


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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 07 » 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)

Исполнитель


студент группы 642-ом

 06.06.18
подпись, дата

И.С. Бебновская

Руководитель


магистерской диссертации,
профессор, д.т.н.

 06.06.18
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

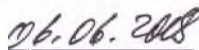
научного содержания программы магистратуры,
профессор, д. т. н.

 06.06.18
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

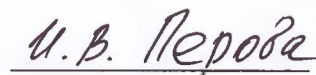
доцент, кандидат технических наук

 06.06.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

 09.06.18
подпись, дата




Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 21 » 03 _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Бобновской Ирины Сергеевны

1. Тема магистерской диссертации: Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)

(утверждено приказом от 29.10.2017 № 265/ч2)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации 04.06.2018

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика современного состояния энергетической сети г. Белогорск. Анализ схемно-технической ситуации. Подготовка схем к интеллектуализации. Осуществление выбора конфигурации сети. Оценка экономической целесообразности подготовки схем электроснабжения города к интеллектуализации.

5. Перечень материалов приложения:


Приложение А-К - Расчет режимов в ПСК RasterWin3
Приложение Л - Расчет надежности в ПСК MathCad 15

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата):


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 128 с., 26 рисунков, 31 таблицы, 8 приложений, 111 источников

ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ, SMART GRID, АКТИВНО-АДАПТИВНАЯ СЕТЬ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ, СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ, РЕЖИМНЫЙ АНАЛИЗ, РЕКОНФИГУРАЦИЯ

Цель магистерской диссертации – реализация интеллектуальной системы электроснабжения Smart Grid, отличающейся высокой надежностью электроснабжения, безотказностью работы энергосистемы, повышенной энергетической эффективностью, сохранением требуемых параметров качества электрической энергии, применительно к системе электроснабжения города Белогорск.

Основу методологии исследований составляют разработка и принятие схемных решений, направленных на подготовку системы электроснабжения к переходу на платформу Smart Grid – интеллектуальную электроэнергетическую систему с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), а также внедрение новейших технологий оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Анализ систем электроснабжения городов и тенденции их развития	10
1.1 Анализ существующих городских систем электроснабжения и предпосылки интеллектуализации	100
1.1.1 Основные положения Энергетической стратегии – 2030	100
1.1.2 Характеристика систем электроснабжения городов.	18
1.1.3. Схемные решения интеллектуальных систем электроснабжения городов	26
1.2 Анализ системы электроснабжения города Белогорск	31
1.2.1 Структурный анализ системы электроснабжения города Белогорск	31
1.2.1.1 Характеристика источников питания.	33
1.2.1.2 Структурный анализ электрических сетей 35 кВ.	36
1.2.2 Анализ режимной ситуации электроэнергетической системы 35 кВ города Белогорск.	38
2 Реконфигурация электрической сети города белогорск	40
2.1 Оптимизация трансформаторных мощностей подстанций предложенных вариантов конфигурации.	42
3 Расчёт и анализ установившихся режимов предложенных вариантов сети	48
3.1 Расчет режимов предложенных вариантов сети	50
3.1.1 Расчет режимов первого из предложенных вариантов конфигурации электрической сети	50
3.1.2 Расчет режимов второго из предложенных вариантов конфигурации электрической сети	61
3.2 Выбор варианта конфигурации сети	67
3.3 Создание поперечных связей выбранного варианта конфигурации сети	68

4 Расчет токов короткого замыкания	70
5 Выбор оборудования	72
5.1 Выбор конструктивного исполнения ПС Коммунальная 110/10 для предложенного варианта реконфигурации	72
5.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ для ММПС 110/10 Коммунальная	80
Таблица 22 – Сопоставление справочных и расчетных данных	85
5.3 Выбор и проверка выключателей 110 кВ для защиты линий 110 кВ	86
Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных	87
5.4 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ	88
5.5 Выбор трансформаторов тока 10 кВ для ММПС 110/10 Коммунальная	89
5.6 Выбор трансформаторов напряжения для реконструируемой сети 10 кВ.	94
5.7 Выбор мощности трансформатора собственных нужд	96
5.8 Выбор провода для предложенного варианта сети 110 кВ	97
5.9 Выбор опор для ВЛ 110 кВ	99
6 Оценка экономической целесообразности	102
6.1 Расчет капитальных вложений в реконструируемую сеть 110 кВ	102
6.1.1 Капиталовложения на сооружение ВЛ 110 кВ инновационной сети города	102
6.1.2 Капиталовложения на сооружение ММПС 110/10 реконструируемого участка сети	103
6.1.3 Капиталовложения на сооружение СЭС реконструируемого участка сети	104
6.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	104
6.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	104
6.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	106
6.2.3 Расчет прочих затрат	107

6.3 Расчет себестоимости электрической энергии	108
6.4 Расчет надежности реконструируемого участка сети 110 кВ	109
6.5 Оценка экономической эффективности проекта	113
Заключение	116
Библиографический список	117
Приложение А Расчет нормального режима существующей сети в ПВК RastrWin3	128
Приложение Б Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта сети 35 кВ	133
Приложение В Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта	136
Приложение Г Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта сети 110 кВ	142
Приложение Д Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта сети 110 кВ	145
Приложение Е Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными связями	151
Приложение Ж Расчет токов КЗ на шинах ВН и НН ПС Коммунальная 110/10 кВ в ПВК RastrWin3	178
Приложение З Расчет надежности в ПВК MathCad 15	179

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция сетевая

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

ЛЭП – линия электропередачи

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ММПС – мобильная модульная подстанция

ВВЕДЕНИЕ

В условиях современной стремительно развивающейся энергетики особенно важным становится уделение внимания именно интеллектуализации системы электроснабжения. Сегодня энергетика – это не только надежная бесперебойная работа энергетической системы, но и оптимизация процессов, автоматический сбор данных, и дистанционное поместное решение проблем, возникающих в условиях текущей эксплуатации. Все это реализует интенсивно развивающееся в последнее десятилетие во всем мире направление преобразования электроэнергетики, получившее название Smart Grid (умная сеть). В целом речь идет о создании так называемой Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), под которой понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии.

Темой магистерской диссертации является интеллектуализация системы электроснабжения города Белогорск. На сегодняшний день данная система имеет массу недостатков и слабых мест, так как была создана более шестидесяти лет назад и нуждается в серьезной модернизации. Требуется применение нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте электрической энергии, оптимизацию величины и размещения резервных мощностей.

Объектом исследования магистерской диссертации были выбраны питающие электрические сети 35 кВ г. Белогорск. Предметом исследования является интеллектуализация системы электроснабжения города.

Целью магистерской диссертации является реализация интеллектуальной системы электроснабжения Smart Grid, отличающейся высокой надежностью электроснабжения, безотказностью работы

энергосистемы, повышенной энергетической эффективностью, сохранением требуемых параметров качества электрической энергии, применительно к системе электроснабжения города Белогорск. При написании магистерской диссертации поставлены следующие задачи:

- Провести анализ схемно-режимной ситуации системы электроснабжения города;

- Разработать методические подходы к интеллектуализации городских систем электроснабжения;

- Разработать систему электроснабжения города Белогорск, обладающую высокими параметрами, соответствующую современным тенденциям;

- Обеспечить надежность, эффективность и экономичность функционирования системы.

Ожидаемым результатом от написания магистерской диссертации является разработка конкурентоспособного варианта интеллектуальной электроэнергетической системы.

Интеллектуализация будет осуществляться в несколько этапов, в которых определятся те объекты, которые будут использоваться в качестве пилотного проекта.

1 АНАЛИЗ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И ТЕНДЕНЦИИ ИХ РАЗВИТИЯ

1.1 Анализ существующих городских систем электроснабжения и предпосылки интеллектуализации

1.1.1 Основные положения Энергетической стратегии – 2030

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 г. [82] и Стратегией развития электросетевого комплекса РФ [75] намечено обновление отрасли на основе интеллектуализации с целью повышения ее энергетической, экономической и экологической эффективности.

Рассмотрим основные положения Энергетической стратегии-2030, направленные на развитие электрических сетей и распределенной генерации, на основе которых будет строиться концептуальная модель интеллектуальной системы городского электроснабжения.

За счет гибкости, высокой степени автоматизации распределенная генерация позволяет решать проблемы дефицита электроэнергии в пределах региона, сохраняя уровень надежности не меньший, чем при централизованной генерации, при меньшем суммарном резерве мощности. Кроме того, она обеспечивает более гибкое регулирование нагрузок в электрических сетях, компенсирует часть потерь в них электроэнергии. В Энергетической стратегии-2030 показана необходимость увеличения доли нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе. В перспективе ожидается рост доли распределенной генерации до 20% от общего объема производства электроэнергии. Одним из принципов перспективного развития электроэнергетики заявлено максимальное использование потенциала малой энергетики путем строительства газотурбинных установок (ГТУ) малой мощности (до 30 МВт) для комбинированного электроснабжения собственных районов нагрузки, перевода максимально возможного числа газовых котельных и РТС в режим ПГУ-ТЭЦ и ГТУТЭЦ. Кроме того, предполагается строительство малых ГЭС

и малых когенерационных электростанций на местных видах топлива, в первую очередь в изолированных энергорайонах. [1]

Применение малой энергетики полагает установку небольших генераторов в непосредственной близости к потребителям и продажу электроэнергии в систему активными потребителями. Однако структура распределительных сетей не предназначена для этого, кроме того, они имеют ограничение по пропускной способности. Следовательно, развитие распределенной генерации обуславливает необходимость не только технического переоснащения распределительного сетевого комплекса, но и в первую очередь изменения его топологии.

В качестве основных ориентиров развития сетевой инфраструктуры выбраны высокая управляемость и эффективность, что обеспечит повышение надежности электроснабжения потребителей с текущего уровня 0,9960 до 0,9990–0,9997.

В Энергетической стратегии-2030 делается выбор в пользу инновационного направления развития электроэнергетики России на основе ее интеллектуализации. Для этого имеются технологические предпосылки: разработано и освоено промышленное изготовление целого ряда технических средств, являющихся элементами концепции Smart Grid.

Для реализации задач, предусмотренных в [82], в Стратегии развития электросетевого комплекса РФ, утвержденной в 2013 г. (далее – Стратегии) [75], определены приоритеты на долгосрочный период:

- обеспечение надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение качества их обслуживания;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России;
- конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития промышленности;
- рост научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей;
- привлекательный для инвесторов «возврат на капитал».

В течение ближайших 10-15 лет России предстоит внедрять технологии «умных» электрических сетей, позволяющих повысить пропускную способность и стабильность электроснабжения, сократить потери и издержки на технический и коммерческий учет у потребителя.

В настоящее время целевые значения показателей надежности и качества электроснабжения потребителей учитывают среднее время прекращения подачи электрической энергии по всем точкам поставки в регионах. В то же время в соответствии с международными стандартами оценка надежности сетевых организаций осуществляется по эффективности их деятельности для конечных потребителей. Поэтому для распределительных сетевых организаций будет использован показатель среднего индекса частоты прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе и среднего индекса длительности прерываний электроснабжения конечных потребителей в электроэнергетической системе. Для оценки качества предоставляемых услуг будет использован интегральный показатель, отражающий качество не только услуг по передаче электрической энергии, но и обслуживания потребителей, в том числе при осуществлении технологического присоединения.

Для электросетевых организаций, регулирующих органов и потребителей указанные показатели будут основными при определении оптимального баланса между уровнем тарифа и уровнем надежности.

Одной из ключевых задач является повышение прозрачности информации, связанной с показателями качества энергоснабжения. Для этого планируется создать Центр сбора данных, расчета, оценки достоверности и предоставления информации, аудита выполнения показателей надежности и качества. Кроме того, будет усилена финансовая ответственность электросетевых организаций за качество и надежность энергоснабжения – установлены скидки на тарифы для конкретных потребителей при несоблюдении требований качества и надежности электроснабжения. В

долгосрочной перспективе это позволит потребителю выбирать соответствующий уровень надежности, исходя из приемлемой для него цены.

В настоящее время для электрических сетей характерен высокий физический и моральный износ. По техническому оснащению подстанций российские распределительные сети отстали от развитых стран мира на 25-30 лет. В большинстве территориальных сетевых организаций у 90% потребителей не обеспечен резерв по среднему напряжению. Отключения нерезервированных радиальных участков сетей высокого и среднего напряжения приводят к массовым перерывам в электроснабжении потребителей. Характерной особенностью наших электрических сетей является большее, чем в зарубежных странах, число отходящих от секции шин линий.

В среднесрочной перспективе уровень износа распределительных электрических сетей должен быть снижен до 50%, магистральных электрических сетей – до 45%. Для этого [64, 75] предусмотрено применение инновационных технологий при реконструкции, техническом перевооружении и строительстве электрических сетей, создание системы управления их техническим состоянием, внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно-измерительных систем. Планируется повысить пропускную способность электрических сетей и снизить потери в них электрической энергии. Всё это задачи, эффективное решение которых возможно на базе Smart Grid, но с учетом особенностей отечественной электроэнергетики.

Для сетевых организаций предусматривается стимулирование к повышению общей загрузки их элементов. Ключевым рычагом является вывод избыточных мощностей или перемещение трансформаторов с незагруженных площадок на новые, что планируется обеспечить путем реализации следующих мер [75]:

усовершенствованием правового механизма перераспределения свободной мощности;

созданием информационной площадки, на которой потребители смогут распространять информацию о наличии свободной мощности и выставлять заявки на нее;

постепенным введением системы оплаты сетевых мощностей, исходя из степени их загрузки;

созданием условий для активного управления пиковыми нагрузками там, где это экономически целесообразно;

использованием распределенной генерации, что в ряде случаев позволит обеспечить соблюдение стандартов надежности для географически отдаленного потребителя, технологическое присоединение новых потребителей, а также станет решением, более эффективным по сравнению со строительством протяженных линий электропередачи и прочей инфраструктуры;

созданием стимулов для развития распределенной генерации в случаях ее экономической целесообразности (если это не приводит к росту совокупной стоимости электрической энергии – стоимости технологического присоединения и оплаты электрической энергии) и проработкой нормативно-технической базы интеграции таких объектов в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть;

введением финансовой ответственности потребителей за величину заявленной мощности (или введением платы за резерв мощности);

разрешением и стимулированием физического высвобождения неиспользованной мощности, включая демонтаж незагруженных сетей и использование оборудования заново на более загруженных участках.

Кроме того, будет расширен набор показателей оценки качества обслуживания потребителей (увеличение доли потребителей, имеющих доступ к центру информации, снижение среднего количества минут ожидания ответа).

Как указано в [75], должна быть создана интеллектуальная энергетическая система с активно-адаптивной электрической сетью (ИЭС ААС) – энергосистема нового поколения, ориентированная на клиента и основанная на мультиагентном принципе управления ее функционированием и развитием на основе массового сбалансированного внедрения в электросетевой комплекс современных технологических средств и решений.

Основные новые качества такой системы определяются следующими аспектами:

обеспечение равного доступа любых производителей и потребителей электрической энергии к услугам инфраструктуры. Создание специальных интерфейсов для унифицированного и надежного подключения к сетям возобновляемых и нетрадиционных источников энергии на условиях параллельной работы в составе энергосистемы. Участие в управлении режимом работы ЭЭС генерации, управляемых элементов сетевой инфраструктуры, потребителей электроэнергии;

обеспечение «активности» потребителей электроэнергии за счет их оснащения интеллектуальными системами учета с возможностью ситуативного управления спросом. Обеспечение за счет применения этих систем рационального использования энергии в нормальных режимах и управления потреблением электроэнергии с целью поддержать требуемые параметры функционирования ЭЭС;

наличие достаточных объемов информации о текущем состоянии системы и ее элементов (включая векторные измерения), о внешней среде (освещенность, осадки, гололед, ветровые нагрузки и другие метеофакторы), а также современной системы управления, позволяющей в реальном времени обрабатывать указанную информацию;

обеспечение максимальной самодиагностики элементов системы, использование ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления;

наличие распределенных и иерархических централизованных систем режимного и противоаварийного управления, основанных на адаптивных алгоритмах реального времени;

применение быстродействующих программ и вычислительных ресурсов, обеспечивающих как выработку автоматических управляющих воздействий, так и предоставление рекомендаций (с помощью экспертных и других систем) диспетчерскому, оперативно-технологическому и ремонтному персоналу для реализации управляющих воздействий и проведения необходимых работ.

В ИЭС ААС основным технологическим ядром является активно-адаптивная электрическая сеть, наделяющая интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Активно-адаптивная сеть представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих [75]:

линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, защиты от разрядов и перенапряжений и др.);

устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе, мощности активной и реактивной, преобразования рода тока – переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумулирования энергии;

коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);

датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;

современные цифровые устройства защиты и автоматики;

информационно-технологические и управляющие системы, в том числе программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;

быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов, с различными временными циклами для разных уровней управления.

Отсюда концепцию интеллектуальной активно-адаптивной сети можно описать следующими признаками [21, 62]:

насыщенность сети активными элементами, позволяющими ситуационно изменять топологические параметры сети;

наличие системы сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средств управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;

наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;

использование низкотемпературных сверхпроводниковых индукционных накопителей электрической энергии для электрических сетей и гарантированного электроснабжения ответственных потребителей;

широкое развитие распределенной генерации;

развитие силовой электроники и устройств на ее основе прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS);

создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными системами принятия решений;

создание высоконадежных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;

создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни Единой энергетической системы России;

создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию;

создание водородных систем аккумулирования энергии и покрытия неравномерностей графика нагрузки.

В настоящее время на перевод электрических сетей на платформу активно-адаптивных сетей в инвестиционных планах сетевых компаний отводится 2-3% от всех вложений, в то время как пять лет назад речь шла только о пилотных проектах.

Принимая во внимание тот факт, что городская система электроснабжения является подсистемой электроэнергетической системы, при ее проектировании и развитии необходимо учитывать рассмотренные тенденции и особенности построения активно-адаптивных электрических сетей. [1]

1.1.2 Характеристика систем электроснабжения городов.

Структурно система электроснабжения города представляет собой совокупность источников питания, электроснабжающей, питающей и распределительной сетей. Электроснабжающие, питающие и

распределительные сети разделяются по классам номинального напряжения. На одном номинальном напряжении в городах могут реализовываться и питающие, и распределительные сети. Это сети напряжением 6-10 кВ.

Источниками питания являются городские электрические станции и районные подстанции электроэнергетических систем. Электрическими станциями являются обычно теплоэлектроцентрали, обеспечивающие тепловой и частично электрической энергией коммунально-бытовые и промышленные объекты. С начала 90-х гг. прошлого века в электроэнергетических системах наметилась тенденция питания потребителей с шин районных подстанций на напряжения 110-220 кВ. Это продиктовано стремлением гальванически развязать сети генераторов и потребителей для исключения влияния различного рода повреждений в сети потребителя на работу генераторов. На многих строящихся электростанциях вообще не предусматриваются распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ, предназначенные для подключения потребителей электроэнергии, вся мощность передается на напряжениях 110 и 220 кВ к ближайшим районным подстанциям.

Понижающие подстанции систем электроснабжения городов включают городские подстанции напряжением 35-220 кВ, располагающиеся вблизи границы города, подстанции глубоких вводов 110-220 кВ, сооруженные непосредственно на территориях жилых районов и в промышленных зонах крупных городов, а также трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ коммунально-бытовых и промышленных потребителей электроэнергии, выпрямительные подстанции городского и пригородного электрифицированного транспорта.

Сложность системы электроснабжения города зависит от его численности.

Для электроснабжения малого города (рис. 1) в основном предусматриваются местная электростанция и районная подстанция электроэнергетической системы.

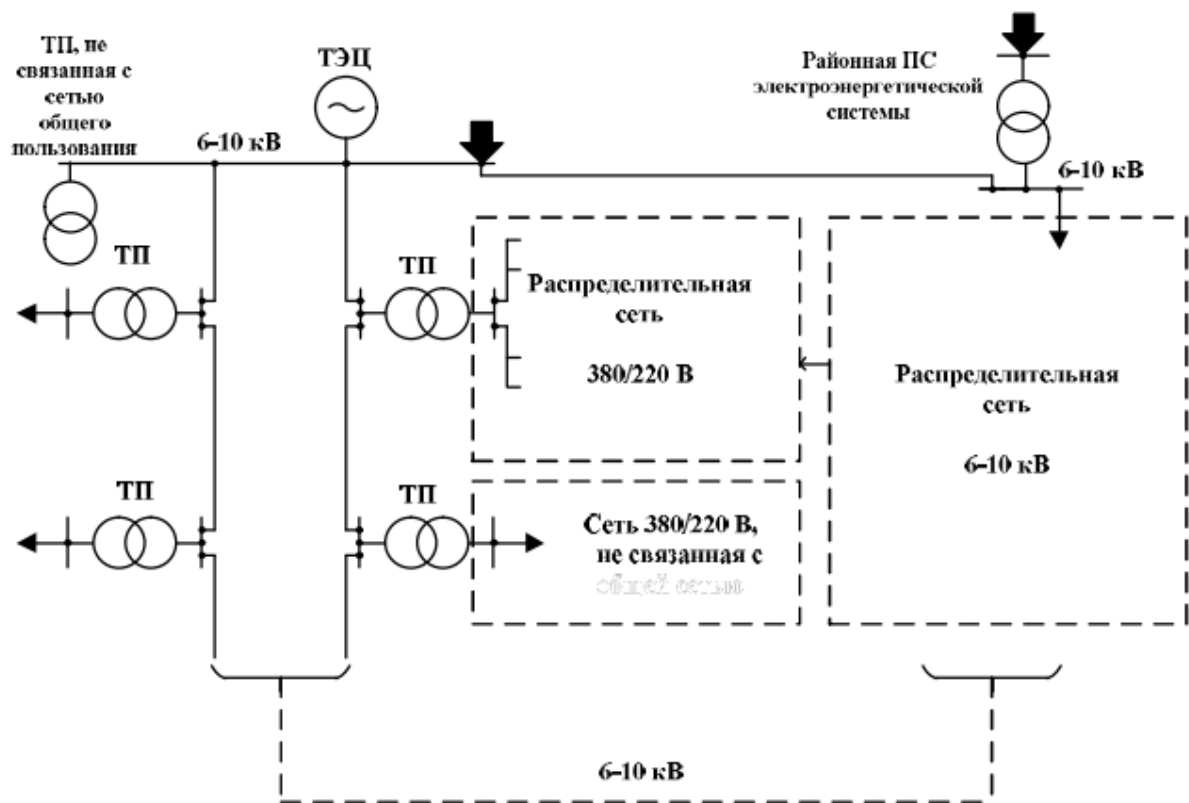


Рисунок 1 – Структурная схема системы электроснабжения малого города.

От них же осуществляется электроснабжение промышленных предприятий, расположенных в пригороде или поблизости от города. Такая система является системой одного класса высокого напряжения и содержит только распределительную сеть напряжением 6-10 кВ и 0,4 кВ. Распределительная сеть 6-10 кВ, как правило, выполняется петлевыми схемами, разомкнутыми в нормальном режиме. Схема построения распределительной сети 0,4 кВ зависит от характера потребителей. Для питания промышленных предприятий, коммунально-бытовых потребителей могут предусматриваться самостоятельные трансформаторные подстанции, не связанные с сетью общего пользования. В зависимости от ответственности потребителя ТП могут быть автоматизированы, т. е. снабжены устройствами для автоматического переключения питания потребителя на резервную линию при внезапном выходе из работы основной линии. Для осуществления параллельной работы электростанции города с энергосистемой предусматривается специальная связь на генераторном напряжении 6-10 кВ.

