 0.04$$

$$\omega_{41} := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_7 = 0.04$$

$$\omega_{14} := \omega_{\text{БЛ}} \cdot L_4 = 0.02$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Средняя частота устойчивых отказов трансформаторов 220 кВ, мощностью 10-80 МВА:

$$\omega_{\text{ТР}} := 0.035$$

Средняя время восстановления трансформаторов 220 кВ:

$$t_{\text{ТРвосст}} := 60 \text{ ч}$$

Частота и время текущих ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРтек}} := 0.75 \quad t_{\text{ТРтек}} := 28$$

Частота и время капитальных ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРкап}} := 0.166 \quad t_{\text{ТРкап}} := 300$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{ВКЗ}} := 0.004 \quad \omega_{\text{Вразрыв}} := 0.016$$

Средняя время восстановления выключателей 220 кВ:

$$t_{\text{Ввосст}} := 55 \text{ ч}$$

Вероятность отказа при отключении на коммутационную операцию и КЗ выключателей 220 кВ:

$$\alpha_{\text{ОП}} := 0.004 \quad \alpha_{\text{КЗ}} := 0.006$$

Частота и время текущих ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Втек}} := 0.2 \quad t_{\text{Втек}} := 122$$

Частота и время капитальных ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Вкап}} := 0.8 \quad t_{\text{Вкап}} := 15$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы:

$$Q_{\text{ВЛ2}} := \frac{\omega_2 \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 1.256 \times 10^{-4} \quad Q_{\text{ВЛ6}} := \frac{\omega_6 \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 1.256 \times 10^{-4}$$

$$P_{\text{ВЛ2}} := 1 - Q_{\text{ВЛ2}} = 0.99987 \quad P_{\text{ВЛ6}} := 1 - Q_{\text{ВЛ6}} = 0.99987$$

$$Q_{\text{ВЛ10}} := \frac{\omega_{10} \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 5.023 \times 10^{-5} \quad Q_{\text{ВЛ14}} := \frac{\omega_{14} \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{ВЛ10}} := 1 - Q_{\text{ВЛ10}} = 0.99995 \quad P_{\text{ВЛ14}} := 1 - Q_{\text{ВЛ14}} = 0.99997$$

$$Q_{\text{ВЛ18}} := \frac{\omega_{18} \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5} \quad Q_{\text{ВЛ22}} := \frac{\omega_{22} \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 3.139 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{ВЛ18}} := 1 - Q_{\text{ВЛ18}} = 0.99997 \quad P_{\text{ВЛ22}} := 1 - Q_{\text{ВЛ22}} = 0.99997$$

$$Q_{\text{ВЛ41}} := \frac{\omega_{41} \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 5.023 \times 10^{-5}$$

$$P_{\text{ВЛ41}} := 1 - Q_{\text{ВЛ41}} = 0.99995$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$q_{TP} := \frac{\omega_{TP} \cdot t_{TP\text{восст}}}{8760} = 2.397 \times 10^{-4}$$

$$p_{TP} := 1 - q_{TP} = 0.99976$$

$$q_{BK3} := \frac{\omega_{BK3} \cdot t_{BK3\text{восст}}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5}$$

$$q_{B\text{разрыв}} := \frac{\omega_{B\text{разрыв}} \cdot t_{B\text{разрыв}}}{8760} = 1.005 \times 10^{-4}$$

$$p_{BK3} := 1 - q_{BK3} = 0.99997$$

$$p_{B\text{разрыв}} := 1 - q_{B\text{разрыв}} = 0.9999$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$N_{оп} := 1 \quad T_{оп} := 45 \quad a := 1 \quad k_{апв} := 0.8$$

$$q_1 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{B.л2}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.5662 \times 10^{-5}$$

$$q_2 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{B.л6}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_5 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{B.л10}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_6 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{B.л14}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_8 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{B.л18}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_9 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{B.л22}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_r := 0.005 \quad \omega_r := 0.025$$

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

$$q_{\Sigma 1} := (q_1 + q_{B.л2} + q_1) + 3 \cdot (q_1 + q_{TP} + q_1 + q_r) + (q_1 + q_{B.л6} + q_1) + (q_1 + q_{B.л10} + q_1) + (q_1 + q_{B.л14} + q_1) + (q_1 + q_{B.л18} + q_1) + (q_1 + q_{B.л22} + q_1) + (q_1 + q_{B.л41} + q_1) = 0.017$$

$$q_C := q_{\Sigma 1} = 0.017$$

$$\omega_{\Sigma 1} := (\omega_{BK3} + \omega_{B.л} + \omega_{BK3}) \cdot 7 + (\omega_{BK3} + \omega_r + \omega_{BK3} + \omega_{BK3}) \cdot 3 = 0.202$$

$$\omega_{\Sigma 2} := \omega_{\Sigma 1}$$

$$\omega_C := \omega_{\Sigma 1} \cdot \omega_{\Sigma 2} = 0.041$$

Определим среднее времени восстановления каждой цепи:

$$t_B := \frac{q_{\Sigma 1}}{\omega_{\Sigma 1}} \cdot 8760 = 740.074 \quad \text{ч} \quad t_{np1} := t_{TP\text{восст}}$$

Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек

$$\omega_C := \omega_{\Sigma 1} \cdot q_{\Sigma 1} + \frac{2 \cdot t_B}{8760} = 0.172$$

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициен простоя системы:

$$K_{np1} := 1 - e^{-\frac{t_{np1}}{t_B}}$$

$$K_{np1} = 0.078$$

$$K_{np2} := 1 - e^{-\frac{t_{np1}}{t_B}}$$

$$K_{np2} = 0.078$$

$$K_{nc} := q_{\Sigma 1} + K_{np1} \cdot (q_{B.л2} \cdot q_{B.л6} \cdot q_{B.л10} \cdot q_{B.л14} \cdot q_{B.л18} \cdot q_{B.л22} \cdot q_{B.л41}) + K_{np2} \cdot (q_{B.л2} \cdot q_{B.л6} \cdot q_{B.л10} \cdot q_{B.л14} \cdot q_{B.л18} \cdot q_{B.л22} \cdot q_{B.л41}) = 0.017$$

Среднее время б/о работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_C} = 5.8 \quad \text{лет}$$

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 0.609 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} := \frac{K_{nc}}{\omega_C} \cdot 8760 = 867.07 \text{ часов}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 0.609 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{вс} := \frac{K_{пс}}{\omega_{с'}} \cdot 8760 = 867.07 \text{ часов}$$

Мощность нагрузки, кВт

$$P_{пс} := 450 \cdot 10^3$$

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

$$Y_o := 0.6$$

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

$$Y_{вн} := 200$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{отр} := 1$$

$$T_{пр.1} := \omega_{э1} = 0.202$$

$$T_{пр.2} := \omega_{э2} = 0.202$$

$$\omega_{0.тр110} := 0.025 \quad T_{в.тр110} := 60 \quad \omega_{тек.тр110} := 0.01 \quad T_{в.тек.тр110} := 30$$

$$\omega_{кап.тр110} := 0.0166 \quad T_{в.кап.тр110} := 250$$

$$T_{пр.тр.110} := \omega_{0.тр110} \cdot T_{в.тр110} + \omega_{тек.тр110} \cdot T_{в.тек.тр110} + \omega_{кап.тр110} \cdot T_{в.кап.тр110} = 5.95$$

$$T_{пр.3} := T_{пр.тр.110} = 5.95$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{пр.пс} := \frac{T_{пр.1} + T_{пр.2}}{2} + T_{пр.3} = 6.152$$

Основная величина ущерба, у.е.

$$Y_{осн} := Y_o \cdot t_{пр.пс} \cdot P_{пс} \cdot q_c \cdot 90 \cdot 8760 = 2.235 \times 10^{10}$$

$\frac{\text{кВт}}{\text{час}}$

ущерба внезапности, у.е.

$$Y_{вн1} := Y_{вн} \cdot t_{пр.пс} \cdot P_{пс} \cdot q_c \cdot 1000 = 9.449 \times 10^9$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{пс} := Y_{осн} + Y_{вн1} = 3.18 \times 10^{10}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Средняя частота устойчивых отказов линии 220 кВ:

$$\omega_{ВЛ} := \frac{0.5}{100}$$

$$\begin{aligned} L_1 &:= 10 \text{ км} & L_4 &:= 4 \text{ км} \\ L_2 &:= 8 \text{ км} & L_5 &:= 4 \text{ км} \\ L_3 &:= 20 \text{ км} & L_6 &:= 5 \text{ км} & L_7 &:= 8 \text{ км} \end{aligned}$$

Средняя время восстановления линии 220 кВ:

$$t_{ВЛвосст} := 11 \text{ ч}$$

$$\begin{aligned} \omega_2 &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_1 = 0.05 & \omega_{18} &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_5 = 0.02 \\ \omega_6 &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_2 = 0.04 & \omega_{22} &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_6 = 0.025 \\ \omega_{10} &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_3 = 0.1 & \omega_{41} &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_7 = 0.04 \\ \omega_{14} &:= \omega_{ВЛ} \cdot L_4 = 0.02 \end{aligned}$$

Средняя частота устойчивых отказов трансформаторов 220 кВ, мощностью 10-80 МВА:

$$\omega_{ТР} := 0.035$$

Средняя время восстановления трансформаторов 220 кВ:

$$t_{ТРвосст} := 60 \text{ ч}$$

Частота и время текущих ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{ТРтек} := 0.75 \quad t_{ТРтек} := 28$$

Частота и время капитальных ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{ТРкап} := 0.166 \quad t_{ТРкап} := 300$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателей 220 кВ:

$$\omega_{Вкз} := 0.004 \quad \omega_{Вразрыв} := 0.016$$

Средняя время восстановления выключателей 220 кВ:

$$t_{Ввосст} := 55 \text{ ч}$$

Вероятность отказа при отключении на коммутационную операцию и КЗ выключателей 220 кВ:

$$\alpha_{оп} := 0.004 \quad \alpha_{КЗ} := 0.006$$

Частота и время текущих ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{Втек} := 0.2 \quad t_{Втек} := 122$$

Частота и время капитальных ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{Вкап} := 0.8 \quad t_{Вкап} := 15$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы:

$$q_{ВЛ2} := \frac{\omega_2 \cdot t_{ВЛвосст}}{8760} = 6.279 \times 10^{-5} \quad q_{ВЛ6} := \frac{\omega_6 \cdot t_{ВЛвосст}}{8760} = 5.023 \times 10^{-5}$$

$$P_{ВЛ2} := 1 - q_{ВЛ2} = 0.99994 \quad P_{ВЛ6} := 1 - q_{ВЛ6} = 0.99995$$

$$q_{ВЛ10} := \frac{\omega_{10} \cdot t_{ВЛвосст}}{8760} = 1.256 \times 10^{-4} \quad q_{ВЛ14} := \frac{\omega_{14} \cdot t_{ВЛвосст}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5}$$

$$P_{ВЛ10} := 1 - q_{ВЛ10} = 0.99987 \quad P_{ВЛ14} := 1 - q_{ВЛ14} = 0.99997$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$\begin{aligned}
 Q_{ВЛ18} &:= \frac{\omega_{18} \cdot t_{ВВосст}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5} & Q_{ВЛ22} &:= \frac{\omega_{22} \cdot t_{ВВосст}}{8760} = 3.139 \times 10^{-5} \\
 P_{ВЛ18} &:= 1 - Q_{ВЛ18} = 0.99997 & P_{ВЛ22} &:= 1 - Q_{ВЛ22} = 0.99997 \\
 Q_{ВЛ41} &:= \frac{\omega_{41} \cdot t_{ВВосст}}{8760} = 5.023 \times 10^{-5} \\
 P_{ВЛ41} &:= 1 - Q_{ВЛ41} = 0.99995 \\
 Q_{ТР} &:= \frac{\omega_{ТР} \cdot t_{ТРВосст}}{8760} = 2.397 \times 10^{-4} \\
 P_{ТР} &:= 1 - Q_{ТР} = 0.99976 \\
 Q_{Вкз} &:= \frac{\omega_{Вкз} \cdot t_{ВВосст}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5} & Q_{Вразрыв} &:= \frac{\omega_{Вразрыв} \cdot t_{ВВосст}}{8760} = 1.005 \times 10^{-4} \\
 P_{Вкз} &:= 1 - Q_{Вкз} = 0.99997 & P_{Вразрыв} &:= 1 - Q_{Вразрыв} = 0.9999
 \end{aligned}$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$\begin{aligned}
 N_{оп} &:= 1 & T_{оп} &:= 45 & a &:= 1 & k_{авв} &:= 0.8 \\
 q_1 &:= Q_{Вкз} + \alpha_{ХЗ} \cdot (1 + a \cdot k_{авв}) \cdot (Q_{Вкз} \cdot Q_{ВЛ2}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.5662 \times 10^{-5} \\
 q_2 &:= Q_{Вкз} + \alpha_{ХЗ} \cdot (1 + a \cdot k_{авв}) \cdot (Q_{Вкз} \cdot Q_{ВЛ6}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5} \\
 q_5 &:= Q_{Вкз} + \alpha_{ХЗ} \cdot (1 + a \cdot k_{авв}) \cdot (Q_{Вкз} \cdot Q_{ВЛ10}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5} \\
 q_6 &:= Q_{Вкз} + \alpha_{ХЗ} \cdot (1 + a \cdot k_{авв}) \cdot (Q_{Вкз} \cdot Q_{ВЛ14}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5} \\
 q_8 &:= Q_{Вкз} + \alpha_{ХЗ} \cdot (1 + a \cdot k_{авв}) \cdot (Q_{Вкз} \cdot Q_{ВЛ18}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5} \\
 q_9 &:= Q_{Вкз} + \alpha_{ХЗ} \cdot (1 + a \cdot k_{авв}) \cdot (Q_{Вкз} \cdot Q_{ВЛ22}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5} \\
 q_r &:= 0.005 & \omega_r &:= 0.025
 \end{aligned}$$