Система электроснабжения среднего города (рис. 2) является системой двух напряжений: 35-110 кВ и 6-10 кВ.

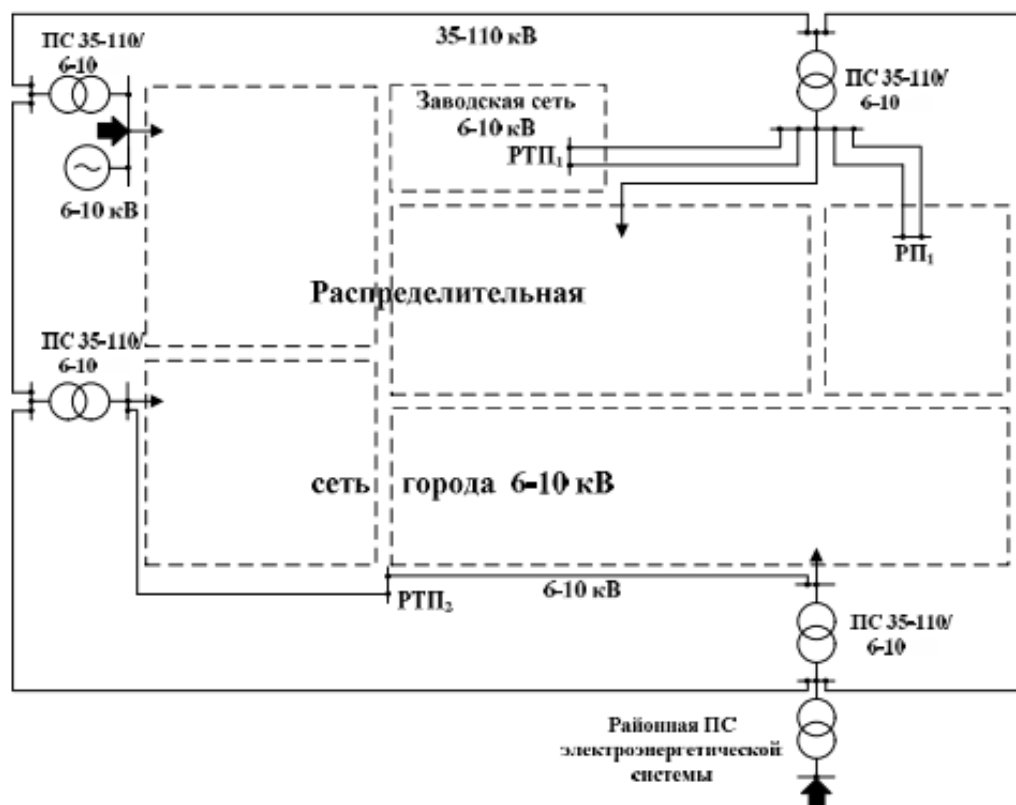


Рисунок 2 – Структурная схема системы электроснабжения среднего города.

Основными источниками ее питания являются электростанция напряжением 6-10 кВ, расположенная на территории города, и районная подстанция электроэнергетической системы. В таком случае электроснабжающая сеть города выполняется на напряжение 35-110 кВ и включает понижающие подстанции. В зависимости от размеров и условий города энергосистема может быть связана непосредственно и с другими подстанциями 35-110/6-10 кВ электроснабжающей сети.[2] С помощью электроснабжающей сети осуществляется параллельная работа городских электростанций с энергосистемой. По конфигурации такая сеть чаще всего выполняется кольцевой, охватывающей город по периметру, но возможны и иные конфигурации схемы. Мощности понижающих подстанций для рассматриваемой группы городов находятся в пределах 5-25 МВА. Параметры и режимы работы такой сети определяются не только условиями питания

городских понижающих подстанций 35-110 кВ, но и обмен мощностью между городскими электрическими станциями и электроэнергетической системой.

Система электроснабжения крупного города (рис. 3) характеризуется большим числом и мощностью источников питания. Это система трех, а иногда и четырех напряжений различных сочетаний: 500, 110-220, 6-10 кВ, или 220, 110, 6-10 кВ, или 500, 110-220, 35, 6-10 кВ.

Здесь присутствует не только электроснабжающая сеть города, выполненная несколькими кольцами по периметру города, но и глубокие вводы. Мощность понижающих подстанций в такой сети возрастает до 50-100 МВА, иногда и больше.

Для такой схемы характерны развитые сети 110 кВ. В последние годы в электрических сетях городов начали применяться глубокие вводы напряжением 110-220 кВ к центрам нагрузок потребителей, с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации.

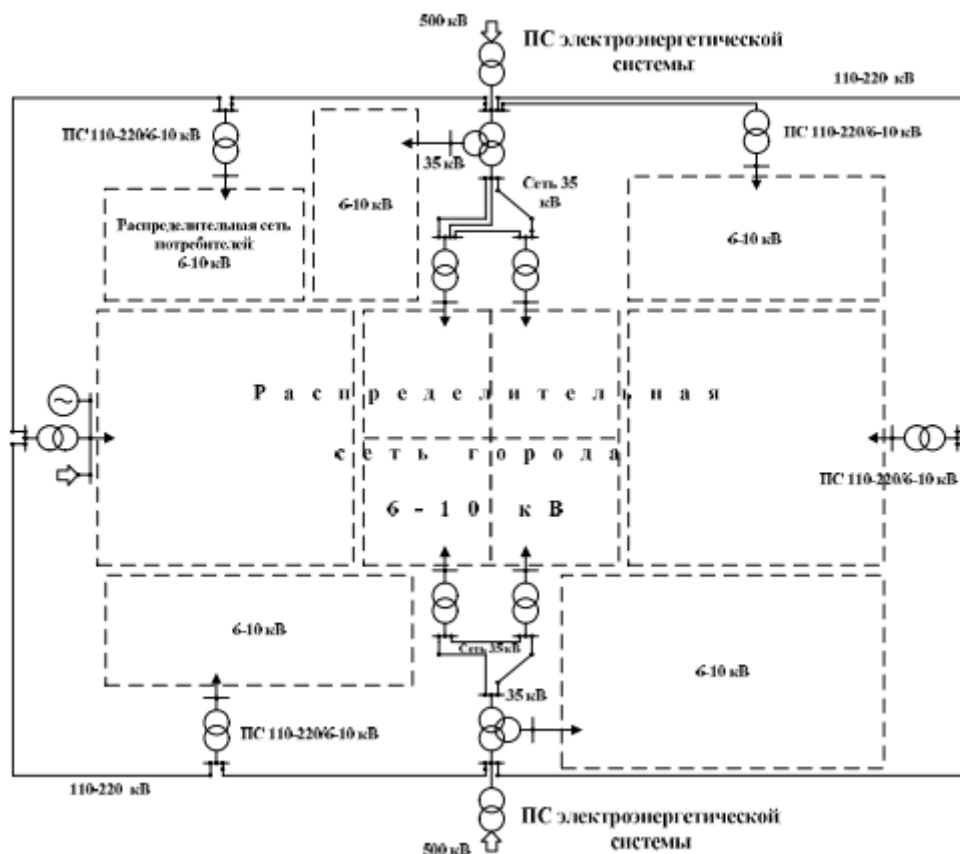


Рисунок 3 – Структурная схема системы электроснабжения крупного города.

Они выполняются по магистральной (рис. 4) или радиальной схеме (рис. 5).

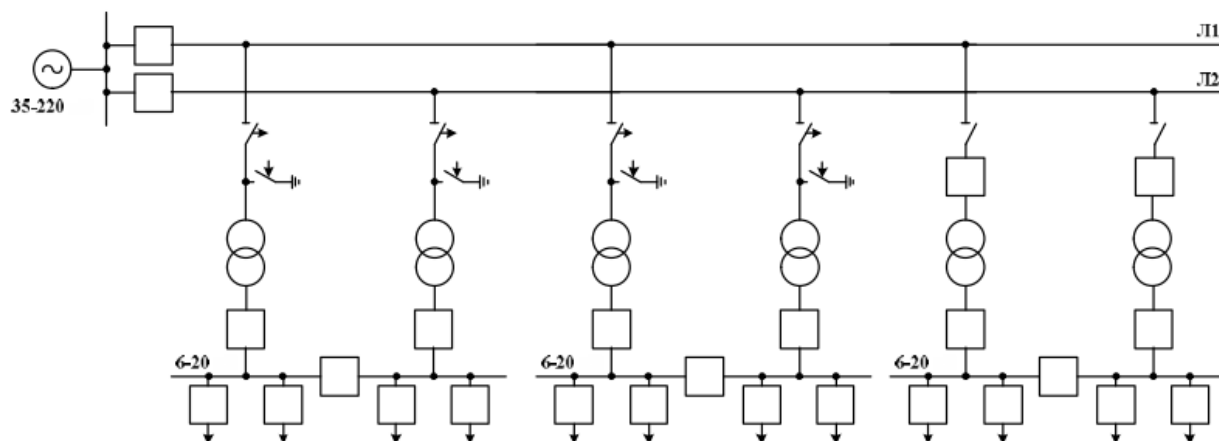


Рисунок 4 – Магистральная схема глубокого ввода.

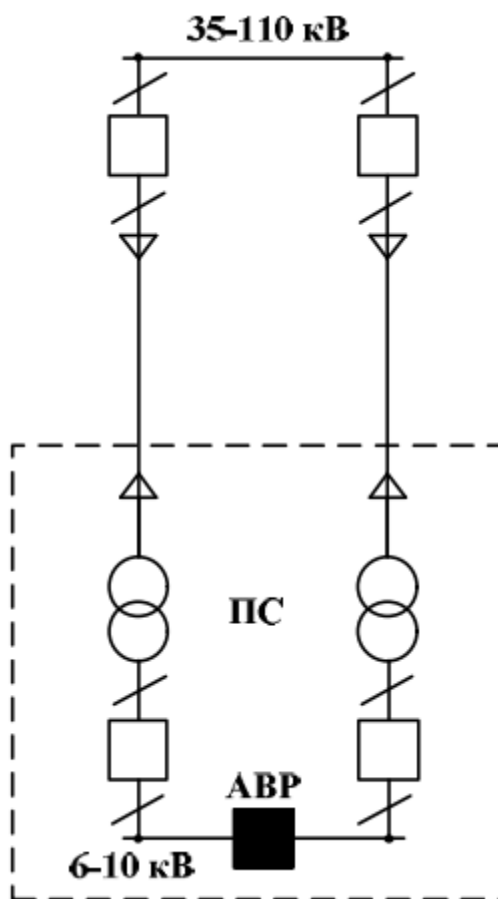


Рисунок 5 – Радиальная схема глубокого ввода.

Магистральные глубокие вводы реализуются воздушными линиями, радиальные – как кабельными, так и воздушными линиями. Применение глубоких вводов вызвано ограниченностью радиуса действия распределительной сети 10(6)-20 кВ при большой плотности нагрузки

потребителей. Схемы глубоких вводов при максимальной простоте и дешевизне не уступают по надежности схемам централизованного электроснабжения. Они применимы для потребителей любых категорий.

В ряде городов электроснабжение центральных районов осуществляется за счет сетей промежуточного напряжения 35 кВ и городских подстанций 35/6-10 кВ, распределительные устройства высокого напряжения которых выполняются не только мостиковыми схемами, но и односекционированной системой шин. Сеть 35 кВ выполняется, как правило, резервируемой. Мощность подстанции 35/6-10 кВ может достигать до 30-40 МВА в зависимости от размеров города. Распределительная сеть 6-10 кВ характеризуется большой степенью автоматизации. Электроснабжение крупных промышленных потребителей осуществляется напряжениями 35-220 кВ.

Анализ состояния городских электрических сетей позволяет выявить следующие проблемы, которые необходимо учитывать при разработке принципов построения интеллектуальных систем электроснабжения:

- высокая степень износа линий электропередачи напряжением 0,4 – 10 кВ.

Ее величина в ряде городов, в том числе в мегаполисах, достигает 70-75 %. При этом некоторые линии полностью изношены и их приходится восстанавливать по несколько раз в год;

- перегрузка кабельных линий в послеаварийных и нормальных режимах; старение изоляции, коррозия металлической оболочки кабельных линий;

- высокий процент городских подстанций (до 80%), закрытых для присоединения потребителей из-за износа оборудования и загрузки трансформаторов;

- объективные трудности с выделением земельных участков под энергетические объекты;

работа в оптимальном режиме в ограниченный промежуток времени из-за непрерывного роста нагрузки.

К основным принципам формирования интеллектуальной системы электроснабжения города можно отнести:

принцип развития схем электрических сетей по пути повышения их связности с переходом на сложнзамкнутую (ячеистую) структуру;

прирост генерирующих мощностей за счет распределенной генерации, сооружения новых электростанций, расширения существующих электростанций;

принцип разукрупнения подстанций;

принцип сокращения числа трансформаций;

принцип максимального приближения источника питания к потребителю;

возможность беспрепятственно подключать к электрическим сетям новых потребителей;

малые габариты подстанций.

Исходя из вышесказанного, основными решениями при переводе городской системы электроснабжения на интеллектуальную являются следующие:

максимальное приближение трансформаторных и распределительных подстанций к электроустановкам потребителей электроэнергии;

сокращение числа ступеней трансформации за счет внедрения глубоких вводов, применения повышенных напряжений электрических сетей;

установка в мегаполисах на вновь строящихся подстанциях трансформаторов мощностью от 40 до 80 МВА;

строительство подстанций только в закрытом исполнении, с применением современного элегазового оборудования;

строительство подземных и полуподземных подстанций;

присоединение подстанций к сетям при помощи кабельных линий, без использования воздушных линий;

перевод сетей 6 кВ на 10 кВ, в том числе с использованием установленного оборудования и кабельных линий 6 кВ, в ряде случаев в мегаполисах – на 20 кВ;

выполнение линий 0,4-10 кВ только в кабельном варианте;

прекращение развития сети 35 кВ из-за экономической нецелесообразности и перевод ее на 110 кВ;

постепенный перевод сетей 220 кВ на 500 кВ;

увеличение доли кабельных линий напряжением 110-220 кВ;

применение оборудования подстанций, отвечающего уровню надежности, определенному в [82];

применение цифровых подстанций;

упрощение распределительных сетей. [1]

1.1.3. Схемные решения интеллектуальных систем электроснабжения городов

Рассмотрим реализацию предложенных принципов и решений в построении интеллектуальных систем электроснабжения.

В соответствии с концептуальной моделью интеллектуальной системы электроснабжения существующий способ включения в городскую систему электроснабжения электростанций классического типа сохранится. Количество городских электростанций определяется суммарной электрической нагрузкой города. В основном это теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), но могут быть и электростанции другого типа, – например, ГЭС или ГРЭС. Для крупных и крупнейших городов нужно не менее трех ТЭЦ, мощность каждой из них составляет порядка 10—15% от максимума электрической нагрузки. В настоящее время к источникам энергоснабжения предъявляются повышенные требования: это низкие удельные выбросы загрязняющих веществ, компактность установки, увеличенный КПД.

Малую генерацию: возобновляемые и нетрадиционные источники энергии, мини- и микро-ТЭЦ, газотурбинные установки, составляющие распределенную генерацию, целесообразно включать в сети 0,4-10 (20) кВ.

Узлы сети, к которым должна подключаться такая генерация, определяются решением оптимизационной задачи, критерием которой является минимум потерь электроэнергии.

Традиционно систему электроснабжения города делят на две части: электроснабжающие сети напряжением 35-500 кВ (первая часть); питающие сети 6-20 кВ и распределительные сети 0,4-20 кВ (вторая часть). При интеллектуализации системы электроснабжения такое деление сохраняется. Однако напряжения 6 кВ и 35 кВ исключаются по технико-экономическим соображениям, даже если существующая схема электроснабжения города выполнена этими напряжениями. Для существующих сетей указанных напряжений необходим перевод на более высокий класс номинального напряжения.

Электроснабжающая сеть города, предназначенная для распределения электроэнергии между его районами, по конфигурации должна быть замкнутой, в крупных городах и в мегаполисах – сложнзамкнутой, выполняться напряжением 110 – 500 кВ.

При этом количество трансформаций должно быть минимальным, а количество замкнутых контуров и число питающих подстанций в них определяется численностью населения. Так, для электроснабжения крупного города в одном контуре требуется не менее 3-4 питающих подстанций высокого напряжения, мощность каждой из них – порядка 20 – 25% от максимума нагрузки города. Они располагаются равномерно по периметру в пригородной зоне. Достоинства такой схемы – высокая надежность и гибкость.

Передача напряжения крупным городским потребителям и в районы города должна осуществляться глубокими вводами, выполненными кабельными линиями. Это позволяет исключить двухзвенный принцип построения городских сетей, т.е. убрать промежуточное звено – питающие сети того же напряжения, что и распределительные. Подстанции электроснабжающей сети необходимо выполнять закрытыми и постепенно переводить на цифровые.

Организация схемы электроснабжения потребителей общественно-коммунального характера, центральных водопроводных и канализационных станций, трамвайных подстанций и других промышленных предприятий зависит от их мощности.

Электроснабжение потребителей большой мощности (более 10 МВА) осуществляется глубокими вводами от понижающих подстанций, входящих в электроснабжающую сеть. Глубокий ввод выполняется по схеме блока линия – трансформатор, когда эти два элемента составляют одно целое. В указанном исполнении на подстанции полностью отсутствует распределительное устройство, т.е. нет шин, разъединителей, выключателей и предусмотрено непосредственное соединение линий 110-220 кВ либо с первичными обмотками трансформаторов (конструктивно осуществляется ввод высоковольтных кабелей в кожух трансформатора без концевых муфт), либо глухое присоединение к трансформатору с помощью концевых муфт.

Если по местным условиям прокладка высоковольтных кабелей невозможна, то глубокий ввод осуществляется воздушными линиями, выполненными радиальными или магистральными схемами. Тогда линия выполняется как кабельно-воздушная. В некоторых случаях питание подстанции глубокого ввода может производиться путем ответвления от магистральных линий. При этом в схему ПС вводятся выключатели, а конструктивно ПС – модульного или контейнерного типа либо по схеме КРУЭ.

Тенденцией развития городов является рост плотности нагрузки. Это приводит к необходимости ввода новых городских подстанций, место размещения которых должно определяться мощностью и оптимальным радиусом действия.

Оптимальный радиус действия зависит от приема застройки района (микрорайона) города и выбирается из условий минимума потерь электроэнергии при ограничении по допустимому отклонению напряжения. Такой подход снижает риски распределительных сетевых комплексов при

отключении ПС и обеспечивает большую энергетическую устойчивость города.

Отличительная особенность распределительных сетей – их сложноразветвленность, причем пропускная способность сетей должна обеспечивать требуемые потоки мощности не только в нормальных, но и в послеаварийных режимах различной тяжести. В связи с этим нецелесообразны большие транзитные потоки мощности по сетям. Это регулируется напряжениями в узлах и автоматически меняющейся топологией схемы сети.

Структурные схемы интеллектуальных систем электроснабжения городов с разной численностью населения приведены на рисунках 6 – 8. [82]

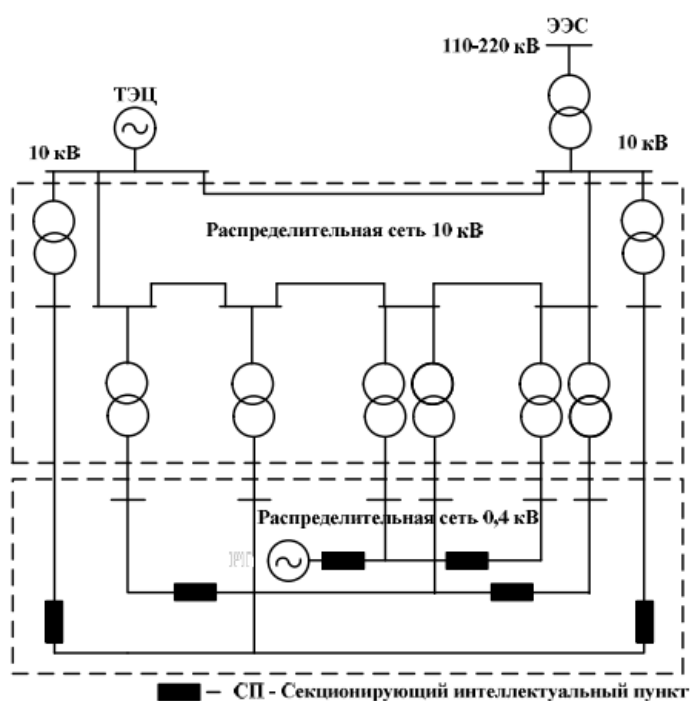


Рисунок 6 – Структурная схема интеллектуальной системы электроснабжения малого города (РГ – распределенная генерация).

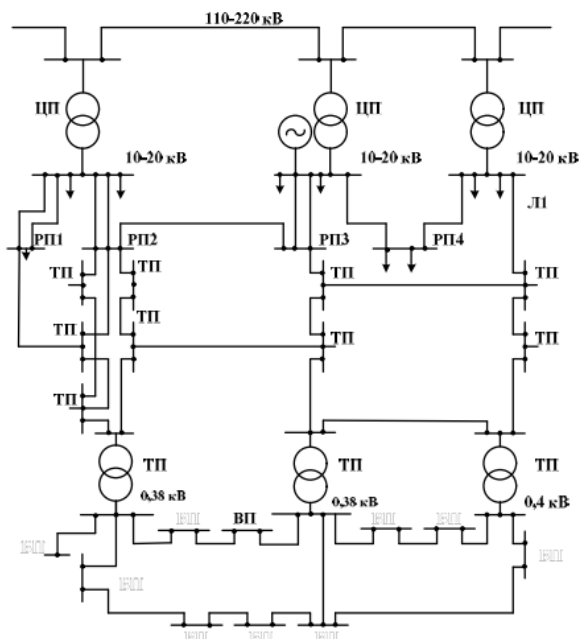


Рисунок 7 – Структурная схема интеллектуальной системы электроснабжения среднего города.

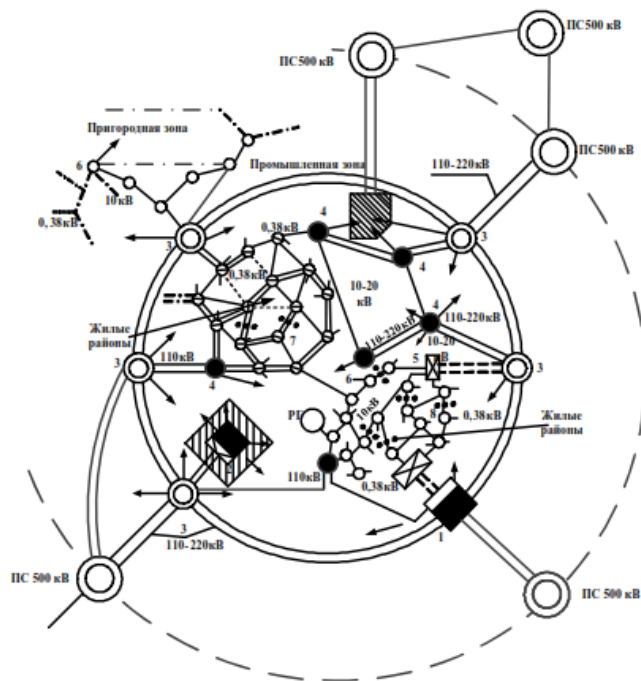


Рисунок 8 – Структурная схема интеллектуальной системы электроснабжения крупного города и мегаполиса:

1 – теплоэлектроцентрали; 2 – теплоэлектроцентраль и глубокий ввод высокого напряжения; 3 – опорные подстанции высокого напряжения (110 – 220 кВ); 4 – глубокие вводы высокого напряжения (110 – 220 кВ); 5 – распределительные пункты 10 кВ; 6 – однострансформаторные подстанции; 7 – двухтрансформаторные подстанции 10-20 кВ.