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

$$q_{\Sigma 1} := (q_1 + q_{ВЛ2} + q_1) + 3 \cdot (q_1 + q_{ТР} + q_1 + q_r) + (q_1 + q_{ВЛ6} + q_1) + (q_1 + q_{ВЛ10} + q_1) + (q_1 + q_{ВЛ14} + q_1) + (q_1 + q_{ВЛ18} + q_1) + (q_1 + q_{ВЛ22} + q_1) + (q_1 + q_{ВЛ41} + q_1) = 0.017$$

$$q_c := q_{\Sigma 1} = 0.017$$

$$\omega_{\Sigma 1} := (\omega_{Вкз} + \omega_{ВЛ} + \omega_{Вкз}) \cdot 7 + (\omega_{Вкз} + \omega_r + \omega_{Вкз} + \omega_{Вкз}) \cdot 3 = 0.202$$

$$\omega_{\Sigma 2} := \omega_{\Sigma 1}$$

$$\omega_c := \omega_{\Sigma 1} \cdot \omega_{\Sigma 2} = 0.041$$

Определим среднее времени восстановления каждой цепи:

$$t_{\Sigma} := \frac{q_{\Sigma 1}}{\omega_{\Sigma 1}} \cdot 8760 = 737.351 \text{ ч} \quad t_{\Sigma 1} := t_{ТРВосст}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек

$$\omega_{\Sigma} := \omega_{\Sigma 1} \cdot q_{\Sigma 1} + \frac{2 \cdot t_B}{8760} = 0.171$$

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициен простоя системы:

$$K_{\text{пр}1} := 1 - e^{\frac{-t_{\text{пр}1}}{t_B}}$$

$$K_{\text{пр}1} = 0.078$$

$$K_{\text{пр}2} := 1 - e^{\frac{-t_{\text{пр}2}}{t_B}}$$

$$K_{\text{пр}2} = 0.078$$

$$K_{\Sigma} := q_{\Sigma 1} + K_{\text{пр}1} \cdot (q_{\text{ВЛ}2} \cdot q_{\text{ВЛ}6} \cdot q_{\text{ВЛ}10} \cdot q_{\text{ВЛ}14} \cdot q_{\text{ВЛ}18} \cdot q_{\text{ВЛ}22} \cdot q_{\text{ВЛ}41}) + K_{\text{пр}2} \cdot (q_{\text{ВЛ}2} \cdot q_{\text{ВЛ}6} \cdot q_{\text{ВЛ}10} \cdot q_{\text{ВЛ}14} \cdot q_{\text{ВЛ}18} \cdot q_{\text{ВЛ}22} \cdot q_{\text{ВЛ}41}) = 0.017$$

Среднее время б/о работы:

$$T_{\Sigma} := \frac{1}{\omega_{\Sigma}} = 5.841 \text{ лет}$$

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_{\Sigma} = 0.613 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} := \frac{K_{\text{рс}}}{\omega_{\Sigma}} \cdot 8760 = 867.07 \text{ часов}$$

Мощность нагрузки, кВт

$$P_{\text{лс}} := 450 \cdot 10^3$$

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

$$Y_o := 0.6$$

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

$$Y_{\text{вн}} := 200$$

Продолжительность отключения, ч

$$t_{\text{отр}} := 1$$

$$T_{\text{пр}1} := \omega_{\Sigma 1} = 0.202$$

$$T_{\text{пр}2} := \omega_{\Sigma 2} = 0.202$$

$$\omega_{0.\text{тр}110} := 0.025 \quad T_{\text{в.тр}110} := 60 \quad \omega_{\text{рек.тр}110} := 0.01 \quad T_{\text{в.рек.тр}110} := 30$$

$$\omega_{\text{кап.тр}110} := 0.0166 \quad T_{\text{в.кап.тр}110} := 250$$

$$T_{\text{пр.тр}110} := \omega_{0.\text{тр}110} \cdot T_{\text{в.тр}110} + \omega_{\text{рек.тр}110} \cdot T_{\text{в.рек.тр}110} + \omega_{\text{кап.тр}110} \cdot T_{\text{в.кап.тр}110} = 5.95$$

$$T_{\text{пр}3} := T_{\text{пр.тр}110} = 5.95$$

Среднее время отключения потребителя, ч:

$$t_{\text{пр.лс}} := \frac{T_{\text{пр}1} + T_{\text{пр}2}}{2} + T_{\text{пр}3} = 6.152$$

Основная величина ущерба, у.е.

$$Y_{\text{осн}} := Y_o \cdot t_{\text{пр.лс}} \cdot P_{\text{лс}} \cdot q_{\Sigma} \cdot 90 \cdot 8760 = 2.219 \times 10^{10}$$

$\frac{\text{кВт}}{\text{час}}$

ущерба внезапности, у.е.

$$Y_{\text{вн1}} := Y_{\text{вн}} \cdot t_{\text{пр.лс}} \cdot P_{\text{лс}} \cdot q_{\Sigma} \cdot 1000 = 9.383 \times 10^9$$

Величина ущерба, тыс. руб.

$$Y_{\text{лс}} := Y_{\text{осн}} + Y_{\text{вн1}} = 3.158 \times 10^{10}$$

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе Mathcad

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

$$dP_1 := 5.96$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл1}} := dP_1 \cdot T = 3.278 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$dP_2 := 6.01$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл2}} := dP_2 \cdot T = 3.305 \times 10^4$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$dP_{1\text{тр}} := 2.25$$

$$dP_{2\text{тр}} := 2.25$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр1}} := dP_{1\text{тр}} \cdot T = 1.238 \times 10^4$$

$$\Sigma W_{\text{тр2}} := dP_{2\text{тр}} \cdot T = 1.238 \times 10^4$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл1}} + \Sigma W_{\text{тр1}}) = 4.516 \times 10^4$$

Вариант №2.

$$\Sigma W_2 := (\Sigma W_{\text{вл2}} + \Sigma W_{\text{тр2}}) = 4.543 \times 10^4$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := \frac{\Sigma W_1 \cdot C_0}{1000} = 72.248 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_{\Delta W2} := \frac{\Sigma W_2 \cdot C_0}{1000} = 72.688 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 11} + I_{\Delta W1} = 2.705 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$I_2 := I_{\Sigma 2} + I_{\Sigma 21} + I_{\Delta W2} = 1.978 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 781188.75 \quad \text{тыс.руб}$$

Вариант №2.

$$Z_2 := E \cdot K_2 + I_2 = 566120.1928 \quad \text{тыс.руб}$$

Часть 3.

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

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

Годовая прибыль:

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

Переданная электроэнергия за год:

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

$$S_{\text{ном1}} := 125000 \quad \text{кВт} \quad n := 4 \quad k_{1\text{изном}} := 0.67$$

$$S_{p1} := n \cdot S_{\text{ном1}} \cdot k_{1\text{изном}} = 3.35 \times 10^5 \quad \text{кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 0.9$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 3.015 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 3.015 \times 10^5 \quad \text{кВт}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.658 \times 10^9 \quad \text{кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 3.317 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_2 - И_{\text{ам2}} = 1.359 \times 10^4 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Pi_{\text{год}} := O - И = 3.303 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := \Pi_{\text{год}} \cdot 0.24 = 7.927 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

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

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_2 = 1.473 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_2 = 2.21 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.12$$

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -1.487 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.328 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_{1.} := \text{чДД}_1 = -1.328 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -2.224 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{чДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -1.773 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_2 := \text{ЧДД}_1 + \text{ЧДД}_2 = -3.1 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\text{Э}_3 := \text{О} - \text{И} - \text{Н} = 2.51 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\text{Э}_3}{(1 + \text{Е}_\text{н})^3} = 1.787 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \text{ЧДД}_2 + \text{ЧДД}_3 = -1.314 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{Э} := \text{Э}_3 = 2.51 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^4} = 1.595 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \text{ЧДД}_3 + \text{ЧДД}_4 = 2.816 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^5} = 1.424 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_5 := \text{ЧДД}_4 + \text{ЧДД}_5 = 1.706 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^6} = 1.272 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_6 := \text{ЧДД}_5 + \text{ЧДД}_6 = 2.978 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^7} = 1.135 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_7 := \text{ЧДД}_6 + \text{ЧДД}_7 = 4.113 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^8} = 1.014 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_8 := \text{ЧДД}_7 + \text{ЧДД}_8 = 5.127 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^9} = 9.052 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_9 := \text{ЧДД}_8 + \text{ЧДД}_9 = 6.032 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^{10}} = 8.082 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \text{ЧДД}_9 + \text{ЧДД}_{10} = 6.84 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^{11}} = 7.216 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \text{ЧДД}_{10} + \text{ЧДД}_{11} = 7.562 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + \text{Е}_\text{н})^{12}} = 6.443 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \text{ЧДД}_{11} + \text{ЧДД}_{12} = 8.206 \times 10^6$$

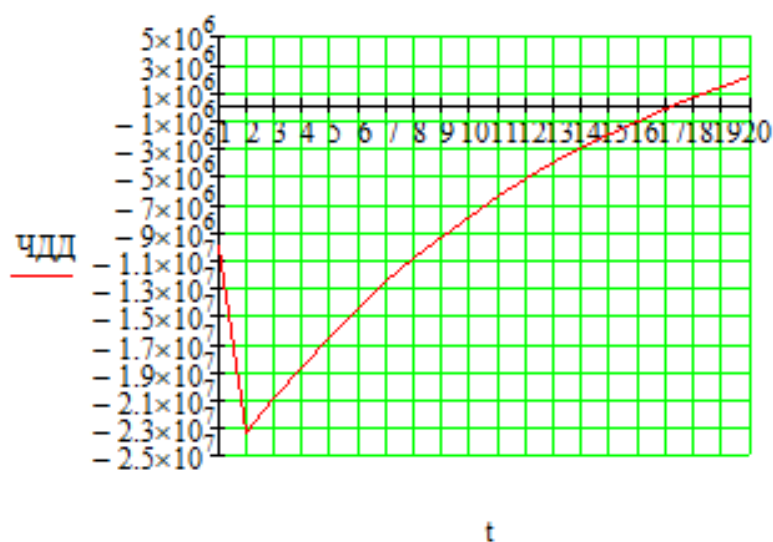
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

$\text{ЧДД}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{12}} = 6.443 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{12.} := \text{ЧДД}_{11.} + \text{ЧДД}_{12} = 8.206 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{13}} = 5.753 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{13.} := \text{ЧДД}_{12.} + \text{ЧДД}_{13} = 8.782 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{14}} = 5.136 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{14.} := \text{ЧДД}_{13.} + \text{ЧДД}_{14} = 9.295 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{15}} = 4.586 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{15.} := \text{ЧДД}_{14.} + \text{ЧДД}_{15} = 9.754 \times 10^6$
$\text{ЧДД}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{16}} = 4.095 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{16.} := \text{ЧДД}_{15.} + \text{ЧДД}_{16} = 1.016 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{17}} = 3.656 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = 1.053 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{18}} = 3.264 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = 1.086 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{19}} = 2.915 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = 1.115 \times 10^7$
$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_n)^{20}} = 2.602 \times 10^5$	тыс.руб	$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = 1.141 \times 10^7$

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_2} + 1 = 4.097$$

$\text{ИДД} > 1$, следовательно, проект экономически эффективен.