Говоря об интеллектуализации системы электроснабжения города необходимо понимать, что производить интеллектуализацию нужно в два этапа:

- Схемные решения и новые технологии оборудования;
- Организация умного учета и автоматизация с привлечением геоинформационных технологий.

Целью магистерской диссертации является выполнение именно первого этапа интеллектуализации, то есть подготовить систему электроснабжения города Белогорск к переводу на интеллектуальную платформу Smart Grid.

1.2 Анализ системы электроснабжения города Белогорск

1.2.1 Структурный анализ системы электроснабжения города Белогорск

Так как предметом исследования магистерской диссертации является интеллектуализация, целесообразно показать, что именно на основе структурного анализа можно выявить слабые места по структуре сети электроснабжения города Белогорск, на которых можно наиболее эффективно показать преимущество интеллектуализации и наиболее быстрый срок окупаемости.

Для выполнения структурного анализа ЭЭС 35 кВ, покажем электрическую схему электроснабжения г. Белогорск на рисунке 9.

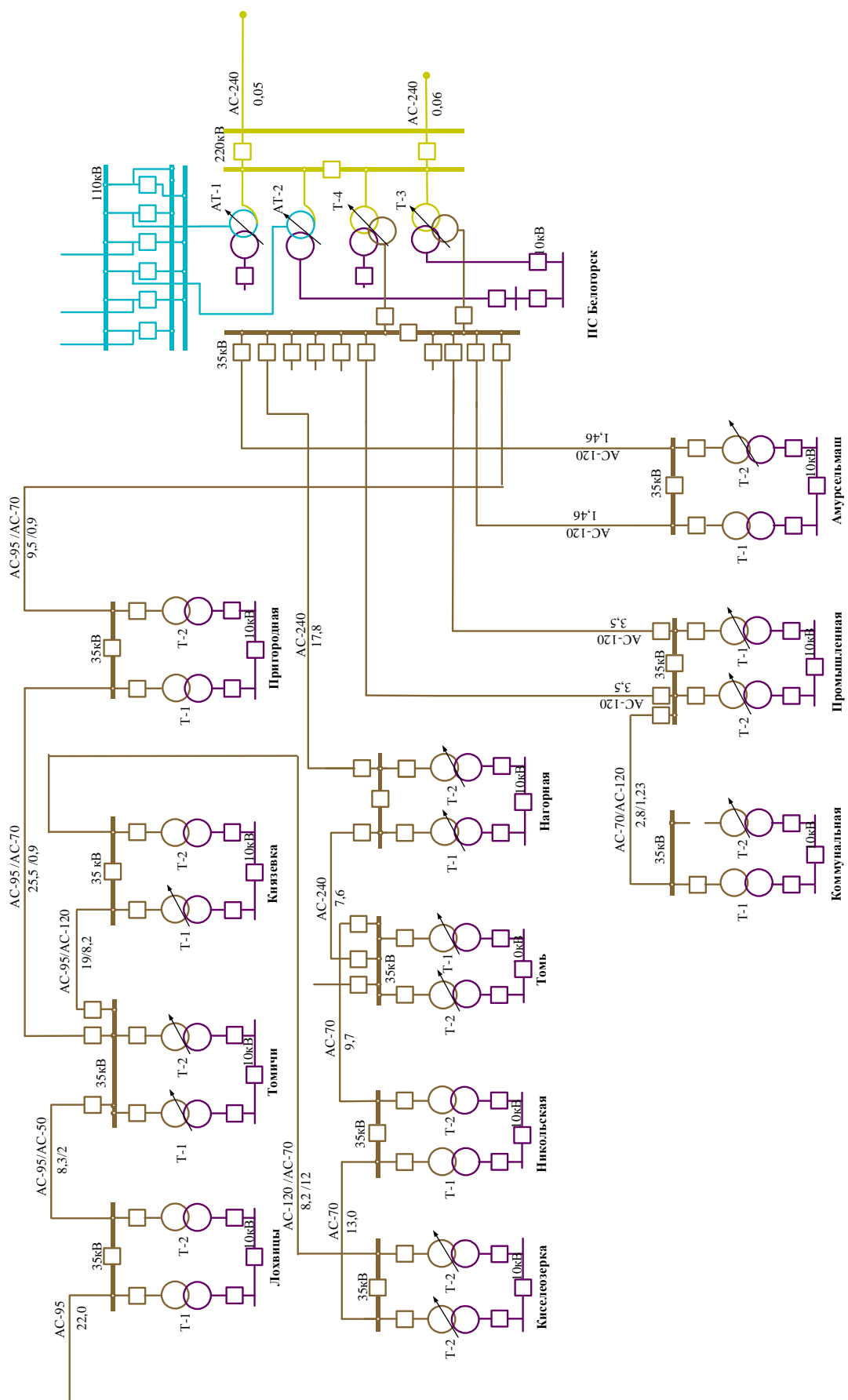


Рисунок 9 – Электрическая схема электроснабжения города Белогорск

Более подробная электрическая схема существующей сети представлена на листе графической части.

Для более наглядного изображения конфигурации существующей сети, представим иерархическую структуру сети на рисунке 10:

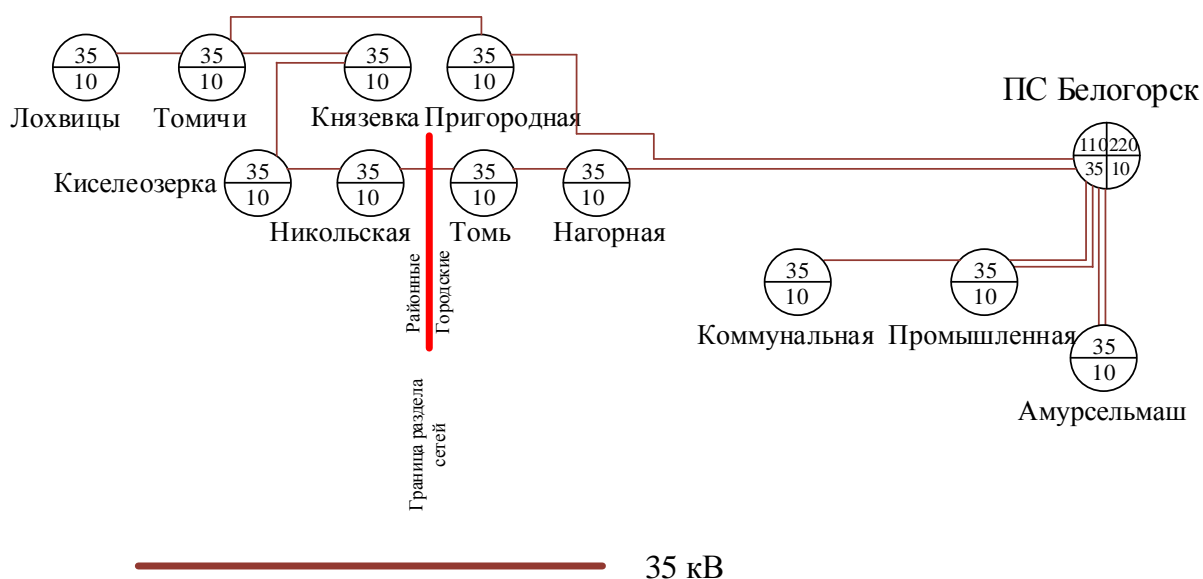


Рисунок 10- Иерархическая структура сети 35 кВ

Подстанции: Никольская, Киселеозерка, Томичи, Князевка, Пригородная, не относятся к городским электрическим сетям, но в дальнейшем будут включены в расчет электрических режимов 35 кВ, так как входят в кольцевую схему электроснабжения, питающую городские подстанции Томь и Нагорная.

1.2.1.1 Характеристика источников питания.

Основным источником питания в данной системе является ПС 220/110/35/10 кВ Белогорск, схема которой показана на рисунке 11.

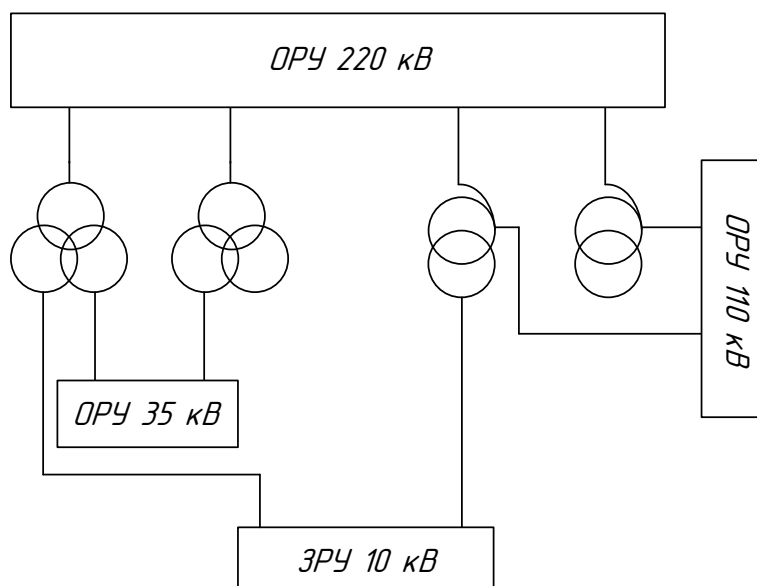


Рисунок 11 – Схема источника питания ПС Белогорск

На ПС Белогорск установлены 4 трансформатора:

- 2 трехобмоточных ТДТН-40000/220/35/10 кВ;
- 2 автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/10 кВ

Произведем описание каждого из распределительных устройств.

Типовая схема ПС Белогорск представлена на рисунке 12

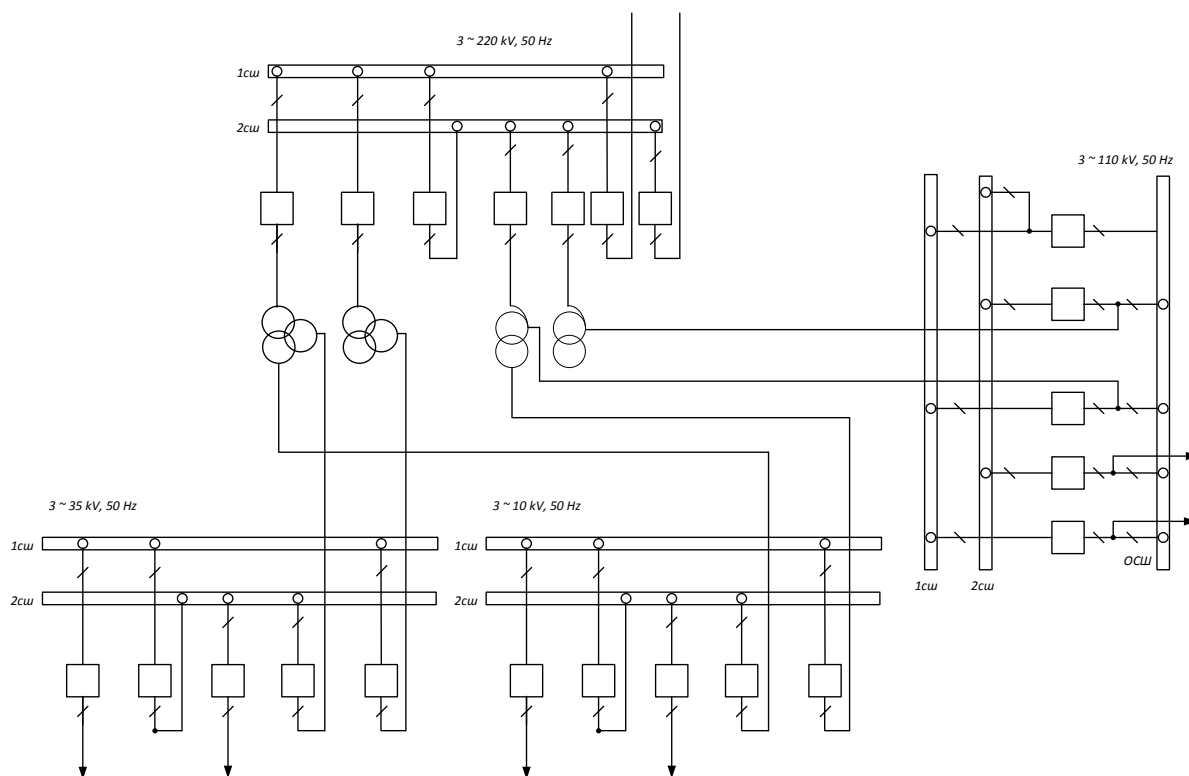


Рисунок 12 – Типовая схема ПС Белогорск

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по типовой схеме «220-9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин», содержит 2 линейных ячейки; 4 трансформаторных; 1 секционную.

Данная схема применяется для ПС 20-220 кВ с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин. [5]

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме «№110-12 – Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин», содержит 3 линейных ячейки, 4 трансформаторных, 1 секционную, 1 обходную.

Применяется для классов напряжения 110-220 кВ. В РУ с пятью и более присоединениями, не допускающими даже кратковременную потерю напряжения на присоединении при плановом выводе выключателей из работы. В РУ с устройствами для плавки гололеда. При наличии других обоснований. [5]

Распределительное устройство 35 кВ выполнено по типовой схеме «35–9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин», содержит 10 линейных ячеек, 4 трансформаторных, 1 секционную.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по типовой схеме «Одна рабочая секционированная разъединителем система шин», содержит 11 линейных ячеек, 3 трансформаторных, 1 секционную.

Главным недостатком ПС Белогорск является то, что автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы питаются от одной системы шин, что является ненадежной схемой подключения. При выходе из строя системы шин, оба трансформатора окажутся в нерабочем состоянии. А как как г. Белогорск полностью запитан от трехобмоточных трансформаторов ТДТН-40000/220/35/10, то в случае выхода из строя шины 220 кВ, весь город останется без электроэнергии.

1.2.1.2 Структурный анализ электрических сетей 35 кВ.

В структурном анализе электрических сетей будем рассматривать ЛЭП и ПС, находящиеся в черте города Белогорск, принадлежащие сетевой организации АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС».

Данная электроэнергетическая система является сложно замкнутой.

Выделим контуры:

Разомкнутые магистральные схемы соединения электрических сетей, а также замкнутая кольцевая сеть представлены на рисунке 13 и 14:

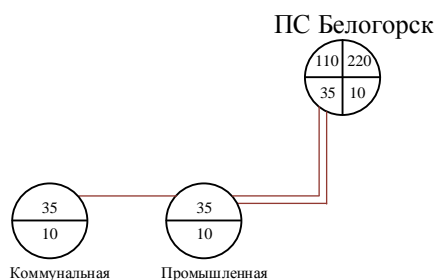


Рисунок 13 – Разомкнутая магистральная схема соединения электрических сетей

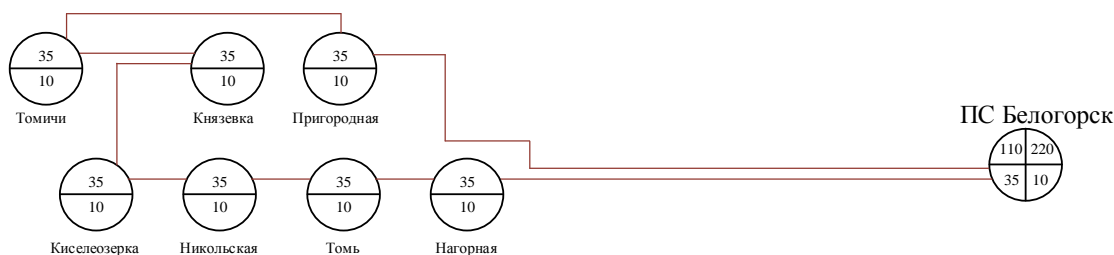


Рисунок 14 – Замкнутая кольцевая сеть

В таблице 1 приведена информация по типу присоединения ПС к сети, также схема РУ каждой ПС, число и мощность трансформаторов.

Всего ПС 35 кВ в рассматриваемом районе 11, все ПС являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходные, узловое и тупиковые.

Таблица 1 – Информация по ПС

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	Способ присоединения к сети	U, кВ	Вид РУ
1	2	3	4	5	6
ПС Амурсельмаш	1	ТД-10000/35	Тупиковая	35	5АН
	2	ТДНС-10000/35			

Продолжение Таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПС Промышленная	1	ТДНС-16000/35	Узловая	35	5АН
	2	ТДНС-10000/35			
ПС Коммунальная	1	ТД-10000/35-74У1	Тупиковая	35	4Н
	2	ТМН-10000/35			
ПС Нагорная	1	ТМН-6300/35	Проходная	35	5АН
	2	ТМН-6300/35			
ПС Томь	1	ТМН-10000/35	Узловая	35	4Н
	2	ТДНС-10000/35			
ПС Никольская	1	ТМ-2500/35	Проходная	35	5АН
	2	ТМ-2500/35			
ПС Киселеозерка	1	ТМН-4000/35	Проходная	35	5АН
	2	ТМН-4000/35			
ПС Князевка	1	ТМН-2500/35	Проходная	35	5АН
	2	ТМ-2500/35			
ПС Томичи	1	ТМН-4000/35	Узловая	35	4Н
	2	ТМН-4000/35			
ПС Лохвицы	1	ТМ-2500/35	Проходная	35	5АН
	2	ТМ-2500/35			
ПС Пригородная	1	ТМ-1600/35	Проходная	35	5АН
	2	ТМ-1600/35			

*Вид РУ:

5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов

4Н – Два блока

Протяжённость линий электропередачи показана в таблице 2.

Таблица 2 – Протяжённость ВЛ 35 кВ.

Наименование ВЛ	Марка провода	Длина ВЛ, км
1	2	3
35 кВ		
Белогорск – Амурсельмаш № 1	АС-120	1,46
Белогорск – Амурсельмаш № 2	АС-120	1,46
Белогорск – Промышленная № 1	АС-120	3,5
Белогорск – Промышленная № 2	АС-120	3,5
Промышленная – Коммунальная	АС-70/АС-120	2,8/1,23
Белогорск – Нагорная	АС -240	17,8
Нагорная – Томь	АС -240	7,6
Томь – Никольская	АС -70	9,7

Продолжение Таблицы 2

1	2	3
Никольская – Киселеозерка	АС -70	13
Киселеозерка – Князевка	АС -120/АС-70	8,2/12
Князевка – Томичи	АС-95/АС-120	19/8,2
Томичи – Лохвицы	АС-95/АС-50	8,3/2
Томичи – Пригородная	АС-95/АС-70	25,5/0,9
Белогорск – Пригородная	АС 95/АС-70	9,5/0,9

Большинство ЛЭП являются одноцепными. Многие из линий выполнены не одним сечением и маркой провода, а двумя (это участки ЛЭП: Промышленная – Коммунальная, Киселеозерка – Князевка, Князевка – Томичи, Томичи – Лохвицы, Томичи – Пригородная, Белогорск – Пригородная), что негативно влияет на работу сети, увеличивает потери в линии, а также снижает надежность. Большинство оборудования уже морально и технически устарело и нуждается в замене.

Структурный анализ позволил выявить узкие места существующей системы электроснабжения города Белогорск, на устранение которых направлена интеллектуализация.

1.2.2 Анализ режимной ситуации электроэнергетической системы 35 кВ города Белогорск.

Целью анализа режимной ситуации является выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

Для анализа режимной ситуации сети 35 кВ использовались:

- Схема нормального зимнего режима АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» 2016-2017 г.;

- Контрольные замеры на подстанциях в зимний период;

По данным, полученных от АО «ДРСК» филиала «Амурские ЭС» из ведомости контрольных замеров на подстанциях в зимний период, были рассчитаны коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанциях, а также отклонения напряжений.

Таблица 3 – Коэффициенты загрузки на подстанциях.

Наименование ПС	№ тр-ра	Тип трансформатора	$K_{загр}$	ΔU , %
1	2	3	4	5
ПС Амурсельмаш	1	ТД-10000/35	0,35	10
	2	ТДНС-10000/35	0,55	10
ПС Промышленная	1	ТДНС-16000/35	0,54	-6
	2	ТДНС-10000/35	В резерве	
ПС Коммунальная	1	ТД-10000/35-74У1	0,65	-10
	2	ТМН-10000/35	В резерве	
ПС Нагорная	1	ТМН-6300/35	В резерве	
	2	ТМН-6300/35	0,52	6
ПС Томь	1	ТМН-10000/35	0,37	2
	2	ТДНС-10000/35	0,67	4
ПС Белогорск	1	АТДЦТН-63000/220/110/10	0,19	2
	2	АТДЦТН-63000/220/110/10	0,19	2
	3	ТДТН-40000/220/35/10	0,76	2
	4	ТДТН-40000/220/35/10	0,76	2

Из таблицы видно, что в сети подстанции 35/10 кВ мало загружены, трансформаторы работают в холостом ходу, а также почти все подстанции имеют один из трансформаторов в резерве, что противоречит требованиям ПУЭ. Трансформаторы необходимо заменять на трансформаторы по мощности, подходящие питающей нагрузке с коэффициентом загрузки, близким к 0,7. На устранение вышеперечисленных проблем направлена магистерская диссертация.

2 РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

Реконфигурация – это поиск поперечных связей для разных режимов.

Смысл реконфигурации – адаптивное изменение топологии схемы сети, исходя из анализа режимов. Для того, чтобы в условиях эксплуатации заниматься реконфигурацией электрической сети, ее сначала нужно к этому подготовить, то есть нужно провести реконструкцию сети, предусмотреть аппараты, позволяющие изменять связи между устройствами системы по необходимости. В качестве аппарата такого рода можно предложить реклоузер, либо выключатель с возможностью дистанционного управления.

Схематическое изображение расположения подстанций 35 кВ, расположенных в черте города Белогорск, представлена на рисунке 15:

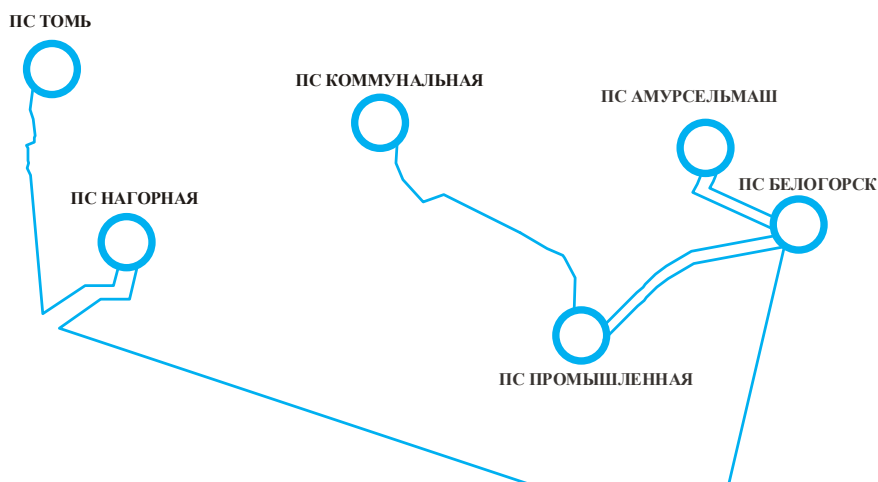


Рисунок 15 – Конфигурация существующей сети города Белогорск

Как видно, данная схема не имеет определенной конфигурации и обладает низким уровнем надежности, вследствие чего необходимо предложить варианты реконфигурации сети.