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

Чистый доход:

$$\text{ЧД}_1 := \Xi_1 = -1.487 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -1.487 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \Xi_2 = -2.224 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -3.711 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \Xi = 2.51 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -1.201 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \Xi = 2.51 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = 1.31 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \Xi = 2.51 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = 3.82 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧД}_6 := \Xi = 2.51 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

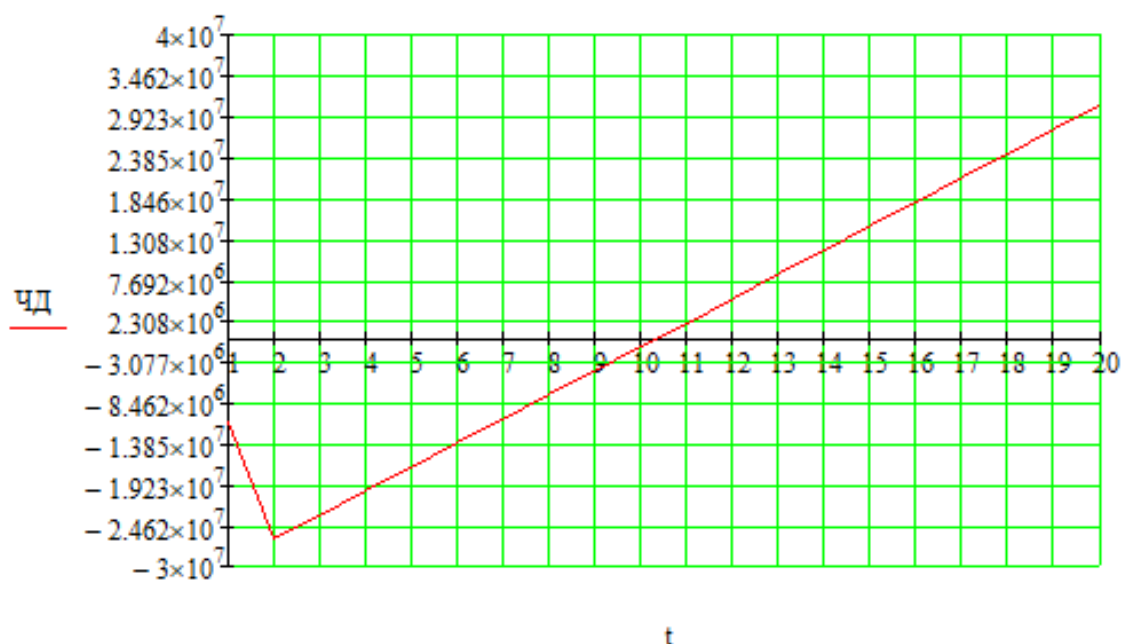
Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = 6.33 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_7 := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = 8.84 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_8 := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = 1.135 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_9 := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = 1.386 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{10} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = 1.637 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{11} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = 1.888 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{12} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = 2.139 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{13} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = 2.39 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{14} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = 2.641 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{15} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 2.892 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{16} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 3.143 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{17} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 3.394 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{18} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 3.645 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{19} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 3.896 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{20} := \Theta = 2.51 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 4.147 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение приложение Б.

Расчёт в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит 3 года 5 месяцев.

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

$$\text{ВДН} := 3 + (4 - 3) \cdot \frac{\text{ЧДД}_4}{\text{ЧДД}_4 - \text{ЧДД}_3} = 3.177$$

*Рассчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

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

$$R_1 := \frac{\Xi_1}{K_2} \cdot 100 = -40.369 \quad \%$$

$$K_1 = 5.107 \times 10^6$$

$$R_2 := \frac{\Xi_2}{K_2} \cdot 100 = -60.369 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Xi_3}{K_2} \cdot 100 = 68.147 \quad \%$$

Приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,51314
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,85782	3,407793	17,32603
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,76604	2,533732	16,57816
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	39,04501	26,51177	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628
Нагр	16	Владимирова-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589
Нагр	17	Владимирова-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	11	4,761905	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	11	4,761905	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	50,28773	60,73077	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

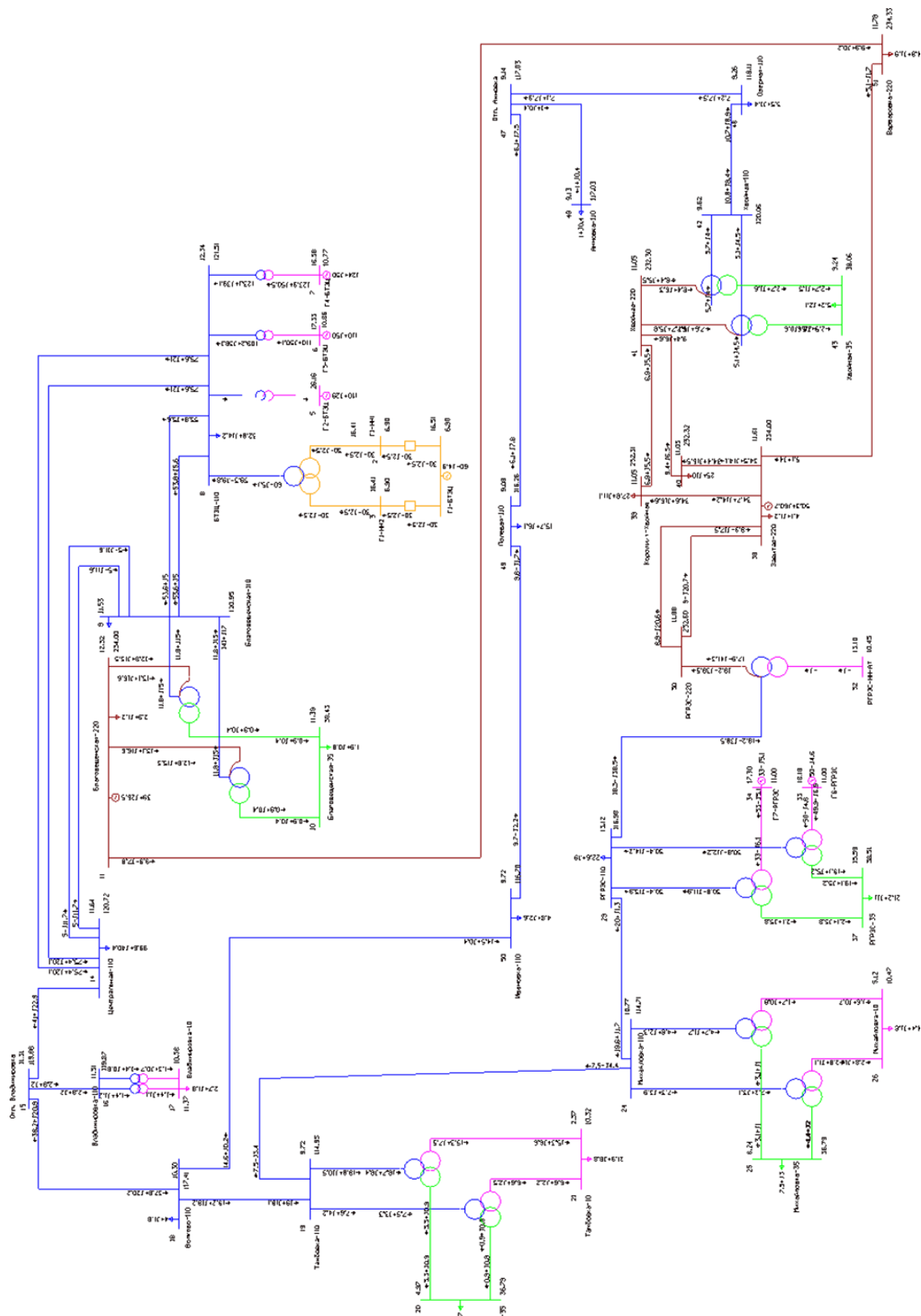
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Выкл	1	2	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,48014	0
Тр-р	28	25	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11136	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	3,34Е-14	-4,23Е-14	0	0	1,40Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	0	0	0	30,40482	-13,924	0	0	165,0557	0
Тр-р	35	34	0	0	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	0	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0	Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0	Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0	Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0	Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0	Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0	Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0	Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0	Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0	О Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	71,66732	23,88911

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	0	0	0	0	60	-5,61308	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,76809
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901138	9,541873	16,66802
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901138	9,541873	16,66802
Нагр	4	Г1-Н	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9983	9,998419	16,66467
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,86593	3,485041	17,57329
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	0	0	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,7741	2,610434	16,82665
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	0	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	121,6128	5,750223	12,59275
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	0	141	17	0	0	0	0	0	0	0	120,815	5,05651	11,54945
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	0	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	38,39196	1,031474	11,40719
База	11	Благовещенская-220	230	0	0	2,9	1,16	38,55549	28,47348	234	0	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7105	-0,12586	11,54111
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229,7105	-0,12586	11,54111
Нагр	14	Центральная-110	115	0	0	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	120,3587	4,659735	11,49629
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,5272	3,936735	11,16979
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,5252	3,934993	11,1694
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	0	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	11,33956	7,995814	10,43857
Нагр	18	Волково-110	115	0	0	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	117,1133	1,837641	10,17902
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,6952	-0,26508	9,615764
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	0	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	36,70101	-3,41839	4,840082
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	0	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	10,28842	-2,01504	2,223276
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,694	-4,61395	4,821356
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,6992	-4,60942	4,833627
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,56	-0,38262	10,69688
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	0	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	36,73207	-3,33665	6,153534
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	0	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,45496	-0,42898	5,037991
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109,8495	-4,47869	6,106192
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0572	-4,29813	6,08392
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	0	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	116,9487	1,694563	13,08679
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,586	1,124351	11,87304
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222,2975	-3,3489	13,06531
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,44798	-0,49539	13,06531
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	50	-4,53169	11	-20	20	0	0	11	4,761905	18,14747
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	0	0	0	33	-5,02364	11	-10	10	0	0	11	4,761905	17,2665
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0414	0,036041	15,55062
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9974	-0,00223	15,5515
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	0	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,5019	1,32079	15,56059
База	38	Завитая-220	230	0	0	4,1	1,2	51,17319	61,15529	234	0	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	0	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	232,2924	0,996709	11,0481
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	0	25	10	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,001975	11,0509
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,2904	0,995812	11,04769
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0023	4,349793	9,579277
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	0	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,0435	0,114472	9,194682
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,188	-0,78783	9,571192
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228,1856	-0,78888	9,569688
Нагр	46	Озерная-110	115	0	0	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	117,9866	2,597079	9,19184
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116,861	1,618282	9,054409
Нагр	48	Анновка-110	115	0	0	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	116,8587	1,616219	9,053466
Нагр	49	Полевая-110	115	0	0	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	116,0607	0,92236	8,984711
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	0	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	116,44	1,252159	9,60774
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	0	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	234,3304	1,882798	11,78328

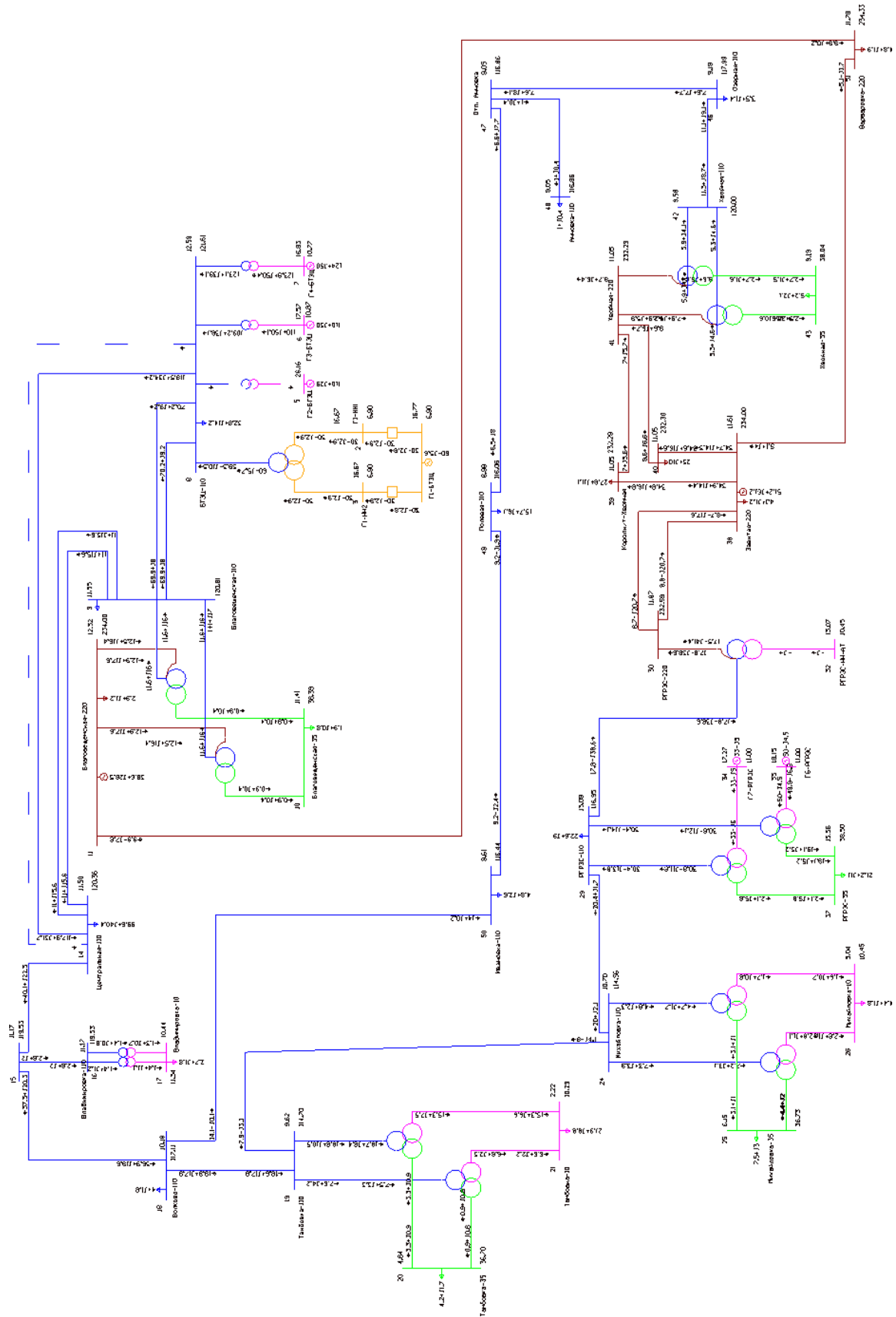
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Выкл	1	2	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,806541	0	0	2521,179	0
Выкл	1	3	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,806541	0	0	2521,179	0
Тр-р	4	2	0	0	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98157	-2,86029	0	0	143,7083	0
Тр-р	4	3	0	0	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98157	-2,86029	0	0	143,7083	0
Тр-р	4	8	0	0	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,963	5,718802	0	0	287,4153	0
Тр-р	8	5	0	0	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2183	38,10906	0	0	549,1658	0
Тр-р	8	7	0	0	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0601	39,12207	0	0	613,0339	0
Тр-р	11	12	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-12,8694	-17,5697	0	0	53,73505	0
Тр-р	11	13	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-12,8716	-17,5691	0	0	53,73716	0
Тр-р	12	9	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,5998	-16	0	0	49,67076	0
Тр-р	13	9	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,5998	-16	0	0	49,67076	0
Тр-р	12	10	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38258	0	0	2,573772	0
Тр-р	13	10	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94988	-0,38258	0	0	2,573772	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40655	-0,79014	0	0	7,792788	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42495	-1,21415	0	0	9,042777	0
Тр-р	19	22	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61383	-4,18778	0	0	43,74119	0
Тр-р	19	23	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8464	-10,5212	0	0	108,6509	0
Тр-р	22	20	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88865	-0,78627	0	0	6,245193	0
Тр-р	23	20	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34322	-0,90348	0	0	18,22665	0
Тр-р	22	21	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6217	-2,49801	0	0	37,24936	0
Тр-р	23	21	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3119	-7,46679	0	0	89,65828	0
Тр-р	24	27	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29237	-3,93394	0	0	41,75813	0
Тр-р	24	28	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79174	-2,25913	0	0	26,69836	0
Тр-р	27	25	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42826	-1,99044	0	0	25,5172	0
Тр-р	28	25	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06398	-0,99741	0	0	16,90359	0
Тр-р	27	26	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,764	-1,11154	0	0	15,65782	0
Тр-р	28	26	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65345	-0,75112	0	0	9,526909	0
Тр-р	30	31	0	0	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,47992	-41,4142	0	0	111,5849	0
Тр-р	31	29	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	17,81377	-38,6095	0	0	110,4349	0
Тр-р	31	32	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	7,69Е-15	-9,69Е-14	0	0	2,52Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	0	0	0	30,4051	-13,8198	0	0	164,8809	0
Тр-р	35	34	0	0	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96605	-6,03355	0	0	168,1925	0
Тр-р	35	37	0	0	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12465	-5,75773	0	0	30,80048	0
Тр-р	29	36	0	0	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	0	0	0	30,39822	-14,0967	0	0	165,4204	0
Тр-р	36	33	0	0	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92321	-6,81622	0	0	252,9673	0
Тр-р	36	37	0	0	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24227	0	0	99,38226	0
Тр-р	41	44	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,65897	-6,43314	0	0	26,81115	0
Тр-р	41	45	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,92841	-5,93334	0	0	24,61293	0
Тр-р	44	42	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,93516	-4,08107	0	0	18,22433	0
Тр-р	45	42	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,33206	-4,58573	0	0	17,79414	0
Тр-р	44	43	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66461	-1,56189	0	0	7,814704	0
Тр-р	45	43	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53649	-0,57947	0	0	6,583113	0
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-70,1888	-9,16649	0	600	336,1506	56,0251
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-70,1888	-9,16649	0	600	336,1506	56,0251
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	-11,0153	-15,5662	0	500	91,65203	18,33041
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	-11,0153	-15,5661	0	500	91,65209	18,33042
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-118,484	-34,1895	0	600	585,5906	97,59844
ЛЭП	14	15	0	0	Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-40,2826	-22,5654	0	500	221,7781	44,35561
ЛЭП	15	16	0	0	Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83175	-2,00162	0	300	16,75801	5,586004
ЛЭП	15	18	0	0	Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-37,3012	-20,3037	0	500	206,0293	41,20586
ЛЭП	18	19	0	0	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-18,7754	-17,8955	0	500	129,593	25,91859
ЛЭП	19	24	0	0	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,899546	-3,1302	0	500	45,20959	9,041918
ЛЭП	24	29	0	0	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	20,04295	2,054278	0	500	101,54	20,30801
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,75884	20,74662	0	600	55,90098	9,316831
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,72086	20,66757	0	600	55,68353	9,280589
ЛЭП	38	51	0	0	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	5,108513	3,987969	0	600	15,99014	2,665023
ЛЭП	51	11	0	0	Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	9,892311	0,182448	0	600	31,16357	5,193928
ЛЭП	38	39	0	0	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,8875	-14,3748	0	600	95,97688	15,99615
ЛЭП	39	41	0	0	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,98541	-5,64712	0	600	22,34247	3,723744
ЛЭП	38	40	0	0	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,704	-14,2501	0	600	95,43452	15,90575
ЛЭП	40	41	0	0	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,60302	-6,64753	0	600	29,11482	4,85247
ЛЭП	42	46	0	0	Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-11,264	-8,66865	0	300	70,46997	23,48999
ЛЭП	46	47	0	0	Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,61486	-7,72511	0	300	54,72429	18,24143
ЛЭП	47	48	0	0	Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00997	-0,38788	0	300	5,366891	1,788964
ЛЭП	47	49	0	0	Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,55131	-7,70667	0	300	51,26814	17,08938
ЛЭП	49	50	0	0	Олевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,182728	-1,88452	0	300	47,29677	15,76559
ЛЭП	50	18	0	0	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,035	0,215818	0	300	69,59868	23,19956

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	
Ген-	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	0	60	-20	6,9	-20	20	0	6,939018	10,14314	17,81037
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,943019	10,20665	17,71148
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,943019	10,20665	17,71148
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121,7335	10,66679	17,69985
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	26,16302	
Ген	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	110	37,7387	11	-50	50	0	11	4,761905	18,506
Ген	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	0	124	49,03701	11	-50	50	0	11	4,761905	17,73689
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	0	124,401	8,174752	13,67863
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	0	123,9177	7,754525	12,8082
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	0	39,37275	3,612495	12,67227
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	-4,6142	16,37973	240	0	0	0	0	240	4,347826	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	235,5672	2,420526	12,79963
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	235,5672	2,420526	12,79963
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	0	123,864	7,707859	13,04885
Нагр	15	Отп. Владимировка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,6462	-7,26416	4,278156
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,644	-7,26609	4,277665
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	0	10,09156	-3,88993	3,357056
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	0	106,8736	-7,06647	4,365043
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	106,0579	-7,77571	4,49738
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	0	33,59399	-11,5948	-1,14894
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	0	9,374005	-10,7238	-4,28694
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,4142	-12,6833	-1,16926
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,4206	-12,6778	-1,15726
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110,5267	-3,8898	7,502013
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	0	35,30213	-7,09967	2,601418
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	0	10,04208	-4,36117	1,393178
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105,5892	-8,18333	2,550172
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105,8052	-7,99545	2,526058
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	0	118,3618	2,923313	11,6751
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242,297	5,346538	11,72869
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	225,0268	-2,16227	11,63945
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10,57626	0,726268	11,63945
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	0	50	-9,85855	11	-20	20	0	11	4,761905	16,7003
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	0	33	-10,3577	11	-10	10	0	11	4,761905	15,82359
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5957	0,518015	14,1067
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,5509	0,479073	14,10755
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	0	38,68743	1,809018	14,11656
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	97,56894	122,2867	245	0	0	0	0	245	6,521739	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	0	242,5625	5,461957	10,93241
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	0	242,5883	5,473169	10,93788
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242,5574	5,459733	10,93139
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	122,4246	6,456199	7,581389
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	0	38,83126	2,187535	7,197992
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,8875	1,255434	7,559232
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232,8817	1,252934	7,558185
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	0	116,8946	1,647513	6,242163
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,3854	-1,40397	5,38844
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	0	113,383	-1,4061	5,387439
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	0	110,8266	-3,62908	4,753421
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	0	108,2229	-5,89314	4,427164
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	0	243,2909	5,778639	11,78622

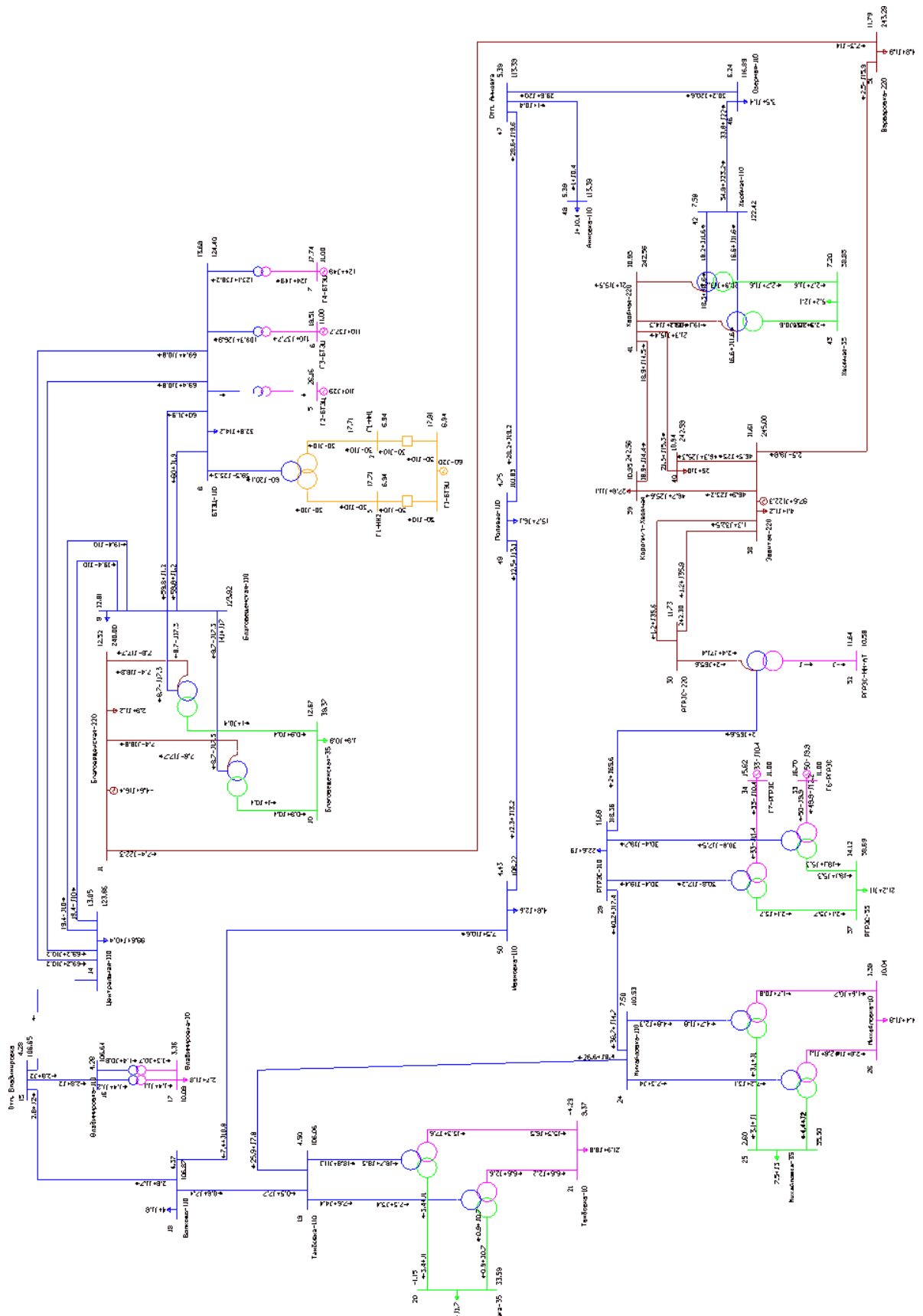
Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы/Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	I max	I загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-29,9972	9,989048	0	0	2630,613	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-29,9972	9,989048	0	0	2630,613	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,97889	-10,0354	0	0	149,9368	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,97889	-10,0354	0	0	149,9368	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9573	20,09292	0	0	299,9046	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2716	26,84352	0	0	522,2123	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,1454	38,19267	0	0	598,3791	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	7,4378	-18,7562	0	0	48,53858	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	7,435496	-18,7556	0	0	48,53525	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	8,72333	-17,295	0	0	47,47487	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	8,72333	-17,295	0	0	47,47487	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38248	0	0	2,510102	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,95006	-0,38248	0	0	2,510102	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,39651	-0,82519	0	0	8,78168	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,41	-1,16192	0	0	9,891353	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61103	-4,4035	0	0	47,86724	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,85	-11,0735	0	0	119,0104	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,87811	-0,71491	0	0	6,510561	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,35434	-0,97509	0	0	20,08349	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,63479	-2,64026	0	0	41,05751	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3139	-7,57112	0	0	98,21715	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29061	-3,99159	0	0	43,41766	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79302	-2,29731	0	0	27,76426	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42915	-1,99038	0	0	26,55109	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06507	-0,99762	0	0	17,58886	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76429	-1,1167	0	0	16,3016	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65403	-0,75426	0	0	9,919744	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-2,43152	-71,3591	0	0	170,1347	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-2,04419	-65,6264	0	0	168,459	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-2,07Е-14	4,59Е-14	0	0	1,29Е-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	0	0	0	30,38887	-19,4353	0	0	175,9552	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96355	-11,4419	0	0	174,2748	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12423	-5,74972	0	0	30,61454	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	0	0	0	30,38134	-19,7205	0	0	176,6777	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92087	-12,2126	0	0	256,7851	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0886	-5,25028	0	0	98,91826	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-20,9968	-15,5411	0	0	62,17877	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-19,2036	-14,2741	0	0	56,95398	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-18,252	-11,6447	0	0	53,67322	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-16,5867	-11,5528	0	0	50,11242	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66385	-1,58364	0	0	7,682799	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53726	-0,55617	0	0	6,439618	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-60,0495	-1,92433	0	600	278,8579	46,47631
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-60,0495	-1,92433	0	600	278,8579	46,47631
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	19,3864	-9,98965	0	500	101,9123	20,38246
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	19,3864	-9,98963	0	500	101,9123	20,38247
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-69,4044	-10,8424	0	600	326,0991	54,34985
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-69,4044	-10,8424	0	600	326,0991	54,34985
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	0	0	0	500	0	0
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,80655	-1,98494	0	300	18,61679	6,205597
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	2,806552	1,984938	0	500	18,60982	3,721964
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-0,57062	-7,36055	0	500	42,16633	8,433266
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	25,91209	7,75066	0	500	147,2333	29,44666
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	38,65421	14,71217	0	500	216,0457	43,20915
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	1,219533	35,75173	0	600	85,23948	14,20658
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	1,211986	35,60742	0	600	84,8952	14,1492
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	2,486456	-9,75126	0	600	38,16437	6,360729
ЛЭП	51	11	0	0 Варваровка-220 - Благовещенская-220	10,752	48,04	-147,84	0	0	0	0	7,288272	-13,9754	0	600	56,47298	9,412163
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-46,8749	-23,2489	0	600	126,7139	21,11899
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-18,8962	-14,4451	0	600	56,63053	9,438422
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-46,4807	-22,9651	0	600	125,5767	20,92945
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-21,3054	-15,2958	0	600	62,51416	10,41903
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-34,8088	-23,1976	0	300	199,1285	66,37616
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-30,2333	-20,6415	0	300	182,0637	60,68791
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,01001	-0,38858	0	300	5,531601	1,843867
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-28,614	-19,633	0	300	177,6148	59,20495
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	-12,481	-13,0902	0	300	96,24497	32,08166
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	-7,46184	-10,6333	0	300	70,8428	23,61427