Как было сказано ранее, электрическая сеть среднего города чаще всего по конфигурации выполняется кольцевой, охватывающей город по периметру, так как именно схемы такого рода обладают необходимым показателем

надежности. Основываясь на этом, были составлены несколько вариантов реконфигурации сети 35 кВ.

Первым вариантом было предложено завязать городские подстанции в кольцо двухцепной линией 35 кВ для обеспечения более надежной схемы. Схематическое изображение такой конфигурации сети представлено на рисунке 16.

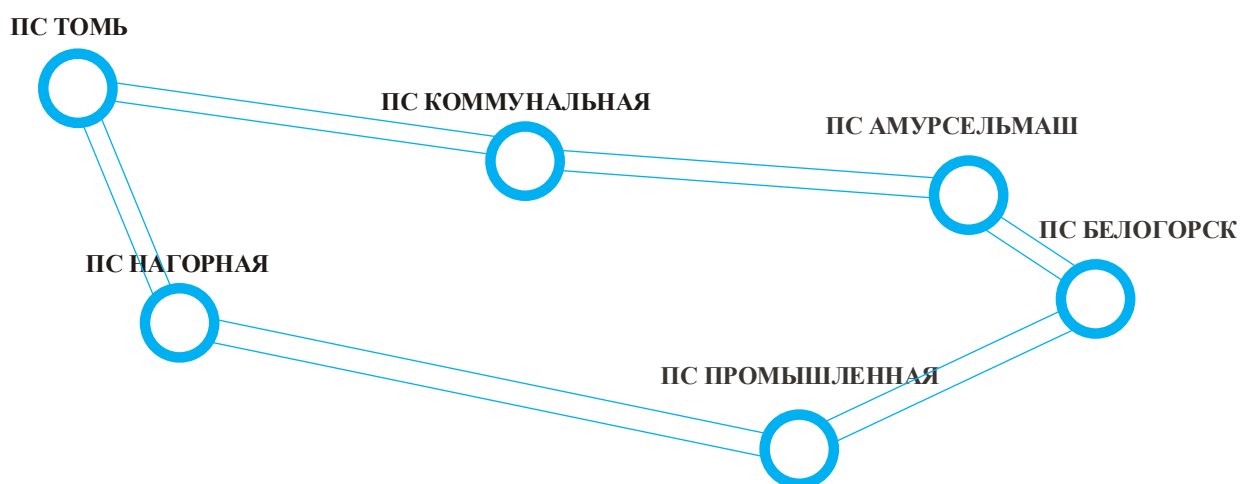


Рисунок – 16 вариант реконфигурации сети города Белогорск

С учетом постепенного развития города и дальнейшего роста нагрузок, был представлен вариант конфигурации сети с переводом на класс напряжения 110 кВ. Годами эксплуатации доказано, что сеть 35 кВ экономически не выгодна, поэтому было предложено проверить вариант такого перевода. Для того, чтобы перевести сеть города на класс напряжения 110 кВ, было предложено перевести нагрузку городских подстанций с трехобмоточных трансформаторов ТДТН-40000/220/35/10 ПС Белогорск на автотрансформаторы АДЦТН-63000/220/110/10. Это решение разгрузит трехобмоточные трансформаторы и даст возможность перспективному развитию города. Кольцо 110 кВ также выполнено двухцепной линией.

Схематическое изображение такой конфигурации сети представлено на рисунке 17.

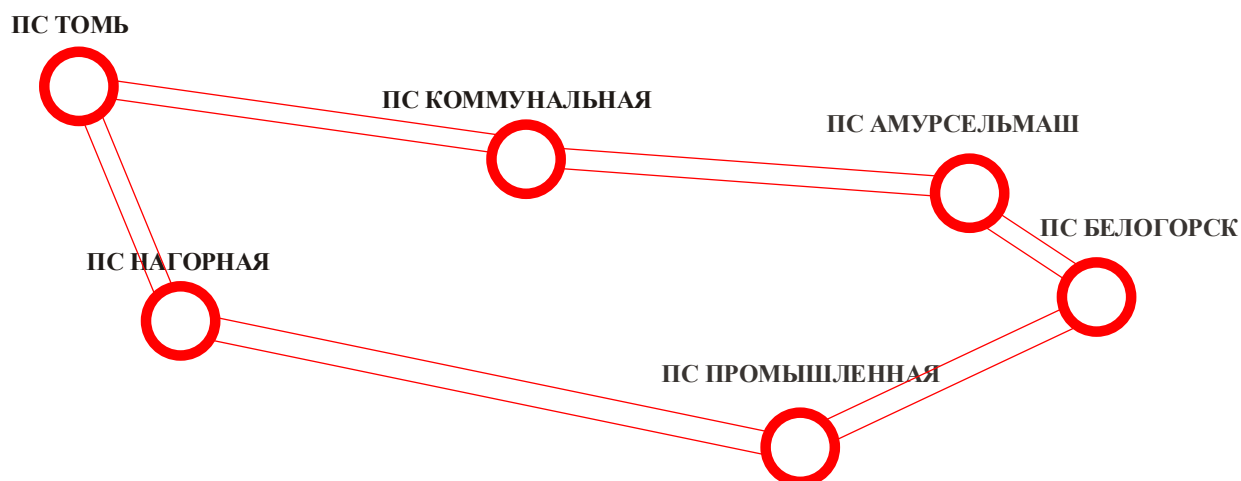


Рисунок – 17 вариант реконфигурации сети города Белогорск с переводом на класс напряжения 110 кВ.

Сравнивать предложенные варианты на данном этапе интеллектуализации рано. Необходимо рассчитать режимы обоих вариантов и сравнить величину потерь электроэнергии. Тогда и определится наиболее выгодный и экономически привлекательный вариант, с которым будем работать в дальнейшем.

2.1 Оптимизация трансформаторных мощностей подстанций предложенных вариантов конфигурации.

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции; при установке двух трансформаторов мощность каждого из них должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной нагрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей первой и второй категорий. Правило устройства электроустановок (ПУЭ) разрешают перегрузку трансформаторов сверх номинальной на 40% на время общей продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд при коэффициенте заполнения графика нагрузки не выше 0,75. [4] При этих

параметрах номинальная мощность каждого трансформатора определяется из условия:

$$S_{нт} \geq (0,65...0,7) \times S_{вн} \quad (1)$$

где $S_{нт}$ - мощность одного из двух выбранных одинаковых трансформаторов, МВА;

$S_{вн}$ - полная мощность на стороне ВН, МВА.

Трансформатор, выбранный по условию (1), обеспечивает питание всех потребителей в нормальном режиме при загрузке трансформатора (0,8.. 0,7) $S_{нт}$, а в аварийном режиме один трансформатор, оставшийся в работе, обеспечивает питание потребителей первой и второй категорий с учетом допустимой аварийной перегрузки на 40%. Потребители 3-й категории для времени максимума энергосистемы должны быть отключены.

Выбор трансформаторов на подстанции при отсутствии графика нагрузки подстанции проводится по формуле:

$$S_{нт} \geq \frac{S_{p\Sigma}}{N \cdot K_3} \quad (2)$$

где N - количество трансформаторов;

K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций $K_3 = 0,7$, для однострансформаторных $K_3 = 0,8 - 0,85$).

Ниже приведем загрузки подстанций существующей сети города Белогорск.

В качестве исходных данных для расчета режима используется нагрузка подстанций в зимний максимум.

Таблица 4 – Нагрузка ПС в зимний максимум

Наименование ПС	Тип трансформатора	P, МВ	Q, Мвар	S, МВА	кз
1	2	3	4	5	6
ПС Амурсельмаш	ТД-10000/35	3,07	1,50	3,42	0,34
	ТДНС-10000/35	4,74	2,32	5,28	0,53
ПС Промышленная	ТДНС-16000/35	7,43	3,64	8,27	0,52
	ТДНС-10000/35	0	0	0	0
ПС Коммунальная	ТД-10000/35-74У1	5,79	2,84	6,45	0,64
	ТМН-10000/35	0	0	0	0
ПС Нагорная	ТМН-6300/35	0	0	0	0
	ТМН-6300/35	2,67	1,31	2,97	0,47
ПС Томь	ТМН-10000/35	3,1	1,52	3,45	0,34
	ТДНС-10000/35	5,41	2,65	6,02	0,6

Трансформаторы на подстанциях необходимо заменить на трансформаторы по мощности, подходящие питающей нагрузке с коэффициентом загрузки, близким к 0,7. Расчет производится по формуле (2).

На основании структурного анализа, с учетом режимной ситуации определены трансформаторы, которые подлежат замене. Это трансформаторы на ПС Амурсельмаш, Промышленная, Коммунальная, Нагорная. Трансформаторы. Трансформаторы, принятые к установке представлены в таблице:

Таблица 5 – Трансформаторы, подлежащие замене

Наименование ПС	Установленный трансформатор	Кз	Тип трансформатора	Кз
1	2	3	4	5
ПС Амурсельмаш	ТД-10000/35	0,35	2*ТМН-6300/35	0,71
	ТДНС-10000/35	0,55		

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5
ПС Промышленная	ТДНС-16000/35	0,54	2*ТМН-6300/35	0,68
	ТДНС-10000/35	0		
ПС Коммунальная	ТД-10000/35-74У1	0,65	2*ТМН-6300/35	0,52
	ТМН-10000/35	0		
ПС Нагорная	ТМН-6300/35	0	2*ТМН-2500/35	0,66
	ТМН-6300/35	0,52		
ПС Томь	ТМН-10000/35	0,37	2*ТМН-10000/35	0,52
	ТДНС-10000/35	0,67		

Масляный трансформатор ТМН 35/10 кВ, предназначен для работы в сетях трехфазного переменного тока частотой 50Гц. В трансформаторе применено естественное масляное охлаждение. Трансформаторы ТМН используют для преобразования электрической энергии на крупных промышленных предприятиях, в распределительных подстанциях сетевых компаний, а также для питания разнообразных потребителей.

Регулировка напряжения в силовом трансформаторе ТМН — 9 (девять) ступеней с диапазоном регулирования $\pm 4 \times 2,5\%$ от номинала. Тип регулирования - РПН (регулировка под нагрузкой) типа РНТА 35/125 или аналогичного.

В силовых трансформаторах ТМН предусмотрена возможность автоматического регулирования напряжения без отключения его от сети. Переключение трансформатора ТМН на другой диапазон может производиться как в автоматическом режиме, так и в ручном.

Трансформаторы данного типа комплектуются встроенными трансформаторами тока по 2 штуки на каждую фазу стороны ВН. Трансформаторы имеют регулятор напряжения типа РНТА 35/125,

позволяющий изменять коэффициент трансформации в автоматическом режиме под нагрузкой.

Вводы ВН и НН (съёмные), допускающие замену изоляторов без подъема активной части. Для обеспечения герметичности разъёмных частей трансформатора применяются уплотнения из маслостойкой резины.

-Трансформаторы комплектуются следующими приборами и устройствами:

- Термосигнализатор с переставными контактами;
- Газовое реле;
- Струйное реле (для РНГА);
- Реле минимального уровня масла;
- Труба предохранительная;
- Катки для продольного и поперечного перемещения.

Для варианта конфигурации сети 110 кВ были выбраны трансформаторы с аналогичной величиной мощности. Марки трансформаторов на подстанциях 110 кВ представлены в Таблице 6.

Наименование ПС	Установленный трансформатор
1	2
ПС Амурсельмаш	2*ТДН-6300/110
ПС Промышленная	2*ТДН-6300/110
ПС Коммунальная	2*ТДН-6300/110
ПС Нагорная	2*ТМН-2500/110
ПС Томь	2*ТДН-10000/110

Трансформаторы марки ТДН силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ со стороны ВН., с системой охлаждения вида «Д» – принудительной циркуляцией воздуха

и естественной циркуляцией масла, предназначен для работы в умеренном климате в условиях наружной установки. Автоматическое управление осуществляется от автоматического контроллера, поставляемого вместе с трансформатором.

3 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Назначение этой главы состоит не только в расчете режимов с помощью ПВК, но и в решении вопросов, связанных с обеспечением их энергоэффективности.

При решении задачи проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Эта оценка позволяет установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети заданных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети. Помимо этого, такие расчеты дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу, связано это прежде всего с большим количеством элементов. Поэтому расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически формализованными методами с помощью ЭВМ. В магистерской диссертации расчет был выполнен в ПВК RastrWin 3.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Узбекистана, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии .

В качестве исходных данных использовались:

- Контрольные замеры на подстанциях в зимний период;
- Каталожные данные трансформаторов и ЛЭП.

Перед проведением расчетов были подготовлены исходные данные. Для этого были начерчены схемы замещения для каждого из предложенных вариантов конфигурации сети, с указанием всех узлов и ветвей. Для каждого

узла было определено номинальное напряжение, а в базисном узле заданный (фиксированный) модуль напряжения ($V_{зд}$). Линии электропередачи заданы в данной программе с помощью активного, индуктивного сопротивления и проводимостью на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус), которые берутся из каталога и умножаются на длину линии. Трансформаторы помимо сопротивлений каждой ступени напряжения и проводимостей, задаются еще и коэффициентами трансформации. [13]

Определение параметров рабочего установившегося режима электрической сети (напряжения, тока, потокораспределения, потерь мощности) составляет задачу расчёта режима сети.

В результате расчета и анализа установившихся режимов необходимо определить наиболее выгодный вариант конфигурации сети.

В магистерской диссертации на первом этапе интеллектуализации были рассчитаны следующие режимы:

Для первого варианта конфигурации 35 кВ:

-Нормальный режим. При этом выбран участок нормального размыкания сети (Коммунальная – Томь);

-Аварийный режим при отключении головного участка Белогорск – Промышленная;

-Аварийный режим при отключении головного участка Белогорск – Амурсельмаш.

Для второго варианта конфигурации 110 кВ:

-Нормальный режим. При этом сеть 110 кВ замкнута;

-Аварийный режим при отключении головного участка Белогорск – Промышленная;

-Аварийный режим при отключении головного участка Белогорск – Амурсельмаш.

Также был рассчитан нормальный режим существующей сети города Белогорск для того, чтобы определить потери для возможности дальнейшего

экономического сравнения и доказательства эффективности произведенной интеллектуализации. Подробный расчет нормального режима существующей сети представлен в Приложении А.

В качестве примера покажем нормальный и самый тяжелый аварийный режим для первого и второго варианта конфигурации сети.

3.1 Расчет режимов предложенных вариантов сети

Прежде чем начать рассчитывать режимы предложенных вариантов сети, необходимо спрогнозировать электрические нагрузки.

Определяем прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов на примере максимальной спрогнозированной мощности, МВт: [7]

$$P_{\text{прог}}^{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (3)$$

где P_{max} – средняя мощность;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,0323.

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

t – год в который снимался первый замер.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5.

Дальнейший расчет проводился с учетом прогноза.

3.1.1 Расчет режимов первого из предложенных вариантов конфигурации электрической сети

Схема замещения для первого варианта конфигурации представлена на рисунке 18.

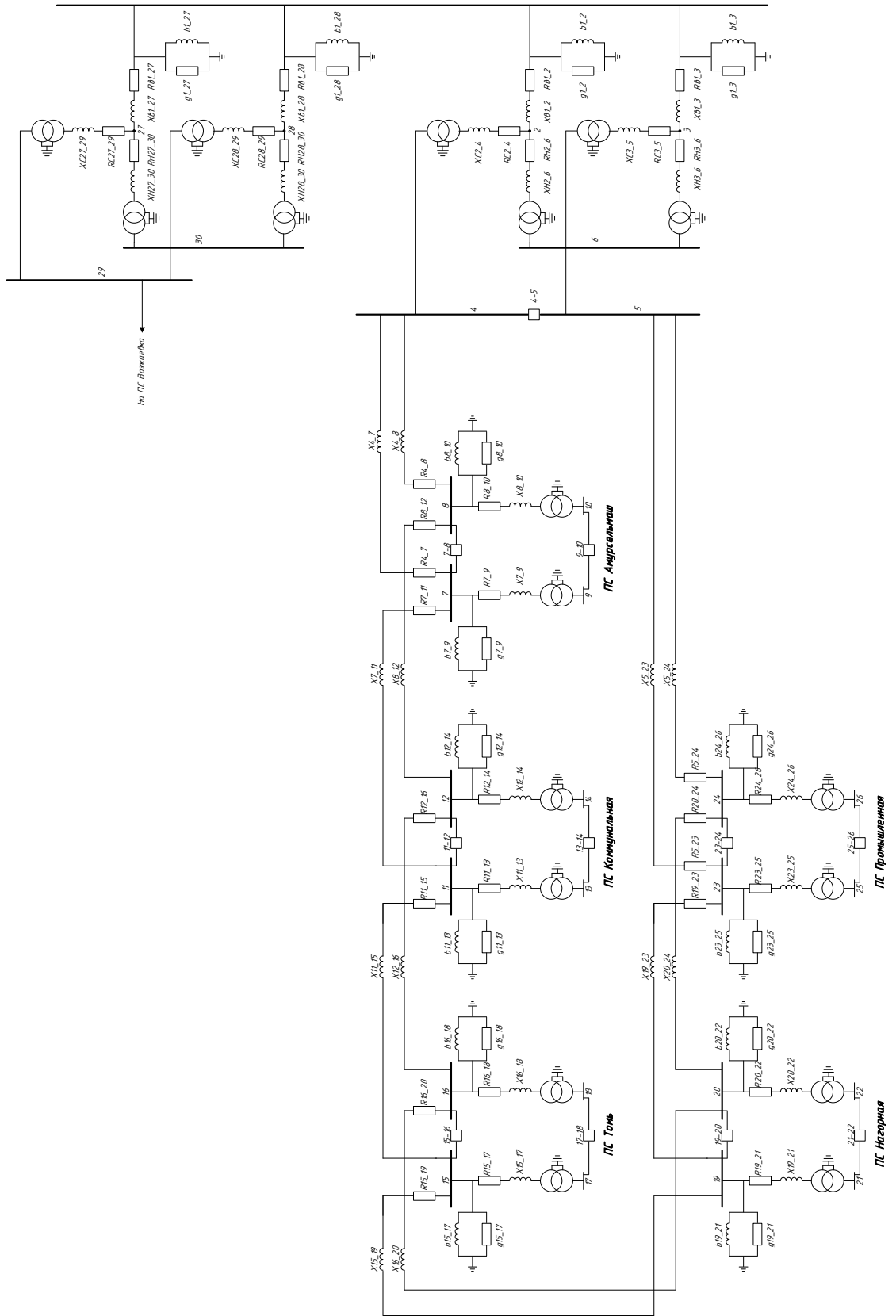


Рисунок 18 – Схема замещения первого варианта конфигурации сети 35 кВ.

Расчет нормального режима сети предполагает включение в работу всех ЛЭП и трансформаторов. При проведении расчетов сети 35 кВ, имеющих двусторонне питание, рекомендуется принимать разомкнутыми, а сети 110 кВ и выше – замкнутыми. Точки размыкания сетей 110 кВ должны быть обоснованы. [7]

Исходя из этого условия для расчета режимов первого варианта сети 35 кВ, схемой нормального режима была выбрана разомкнутая схема сети в точке потококораздела (ПС Томь) на участке Коммунальная – Томь.

Исходными данными для расчета установившихся режимов в ПВК RastrWin3 являются заданные узлы и ветви. Ввод схемы начинается с данных по узлам, которые отображают информацию для каждого узла, а именно его номер и номинальное напряжение. Пример задания узлов приведен в таблице 7

Таблица 7 – Задание узлов в ПВК RastrWin3

Номер	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, Мвар	Pг, МВт	Qг, Мвар	Vзд, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС Белогорск ВН	220			75,1	47,8	231
2	ПС Белогорск ВН0 Т4	220					
3	ПС Белогорск ВН0 Т3	220					
4	ПС Белогорск СН Т4	35	3	1,5			
5	ПС Белогорск СН Т3	35	3	1,5			
6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	12,5	6,1			
7	ПС Амурсельмаш ВН1	35					
8	ПС Амурсельмаш ВН2	35					
9	ПС Амурсельмаш НН1	10	4	2			
10	ПС Амурсельмаш НН2	10	4	2			
11	ПС Коммунальная ВН1	35					
12	ПС Коммунальная ВН2	35					
13	ПС Коммунальная НН1	10	2,9	1,4			
14	ПС Коммунальная НН2	10	2,9	1,4			
15	ПС Томь ВН1	35					

Продолжение Таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
16	ПС Томь ВН2	35					
17	ПС Томь НН1	10	4,6	2,3			
18	ПС Томь НН2	10	4,6	2,3			
19	ПС Нагорная ВН1	35					
20	ПС Нагорная ВН2	35					
21	ПС Нагорная НН1	10	1,5	0,7			
22	ПС Нагорная НН2	10	1,5	0,7			
23	ПС Промышленная ВН1	35					
24	ПС Промышленная ВН2	35					
25	ПС Промышленная НН1	10	3,8	1,9			
26	ПС Промышленная НН2	10	3,8	1,9			
27	ПС Белогорск ВН0 Т1	220					
28	ПС Белогорск ВН0 Т2	220					
29	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110	15	7,4			
30	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	6,4	3,2			

При расчетах установившихся режимов с помощью ПВК RastrWin3 линии электропередачи 500, 220, 110, 35, 10, 6 кВ представляется П-образной схемой замещения. Продольная ветвь схемы замещения линии электропередачи включает активное и индуктивное сопротивление. Поперечная ветвь схемы замещения соответствует емкостной проводимости линии на землю. При вводе данных по ветвям задается номера узлов, ограничивающих ветвь и их активные, реактивные сопротивления и проводимость. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляются ПВК, проставленному в поле значению коэффициента трансформации. При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. [13] Пример задания ветвей приведен в таблице 8, 9.

Таблица 8 – Задание ЛЭП 35 кВ в ПВК RastrWin3

Тип	Нн ач	Нк он	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,54	0,4		
ЛЭП	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,54	0,4		
ЛЭП	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	1,82	1,4		
ЛЭП	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	1,82	1,4		
ЛЭП	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	1,84	1,4		
ЛЭП	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	1,84	1,4		
ЛЭП	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,06	0,8		
ЛЭП	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,06	0,8		
ЛЭП	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	2,58	2		
ЛЭП	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	2,58	2		
ЛЭП	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	1,29	1		
ЛЭП	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	1,29	1		

Таблица 9 – Задание трансформаторов в ПВК RastrWin3

Тип	Ннач	Нкон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	1	2	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,6	165	8,3	1	1
Тр-р	1	3	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,6	165	8,3	1	1
Тр-р	2	4	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,6				0,17
Тр-р	3	5	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,6				0,17
Тр-р	2	6	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,6	125			0,05

Продолжение Таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	3	6	ПС Белогорск ВН0 Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,6	125			0,05
Тр-р	7	9	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	1,4	15	46	7,5	0,29
Тр-р	8	10	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	1,4	15	46	7,5	0,29
Тр-р	11	13	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	1,4	15	46	7,5	0,3
Тр-р	12	14	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	1,4	15	46	7,5	0,3
Выкл	11	12	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2					
Тр-р	15	17	ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	0,88	10	59	11	0,3
Тр-р	16	18	ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	0,81	11	44	9,3	0,3
Тр-р	19	21	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	5,1	32	22	4,2	0,3
Тр-р	20	22	ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	5,1	32	22	4,2	0,3
Тр-р	23	25	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	1,4	15	46	7,5	0,3
Тр-р	24	26	ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	1,4	15	46	7,5	0,3
Тр-р	1	27	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т1	1,4	104	6	0,9	1
Тр-р	1	28	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т2	1,4	104	6	0,9	1
Тр-р	27	29	ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,4				0,51
Тр-р	28	29	ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,4				0,51
Тр-р	27	30	ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,8	196			0,05

Продолжение Таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	28	30	ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,8	196			0,05

После задания исходных данных, во вкладке «графика» строится конфигурация электрической сети, после чего осуществляется расчет режимов. Схема потокораспределения для данного варианта сети представлена в Приложении Б.

Результаты расчета предложенного варианта сети представлены ниже:

По результатам расчета нормального установившегося режима был определен участок сети нормального размыкания (Коммунальная – Томь). В нормальном режиме сеть 35 кВ представляет собой две двухлучевые магистрали.

Таблица 10 – Отклонения напряжения в узлах сети 35 кВ.

Номер	Название	U_ном, кВ	U_факт, кВ	ΔU, %
1	2	3	4	5
1	ПС Белогорск ВН	220	231	5
2	ПС Белогорск ВН0 Т4	220	218,9	-0,5
3	ПС Белогорск ВН0 Т3	220	218,9	-0,5
4	ПС Белогорск СН Т4	35	36,06	3,04
5	ПС Белогорск СН Т3	35	36,06	3,04
6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	10,27	2,75
7	ПС Амурсельмаш ВН1	35	35,91	2,61
8	ПС Амурсельмаш ВН2	35	35,91	2,61
9	ПС Амурсельмаш НН1	10	10,14	1,44
10	ПС Амурсельмаш НН2	10	10,14	1,44
11	ПС Коммунальная ВН1	35	35,7	2,01
12	ПС Коммунальная ВН2	35	35,7	2,01
13	ПС Коммунальная НН1	10	10,49	4,94
14	ПС Коммунальная НН2	10	10,49	4,94
15	ПС Томь ВН1	35	34,69	-0,87
16	ПС Томь ВН2	35	34,69	-0,87
17	ПС Томь НН1	10	10,1	1,05
18	ПС Томь НН2	10	10,1	1,05
19	ПС Нагорная ВН1	35	34,89	-0,3

Продолжение Таблицы 10

1	2	3	4	5
20	ПС Нагорная ВН2	35	34,89	-0,3
21	ПС Нагорная НН1	10	10,19	1,94
22	ПС Нагорная НН2	10	10,19	1,94
23	ПС Промышленная ВН1	35	35,54	1,54
24	ПС Промышленная ВН2	35	35,54	1,54
25	ПС Промышленная НН1	10	10,21	2,07
26	ПС Промышленная НН2	10	10,21	2,07
27	ПС Белогорск ВН0 Т1	220	228,45	3,84
28	ПС Белогорск ВН0 Т2	220	228,45	3,84
29	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110	115,35	4,87
30	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	10,22	2,16

Из Таблицы 10 видно, что в нормальном режиме отклонения напряжений не выходят за пределы допустимого.

Исходя из условия эксплуатации целесообразно держать загруженность линий в пределах от 30 до 70 %.

Так как в магистерской диссертации в качестве исходных данных были взяты нагрузки зимнего максимума, то, исходя из климатических условий г. Белогорск, температура окружающей среды для расчета загрузки ЛЭП для всех вариантов конфигурации была взята минус 30 °С.

Загрузка ЛЭП при температуре окружающей среды минус 30 °С представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Загрузка ЛЭП при температуре окружающей среды минус 30 °С

Название	Ток в нормальном режиме $I_{нр}$, А	Длительно допустимые токи, $I_{дл.доп.}$, А	Загрузка линии в нормальном режиме $K_{загр.норм}$, %
1	2	3	4
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	129	460	28
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	129	460	28
ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	54	460	11,8

Продолжение Таблицы 11

1	2	3	4
ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	54	460	11,8
ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1		460	
ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2		460	
ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	88	460	19,1
ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	88	460	19,1
ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	116	460	25,3
ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	116	460	25,3
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	189	460	41
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	189	460	41

Из таблицы видно, что ЛЭП в нормальном режиме с разомкнутым участком Коммунальная – Томь, недогружены. Это объясняется тем, что сечение ЛЭП завышены для того, чтобы в аварийных режимах ЛЭП не были перегружены, а также для возможности дальнейшего роста нагрузок города.

В нормальном режиме технические потери активной мощности в сети 35 кВ составили 1,33 МВт.

Относительные потери мощности в сети определяются по формуле:

$$\delta P = \frac{D_p}{P_n} \cdot 100\% \quad (4)$$

$$\delta P = \frac{1,33}{75} \cdot 100\% = 1,77\%$$

В данном случае, относительные потери составляют 1,77 %, что не превышает уровень потерь, характерный для стран с развитой экономикой.

Рассмотрим аварийный режим данного варианта конфигурации. Для этого отключим наиболее загруженный головной участок (Белогорск – Амурсельмаш)

Результаты расчета аварийного режима предложенного варианта сети 35 кВ представлены ниже:

Таблица 12 – Отклонения напряжения в узлах сети 35 кВ.

Номер	Название	U_ном, кВ	U_факт, кВ	ΔU, %
1	2	3	4	5
1	ПС Белогорск ВН	220	231	5
2	ПС Белогорск ВНО Т4	220	218,07	-0,88
3	ПС Белогорск ВНО Т3	220	218,06	-0,88
4	ПС Белогорск СН Т4	35	35,92	2,64
5	ПС Белогорск СН Т3	35	35,92	2,63
6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	10,24	2,35
7	ПС Амурсельмаш ВН1	35	32,04	-8,46
8	ПС Амурсельмаш ВН2	35	32,04	-8,46
9	ПС Амурсельмаш НН1	10	9,56	-4,41
10	ПС Амурсельмаш НН2	10	9,56	-4,41
11	ПС Коммунальная ВН1	35	32,37	-7,52
12	ПС Коммунальная ВН2	35	32,37	-7,52
13	ПС Коммунальная НН1	10	9,77	-2,34
14	ПС Коммунальная НН2	10	9,77	-2,34
15	ПС Томь ВН1	35	32,94	-5,88
16	ПС Томь ВН2	35	32,94	-5,88
17	ПС Томь НН1	10	9,57	-4,33
18	ПС Томь НН2	10	9,57	-4,33
19	ПС Нагорная ВН1	35	33,49	-4,33
20	ПС Нагорная ВН2	35	33,49	-4,33
21	ПС Нагорная НН1	10	10,22	2,18
22	ПС Нагорная НН2	10	10,22	2,18
23	ПС Промышленная ВН1	35	34,97	-0,08
24	ПС Промышленная ВН2	35	34,97	-0,08
25	ПС Промышленная НН1	10	10,35	3,55
26	ПС Промышленная НН2	10	10,35	3,55
27	ПС Белогорск ВНО Т1	220	228,45	3,84
28	ПС Белогорск ВНО Т2	220	228,45	3,84
29	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110	115,35	4,87
30	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	10,22	2,16

Из таблицы 12 видно, что в аварийном режиме при отключенном головном участке Белогорск - Амурсельмаш отклонения напряжений не выходят за пределы допустимого.

Загрузка ЛЭП при температуре окружающей среды минус 30 °С представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Загрузка ЛЭП при температуре окружающей среды -30 °С

Название	Ток в нормальном режиме $I_{нр}$, А	Длительно допустимые токи, $I_{дл.доп.}$, А	Загрузка линии в нормальном режиме $K_{загр.норм}$, %
1	2	3	4
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	-	460	-
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	-	460	-
ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	84	460	18,3
ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	84	460	18,3
ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	145	460	31,4
ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	145	460	31,4
ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	238	460	51,8
ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	238	460	51,8
ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	268	460	58,2
ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	268	460	58,2
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	341	460	74,2
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	341	460	74,2

Из таблицы видно, что в аварийном режиме с отключенным участком Белогорск – Амурсельмаш, ЛЭП Амурсельмаш – Коммунальная недогружена. А головной участок Белогорск – Промышленная загружен на пределе рекомендованной загрузки, исходя их условий эксплуатации.

Технические потери активной мощности в данном аварийном режиме в сети 35 кВ составили 3,44 МВт.

Относительные потери мощности в сети определяются по формуле (4):

$$\delta P = \frac{3,44}{77,3} \cdot 100\% = 4,45\%$$

В данном случае, относительные потери составляют 4,45 %, что не превышает уровень потерь, характерный для стран с развитой экономикой.

Подробный расчет режимов для первого варианта конфигурации представлен в Приложениях Б, В.

3.1.2 Расчет режимов второго из предложенных вариантов конфигурации электрической сети

Второй вариант конфигурации сети 110 кВ рассчитывается аналогично.

Как было сказано в пункте 3.1.1 расчет нормального режима сети предполагает включение в работу всех ЛЭП и трансформаторов. При проведении расчетов сети 110 кВ, имеющих двустороннее питание, рекомендуется принимать замкнутыми, а точки размыкания сетей 110 кВ должны быть обоснованы. [7] Поэтому для расчета режимов второго варианта сети 110 кВ, схемой нормального режима была выбрана замкнутая схема.

Схема замещения для второго варианта конфигурации сети с переводом системы электроснабжения г. Белогорск на класс напряжения 110 кВ представлена на рисунке 19.

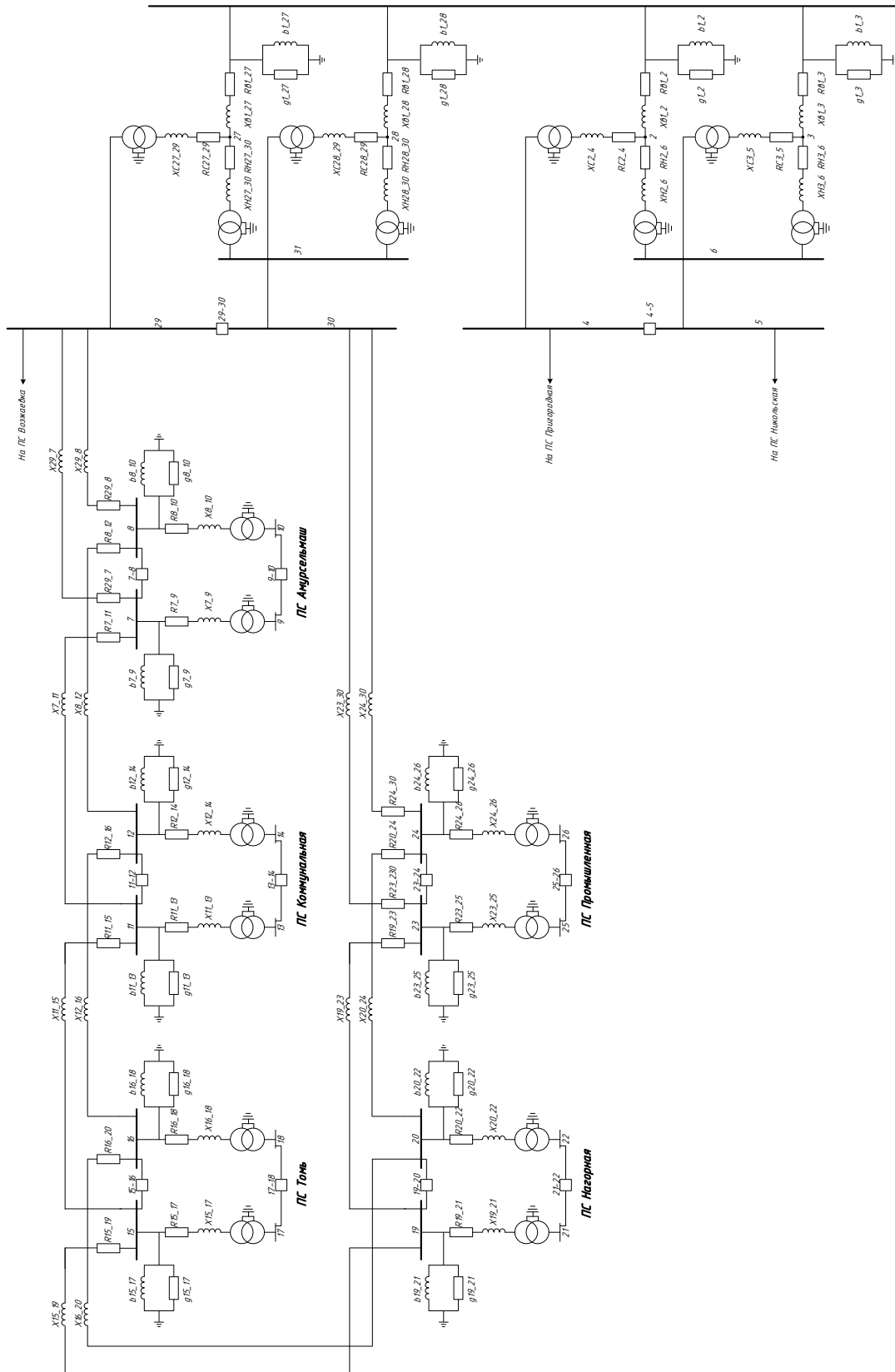


Рисунок 19 – Схема замещения первого варианта конфигурации сети 110 кВ.

Результаты расчетов установившихся режимов для второго варианта конфигурации сети представлены в таблицах 14 – 17.

Таблица 14 – Отклонения напряжения в узлах сети 110 кВ в нормальном режиме.

Номер	Название	U_ном, кВ	U_факт, кВ	ΔU , %
1	2	3	4	5
1	ПС Белогорск ВН	220	225	2,27
2	ПС Белогорск ВН0 Т4	220	221,27	0,58
3	ПС Белогорск ВН0 Т3	220	221,27	0,58
4	ПС Белогорск СН Т4	35	36,5	4,29
5	ПС Белогорск СН Т3	35	36,5	4,29
6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	10,39	3,88
7	ПС Амурсельмаш ВН1	110	111,96	1,79
8	ПС Амурсельмаш ВН2	110	111,96	1,79
9	ПС Амурсельмаш НН1	10	10,24	2,41
10	ПС Амурсельмаш НН2	10	10,24	2,41
11	ПС Коммунальная ВН1	110	111,8	1,64
12	ПС Коммунальная ВН2	110	111,8	1,64
13	ПС Коммунальная НН1	10	10,36	3,61
14	ПС Коммунальная НН2	10	10,36	3,61
15	ПС Томь ВН1	110	111,72	1,56
16	ПС Томь ВН2	110	111,72	1,56
17	ПС Томь НН1	10	10,18	1,77
18	ПС Томь НН2	10	10,18	1,77
19	ПС Нагорная ВН1	110	111,75	1,59
20	ПС Нагорная ВН2	110	111,75	1,59
21	ПС Нагорная НН1	10	10,27	2,68
22	ПС Нагорная НН2	10	10,27	2,68
23	ПС Промышленная ВН1	110	111,9	1,72
24	ПС Промышленная ВН2	110	111,9	1,72
25	ПС Промышленная НН1	10	10,44	4,39
26	ПС Промышленная НН2	10	10,44	4,39
27	ПС Белогорск ВН0 Т1	220	217,49	-1,14
28	ПС Белогорск ВН0 Т2	220	217,49	-1,14
29	ПС Белогорск СН Т1	110	112,05	1,86
30	ПС Белогорск СН Т2	110	112,05	1,86
31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	9,72	-2,81

В нормальном режиме отклонения напряжения в узлах не выходят за пределы допустимого.

Таблица 15 – Загрузка ЛЭП при температуре окружающей среды минус 30 °С в нормальном режиме.

Название	Ток в нормальном режиме $I_{нр}$, А	Длительно допустимые токи, $I_{дл.доп.}$, А	Загрузка линии в нормальном режиме $K_{загр.норм}$, %
1	2	3	4
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	57	265	21,5
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	57	265	21,5
ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	33	265	12,5
ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	33	265	12,5
ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	16	265	6
ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	16	265	6
ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	12	265	4,4
ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	12	265	4,4
ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	20	265	7,7
ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	20	265	7,7
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	43	265	16,3
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	43	265	16,3

Линии электропередачи в нормальном режиме недогружены. Для данного варианта сети класса напряжения 110 кВ выбрано самое минимальное сечение (АС-70).

Технические потери активной мощности в данном аварийном режиме в сети 35 кВ составили 0,63 МВт.

Относительные потери мощности в сети определяются по формуле (4):

$$\delta P = \frac{0,63}{74,4} \cdot 100\% = 0,85\%$$

В данном случае, относительные потери составляют 0,85 %, что не превышает уровень потерь, характерный для стран с развитой экономикой.

Результаты расчетов установившегося режима для самого тяжелого режима второго варианта конфигурации сети (отключен головной участок Белогорск – Амурсельмаш):

Таблица 16 – Отклонения напряжения в узлах сети 110 кВ в аварийном режиме.

Номер	Название	U_ном, кВ	U_факт, кВ	ΔU, %
1	2	3	4	5
1	ПС Белогорск ВН	220	225	2,27
2	ПС Белогорск ВН0 Т4	220	221,27	0,58
3	ПС Белогорск ВН0 Т3	220	221,27	0,58
4	ПС Белогорск СН Т4	35	36,5	4,29
5	ПС Белогорск СН Т3	35	36,5	4,29
6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	10,39	3,88
7	ПС Амурсельмаш ВН1	110	110,58	0,53
8	ПС Амурсельмаш ВН2	110	110,58	0,53
9	ПС Амурсельмаш НН1	10	10,1	1,02
10	ПС Амурсельмаш НН2	10	10,1	1,02
11	ПС Коммунальная ВН1	110	110,7	0,64
12	ПС Коммунальная ВН2	110	110,7	0,64
13	ПС Коммунальная НН1	10	10,25	2,52
14	ПС Коммунальная НН2	10	10,25	2,52
15	ПС Томь ВН1	110	110,91	0,83
16	ПС Томь ВН2	110	110,91	0,83
17	ПС Томь НН1	10	10,1	0,98
18	ПС Томь НН2	10	10,1	0,98
19	ПС Нагорная ВН1	110	111,11	1,01
20	ПС Нагорная ВН2	110	111,11	1,01
21	ПС Нагорная НН1	10	10,2	2,04
22	ПС Нагорная НН2	10	10,2	2,04
23	ПС Промышленная ВН1	110	111,66	1,51
24	ПС Промышленная ВН2	110	111,66	1,51
25	ПС Промышленная НН1	10	10,41	4,15

Продолжение Таблицы 16

1	2	3	4	5
26	ПС Промышленная НН2	10	10,41	4,15
27	ПС Белогорск ВН0 Т1	220	217,44	-1,16
28	ПС Белогорск ВН0 Т2	220	217,44	-1,16
29	ПС Белогорск СН Т1	110	112,03	1,84
30	ПС Белогорск СН Т2	110	112,02	1,84
31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	9,72	-2,83

Отклонения напряжений в аварийном режиме при отключении головного участка Белогорск – Амурсельмаш лежат в допустимых пределах.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП при температуре окружающей среды минус 30 °С в аварийном режиме.

Название	Ток в нормальном режиме $I_{нр}$, А	Длительно допустимые токи, $I_{дл.доп.}$, А	Загрузка линии в нормальном режиме $K_{загр.норм}$, %
1	2	3	4
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	-	265	-
ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	-	265	-
ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	24	265	9,0
ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	24	265	9,0
ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	41	265	15,5
ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	41	265	15,5
ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	69	265	25,9
ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	69	265	25,9
ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	77	265	29,2
ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	77	265	29,2

1	2	3	4
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	99	265	37,6
ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	100	265	37,6

В аварийном режиме перегруженных линий нет.

Технические потери активной мощности в данном аварийном режиме в сети 35 кВ составили 0,84 МВт.

Относительные потери мощности в сети определяются по формуле (4):

$$\delta P = \frac{0,84}{74,3} \cdot 100\% = 1,13\%$$

В данном случае, относительные потери составляют 0,13 %, что не превышает уровень потерь, характерный для стран с развитой экономикой.

Подробный расчет установившихся режимов для второго варианта конфигурации представлен в Приложениях Г, Д.

3.2 Выбор варианта конфигурации сети

Для того, чтобы выбрать наиболее выгодный вариант конфигурации электрической сети на первом этапе интеллектуализации, были рассчитаны технические потери электрической энергии.

Сравнение двух предложенных вариантов по уровню технических потерь представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение вариантов по уровню технических потерь

Режим	ΔP, МВт	
	35 кВ	110 кВ
1	2	3
Нормальный режим	1,33	0,63
Аварийный режим (отключен головной участок Белогорск - Амурсельмаш)	3,44	0,75
Аварийный режим (отключен головной участок Белогорск - Промышленная)	2,38	0,84

По результатам сравнения предложенных вариантов конфигурации явно видно, что более выгодным по уровню технических потерь является второй вариант конфигурации сети с переводом системы электроснабжения города Белогорск на класс напряжения 110 кВ. Данный вариант конфигурации и будет рассматривать в дальнейшем.

3.3 Создание поперечных связей выбранного варианта конфигурации сети

На первом этапе интеллектуализации был произведен выбор наиболее выгодного варианта сети из двух предложенных. По результатам расчетов установившихся режимов в качестве пилотного проекта был выбран вариант с переводом системы электроснабжения города Белогорск на класс напряжения 110 кВ. Для оптимизации аварийных режимов, снижения потерь, снижения токов и обеспечения большей надежности системы в целом, необходимо ввести поперечные связи 110 кВ и проверить результат.

Суть введения поперечных связей состоит в том, чтобы создать такой вариант конфигурации сети, при котором в разных режимах будут наблюдаться самые низкие потери и требуемый уровень надежности.

Для расчетов был смоделирован самый тяжелый аварийный режим сети 110 кВ с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш и поочередно вводились в работу разные поперечные связи. По результатам расчетов потерь будет видно, какую поперечную связь необходимо сконструировать для оптимизации аварийных режимов.

Результаты внедрения поперечных связей в аварийном режиме при отключении головного участка ПС Белогорск – ПС Амурсельмаш представлены в Таблице 19

Таблица 19 – Результаты внедрения поперечных связей

Поперечная связь	ΔP , МВт
1	2
Амурсельмаш - Промышленная	0,72
Амурсельмаш - Нагорная	0,81
Коммунальная - Нагорная	0,81

Продолжение Таблицы 19

1	2
Коммунальная - Промышленная	0,71
Белогорск - Коммунальная	0,67
Белогорск - Нагорная	0,75
Белогорск - Томь	0,73
Промышленная - Томь	0,77
Амурсельмаш - Томь	0,83

По результатам расчетов технических потерь в ПВК RastrWin3 был выбран участок ПС Белогорск – ПС Коммунальная, где необходимо сконструировать дополнительную двухцепную линию 110 кВ длиной 6,5 км, которая в нормальном режиме будет находиться в резерве. Именно на примере ПС Коммунальная будет произведен выбор ее конструктивного исполнения, а также выбор необходимого оборудования. Подробный расчет технических потерь в ПВК RastrWin3 представлен в Приложении Е.