Продолжение приложение В.

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta	Территор
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,51314	0
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308	0
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308	0
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011	0
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302	0
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,85782	3,407793	17,32603	0
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,76604	2,533732	16,57816	0
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793	0
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378	0
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233	0
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	-126,007	130,3439	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341	0
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595	0
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595	0
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771	0
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628	0
Нагр	16	Владимировка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589	0
Нагр	17	Владимировка-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937	0
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854	0
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368	0
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726	0
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308	0
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041	0
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319	0
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729	0
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543	0
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254	0
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339	0
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131	0
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811	0
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699	0
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672	0
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672	0
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	11	4,761905	18,17811	0
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	11	4,761905	17,29723	0
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132	0
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822	0
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129	0
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	-28,5262	98,73693	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086	0
Нагр	39	Короли/г-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173	0
Нагр	40	Белогорск/г-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447	0
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134	0
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587	0
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603	0
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757	0
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244	0
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125	0
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456	0
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516	0
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929	0
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772	0
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	232,0289	0,882111	13,29279	0
Нагр	52	Ивановская ВЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,4367	4,743944	14,87899	0
Ген	53	ВЭС 1	10,5	0	1	1	0	83,75	-42,7403	10,5	-67	67	0	10,5	0	19,76616	0
Ген	54	ВЭС 2	10,5	0	1	1	0	83,75	-42,7403	10,5	-67	67	0	10,5	0	19,76616	0
Ген	55	ВЭС 3	10,5	0	1	1	0	83,75	-42,7403	10,5	-67	67	0	10,5	0	19,76616	0

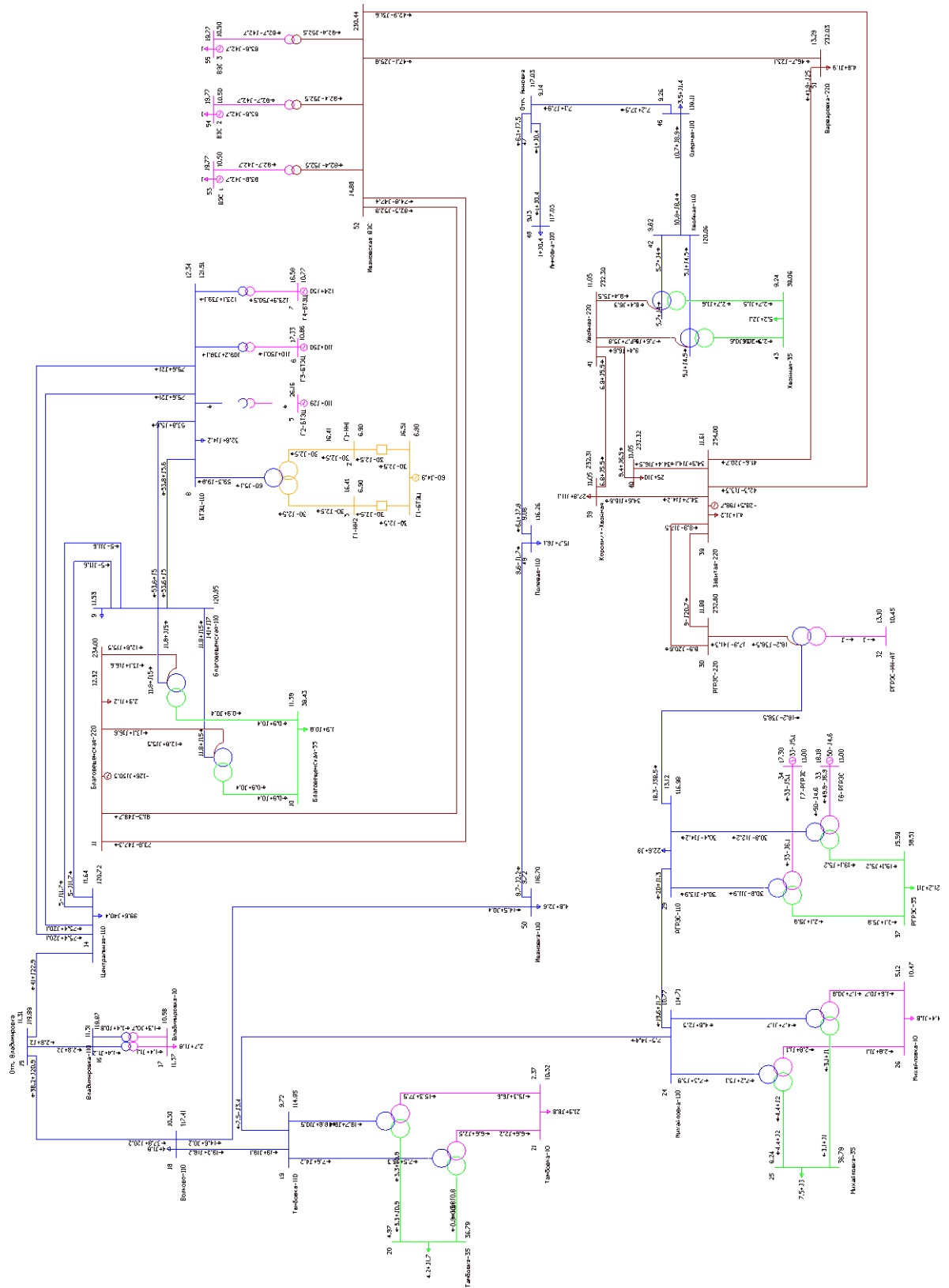
Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы/Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	l max	l загр.
Выкл	1	2	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0 Владимирова-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,48014	0
Тр-р	28	25	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11136	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-2,16E-14	4,48E-14	0	0	1,29E-13	0
Тр-р	29	35	0	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40482	-13,924	0	0	165,057	0
Тр-р	35	34	0	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0 Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0 Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0 Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	41,63016	-20,7141	0	600	121,4707	20,24512
ЛЭП	52	11	0	0 Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	6,75	28,04	-77,8	0	0	0	0	-74,8209	47,44839	0	600	221,9776	36,99627
ЛЭП	38	39	0	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	71,66732	23,88911
Тр-р	52	53	0	0 Ивановская ВЭС - ВЭС 1	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,37671	-52,5278	0	0	244,7811	0
Тр-р	52	54	0	0 Ивановская ВЭС - ВЭС 2	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,37671	-52,5278	0	0	244,7811	0
Тр-р	52	55	0	0 Ивановская ВЭС - ВЭС 3	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,37671	-52,5278	0	0	244,7811	0
ЛЭП	11	52	0	0 Благовещенская-220 - Ивановская ВЭС	5,88	25,74	-158,4	0	0	0	0	81,28964	-48,7103	0	690	245,0214	35,51034
ЛЭП	52	38	0	0 Ивановская ВЭС - Завитая-220	14,7	64,35	-390	0	0	0	0	-42,9269	31,55829	0	690	133,4882	19,34612
ЛЭП	52	51	0														

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

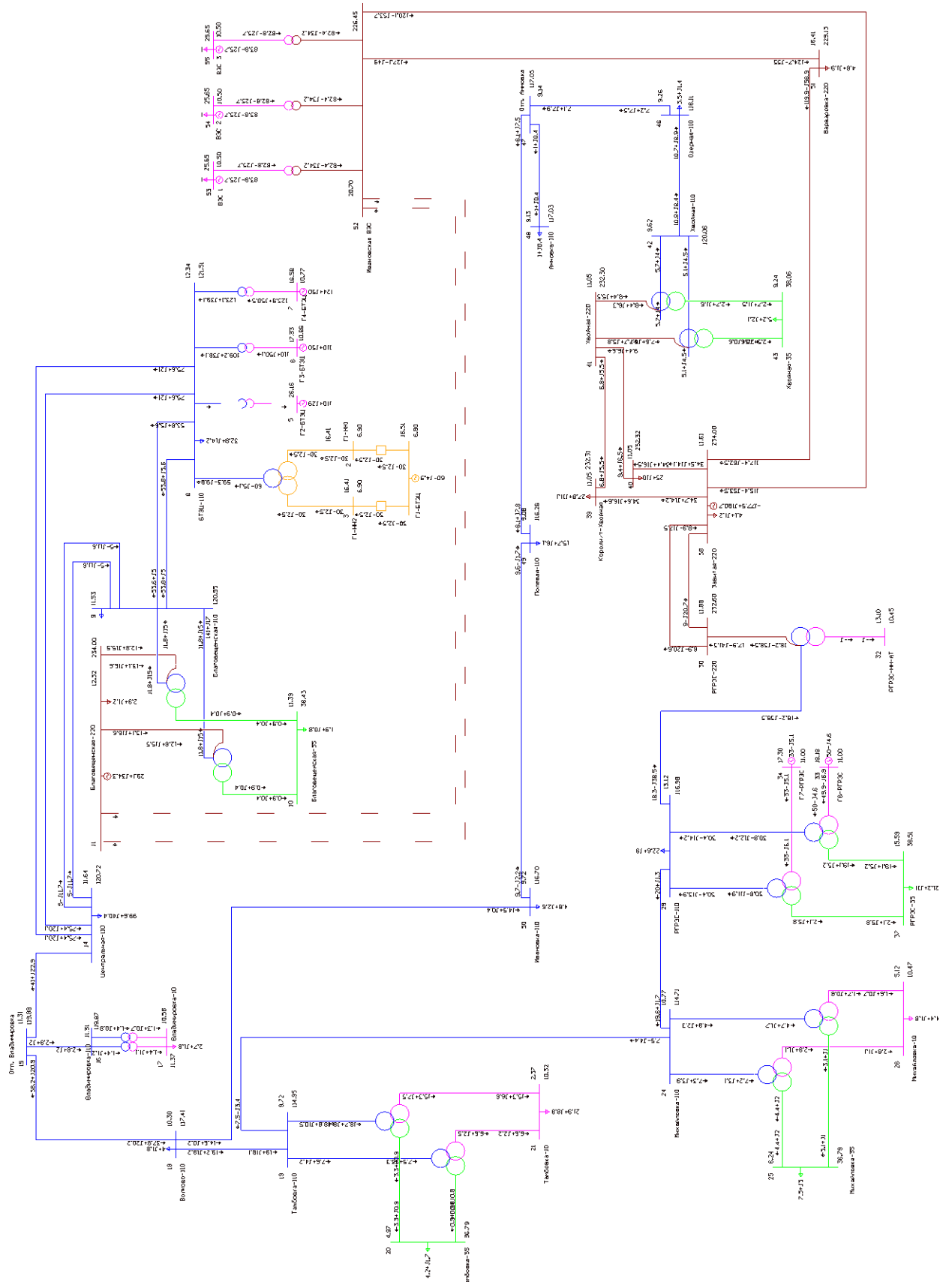
Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,51314
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	26,16302	
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,85782	3,407793	17,32603
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,76604	2,533732	16,57816
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	29,13059	34,33713	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628
Нагр	16	Владимирова-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589
Нагр	17	Владимирова-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	11	4,761905	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	11	4,761905	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	-177,46	180,7081	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	229,1252	-0,38034	16,41056
Нагр	52	Ивановская ВЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,4528	2,933096	20,70096
Ген	53	ВЭС 1	10,5	0	1	1	0	83,75	-25,6891	10,5	-67	67	0	10,5	0	25,64678
Ген	54	ВЭС 2	10,5	0	1	1	0	83,75	-25,6891	10,5	-67	67	0	10,5	0	25,64678
Ген	55	ВЭС 3	10,5	0	1	1	0	83,75	-25,6891	10,5	-67	67	0	10,5	0	25,64678