Для того, чтобы при необходимости автоматически изменять топологию электрической сети 110 кВ с применением поперечной связи на участке ПС Белогорск – ПС Коммунальная, необходимо внедрить на перечисленных подстанциях силовые выключатели с возможностью дистанционного управления, а также возможностью подключения к ним автоматических устройств управления выключателями. Выбор таких выключателей произведен в Разделе 5.

В результате расчетов установившихся режимов была определена схема электрической сети, а также узлы для обеспечения реконфигурации.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания. Для этого необходимо предварительно определить [3]

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток КЗ.

В магистерской диссертации токи короткого замыкания были посчитаны в программном комплексе RastrKZ (в составе RastrWin3).

В настоящее время в RastrWin3 реализованы следующие функции [13]:

- Расчет металлических КЗ 1, 2, 3, 1.1, одно и многократных;

- Учет взаимоиндукции линий;

- Учет мнимых коэффициентов трансформации;

- Расчет влияния размыкания линий на ТКЗ и шунты;

- Ускоренный расчет повреждений без рефакторизации матрицы проводимости;

- Расчет шунта для моделирования КЗ в расчете установившегося режима и электромеханическом переходном процессе;

- Расчет тока в грозотросе ЛЭП.

Параметры элементов схем замещения в ПВК RastrWin 3 задаются в именованных единицах (Ом, кВ) без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{п0}$) посчитаны в ПВК RastrWin 3.

Апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам (кА):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-t/Ta} \quad (5)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (6)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент;

Ta - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Результаты расчетов токов КЗ на ПС Коммунальная представлены в Таблице 20.

Таблица 20 – Расчет токов КЗ на ПС Коммунальная

Точка КЗ	$I_{п0}^{(3)}$, кА	i_{at} , кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
К-1 (ВН 110 кВ)	4,22	0,808	6,776
К-2 (НН 10 кВ)	5,43	1,039	8,718

По данным полученным из результата расчетов ТКЗ и расчета режимов будет на заводе изготовителе установлено и проверено все необходимое оборудование на напряжение 110 кВ.

Расчет токов короткого замыкания, произведенный в ПВК RastrWin3, представлен в Приложении Ж.

5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Выбор конструктивного исполнения ПС Коммунальная 110/10 для предложенного варианта реконфигурации

При реконструкции ПС также необходимо изменить ее конструктивное исполнение. ОРУ-35, ЗРУ-10, КРУН-10 установленные в 1970-х годах, уже морально и физически устарели и не отвечают требованиям градостроительного кодекса об эстетическом виде электроустановок. Необходимо заменить их на новейшие, современные типы подстанций, позволяющие эксплуатировать инновационное оборудование с возможностью дистанционного управления, для обеспечения наибольшей надежности, возможности реконфигурации сети, наименьших технологических потерь и низкие эксплуатационные издержки.

Схемой ПС Коммунальная была выбрана схема 5 АН – мостик с выключателями со стороны трансформаторов, так как эта схема обеспечивает сохранение транзита при выводе в ремонт одного из трансформаторов.

Ниже представлена однолинейная схема рассматриваемой подстанции 110/10 кВ Коммунальная

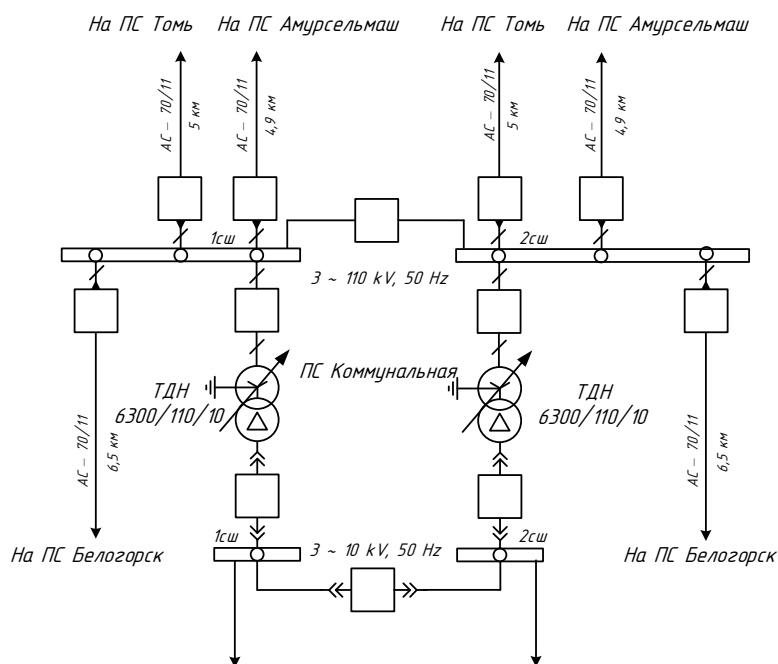


Рисунок 20 – Однолинейная схема ПС 110/10 кВ Коммунальная

Конструктивным исполнением ПС Коммунальная было предложено внедрить мобильную модульную подстанцию ММПС-110/10, которая предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии, производства компании «ПитерЭнергоМаш». Типовое решение ММПС 110/10 кВ состоит из трех модулей, представляющих после сборки на объекте единую конструкцию. В зависимости от целей и задач Заказчика конфигурация и состав оборудования подстанции может меняться.

Модули выполнены на базе стандартных 40-футовых морских контейнеров. Корпусы контейнеров механически усилены дополнительными конструкциями и позволяют добиться необходимой прочности и долговечности конструкции. 1 и 2 модуль ММПС 110/10 кВ состоит КРУЭ-110 кВ и силовой трансформатор 110/10. Вес модуля составляет 62 тонны. 3 модуль ММПС 110/10 представляет собой распределительное устройство 10 кВ и все необходимые системы управления и защиты. Для обеспечения оперативным током предусмотрен шкаф бесперебойного питания. Подстанция обеспечена релейной защитой и автоматикой, а также шкафом собственных нужд для электропитания ММПС. [15]

КРУЭ-110 позволяет значительно уменьшить площади и объёмы занимаемые распределительными устройствами и обеспечить возможность более легкого расширения КРУЭ по сравнению с традиционными РУ.

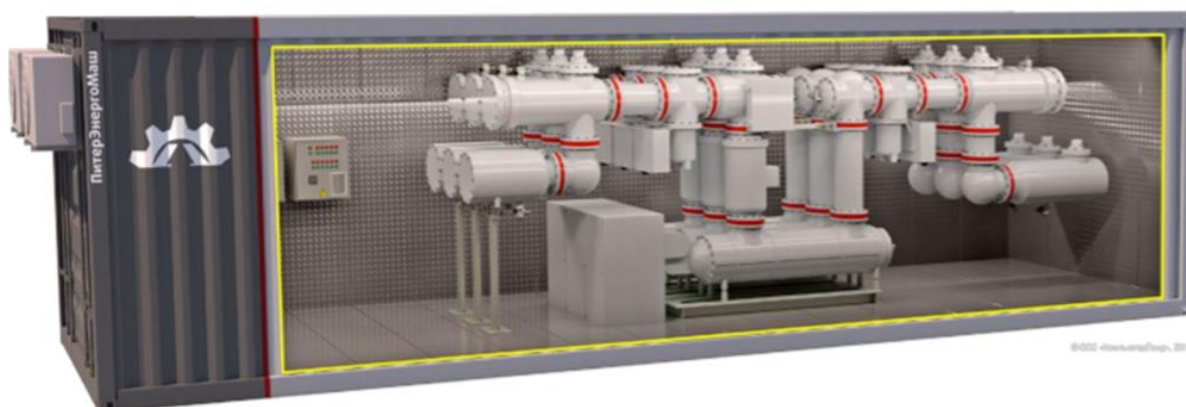


Рисунок 21 – КРУЭ-110 5АН ММПС 110/10

КРУЭ-110 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока, напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными свойствами.

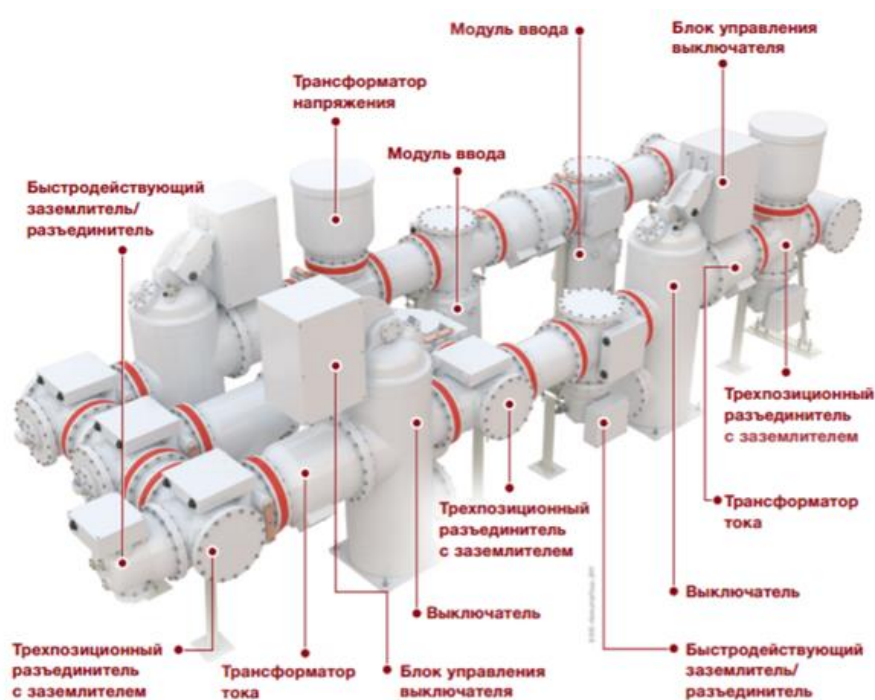


Рисунок 22– Состав оборудования КРУЭ-110 5АН

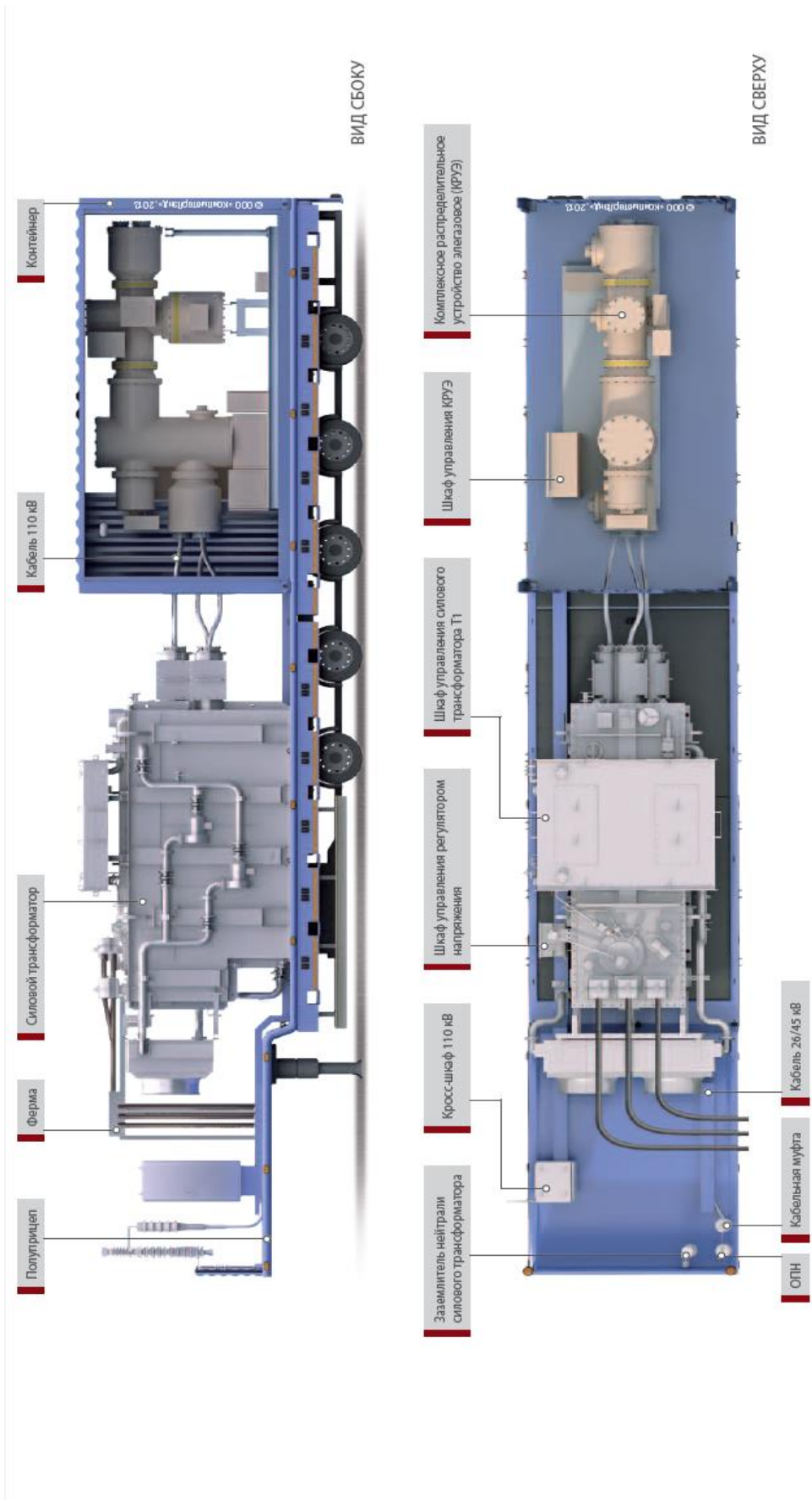


Рисунок 23 – Вид 1 модуля ММПС 110/10

Основными преимуществами использования модульных подстанций по сравнению с традиционным исполнением ПС являются:

- Безопасность обслуживания оборудования.
- Снижение стоимости ПС за счет исключения затрат на строительство здания и отвод земель.
- Удобное обслуживание оборудования в процессе эксплуатации.
- Повышенное качество монтажных работ за счет выполнения большей части из них на производстве.
- Минимальное время сборки и ввода в рабочее состояние ПС.

При производстве ММПС применяются самые современные технологии и материалы, оборудование ведущих производителей в энергетической отрасли, а также уникальные технические решения, которые позволяют успешно реализовывать даже самые сложные задачи.

Оборудование адаптировано к российским условиям эксплуатации, в частности эксплуатации в условиях низких температур и скачков напряжения. В ММПС 110/10 установлены КРУ, при разработке которых, учитывались самые современные тенденции мировой электротехники. Особое внимание уделяется обеспечению высокого уровня надежности оборудования, безопасности, удобству эксплуатации и экономической эффективности конструкторских и технологических решений. [15]

Ячейка КРУ-10 состоит из 4 секций: отсека релейной защиты и автоматики, отсека с выключателем, кабельного отсека и отсека шин, которые разделены друг от друга металлическими заземленными перегородками.

В КРУ используются шины сборного типа. Разделение последовательных ячеек осуществляется с помощью проходных изоляторов. На передней части контактного узла есть металлическая шторка. Она автоматически поднимается и опускается при перемещении тележки из рабочего положения в ремонтное. Вынужденная механическая блокировка между главным выключателем, тележкой, переключателем заземления и дверью ячейки отвечает требованиям защиты. Диапазон температуры

окружающей среды от +40 до -20, относительная влажность за день не более 95%. Трансформаторы тока и напряжения расположены в кабельном отсеке.

РАЗМЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ В МОДУЛЕ 10(6) кВ



Рисунок 24 – Вид 3 модуля 10 кВ ММПС 110/10

В ММПС 110/10 применяются передовые микропроцессорные терминалы релейной защиты обеспечивающие необходимый набор функций, таких как: дифференциальная защита трансформатора, простые токовые защиты, дуговая защита шин, определение «земли» в сети, осцилографирование аварийных процессов.

Использование микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики позволяет реализовать:

- Все необходимые защиты присоединений 10 кВ.
- Индикацию измеряемых величин на встроенном дисплее.
- Регистрацию и хранение аварийных параметров.
- Установку и изменение защит по стеи.
- Осцилографирование.

-Отображение всей информации на встроенном жидкокристаллическом дисплее.

Встроенная система телемеханики PCS 9881 позволяет:

-Измерять и передавать на верхний уровень параметры сети: текущие и аварийные значения тока, напряжения, мощности, активной и реактивной энергии.

-Передавать на верхний уровень данные о положении коммутационных аппаратов

-Дистанционно управлять силовыми вакуумными выключателями.

-Осуществлять удаленное управление микропроцессорным блоком.

Все оборудование 110 кВ. установлено в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, поэтому все оборудование применяется встроенного типа. Так как конфигурация и состав оборудования подстанции определяется в зависимости от целей и задач Заказчика, то для выбора всего необходимого оборудования на стороне 110 кВ достаточно предъявить заводу изготовителю необходимые параметры оборудования.

К установке применяется КРУЭ-110 5АН. Сопоставление характеристик КРУЭ и параметров сети приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор КРУЭ

Расчетные данные	Технические характеристики КРУЭ
1	2
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$U_{н.р.} = 121 \text{ кВ}$	$U_{н.р.} = 145 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 46,35 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{по} = 4,22 \text{ кА}$	$I_{по} = 40 \text{ кА}$
$I_{дин} = 6,8 \text{ кА}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$

По данным взятым из запроса Заказчика в КРУЭ-110 будут подобраны, проверены и установлены ТТ, ТН, ОПН, силовые выключатели, заземлители и т.д. В соответствии с Рисунком 22

С помощью телемеханики и микропроцессорной автоматики встроенной в блок управления будет осуществляться контроль и управление ММПС 110/10 с дистанционного пульта управления.

Как было сказано в первой главе, интеллектуализацию системы электроснабжения можно разбить на ступени. Одна из которых это автоматика, и автоматическая реконфигурация сети с дистанционного автоматизированного пункта управления. С помощью инновационного конструктивного исполнения ММПС 110/10 будут легко осуществлены эти задачи.

Счетчики этих серий имеют возможности:

- Измерения и учета активной, реактивной и полной мощности и энергии;
- Возможности включения в АСУ;
- Сохранение информации.

Умный учет. Как вторая задача интеллектуализации, решается на данном этапе. Микропроцессорные цифровые умные мультиметры, включающие в себя возможности счетчика, контроллера и автоматического механизма управления, будут рассмотрены позже, при выборе ТТ и ТН. [16]

Шкафы предназначены для управления механизмами, агрегатами, устройствами и другими приемниками собственных нужд. СН оснащаются АВР, приборами контроля и управления. Автоматика СН позволяет автоматически поддерживать заданную температуру в ММПС. Система освещения выполнена таким образом, что при пропадании основного питания система освещения автоматически переходит на резервное питание от аккумуляторных батарей. В ММПС установлены аккумуляторные батареи и выпрямительное устройство. Подзаряд батарей происходит в автоматическом режиме под управлением контроллера.

В ММПС 110/10 используется кабельная продукция высокого качества, в которой объединены высокие эксплуатационные и потребительские характеристики. Выполнение ММПС 110/10 со штепсельными кабельными разъёмами сокращает время монтажа до минимума и облегчает ремонт. Число

изгибов любого кабеля 50 000 раз. Диаметр кабеля способен уменьшаться на 50% при сдавливании.

Рабочий диапазон температур использования ММПС 110/10: от -50 до +50. Количество высоковольтных отходящих линий варьируется от 1 до 14. При необходимости может быть обеспечена первая категория надежности электроснабжения.

Для примера в данной магистерской диссертации будет рассмотрен выбор оборудования для ПС 110/10 Коммунальная. Остальные ПС реконструируются по аналогии. Конструктивно ПС 110/10 Коммунальная будет выполнено как ММПС 110/10 2018 г.в.

5.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ для ММПС 110/10 Коммунальная

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования [109]:

Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

Быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

Пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

Легкость ревизии и осмотра контактов;

Взрыво- и пожаробезопасность;

Удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателя 10 кВ установленных на вводе в РУ-10. Схема установки выключателей в РУ-10 кВ приведена на рисунке 25

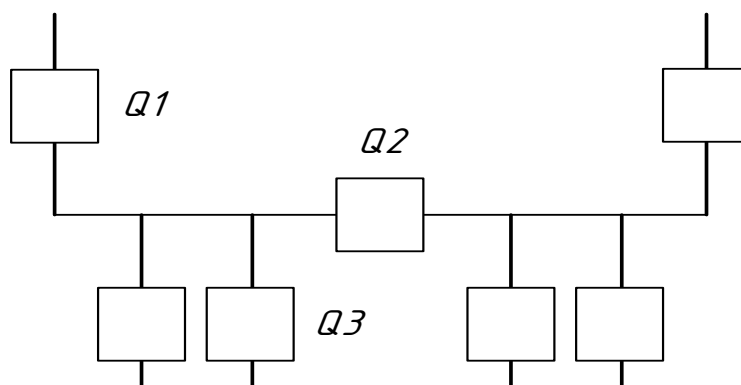


Рисунок 25 – Расположение выключателей

Выключатели Q_1 и Q_2 будут одинаковыми (см. рисунок 25). В качестве примера выбор произведем для выключателя 10 кВ, установленного на вводе в РУ-10 ММПС 110/10 Коммунальная.

Допустимо производить выбор выключателей по следующим параметрам[109]:

- по номинальному напряжению
- по номинальному току
- по включающей и отключающей способности.

Проверка осуществляется по термической и динамической стойкости.

На стороне ВН ПС 110/10 Томь выбираем к установке элегазовый выключатель типа ВВ/TEL-10-20/630У2 производства завода "Таврида электрик" с электромагнитным приводом, встроенным в блок управления марки БУ/TEL-12-03.[109]. Устройство управление изготовлено в виде отдельного блока, устанавливаемого в релейном шкафу, на выкатных элементах РУ-10.

С помощью устройство управления выполняется следующие функции:

- местное и дистанционное управление, в том числе от низковольтного вспомогательного источника питания;
- блокировку от повторного включения;
- питание от токовых цепей при отсутствии напряжения питания;

-возможность отключения выключателя в течение 20 с после исчезновения напряжения оперативного питания;

-отключение выключателя от токовых цепей и от независимого источника питания;

-сигнализация аварийного отключения выключателя;

-самодиагностика;

-сигнализация и идентификация типа неисправности.

-полная взаимозаменяемость с устаревшими маломасляными выключателями по главным и вспомогательным цепям;

-возможность работы в любом пространственном положении;

-малые габариты и масса.

Блок управления БУ/TEL-12-03 обеспечивает возможность дистанционного управления выключателем с автоматизированного рабочего места (АРМ). С помощью данного выключателя будет выполняться реконфигурация сети в аварийных режимах. Автоматика, с помощью которой данный коммутационный аппарат будет включаться или отключаться, в зависимости от требований режима, позволяет устанавливать на выключатель АВР, АЧР, АПВ и принудительное дистанционное отключение.

Автоматические средства управления режимами будут рассмотрены в данной магистерской диссертации позднее.

Блок управления БУ/TEL-12-03 обеспечивает наиболее гибкое и удобное сопряжение с, вторичными цепями защиты и управления, выполненными как с применением традиционных электромеханических реле, так и с использованием современных микропроцессорных реле. БУ/TEL-12-03 применяется на переменном оперативном токе со всеми типами защит. Требуется проверка принятого выключателя.

Максимальный рабочий ток может определен при расчете режимов как суммарный ток трех петель.

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,8 \quad (7)$$

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{П\tau} \leq I_{отк.ном} \quad (8)$$

где $I_{П\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ. учитывает подпитку от генераторов. Для данного случая $I_{П\tau} = I_{П0}$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t .

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{ОТКЛ.НОМ}, \quad (9)$$

где $\beta_{НОМ}$ - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (32 %).

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ - номинальный ток отключения.

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32}{100} \cdot 20 = 9,05 \text{ кА.}$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{вкл.}; I_{П0} \leq I_{вкл.}, \quad (10)$$

где i_y - ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{П0}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл.}$ - номинальный ток включения выключения;

$i_{вкл.}$ - наибольший пик тока включения.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{П0} \leq I_{дин}; i_y \leq i_{дин}, \quad (11)$$

где $i_{дин}$ - наибольший пик (ток электродинамической стойкости);

$I_{дин}$ - действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ ($\text{kA}^2 \cdot \text{c}$):

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (12)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого затухания (0,02);

$I_{тер}$ - ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

с;

$t_{откл}$ - время отключения КЗ, равное:

$$t_{откл} = t_{откл.выкл} + \Delta t$$

где $t_{откл.выкл} = 0,07 \text{ c}$ - время отключения выключателя;

$\Delta t = 0,5 \text{ c}$ - ступень селективности.

$$B_K = 5,43^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,6 \text{ kA}^2 \cdot \text{c}.$$

Сопоставление расчетных и справочных данных приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление справочных и расчетных данных

Условия выбора	Расчётные данные	Справочные данные
1	2	3
$U_H \geq U_{уст}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{р.мах}$	$I_{р.мах} = 509,8 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{по}$	$I_{по} = 5,43 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 8,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_{к.ном} \geq B_k$	$B_k = 18,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 20^2 \cdot 3 =$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.ном} \geq I_{по}$	$I_{по} = 5,43 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$i_{ат} = 1,04 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 14,14 \text{ кА}$
$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 5,43 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Выключатели на отходящих фидерах 10 кВ ММПС 110/10 Коммунальная не требуют подробного выбора, т.к. вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2 имеют наименьший номинальный ток 630 А. Вследствие малой загрузки отходящих линий, ток не превысит 630 А, поэтому в каждой ячейке 10 кВ будут установлены выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2.

Так как выбранный выключатель прошел проверку с огромным запасом, а ток на любой из всех отходящих линиях существенно меньше, чем рассчитанный, то для интеллектуализируемой ММПС 110/10 Коммунальная, на место секционного выключателя 10 кВ, а также на всех отходящих линиях 10 кВ питающих ТП 10/0.4 будут установлены выключатели ВВ/TEL-10-20/630У2.

5.3 Выбор и проверка выключателей 110 кВ для защиты линий 110 кВ

Для защиты ВЛ 110 необходимо выбрать силовой выключатель на номинальное напряжение 110 кВ.

Элегазовые высоковольтные выключатели – это устройства оперативного управления для контроля высоковольтной линии энергоснабжения. Данные устройства имеют очень похожую конструкцию с масляными, но при этом, используют для гашения дуги не масляную смесь, а соединение газов. Зачастую это сера. Масляные выключатели требуют за собой особого ухода: по нормам необходимы периодическая замену масла и очистка рабочих контактов. Элегазовые в этом не нуждаются. Главное достоинство элегаза в его долговечности: он не стареет и минимально загрязняет механические части устройства.

К установке принимается Элегазовый выключатель LTB 145D1/B производства АББ. [21]

Выбор и проверка выключателя аналогична предыдущей, поэтому ниже приведены только основные расчетные действия.

Максимальный рабочий ток:

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,8 \text{ А.}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t .

$$i_{A.НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50}{100} \cdot 20 = 14,14 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 4,2^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 11,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Расчётные данные	Справочные данные
1	2	3
$U_H \geq U_{уст}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{p,MAX}$	$I_{p,max} = 509,8 \text{ А}$	$I_H = 3150 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{по}$	$I_{уд} = 8,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$B_{к.НОМ} \geq B_k$	$B_k = 11,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 20^2 \cdot 3 =$ $1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{откл.НОМ} \geq I_{по}$	$I_{по} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 40 \text{ кА}$
$i_{A,НОМ} \geq i_{At}$	$i_{At} = 1,04 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 14,14 \text{ кА}$
$I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$	$I_{пт} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{откл.НОМ} = 40 \text{ кА}$

По данным сравнения подтверждается марка выключателя.

Выключатели типа ЛТВ компании АББ для класса напряжения 110кВ и токи отключения до 40 кА отвечают самым высоким требованиям заказчика. Они созданы на базе последних разработок в области свойств диэлектриков и физики дуги.

В середине 1980-х годов в АББ были созданы первые в мире элегазовые (SF6) выключатели с дугогасительными устройствами, использующими энергию самой дуги, — Auto-Puffer™. Принцип действия автокомпрессионной дугогасительной камеры Auto-Puffer™. Энергия, необходимая для прерывания токов КЗ, частично берется от самой дуги, что

существенно снижает количество энергии, необходимой для работы привода. Снижение энергии оперирования обеспечивает уменьшение механической нагрузки на сам выключатель, а также на фундамент, тем самым повышая надежность выключателя. На протяжении многих лет компания АББ применяет приводы, запасующие энергию в пружинах. Такое решение дает существенное преимущество, заключающееся в том, что заряженная пружина всегда готова отдать энергию. Приводы типа BLK, BLG и FSA представлены в отдельных главах настоящего справочника покупателя

. В 2001 г. компания АББ внедрила в производство Motor Drive* — цифровой сервопривод, способный с высокой точностью и надежностью непосредственно управлять контактами выключателя. Число подвижных деталей в приводе сокращено до одной — вращающегося вала электродвигателя. Конструкция выключателей типа LTB создана на основе хорошо проверенной технологии (в эксплуатации находится более 25 000 единиц оборудования) [21]

5.4 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Все разъединители, включая разъединители в ремонтной перемычке одинаковы, т.к. в случае аварии в сети, при питании по одной линии ток, текущий через них одинаков. Поэтому в качестве примера произведем выбор разъединителя QS1 (см. рисунок 1).

Выбираем Горизонтально-поворотные разъединители наружной установки с центральным разрывом контактной системы типа NSA 123 [16]

Сопоставление приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Расчётные данные	Справочные данные
1	2	3
$U_H \geq U_{уст}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$

1	2	3
$I_H \geq I_{P.MAX}$	$I_{P.MAX} = 509,8 \text{ A}$	$I_H = 1250 \text{ A}$
$V_{K.HOM} \geq V_K$	$V_K = 11,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 25^2 \cdot 1 =$ $625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{СКВ} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 8,7 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 50 \text{ кА}$

Преимущества:

- Простая конструкция, облегчающая монтаж
- Контакты разъединителя и заземляющего ножа выполнены из посеребрянной меди
- Механическая блокировка для фиксации конечных положений
- Не требует смазки в течение всего срока эксплуатации
- Сопротивление контактов остается неизменным в течение всего срока эксплуатации
- Самоочищающиеся контакты
- Конструкция разъединителя гарантирует высокую прочность и рассчитана на большую механическую нагрузку

5.5 Выбор трансформаторов тока 10 кВ для ММПС 110/10 Коммунальная

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются [109]:

-по напряжению установки

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} . \quad (13)$$

-по току

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} ; I_{МАХ} \leq I_{НОМ} . \quad (14)$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

-по конструкции и классу точности.

Проверка производится:

-по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{НОМ} ; i_y \leq i_{дин} , \quad (15)$$

где i_y - ударный ток КЗ по расчету;

$k_{эд}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу;

$I_{НОМ}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

$i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

-по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (16)$$

где B_k - тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ - ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ - время термической стойкости по каталогу.

- по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (17)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_K :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (18)$$

Питающая подстанция является тупиковой, поэтому учет электроэнергии по высокой стороне не ведется. Вследствие этого выбор трансформаторов тока осуществляется только для подключения цепей релейной защиты. Поэтому выбор по вторичной нагрузке измерительной обмотки трансформаторов тока проводить не нужно.

Принимаем к установке трансформатор тока ТПЛ-10, который предназначен для установки в КРУ-10 с первичным током 600 А.

Так как на стороне 10 кВ ведется учет электроэнергии, то в соответствии с пилотным проектом интеллектуализации необходимо применить цифровые Мультиметры DMTME компании АВВ [16]

Измерительные приборы DMTME представляют собой цифровые мультиметры, позволяющие проводить измерения (в режиме TRMS) основных электрических параметров в сетях трёхфазного переменного тока напряжением 230/400В, включая определение макс./мин./средних значений основных электрических параметров, а также подсчёт активной и реактивной мощности. Различные измеряемые величины отображаются локально на четырёх красных 7-сегментных светодиодных дисплеях, обеспечивая удобное чтение и одновременное отображение множества измерений. Измерительные приборы DMTME также объединяют (в одном приборе) функции вольтметра,

амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности, позволяя экономить значительные финансовые средства благодаря уменьшению требуемого для установки пространства, а также времени, необходимого для выполнения кабельной разводки.

Модели DMTME-I-485, DMTME-I-485-96 и DMTME-I-485-72 дополнительно оборудованы двумя реле, настраиваемыми либо в качестве импульсных выходов для дистанционного измерения потребления энергии, либо в качестве выходов предупредительной сигнализации. Протокол Modbus позволяет осуществлять передачу следующих измеренных величин: линейного напряжения, линейного и трехфазного напряжения, линейного и трехфазного тока, линейных и трехфазных мощностей (активной, реактивной и полной), трехфазных и линейных $\cos \phi$ и коэффициентов мощности, частоты, максимальных линейных токов, максимальных мощностей (полной и активной), трехфазной активной и реактивной энергии, средней трехфазной активной мощности за 15 минут, коэффициентов трансформаторов тока и напряжения, частоты импульсов.

С помощью выбранного цифрового Мультиметра DMTME-I-485-72, и будет осуществлен умный учет, как второй этап интеллектуализации системы электроснабжения «Организация умного учета», перевода традиционной системы на платформу Smart Grid, о которой и говорилось в первой главе.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (19)$$

где S_{2H} – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 15$ ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}},$$

где $S_{\text{приб}}$ - суммарная мощность приборов.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1}{25} = 0,04 \text{ Ом}.$$

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}$$

где $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов: $r_{\text{КОНТ}} = 0,1 \text{ Ом}$

Вторичная нагрузка z_2 :

$$z_2 = 0,070 + 0,04 + 0,1 = 0,11$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$B_k = 5,43^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформаторов тока ТПЛ-10

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
1	2	3
$U_H \geq U_P$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H \geq I_{pmax}$	$I_H = 600 \text{ А}$	$I_{pmax} = 509,8 \text{ А}$
$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,11 \text{ Ом}$
$B_{KH} \geq B_{kp}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} =$ $= 40^2 \cdot 3 =$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 18,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{y0} = 8,7 \text{ кА}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

На всех ММПС 110/10 на всех выключателях 10 кВ, будут также установлены новейшие инновационные цифровые Мультиметры DMTME-I-485-72, для возможности снятия показаний и всех параметров режима работы подстанции. Это также является пройденным этапом интеллектуализации: «Организация умного учета».

5.6 Выбор трансформаторов напряжения для реконструируемой сети 10 кВ.

Для сети 10 кВ на российском рынке существуют два самых часто применяемых конкурентных варианта трансформатора напряжения (ТН) это НАМИ и ЗНОЛ. Сравнивая два этих типа трансформаторов можно сделать следующие выводы:

-НАМИ является более стойким к перемещающимся дуговым замыканиям, чем другие типы трансформаторов, что обусловлено

применением не насыщающегося ТНП с большим реактивным сопротивлением (300–600 кОм).

-У ЗНОЛ в нормальном режиме индуктивное сопротивление ТН очень велико и падение напряжения на сопротивлении RN незначительно. При насыщении индуктивность ТН резко снижается, токи в обмотках ТН значительно увеличиваются, но при этом увеличивается и падение напряжения на добавочном резисторе, приводя к демпфированию резонансных колебаний. Перемещающиеся дуговые замыкания могут привести к перегреву ТН этого типа. Наличие плавких предохранителей в обмотке ВН делает ЗНОЛП весьма чувствительными к броскам токов намагничивания при переходных процессах [22]

Исходя из всего вышперечисленного к установке принимаем ТН НАМИ-10-95.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) принято решение использовать трансформатор НАМИ-10-95

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (20)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

На стороне 10 кВ для учета электроэнергии подключены, установлены новейшие инновационные цифровые Мультиметры DMTME-I-485-72. Нагрузка трансформаторов напряжения равна нагрузке DMTME-I-485-72.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{\text{мульти}} = 100 \text{ В*А.}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95 с классом точности 0,5.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
1	2	3
$U_H \geq U_{\text{уст}}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{РАСЧ}}$	$S_{\text{РАСЧ}} = 100 \text{ В*А}$	$S_{\text{НОМ}} = 150 \text{ В*А}$

5.7 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Для обеспечения собственных нужд ММПС 110/10, таких как обогрев и освещение КРУЭ и КРУ-10, наружное освещение, необходимо установить трансформаторы собственных нужд, с напряжением низкой стороны 0,4 кВ.

Как было сказано в пункте 4.1, конструктивно ПС Коммунальная будет выполнено также как и БМКТН, то есть из 3х контейнеров с установленным внутри электрооборудованием. Размеры 1 модуля 12х2,5. Собственные нужды в зимний максимум 1 блока ММПС 110/10 Коммунальная расходуемые на обогрев оборудования и освещение составляют 15 кВт.

Трансформаторы силовые типа ТСКС имеют высокую надежность, пожаробезопасны, так как обмотки и изоляционные детали активной части трансформаторов выполнены из материалов, не поддерживающих горения. Трансформаторы требуют минимальных затрат на обслуживание, экономичны и просты в эксплуатации.

Для выбора ТСН устанавливаемого на интеллектуализируемой ММПС 110/10 Коммунальная, необходимо знать суммарную нагрузку СН. Суммарная потребляемая мощность собственных нужд ММПС 110/10 в зимний максимум 45 кВт.

К установке принимаются два трансформатора марки ТСКС-60/10 по одному на каждую секцию шин 10 кВ.

Трансформаторы имеют следующие показатели надежности: [20]

- установленная безотказная наработка - не менее 25000 ч;
- вероятность безотказной работы в течение 8800 ч - не менее 0,995;
- срок службы до первого капитального ремонта - не менее 12 лет;
- срок службы - не менее 25 лет;
- гарантийный срок эксплуатации
- 3 года со дня ввода в эксплуатацию, но не более 4 лет с момента отгрузки.

Трансформатор трехфазный с естественным воздушным охлаждением. Магнитопровод изготовлен из электротехнической стали толщиной 0,35мм. Форма сечения стержня двухступенчатая, ярма - прямоугольная. Обмотки многослойные, изготовленные из медного провода с применением изоляционных материалов класса нагревостойкости «В» по ГОСТ 8865-93. Подъем трансформатора производить кранами, лебедками и другими механизмами с грузоподъемностью, соответствующей массе трансформатора. Угол отклонения стропов от вертикали должен быть не более 15°.

5.8 Выбор провода для предложенного варианта сети 110 кВ

Для выбранного варианта интеллектуализации системы электроснабжения города Белогорск необходимо произвести выбор оптимальных сечений линий электропередачи.

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение

приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов.

Для расчета токов протекающих в каждой линии необходимо рассчитать режим для каждой петли подключенной от РП. Расчет режимов произведен в ПВК «Rastr Win» представлен в приложении 1. Из расчета режима необходимо найти наибольшее значение рабочего тока в послеаварийном режиме.

Результат расчета сведен в таблицу 27.

Таблица 27 – данные режима спроектированной сети 110 кВ

Режим	Наиболее загруженный участок	Максимальный рабочий ток, А	Наибольшее отклонение напряжения %
1	2	3	4
Отключена ЛЭП 110 кВ ПС Белогорск – ПС Промышленная	ПС Белогорск – ПС Амурсельмаш	101	-3,39

Из таблицы делаем вывод о том, что в аварийном режиме, нет отклонений напряжений выходящих за регламентированный ГОСТом уровень 10%.

Наибольший ток 101 А. Для подключения ПС 110/10 кВ будет применен провод АС-70/11 с длительно допустимым током 265 А. Минимальное рекомендуемое сечение для ЛЭП 110 кВ – 70 мм².

Выбранные сечения провода в сети 110 кВ, питающей между собой ПС 110/10 от ПС Белогорская проходят проверку по допустимой потере напряжения. Отклонение напряжения не должно превышать ± 10 % в аварийном режиме.

Провод марки АС 70/11- это неизолированный сталеалюминиевый провод, сердечник которого выполнен из одной стальной проволоки, а остальная часть — из одного повива алюминиевых проволок. В изготовлении используются нержавеющая сталь и алюминий. Основным и единственным предназначением провода АС 70/11 является подвес на воздушных линиях электропередачи. Площадь поперечного сечения алюминиевой части провода составляет 70 мм², площадь стальной части — 11 мм².

5.9 Выбор опор для ВЛ 110 кВ

Композитные опоры (КО) разработаны для строительства, реконструкции ВЛ и проведения аварийно-восстановительных работ в различных условиях. Композитные опоры обладают такими свойствами как малый вес, простота сборки и установки, высокая механическая прочность, стойкость к воздействию климатических факторов, долговечность и экологичность, удобство транспортировки.

Данные качества особенно значимы в труднодоступных и отдаленных районах с неразвитой сетью автомобильных дорог, где проезд большегрузного транспорта становится проблематичным и доставка железобетонных или стальных опор сопряжена со значительными трудностями и затратами. Также преимуществами применения опор из композиционных материалов являются высокая скорость и небольшая стоимость монтажа и сниженные затраты на логистику. Для строительства в сейсмически активных районах наиболее подходят сооружения, обладающие относительно небольшой массой и достаточной жесткостью

ВЛ на композитных опорах могут возводиться вблизи населенных пунктов или в их границах, в общественных местах (парковые, рекреационные зоны), так как важными параметрами опор являются эстетичный внешний вид с возможностью окраски в любые цвета, вандалоустойчивость, безопасность для населения (невозможность подъема на опору без специальных приспособлений).

Стойка композитной опоры Конструкция стойки из композитных материалов состоит из модулей в виде усеченных конусных труб различных диаметров. Сборка стойки опоры из модулей может выполняться либо на организованном полигоне, либо на месте установки опоры ВЛ. Сборка стойки представляет собой телескопическую стыковку модулей «конус в конус» с перекрытием (нахлестом) не менее 1,5 диаметра ствола в месте стыка. Модули для стойки опор состоят из базовой стеклопластиковой композиции, воспринимающей основную механическую нагрузку. [17]

Для повышения стойкости к ультрафиолетовому спектру облучения и солнечной радиации на наружную поверхность модулей наносится защитный слой со светостабилизатором. Для обеспечения защиты стойки опоры от низового пожара на наружной поверхности нижнего модуля опоры выполняется покрытие огнезащитным составом на высоту не менее 2 м от поверхности земли.

Для композитных опор линий электропередач классов напряжения 110 и 220 кВ применяются только изолирующие траверсы. Траверсы могут быть с вылетом проводов 2 м и 3 м. Траверса с вылетом провода 3 м применяется для опоры 220 кВ с вертикальным расположением проводов. Для опоры 110 кВ применяется бочкообразное расположение проводов фаз, размещая на средней фазе траверсы с вылетом 3 м. Горизонтальное расположение всех фаз на одной траверсе не рекомендуется. При необходимости такое расположение фаз требует отдельного механического расчёта прочности опоры. [18]

Установка опор выполняется, как правило, закреплением нижних модулей стойки в грунт в пробуренном котловане во всех типах песчаных, супесчаных, суглинистых и глинистых грунтов. Возможны доработки фундаментных подкрепляющих конструкций в виде обсадных труб, ригелей или свай с ростверками с учётом коэффициента пористости грунта. При установке стоек в обсадную трубу нижние модули допускается выполнять укороченными. Для болотистых, скальных, многолетнемерзлых грунтов варианты фундаментов рассматриваются отдельно, могут применяться фланцевые соединения.

В данной магистерской диссертации для строительства ЛЭП 110 кВ, применяются ПК 110-2 на класс напряжения 110 кВ для двухцепной линии. На опоре устанавливаются изолирующие траверсы с вылетом проводов до 3 м, с грозотросом. Провод неизолированный с максимальным сечением АС 240/39 (21,6 мм). Длина пролёта – до 200 м; Гололёд: регион IV – (толщина льда 25 мм); Ветер: регион II – ветровое давление 500 Па (скорость ветра – 29 м/с). В зависимости от требований заказчика характеристики могут варьироваться с

учетом максимально-допустимого момента изгиба стойки. Все модули и комплектующие опоры упакованы и закреплены в большем модуле, который закрыт с обеих сторон крышками на время транспортировки и хранения. С учётом сцепной арматуры, ступеней для подъёма на опору, и других вспомогательных элементов (без учёта подвешенных проводов) масса снаряжённой опоры составляет ок. 2400 кг.

Таким образом, выбраны все необходимое оборудование для интеллектуализации системы электроснабжения Ф №3 ПС 35/10 Амурсельмаш. Для интеллектуализации важным аспектом является современное, инновационное и надежное оборудование. Второй шаг к переходу на платформу Smart Grid «Новейшие технологии и оборудование» выполнен.

6 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данной магистерской диссертации является расчет эффективности инвестиций в интеллектуализируемую электрическую сеть 110 кВ города Белогорск

6.1 Расчет капитальных вложений в реконструируемую сеть 110 кВ

Любые решения, связанные с созданием новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛЗ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (21)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение ВЛ 110, тыс. руб.;

$K_{ПС}$, – капиталовложения на сооружение ПС, тыс. руб.

6.1.1 Капиталовложения на сооружение ВЛ 110 кВ инновационной сети города

Капиталовложения на сооружение воздушных линий напряжением 110 кВ определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цен}, \text{ тыс. руб.}, \quad (22)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения ВЛ, тыс. руб./км [8];

L – длина трассы, км;

$K_{район}$ – коэффициент района (зональный) ($K_{район} = 1,2$) [8];

$n_{цеп}$ - количество цепей в линии.

$$K_{ВЛ} = 1495 \cdot 30,5 \cdot 1,2 \cdot 2, \text{ тыс. руб.}, \quad (23)$$

$$K_{ВЛ} = 109434 \text{ тыс. руб.}$$

Удельная стоимость строительства ВЛ 110 кВ взята из Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» СТО 56947007- 29.240.124-2012 и равна 1495 тысяч рублей за 1 км двухцепной линии.

6.1.2 Капиталовложения на сооружение ММПС 110/10 реконструируемого участка сети

Необходимо рассчитать суммарные капиталовложения в строительство ММПС 110/10. Результат расчетов сведен в таблицу 28.

Суммарные капиталовложения в ММПС 110/10 находятся как сумма капиталовложений в конструкцию ММПС, стоимость трансформаторов и стоимость отвода земель под строительство ПС.

Стоимости КРУЭ, трансформаторов ТДН-110, ММПС взяты из [15]

Площадь земли, отводимая по строительству ПС взята из [20]

$k_{осв}$ – стоимость земли (принимается $k_{осв} = 216 \text{ руб./м}^2$) [8].