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

Тип	N_нач	N_кон	N_p	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	I max	I загр.
Выкл	1	2	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0	Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0	Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0	Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,48014	0
Тр-р	28	25	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11136	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-2,16E-14	4,48E-14	0	0	1,29E-13	0
Тр-р	29	35	0	0	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40482	-13,924	0	0	165,0577	0
Тр-р	35	34	0	0	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0	Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0	Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0	Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	117,4155	-62,5095	0	600	334,4799	55,74665
ЛЭП	52	11	0	0	Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	6,75	28,04	-77,8	0	0	0	0	0	0	0	600	0	0
ЛЭП	38	39	0	0	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0	Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0	Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0	Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0	Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0	Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	71,66732	23,88911
Тр-р	52	53	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 1	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,41463	-34,2171	0	0	227,5094	0
Тр-р	52	54	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 2	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,41463	-34,2171	0	0	227,5094	0
Тр-р	52	55	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 3	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,41463	-34,2171	0	0	227,5094	

Продолжение приложение Г. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1



Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
False	False	зак	1	Г1-БТЭЦ		6,3
False	False	зак	2	Г1-НН1		6,3
False	False	зак	3	Г1-НН2		6,3
False	False	у	4	Г1-Н		110
True	False	зак	5	Г2-БТЭЦ		10,5
False	False	зак	6	Г3-БТЭЦ		10,5
False	False	зак	7	Г4-БТЭЦ		10,5
False	False	у	8	БТЭЦ-110		115
False	False	у	9	Благовещенская-110		115
False	False	зак	10	Благовещенская-35		38
False	False	зак	11	Благовещенская-220		230
False	False	у	12	Благовещенская-Н1		230
False	False	у	13	Благовещенская-Н2		230
False	False	у	14	Центральная-110		115
False	False	у	15	Отп. Владимировка		115
False	False	у	16	Владимировка-110		115
False	False	зак	17	Владимировка-10		10,5
False	False	у	18	Волково-110		115
False	False	у	19	Тамбовка-110		115
False	False	зак	20	Тамбовка-35		38
False	False	зак	21	Тамбовка-10		10,5
False	False	у	22	Тамбовка-Н1		115
False	False	у	23	Тамбовка-Н2		115
False	False	у	24	Михайловка-110		115
False	False	зак	25	Михайловка-35		38
False	False	зак	26	Михайловка-10		10,5
False	False	у	27	Михайловка-Н1		115
False	False	у	28	Михайловка-Н2		115
False	False	у	29	РГРЭС-110		115
False	False	у	30	РГРЭС-220		230
False	False	у	31	РГРЭС-Н-АТ		230
False	False	зак	32	РГРЭС-НН-АТ		10,5
False	False	зак	33	Г6-РГРЭС		10,5
False	False	зак	34	Г7-РГРЭС		10,5
False	False	у	35	Н1-РГРЭС		115
False	False	у	36	Н2-РГРЭС		115
False	False	зак	37	РГРЭС-35		38
False	False	зак	38	Завитая-220		230
False	False	у	39	Короли/т-Хвойная		230
False	False	у	40	Белогорск/т-Хвойная		230
False	False	у	41	Хвойная-220		230
False	False	у	42	Хвойная-110		115
False	False	зак	43	Хвойная-35		38
False	False	у	44	Хвойная-Н1		230
False	False	у	45	Хвойная-Н2		230
False	False	у	46	Озерная-110		115
False	False	у	47	Отп. Анновка		115
False	False	у	48	Анновка-110		115
False	False	у	49	Полевая-110		115
False	False	у	50	Ивановка-110		115
False	False	у	51	Варваровка-220		230
False	False	у	52	Ивановская ВЭС		220
False	False	зак	53	ВЭС 1		10,5
False	False	зак	54	ВЭС 2		10,5
False	False	зак	55	ВЭС 3		10,5

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_анц	N_анц	Kт/r	r0	x0	g0	b0
0	Выкл	False	Выкл	1	2	2	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	Выкл	False	Выкл	1	3	3	0 Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	4	2	2	0 Г1-Н - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0	0	0,057	0,3	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	4	3	3	0 Г1-Н - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0	0	0,057	0,3	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	4	8	8	0 Г1-Н - БТЭЦ-110	1,2	17,4	23,44	36,29	0	0	1	1,2	17,4	23,44	36,29
1	Тр-р	False	Тр-р	8	5	5	0 БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	27,32	46,95	0	0	0,086	0,37	12,3	27,32	46,95
0	Тр-р	False	Тр-р	8	6	6	0 БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	27,3	47	0	0	0,086	0,37	12,3	27,3	47
0	Тр-р	False	Тр-р	8	7	7	0 БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	34,15	54,64	0	0	0,086	0,3	9,2	34,15	54,64
0	Тр-р	False	Тр-р	11	12	12	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	5,76	11,81	0	0	1	0,55	59,2	5,76	11,81
0	Тр-р	False	Тр-р	11	13	13	0 Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	5,8	11,8	0	0	1	0,55	59,2	5,8	11,8
0	Тр-р	False	Тр-р	12	9	9	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0	0	0,526	0,48	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	13	9	9	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0	0	0,526	0,48	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	12	10	10	0 Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0	0	0,1673	3,2	131	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	13	10	10	0 Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0	0	0,1673	3,2	131	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	16	17	17	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	4,53	5,29	0	0	0,0956	7,95	139	4,53	5,29
0	Тр-р	False	Тр-р	16	17	17	0 Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	4,5	5,3	0	0	0,096	7,95	139	4,5	5,3
0	Тр-р	False	Тр-р	19	22	22	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	5,74	8,317	0	0	1	5	142,2	5,74	8,317
0	Тр-р	False	Тр-р	19	23	23	0 Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	10,58	13,23	0	0	1	1,5	56,9	10,58	13,23
0	Тр-р	False	Тр-р	22	20	20	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0	0	0,3347	5	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	23	20	20	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0	0	0,3347	1,5	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	22	21	21	0 Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0	0	0,0956	5	82,7	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	23	21	21	0 Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0	0	0,096	1,5	35,7	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	24	27	27	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	5,7	8,3	0	0	1	5	142,2	5,7	8,3
0	Тр-р	False	Тр-р	24	28	28	0 Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,327	3,811	0	0	1	14,7	220,4	3,327	3,811
0	Тр-р	False	Тр-р	27	25	25	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0	0	0,335	5	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	28	25	25	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0	0	0,335	14,7	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	27	26	26	0 Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0	0	0,096	5	82,7	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	28	26	26	0 Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0	0	0,096	14,7	139	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	30	31	31	0 РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	5,8	11,8	0	0	1	0,55	59,2	5,8	11,8
0	Тр-р	False	Тр-р	31	29	29	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0	0	0,526	0,48	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	31	32	32	0 РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0	0	0,047	3,2	131	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	29	35	35	0 РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	29,49	36,29	0	0	1	0,4	18,6	29,49	36,29
0	Тр-р	False	Тр-р	35	34	34	0 Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0	0	0,096	0,4	11,9	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	35	37	37	0 Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0	0	0,3347	0,4	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	29	36	36	0 РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	29,5	36,3	0	0	1	0,4	18,6	29,5	36,3
0	Тр-р	False	Тр-р	36	33	33	0 Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0	0	0,096	0,4	11,9	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	36	37	37	0 Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0	0	0,335	0,4	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	41	44	44	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	1,03	8,6	0	0	1	1,8	160	1,03	8,6
0	Тр-р	False	Тр-р	41	45	45	0 Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	1,05	8,7	0	0	1	1,9	175	1,05	8,7
0	Тр-р	False	Тр-р	44	42	42	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0	0	0,526	1,8	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	45	42	42	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0	0	0,526	1,9	0	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	44	43	43	0 Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0	0	0,1674	3,6	130	0	0
0	Тр-р	False	Тр-р	45	43	43	0 Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0	0	0,167	3,8	135	0	0
0	ЛЭП	False	ЛЭП	8	9	9	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	0	-12,1	0	0	0	2,6961	11,79	0	-21,054
0	ЛЭП	False	ЛЭП	8	9	9	0 БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	0	-12,1	0	0	0	2,6961	11,79	0	-21,054
0	ЛЭП	False	ЛЭП	9	14	14	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	0	-9,198	0	0	0	3,2514	8,289	0	-16,0045
0	ЛЭП	False	ЛЭП	9	14	14	0 Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	0	-9,2	0	0	0	3,2514	8,289	0	-16,0008
0	ЛЭП	False	ЛЭП	8	14	14	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	0	-7,78	0	0	0	1,7346	7,5933	0	-13,5372
0	ЛЭП	False	ЛЭП	8	14	14	0 БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	0	-7,78	0	0	0	1,7346	7,5933	0	-13,5372
0	ЛЭП	False	ЛЭП	14	15	15	0 Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	0	-8,69	0	0	0	3,0714	7,8306	0	-15,1206
0	ЛЭП	False	ЛЭП	15	16	16	0 Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	0	-0,196	0	0	0	0,12	0,189	0	-0,34104
0	ЛЭП	False	ЛЭП	15	18	18	0 Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	0	-27,54	0	0	0	9,7347	24,8172	0	-47,9196
0	ЛЭП	False	ЛЭП	18	19	19	0 Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	0	-37,26	0	0	0	12,9	33,57	0	-64,8324
0	ЛЭП	False	ЛЭП	19	24	24	0 Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	0	-88,48	0	0	0	30,69	79,728	0	-153,955
0	ЛЭП	False	ЛЭП	24	29	29	0 Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	0	-95,425	0	0	0	33,09	85,98	0	-166,04
0	ЛЭП	False	ЛЭП	30	38	38	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	0	-58,74	0	0	0	12,816	57,27	0	-102,208
0	ЛЭП	False	ЛЭП	30	38	38	0 РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	0	-59,004	0	0	0	12,87	57,528	0	-102,667
0	ЛЭП	False	ЛЭП	38	51	51	0 Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	0	-104,544	0	0	0	22,8	101,928	0	-181,907
0	ЛЭП	False	ЛЭП	52	11	11	0 Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	6,75	28,04	0	-77,8	0	0	0	20,25	84,12	0	-135,372
0	ЛЭП	False	ЛЭП	38	39	39	0 Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	0	-52,404	0	0	0	11,433	51,09	0	-91,183
0	ЛЭП	False	ЛЭП	39	41	41	0 Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	0	-0,2	0	0	0	0,0444	0,19947	0	-0,348
0	ЛЭП	False	ЛЭП	38	40	40	0 Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	0	-52,4	0	0	0	11,43	51,09	0	-91,176
0	ЛЭП	False	ЛЭП	40	41	41	0 Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	0	-1,148	0	0	0	0,2505	1,119	0	-1,99752
0	ЛЭП	False	ЛЭП	42	46	46	0 Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	0	-48,81	0	0	0	26,862	47,01	0	-84,9294
0	ЛЭП	False	ЛЭП	46	47	47	0 Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	0	-33,62	0	0	0	18,504	32,37	0	-58,4988
0	ЛЭП	False	ЛЭП	47	48	48	0 Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	0	-0,89	0	0	0	0,489	0,858	0	-1,5486
0	ЛЭП	False	ЛЭП	47	49	49	0 Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	0	-25,07	0	0	0	13,797	24,1458	0	-43,6218
0	ЛЭП	False	ЛЭП	49	50	50	0 Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	0	-43,89	0	0	0	24,156	42,273	0	-76,3686
0	ЛЭП	False	ЛЭП	50	18	18	0 Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	0	-30,19	0	0	0	16,59	29,076	0	-52,5306
0	Тр-р	False	Тр-р	52	53	53	0 Ивановская ВЭС - ВЭС 1	1,4	51,5	2,31	10,7	0	0	0,0477	1,4	51,5	2,31	10,7
0	Тр-р	False	Тр-р	52	54	54	0 Ивановская ВЭС - ВЭС 2	1,4	51,5	2,31	10,7	0	0	0,0477	1,4	51,5	2,31	10,7
0	Тр-р	False	Тр-р	52	55	55	0 Ивановская ВЭС - ВЭС 3	1,4	51,5	2,31	10,7	0	0	0,0477	1,4	51,5	2,31	10,7
0	ЛЭП	False	ЛЭП	11	52	52	0 Благовещенская-220 - Ивановская ВЭС	5,88	25,74	0	-158,4	0	0	0	17,64	77,22	0	-275,616
0	ЛЭП	False	ЛЭП	52	38	38	0 Ивановская ВЭС - Завитая-220	14,7	64,35	0	-390	0	0	0	44,1	193,05	0	-678,6
0	ЛЭП	False	ЛЭП	52	51	51	0 Ивановская ВЭС - Варваровка-220	6,75	28,04	0	-77,8	0	0	0	20,25	84,12	0	-135,372

Продолжение приложение Г.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 1

№	№ сост	Тип	П 1	l 1	dl 1	l 2	dl 2	l 0	dl 0
1	1	3φ	52	9,445374	-85,0841	5,24E-16	0	-2,62E-16	0
1	1	2φ	52	4,722687	-85,0841	-4,72269	-85,0841	0	0
1	1	1φ1φ	52	6,58259	-84,9122	-2,86288	-85,4794	-3,71996	-84,4757
1	1	1 φ	52	3,410478	-84,8052	3,410478	-84,8052	3,410478	-84,8052
1	1	3φ	53	70,85694	-88,5489	3,93E-15	0	-1,97E-15	0
1	1	2φ	53	35,42847	-88,5489	-35,4285	-88,5489	-3,20E-15	0
1	1	1φ1φ	53	70,85694	-88,5489	7,26E-06	0	-70,857	-88,5489
1	1	1 φ	53	35,42847	-88,5489	35,42847	-88,5489	35,42847	-88,5489

Приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,51314
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,85782	3,407793	17,32603
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,76604	2,533732	16,57816
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	-173,569	161,0688	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628
Нагр	16	Владимирова-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589
Нагр	17	Владимирова-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	11	4,761905	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	11	4,761905	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	18,53738	82,8232	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	232,2312	0,97009	13,09942
Нагр	52	Ивановская ВЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	230,7598	4,890809	14,52031
Ген	53	ВЭС 1	10,5	0	1	1	0	83,75	-44,1232	10,5	-67	67	0	10,5	0	19,40281
Ген	54	ВЭС 2	10,5	0	1	1	0	83,75	-44,1232	10,5	-67	67	0	10,5	0	19,40281
Ген	55	ВЭС 3	10,5	0	1	1	0	83,75	-44,1232	10,5	-67	67	0	10,5	0	19,40281

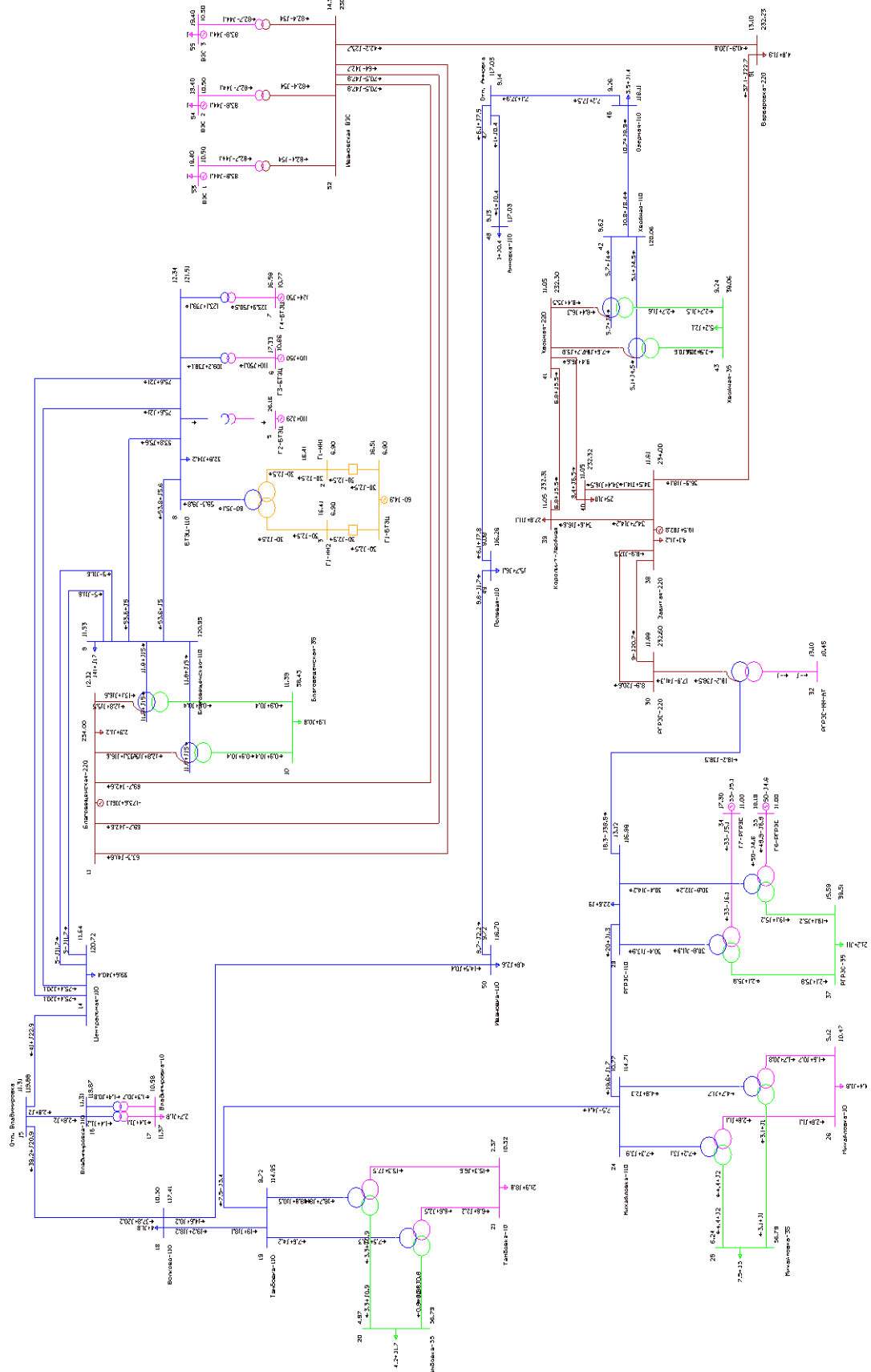
Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Idоп_расч	l max	l загр.
Выкл	1	2	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0	Г1-Н1 - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0	Г1-Н1 - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0	Г1-Н1 - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимировка-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,48014	0
Тр-р	28	25	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11136	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-2,16E-14	4,48E-14	0	0	1,29E-13	0
Тр-р	29	35	0	0	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40482	-13,924	0	0	165,0557	0
Тр-р	35	34	0	0	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0	Центральная-110 - Отп. Владимировка	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0	Отп. Владимировка - Владимировка-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0	Отп. Владимировка - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	36,85886	-18,1045	0	600	108,1087	18,01811
ЛЭП	52	11	0	0	Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	6,75	28,04	-77,8	0	0	0	0	-64,0317	42,73611	0	600	192,6087	32,10145
ЛЭП	38	39	0	0	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0	Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0	Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0	Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0	Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0	Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	71,66732	23,88911
Тр-р	52	53	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 1	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,3729	-54,04	0	0	246,4851	0
Тр-р	52	54	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 2	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,3729	-54,04	0	0	246,4851	0
Тр-р	52	55	0	0	Иван													

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2



Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
Ген	1	Г1-БТЭЦ	6,3	0	1	0	0	60	-4,94835	6,9	-20	20	0	6,9	9,52381	16,51314
Нагр	2	Г1-НН1	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	3	Г1-НН2	6,3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,901004	9,539754	16,41308
Нагр	4	Г1-Н	110	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,9959	9,996288	16,41011
Ген	5	Г2-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	28,96325	11	-50	50	0	0	0	26,16302
Ген+	6	Г3-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	110	50	11	-50	50	0	10,85782	3,407793	17,32603
Ген+	7	Г4-БТЭЦ	10,5	0	1	0	0	124	50	11	-50	50	0	10,76604	2,533732	16,57816
Нагр	8	БТЭЦ-110	115	0	1	32,8	14,2	0	0	0	0	0	0	121,5146	5,664856	12,33793
Нагр	9	Благовещенская-110	115	0	1	141	17	0	0	0	0	0	0	120,9454	5,16992	11,53378
Нагр	10	Благовещенская-35	38	0	1	1,9	0,76	0	0	0	0	0	0	38,43357	1,140962	11,39233
База	11	Благовещенская-220	230	0	1	2,9	1,16	-127,642	129,5078	234	0	0	0	234	1,73913	12,32341
Нагр	12	Благовещенская-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	13	Благовещенская-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229,959	-0,01784	11,52595
Нагр	14	Центральная-110	115	0	1	99,6	40,4	0	0	0	0	0	0	120,7245	4,977844	11,63771
Нагр	15	Отп. Владимирова	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8758	4,239851	11,30628
Нагр	16	Владимирова-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	119,8738	4,238113	11,30589
Нагр	17	Владимирова-10	10,5	0	1	2,7	1,8	0	0	0	0	0	0	11,37329	8,317051	10,57937
Нагр	18	Волково-110	115	0	1	4	1,8	0	0	0	0	0	0	117,4075	2,093441	10,29854
Нагр	19	Тамбовка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,9524	-0,04141	9,72368
Нагр	20	Тамбовка-35	38	0	1	4,23	1,69	0	0	0	0	0	0	36,79274	-3,177	4,970726
Нагр	21	Тамбовка-10	10,5	0	1	21,88	8,76	0	0	0	0	0	0	10,31534	-1,75864	2,367308
Нагр	22	Тамбовка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9679	-4,37571	4,952041
Нагр	23	Тамбовка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	109,9731	-4,37121	4,964319
Нагр	24	Михайловка-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	114,7108	-0,25148	10,76729
Нагр	25	Михайловка-35	38	0	1	7,47	2,988	0	0	0	0	0	0	36,7854	-3,19633	6,236543
Нагр	26	Михайловка-10	10,5	0	1	4,41	1,764	0	0	0	0	0	0	10,47035	-0,2824	5,124254
Нагр	27	Михайловка-Н1	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,0084	-4,34054	6,189339
Нагр	28	Михайловка-Н2	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	110,2157	-4,16024	6,167131
Нагр	29	РГРЭС-110	115	0	1	22,59	9,036	0	0	0	0	0	0	116,9753	1,717624	13,11811
Нагр	30	РГРЭС-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,5957	1,128583	11,87699
Нагр	31	РГРЭС-Н-АТ	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	222,3471	-3,32737	13,09672
Нагр	32	РГРЭС-НН-АТ	10,5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,45031	-0,47322	13,09672
Ген	33	Г6-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	50	-4,63167	11	-20	20	0	11	4,761905	18,17811
Ген	34	Г7-РГРЭС	10,5	0	1	0	0	33	-5,12376	11	-10	10	0	11	4,761905	17,29723
Нагр	35	Н1-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0518	0,045087	15,58132
Нагр	36	Н2-РГРЭС	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,0078	0,006807	15,5822
Нагр	37	РГРЭС-35	38	0	1	21,2	11	0	0	0	0	0	0	38,50538	1,329954	15,59129
База	38	Завитая-220	230	0	1	4,1	1,2	-23,75	107,2231	234	0	0	0	234	1,73913	11,61086
Нагр	39	Короли/т-Хвойная	230	0	1	27,8	11,12	0	0	0	0	0	0	232,3065	1,002813	11,05173
Нагр	40	Белогорск/т-Хвойная	230	0	1	25	10	0	0	0	0	0	0	232,3183	1,007973	11,05447
Нагр	41	Хвойная-220	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	232,3045	1,00194	11,05134
Нагр	42	Хвойная-110	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	120,0607	4,400594	9,624587
Нагр	43	Хвойная-35	38	0	1	5,2	2,1	0	0	0	0	0	0	38,06181	0,162659	9,240603
Нагр	44	Хвойная-Н1	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2972	-0,74037	9,616757
Нагр	45	Хвойная-Н2	230	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	228,2948	-0,74139	9,615244
Нагр	46	Озерная-110	115	0	1	3,52	1,408	0	0	0	0	0	0	118,1108	2,705086	9,258125
Нагр	47	Отп. Анновка	115	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,0299	1,765123	9,135456
Нагр	48	Анновка-110	115	0	1	1,01	0,4	0	0	0	0	0	0	117,0275	1,763062	9,134516
Нагр	49	Полевая-110	115	0	1	15,7	6,1	0	0	0	0	0	0	116,2627	1,097973	9,076929
Нагр	50	Ивановка-110	115	0	1	4,8	2,6	0	0	0	0	0	0	116,6969	1,475594	9,716772
Нагр	51	Варваровка-220	230	0	1	4,78	1,91	0	0	0	0	0	0	230,3486	0,151587	14,83747
Нагр	52	Ивановская ВЭС	220	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,8881	3,585508	17,76042
Ген	53	ВЭС 1	10,5	0	1	1	0	83,75	-31,8324	10,5	-67	67	0	10,5	0	22,68487
Ген	54	ВЭС 2	10,5	0	1	1	0	83,75	-31,8324	10,5	-67	67	0	10,5	0	22,68487
Ген	55	ВЭС 3	10,5	0	1	1	0	83,75	-31,8324	10,5	-67	67	0	10,5	0	22,68487

Продолжение приложение Д.

Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	G	Kт/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	Na	Идоп_расч	l max	l загр.
Выкл	1	2	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН1	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Выкл	1	3	0	0	Г1-БТЭЦ - Г1-НН2	0	0	0	0	0	0	0	-30	2,474176	0	0	2518,741	0
Тр-р	4	2	0	0	Г1-Н1 - Г1-НН1	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	3	0	0	Г1-Н1 - Г1-НН2	0,3	0	0	0	0,057	0	0	29,98162	-2,52789	0	0	143,5694	0
Тр-р	4	8	0	0	Г1-Н1 - БТЭЦ-110	1,2	17,4	36,29	23,44	1	0	0	-59,9631	5,053869	0	0	287,1374	0
Тр-р	8	5	0	0	БТЭЦ-110 - Г2-БТЭЦ	0,37	12,3	46,95	27,32	0,086	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	8	6	0	0	БТЭЦ-110 - Г3-БТЭЦ	0,37	12,3	47	27,3	0,086	0	0	109,2143	38,10366	0	0	549,5832	0
Тр-р	8	7	0	0	БТЭЦ-110 - Г4-БТЭЦ	0,3	9,2	54,64	34,15	0,086	0	0	123,0538	39,13774	0	0	613,5228	0
Тр-р	11	12	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н1	0,55	59,2	11,81	5,76	1	0	0	-13,1142	-16,5888	0	0	52,17478	0
Тр-р	11	13	0	0	Благовещенская-220 - Благовещенская-Н2	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	-13,1164	-16,5883	0	0	52,17708	0
Тр-р	12	9	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	13	9	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	-11,8449	-15,0404	0	0	48,06569	0
Тр-р	12	10	0	0	Благовещенская-Н1 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	13	10	0	0	Благовещенская-Н2 - Благовещенская-35	3,2	131	0	0	0,1673	0	0	-0,94985	-0,38257	0	0	2,570934	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,29	4,53	0,0956	0	0	-1,40681	-0,78917	0	0	7,768927	0
Тр-р	16	17	0	0	Владимировка-110 - Владимирова-10	7,95	139	5,3	4,5	0,096	0	0	-1,42535	-1,21569	0	0	9,022726	0
Тр-р	19	22	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н1	5	142,2	8,317	5,74	1	0	0	-7,61385	-4,18231	0	0	43,63017	0
Тр-р	19	23	0	0	Тамбовка-110 - Тамбовка-Н2	1,5	56,9	13,23	10,58	1	0	0	-18,8461	-10,5071	0	0	108,372	0
Тр-р	22	20	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-35	5	0	0	0	0,3347	0	0	-0,88896	-0,78845	0	0	6,238449	0
Тр-р	23	20	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-35	1,5	0	0	0	0,3347	0	0	-3,34286	-0,90126	0	0	18,17642	0
Тр-р	22	21	0	0	Тамбовка-Н1 - Тамбовка-10	5	82,7	0	0	0,0956	0	0	-6,6212	-2,494	0	0	37,14669	0
Тр-р	23	21	0	0	Тамбовка-Н2 - Тамбовка-10	1,5	35,7	0	0	0,096	0	0	-15,3116	-7,46444	0	0	89,42815	0
Тр-р	24	27	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н1	5	142,2	8,3	5,7	1	0	0	-7,29241	-3,93193	0	0	41,6986	0
Тр-р	24	28	0	0	Михайловка-110 - Михайловка-Н2	14,7	220,4	3,811	3,327	1	0	0	-4,79168	-2,2578	0	0	26,66012	0
Тр-р	27	25	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-35	5	0	0	0	0,335	0	0	-4,42822	-1,99043	0	0	25,48014	0
Тр-р	28	25	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-35	14,7	0	0	0	0,335	0	0	-3,06394	-0,99739	0	0	16,87903	0
Тр-р	27	26	0	0	Михайловка-Н1 - Михайловка-10	5	82,7	0	0	0,096	0	0	-2,76398	-1,11336	0	0	15,63472	0
Тр-р	28	26	0	0	Михайловка-Н2 - Михайловка-10	14,7	139	0	0	0,096	0	0	-1,65342	-0,751	0	0	9,51282	0
Тр-р	30	31	0	0	РГРЭС-220 - РГРЭС-Н-АТ	0,55	59,2	11,8	5,8	1	0	0	17,90467	-41,2725	0	0	111,6715	0
Тр-р	31	29	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-110	0,48	0	0	0	0,526	0	0	18,23857	-38,4637	0	0	110,5348	0
Тр-р	31	32	0	0	РГРЭС-Н-АТ - РГРЭС-НН-АТ	3,2	131	0	0	0,047	0	0	-2,16E-14	4,48E-14	0	0	1,29E-13	0
Тр-р	29	35	0	0	РГРЭС-110 - Н1-РГРЭС	0,4	18,6	36,29	29,49	1	0	0	30,40482	-13,924	0	0	165,0557	0
Тр-р	35	34	0	0	Н1-РГРЭС - Г7-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	32,96602	-6,13458	0	0	168,2692	0
Тр-р	35	37	0	0	Н1-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,3347	0	0	-2,12464	-5,75758	0	0	30,79697	0
Тр-р	29	36	0	0	РГРЭС-110 - Н2-РГРЭС	0,4	18,6	36,3	29,5	1	0	0	30,39793	-14,2011	0	0	165,599	0
Тр-р	36	33	0	0	Н2-РГРЭС - Г6-РГРЭС	0,4	11,9	0	0	0,096	0	0	49,92318	-6,91703	0	0	253,0132	0
Тр-р	36	37	0	0	Н2-РГРЭС - РГРЭС-35	0,4	0	0	0	0,335	0	0	-19,0883	-5,24242	0	0	99,3735	0
Тр-р	41	44	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н1	1,8	160	8,6	1,03	1	0	0	-8,41957	-6,29212	0	0	26,12304	0
Тр-р	41	45	0	0	Хвойная-220 - Хвойная-Н2	1,9	175	8,7	1,05	1	0	0	-7,70964	-5,80424	0	0	23,98397	0
Тр-р	44	42	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-110	1,8	0	0	0	0,526	0	0	-5,69591	-3,95648	0	0	17,53875	0
Тр-р	45	42	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-110	1,9	0	0	0	0,526	0	0	-5,1135	-4,4724	0	0	17,18029	0
Тр-р	44	43	0	0	Хвойная-Н1 - Хвойная-35	3,6	130	0	0	0,1674	0	0	-2,66465	-1,56226	0	0	7,811526	0
Тр-р	45	43	0	0	Хвойная-Н2 - Хвойная-35	3,8	135	0	0	0,167	0	0	-2,53644	-0,57906	0	0	6,579612	0
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	8	9	0	0	БТЭЦ-110 - Благовещенская-110	0,8987	3,93	-12,1	0	0	0	0	-53,7804	-5,57942	0	600	256,9804	42,83007
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,198	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82709	12,16542
ЛЭП	9	14	0	0	Благовещенская-110 - Центральная-110	1,0838	2,763	-9,2	0	0	0	0	5,017446	-11,5785	0	500	60,82716	12,16543
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	8	14	0	0	БТЭЦ-110 - Центральная-110	0,5782	2,5311	-7,78	0	0	0	0	-75,6463	-21,0247	0	600	373,1838	62,1973
ЛЭП	14	15	0	0	Центральная-110 - Отп. Владимирова	1,0238	2,6102	-8,69	0	0	0	0	-41,1698	-23,1343	0	500	226,1398	45,22795
ЛЭП	15	16	0	0	Отп. Владимирова - Владимирова-110	0,04	0,063	-0,196	0	0	0	0	-2,83244	-2,00217	0	300	16,71358	5,571193
ЛЭП	15	18	0	0	Отп. Владимирова - Волково-110	3,2449	8,2724	-27,54	0	0	0	0	-38,1818	-20,8575	0	500	210,4379	42,08759
ЛЭП	18	19	0	0	Волково-110 - Тамбовка-110	4,3	11,19	-37,26	0	0	0	0	-19,1891	-18,1891	0	500	131,7407	26,34814
ЛЭП	19	24	0	0	Тамбовка-110 - Михайловка-110	10,23	26,576	-88,48	0	0	0	0	7,49283	-3,42694	0	500	44,09972	8,819944
ЛЭП	24	29	0	0	Михайловка-110 - РГРЭС-110	11,03	28,66	-95,425	0	0	0	0	19,63284	1,741463	0	500	99,20188	19,84038
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,272	19,09	-58,74	0	0	0	0	-8,97168	20,6756	0	600	55,94447	9,324079
ЛЭП	30	38	0	0	РГРЭС-220 - Завитая-220	4,29	19,176	-59,004	0	0	0	0	-8,93274	20,59685	0	600	55,72669	9,287781
ЛЭП	38	51	0	0	Завитая-220 - Варваровка-220	7,6	33,976	-104,544	0	0	0	0	79,14628	-42,5044	0	600	228,2806	38,04676
ЛЭП	52	11	0	0	Ивановская ВЭС - Благовещенская-220	6,75	28,04	-77,8	0	0	0	0	-160,97	81,88672	0	600	457,5492	76,2582
ЛЭП	38	39	0	0	Завитая-220 - Короли/т-Хвойная	3,811	17,03	-52,404	0	0	0	0	-34,655	-14,232	0	600	95,30678	15,88446
ЛЭП	39	41	0	0	Короли/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0148	0,06649	-0,2	0	0	0	0	-6,75435	-5,51087	0	600	21,68198	3,613663
ЛЭП	38	40	0	0	Завитая-220 - Белогорск/т-Хвойная	3,81	17,03	-52,4	0	0	0	0	-34,4755	-14,1097	0	600	94,77619	15,79603
ЛЭП	40	41	0	0	Белогорск/т-Хвойная - Хвойная-220	0,0835	0,373	-1,148	0	0	0	0	-9,37601	-6,51359	0	600	28,46005	4,743342
ЛЭП	42	46	0	0	Хвойная-110 - Озерная-110	8,954	15,67	-48,81	0	0	0	0	-10,8065	-8,43102	0	300	68,01887	22,67296
ЛЭП	46	47	0	0	Озерная-110 - Отп. Анновка	6,168	10,79	-33,62	0	0	0	0	-7,1665	-7,50429	0	300	52,39528	17,46509
ЛЭП	47	48	0	0	Отп. Анновка - Анновка-110	0,163	0,286	-0,89	0	0	0	0	-1,00996	-0,38784	0	300	5,359118	1,786373
ЛЭП	47	49	0	0	Отп. Анновка - Полевая-110	4,599	8,0486	-25,07	0	0	0	0	-6,10759	-7,49502	0	300	49,01757	16,33919
ЛЭП	49	50	0	0	Полевая-110 - Ивановка-110	8,052	14,091	-43,89	0	0	0	0	9,623142	-1,6793	0	300	49,08733	16,36244
ЛЭП	50	18	0	0	Ивановка-110 - Волково-110	5,53	9,692	-30,19	0	0	0	0	14,47949	0,426169	0	300	71,66732	23,88911
Тр-р	52	53	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 1	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,40291	-40,7429	0	0	232,8905	0
Тр-р	52	54	0	0	Ивановская ВЭС - ВЭС 2	1,4	51,5	10,7	2,31	0,0477	0	0	82,40291	-40,7429	0	0	232,8905	0
Тр-р	52	55	0	0	Иванов													

Продолжение приложение Д. Расчёт в программе RastWin 3 варианта 2