Таблица 28– Капиталовложения на сооружение ММПС-110/10

Наименование ПС	Мощность трансформатора, кВА	Стоимость ММПС с учетом стоимости трансформатора, тыс. руб.	Площадь, отводимая под ТП, м2	Капиталовложения на сооружения ТП, тыс. руб.
1	2	3	4	5
ПС Нагорная	2*2500	53000	5000	54000
ПС Амурсельмаш	2*6300	55000	5000	56000
ПС Коммунальная	2*6300	55000	5000	56000
ПС Промышленная	2*6300	55000	5000	56000

1	2	3	4	5
ПС Томь	2*1000	7100	5000	72000
Итого:				294000

6.1.3 Капиталовложения на сооружение СЭС реконструируемого участка сети

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma ВЛ} + K_{\Sigma ПС}, \quad (24)$$

$$K_{\Sigma} = 294000 + 109434 = 403434 \text{ тыс. руб.}$$

6.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

6.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$И_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (25)$$

где $\alpha_{ам,i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для *i*-го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (26)$$

где $T_{сл}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для ВЛ $T_{сл} = 25$ лет; для подстанций $T_{сл} = 20$ лет, [8].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (27)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для ВЛ $\alpha_{экс}^{вл} = 0,004$; для ТП $\alpha_{экс}^{ПС} = 0,037$;

Капиталовложения в ВЛ:

$$K_{ВЛ\Sigma} = 109434 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амВЛ} = 109434 \cdot 0,04 = 4377,4 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксВЛ} = 109434 \cdot 0,004 = 437,8 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ТП: $K_{ТП\Sigma} = 294000$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{ПС} = 294000 \cdot 0,05 = 14700 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{ПС} = 294000 \cdot 0,037 = 10878 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам} = I_{амВЛ} + I_{ам}^{ПС}, \quad (28)$$

$$I_{ам} = 4377,4 + 14700 = 19077,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксВЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{ПС}}, \quad (29)$$

$$I_{\text{экс}} = 437,8 + 10878 = 11315,8 \text{ тыс. руб.}$$

6.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Энергия, теряемая на участке ВЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (30)$$

где τ - время потерь, час;

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (31)$$

где T_i - число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1097,77$ ч.

ΔP - потери мощности в сети 110 кВ, определяются исходя из расчетов в ПВК «RastrWin». Подробный расчет потерь в интеллектуализируемой сети приведен в Приложениях А, Г. Ниже представлена таблица результата интеллектуализации системы электроснабжения города на предмет снижения потерь.

Таблица 29 – Результат по снижению потерь при проведении интеллектуализации города Белогорск:

Существующая структура сети	Потери мощности, МВт·ч.	Результат снижения потерь, МВт·ч.	Результат снижения потерь, %.
1	2	3	4
Существующая сеть 35 кВ.	1,64	1,1	67
Реконфигурированная сеть 110 кВ	0,63		

Из расчета режимов в ПВК RastrWin3:

$$\Delta W = 0,63 \cdot 1078 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (32)$$

$$\Delta W = 679,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

До проведения интеллектуализации, потери в системе электроснабжения города Белогорск по 35 кВ составляли 1,64 МВт·ч, после проведения интеллектуализации и реконфигурации сети с переводом ее на класс напряжения 110 кВ потери в сети стали 0,63 МВт·ч.

Тем самым, заменив, устаревшее оборудование на современные элементы платформы Smart Grid, а также, изменив топологию системы электроснабжения, другими словами проведя интеллектуализацию, мы добились снижения технических потерь в рассматриваемой сети на 1,1 МВт·ч.

В процентном соотношении снижение технических потерь получилось на 67%. Снижение потерь дает экономию на ее приобретение, а в дальнейшем прибыль, которая необходима для расчета инвестиционной привлекательности.

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_d \cdot \Delta W, \quad (33)$$

где T_d - тариф на потери в электрических сетях равен 2 руб./кВт·ч.

$$I_{\Delta W} = 2 \cdot 10^{-3} \cdot 679,14 = 1358,3 \text{ тыс. руб.}$$

6.2.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек:

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{эксп}} + I_{\Delta W}) + 0,03 \cdot K, \quad (34)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (19077,4 + 11315,8 + 1358,3) + 0,03 \cdot 404434$$

$$I_{\text{ПР}} = 21658,5 \text{ тыс.руб.}$$

6.3 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (35)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;
 I – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (36)$$

где $P_{\text{р}}$ – суммарная мощность, передаваемая по сети.

$$W_{\text{год}} = 37,73 \cdot 8760 = 330514,8 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{AM}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + I_{\text{ИР}}, \quad (37)$$

$$I_{\Sigma} = 19077,4 + 11315,8 + 21658,5 + 1358,3 = 53410 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}}, \quad (38)$$

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = \frac{53410}{330514,8} = 0,16 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.},$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{\text{год}}}, \quad (39)$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(53410 - 1358,3)}{330514,8} = 0,15 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 30.

Таблица 30 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4	5
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	19077,4
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	11315,8
3	Затраты на потери электроэнергии	$I_{ΔW}$	тыс. руб.	1358,3
6	Прочие расходы	$I_{ПР}$	тыс. руб.	21658
7	Всего годовых затрат	$I_{Σ}$	тыс. руб.	53410
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб/кВт·ч	0,16
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{распр}$	руб/кВт·ч	0,15

6.4 Расчет надежности реконструируемого участка сети 110 кВ

Для определения экономического эффекта необходимо рассчитать надежность и ущерб от перерыва в электроснабжении. Расчет надежности проведем для выбранной пилотным проектом интеллектуализации системы электроснабжения города Белогорск

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки [110].

Под надежностью любого технического объекта понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных

условиях функционирования. Применительно к электроэнергетическим системам под надежностью понимается бесперебойное снабжение электрической энергией всех потребителей в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Для каждого эквивалентного элемента рассчитываются следующие показатели:

- параметр потока отказов, ω_C ;
- коэффициент вынужденного простоя, $K_{П.С.}$;
- коэффициент готовности, $K_{Г.С.}$;
- время восстановления, $t_{В.С.}$.

Предварительный расчет (коэффициентов готовности для каждого элемента):

Коэффициент готовности для каждого элемента:

$$K_{Гi} = \frac{t_{pi}}{t_{pi} + T_{Bi}} \quad (40)$$

где t_{pi} время безотказной работы (для установившихся режимов):

$$t_{pi} = \frac{1}{\omega_i} \quad (41)$$

где ω_i - средний параметр потока отказа, 1/год

Параметр потока отказов для выключателя:

$$\omega_Q = \omega_{СТ} + \omega_{АВТ} \sum (1 + a_i K_{АПВi}) \omega_i + \omega_{ОП} N_{ОП} \quad (42)$$

$\omega_{СТ}$ - параметр потока отказа выключателя в статическом состоянии, 1/год

$\omega_{АВТ}$ - параметр потока отказа выключателя при автоматическом отключении повреждения

a_i - относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента

$K_{АПВi}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ

$\omega_{оп}$ - параметр потока отказа при оперативных переключениях

$N_{оп}$ - число оперативных переключений

Формулы для расчета показателей надежности элементов, соединенных последовательно:

$$\omega_c = \sum \omega_i \quad (43)$$

$$K_{п.с.} = \sum \omega_i t_{Bi} \quad (44)$$

$$K_{г.с.} = \prod_{i=1}^n K_{Гi} = \prod_{i=1}^n p_i \quad (45)$$

$$t_{в.с.} = \frac{K_{п.с.}}{\omega_c} \quad (46)$$

Формулы для расчета показателей надежности элементов, соединенных параллельно:

$$\omega_c = \sum_{i=1}^n \omega_i \prod_{j=1}^n \omega_j t_{Bj} \quad (47)$$

$$K_{п.с.} = \prod_{i=1}^n \omega_i t_{Bi} \quad (48)$$

$$K_{г.с.} = 1 - K_{п.с.} \quad (49)$$

$$t_{в.с.} = \frac{K_{п.с.}}{\omega_c} \quad (50)$$

Составляем схему замещения ПС 110/10 Коммунальная для расчета надежности:

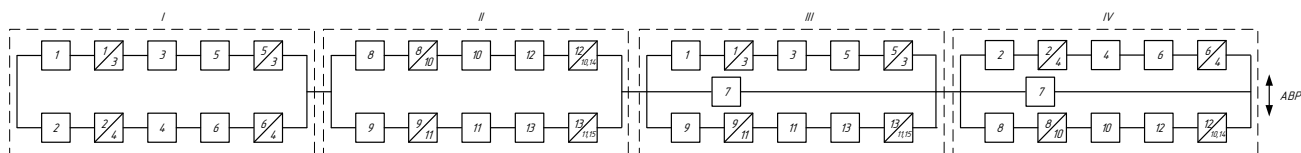


Рисунок 15 – Схема замещения для расчета надежности

Эквивалентизируем полученную схему до одного элемента, для которого находятся показатели надежности. Отказ этого элемента и соответствует полному отказу схемы для рассматриваемого расчетного случая.

3. Подробный расчет показателей надежности представлен в Приложении 3.

Расчет ущербов от перерыва электроснабжения:

Суммарный ущерб от перерывов электроснабжения состоит из внезапного и основного ущербов. Ущерб, связанный с фактом внезапности отключения (перерыва электроснабжения) $U_{вн}$, приводит к повреждению основного оборудования и инструментов, порче сырья и материалов, браку продукции, расстройству сложного технологического процесса. Основной ущерб U_0 определяется величиной недоданной потребителю электроэнергии, в результате чего наблюдается недовыпуск продукции, простой рабочей силы.

Основной ущерб определяется по выражению:

$$U_{осн} = U_0 W_{\Sigma} \quad (51)$$

где U_0 - средняя величина удельного основного ущерба, руб./кВт·ч, значения которого приведены в [8].

Ущерб внезапности $U_{вн}$ рассчитывается по формуле:

$$U_{вн} = U_{0вн} P_{треб}, \quad (52)$$

где $U_{0вн}$ - удельный ущерб внезапности при полном отключении схемы при расчетной продолжительности отключения равной $t_{неп} = q_{неп} T_{Г}$, [8];

$P_{треб}$ - максимальная мощность потребителя.

Суммарный ущерб равен:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{вн} \quad (53)$$

Подробный расчет ущербов от перерыва электроснабжения представлен в Приложении 3.

Результаты расчета надежности:

Таблица 31 – Результаты расчета надежности

Параметр потока отказов, 10 ⁻⁵ ω, 1/год	Коэффициент вынужденного простоя, 10 ⁻⁷ Кпс	Коэффициент готовности, Кгс	Время восстановления, 10 ⁻³ твс	Основной ущерб, Y_{Σ} , млн
1	2	3	4	5
7,1	4,6	1	6,46	3,842

6.5 Оценка экономической эффективности проекта

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

Выручка от реализации проекта:

$$O_{pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (54)$$

где W_t – суммарное электропотребление, составляет 33051,5 МВт·ч;

N – Количество потребителей;

T_i –тариф для i -го потребителя, (3,5) тыс.руб/МВт·ч [111];

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{pt} = 33051,5 \cdot 3,5 = 115680,3 \text{ тыс.руб./год}$$

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

$$\Pi_{чт} = \Pi_{бт} - H_t = O_{pt} - I_t - H_t; \quad (55)$$

где O_{pt} – стоимостная оценка результатов без НДС;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год с учетом ущерба от перебоя электроснабжения.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{6t} = O_{Pt} - I_t; \quad (56)$$

$$П_{6t} = 115680,3 - 1524,5 = 124071,1 \text{ тыс.руб./год}$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{6t}); \quad (57)$$

$$H_t = 12407,1 \cdot 0,2 = 24814,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Прибыль от реализации после вычета налога:

$$П_{чt} = 124071,1 - 24814,2 = 99256,8 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [1]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = П_{ч.м} + И_{м.т} - K_t, \quad (58)$$

Расчетный период принимаем равным $T_p = 20$ лет.

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

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (59)$$

где $d = 10\%$ – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 26.



Рисунок 26 – График ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (60)$$

где K - капитальные затраты;

\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 (4 год):

$$R_t = \frac{99256,9 - 1524 - 24818,2}{404434} \cdot 100\% = 18\%.$$

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается за 10 лет, а также рентабельность проекта составляет 18%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации была раскрыта актуальная в настоящее время тенденция перехода энергетической системы на новую технологическую платформу на примере системы электроснабжения города Белогорск. В работе особое внимание уделено первому этапу интеллектуализации, в который входит разработка и принятие схемных решения и внедрение новейших технологий оборудования. В диссертации был проведен анализ схемно-режимной ситуации системы электроснабжения города, в котором определены слабые места системы, на устранение которых была направлена интеллектуализация, разработаны методические подходы к интеллектуализации городских систем электроснабжения, разработана новая система электроснабжения города Белогорск, обладающая высокими параметрами, соответствующая современным тенденциям, обеспечена надежность, эффективность и экономичность функционирования системы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Интеллектуализация систем электроснабжения городов. Монография / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 164 с.
2. Электроснабжение городов: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская.- Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 106 с.
3. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
4. Правила электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
5. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, 2007, 32 с.
6. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006 – 169 с.
7. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
8. Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с.
10. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799

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

13. Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

14. [https://library.e.abb.com/public/61bc7c4247641edec1257b66003bc670/B_R_HV-PASS-FAMILY\(RU\)C_2GJA708398-04.2013.pdf](https://library.e.abb.com/public/61bc7c4247641edec1257b66003bc670/B_R_HV-PASS-FAMILY(RU)C_2GJA708398-04.2013.pdf)

15. http://www.baltenergocom.ru/images/bec_mmmps35_2016.pdf

16. http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/03_System_pro_M_10.pdf.

17. <http://xn----7sb8ajafee4j.xn--plai/stalnie-mnogogrannie-opori-lep-6-10-kv-proekt-3-407-2-181-09-zao-vnpo-roslep/>

18. http://fenix88.com/documents/ol_doc/kompozitnie-opori-2016.pdf

19. <http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/48/48044/>

20. <http://transformator.ooogost.ru/cena-silovoi-transformator/>

21. <https://www.asutpp.ru/avtomatizaciya-proizvodstva/elegazovye-vyklyuchateli.html>

22. <https://library.e.abb.com/public/cf89f96904144ca793e9a0d1c357e978/Buyers%20guide%20LTB%20Russian%20version.pdf>

23. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart Grid. Разработка рекомендаций по применению технологий Smart Grid в российской электроэнергетике: науч.-техн. исполн. Б.Б. Кобец [и др.]. – М.: ИНВЭЛ, 2010. – 122 с.: рис. – Библиогр.: с. 84 – 85 ; 3 2 ; А64.

24. Арион, В.Д. Компенсация реактивной мощности в условиях неопределенности исходной информации / В.Д. Арион, В.С. Каратун, П.А. Пасинковский // Электричество. – 1991. – № 2. – С. 6-11.

25. Бендат, Дж. Прикладной анализ случайных данных: пер. с англ. / Дж. Бендат, А. Пирсол. – М.: Мир, 1989. – 540 с.

26. Бендат, Дж. Применение корреляционного и спектрального анализа: пер. с англ. / Дж. Бендат, А. Пирсол. – М.: Мир, 1983. – 312 с.

27. Богатырев, Л.Л. Математическое моделирование режимов ЭЭС в условиях неопределенности / Л. Л. Богатырев, В. З. Манусов, Д. Содномдорж. – Улан-Батор: Изд-во типографии МГТУ, 1999. – 348 с.
28. Бэнн, Д.Б. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д. Б. Бэнн, Е. Д. Фармер. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 200 с.
29. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей. – М.: Высшая школа, 1999. – 576 с.
30. Вентцель, Е.С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – М.: Высш. шк., 2000. – 383 с.
31. Вертешев, А.С. Развитие интеллектуальной энергетики в России и за рубежом // Академия энергетики. – 2011. – № 1(39). – С. 70-75.
32. Волкова, И.О. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике / И.О. Волкова, Д.Г. Шувалова, Е.А. Сальникова // Академия энергетики. – 2011. – № 2(40). – С. 50-57.
33. Воропай, Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С. 9-14; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6.
34. Вуколов, В.Ю. Особенности расчета нормативов потерь электроэнергии для электросетевых организаций / В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III Междунар. научно-практ. конф. – Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 187–190.
35. Гамм, А.З. Адаптивное эквивалентирование электроэнергетических систем / А.З. Гамм, Е.В. Попова // Электричество. – 2000. – № 5. – С. 10-15.
36. Гамм, А.З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – М.: Наука, 1990. – 220 с.
37. Гамм, А.З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с.
38. Глушко, С. Технологическая концепция Smart Grid – облик электроэнергетики будущего / С. Глушко, С. Пикин // Энергорынок. – 2009. – №11(71). – С. 68-72.

39. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартиформ, 2014. – 20 с.
40. Данилин, И.В. От «умных» технологий к «умной» энергетике // Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С.22-28; ЭЭ-1.2.4
41. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28-34.
42. Дьяконов, В.П. Математические пакеты расширения MATLAB: специальный справочник / В.П. Дьяконов, В. Круглов. – СПб.: Питер, 2001. – 480 с.
43. Дьяконов, В.П. Вейвлеты. От теории к практике. – М.: СОЛОН-Р, 2002. – 448 с.
44. Егоров, В. Интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе / В. Егоров, В.С. Кужеков // Энергорынок. – 2010. – № 6.
45. Железко, Ю.С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 2006. – № 12. – С. 10-18.
46. Использование современных подходов и методов для прогнозирования электропотребления / Ю.А. Борцов, Н.Д. Поляков, И.А. Приходько, Е.С. Анушина // Электротехника. – 2006. – № 8. – С. 30-35.
47. Карташев, В.Г. Основы теории случайных процессов / В.Г. Карташев, Е.В. Шалимова. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 88 с.
48. Кожевников, Н.Н. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение / Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 132 с.

49. Кобец, Б.Б. Smart Grid в электроэнергетике / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова // Энергетическая политика. – 2009. – Вып. 6. – С. 54-56.
50. Кобец, Б.Б. Smart Grid как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом/ Б.Б. Кобец, И.О. Волкова, В.Р. Огороков// Энергоэксперт. – 2010. – № 2. –С.52-58; ЭЭ-2.2.2; ЭЭ-2.3.2.
51. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid: моногр. / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М.: ИАЦ «Энергия», 2010. – 208 с.
52. Крянев, А.В. Математические методы обработки неопределенных данных / А.В. Крянев, Г.В. Лукин. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 216 с.
53. Леоненков, А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и FUZZY TECH. – СПб.: БХВ, 2003. – 736 с.
54. Лоскутов, А.Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А.Б. Лоскутов, О.И. Еремин // Промышленная энергетика. – 2006. – № 6.
55. Марпл-мл., С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. – М.: Мир, 1990. – 584 с.
56. Миллер, Б.М. Теория случайных процессов в примерах и задачах / Б.М. Миллер, А.Р. Панков. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007. – 320 с.
57. Могиленко, А.В. Новые нормативы технологических потерь в сетях // Тарифное регулирование и экспертиза. – 2009. – № 4. – С. 55-59.
58. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – Приказ Министерства энергетики РФ от 23.06. 2015. – № 380.
59. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений / А.Н. Борисов, А.В. Алексеев, Г.В. Меркурьева и др. – М.: Радио и связь, 1989. – 304 с.

60. Огороков, В.Р. Интеллектуальные энергетические системы: модель будущих систем электроснабжения / В.Р. Огороков, Р.В. Огороков// Энергетическая политика. – 2010. – № 2. – С.15-21; ЭЭ-1.2.4; ЭЭ-1.2.6

61. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.

62. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. Концепция рассмотрена и одобрена на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011 г. – М., 2012. – 51 с.

63. Оценка чувствительности целевой функции компенсации реактивной мощности к достоверности и полноте исходной информации / Н.В. Савина, А.А. Казакул, Я.В. Кривохижа, А.С. Сергеев // Вестник Амурского государственного университета. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2008. – Вып. 41. – С. 58-64.

64. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. Приложение № 2 к протоколу Совета директоров ОАО «Ленэнерго» №19 от 30.12.2013. – М, 2013. – 196 с.

65. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 648 с.

66. Пугачев, В.С. Теория случайных функций и ее применение к задачам автоматического управления. – М.: Физматгиз, 1962. – 884 с.

67. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Разработчики: Гипрокоммунэнерго (Лордкипанидзе В.Д.), РАО «ЕЭС России» (Акимкин А.Ф., Антипов К.М.), Энергосетьпроект (Файбисович Д.Л.). Внесены изменения и дополнения, утвержденные Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213 (СО 153-34.20.185-94). – Изд. 6-е, перераб. И доп. – М.: ООО «Тексус», 2011. – 30 с.

68. Савина, Н.В. Возможности вейвлет–анализа при диспетчерском и технологическом управлении энергообъектами / Н.В. Савина, Л.А. Гурина,

Ю.В. Мясоедов // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление. Сб. трудов Всероссийской конференции. – Иркутск, 2005. – С. 635-642.

69. Савина, Н.В. Математическое представление информационных потоков при управлении ЭЭС в условиях неопределенности / Н.В. Савина, Л.А.Гурина // Информационные и математические технологии в научных исследованиях. Сб. трудов XI Междунар. конференции. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – Ч. I. – С. 27-35.

70. Савина, Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях. Монография. – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.

71. Савина, Н.В. Современные аспекты проблемы определения потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. трудов II Всероссийской научно–технической конференции с международным участием. – Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2000. – С. 44–51.

72. Смоленцев, Н.К. Основы теории вейвлетов. Вейвлеты в MATLAB. – М.: ДМК Пресс, 2005. – 304 с.

73. СНиП 2.07.01-89. Планировка и застройка городских и сельских поселений. – М.: Стройиздат, 1991.

74. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. Государственный Комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. ФГУП «Центр проектной продукции в строительстве». – М., 2004, – 51 с.

75. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013. № 511-р – текст распоряжения опубликован в «Собрании законодательства Российской Федерации». – 08.04.2013. – № 14, ст. 1738.

76. Технологическая платформа «Интеллектуальная энергетическая система России».– М.: Российское энергетическое агентство, 2012. – 53 с.
77. Цымбал, А. Интеллектуальные технологии в электроэнергетике / А. Цымбал, А. Коптелов // Энергорынок. – 2010. – № 4. – С.57-59; ЭЭ-7.
78. Чистяков, Г.Н. Применение методов нечеткой логики при оптимизации реактивных нагрузок систем электроснабжения / Г.Н. Чистяков, Р.Ю. Беляев // Электрика. – 2006. – № 12. – С. 20-24.
79. Чуев, И.Н. Экономика предприятия / И.Н. Чуев, Л.Н. Чуева. – М.: Изд.-торг. корпорация «Дашков и Ко», 2007. – 416 с.
80. Шакарян, Ю.Г. Технологическая платформа Smart Grid (Основные средства) / Ю.Г. Шакарян, Н.Л. Новиков // Энергоэксперт. – 2009. –№ 4. – С. 42-49.
81. Электротехнический справочник: В 4 т. // Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – Изд. 8-е, испр. и доп. – М.: МЭИ, 2002. – Т. 3. – 964 с.
82. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, офиц. текст, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р. – 115 с.
83. Abbad, J.R. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation / J.R. Abbad, V.H.M. Quezada, T.G.S. Roman // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Lodz, 2006. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1626356. – 01.05.2006.
84. Amin, S.M., Wollenberg, B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine. – 2005. – Vol. 3, No. 5. – P. 34-41.
85. Analysis on the increased losses in supply systems due to voltage drop and voltage distortion / J. Desmet, D. Putman и др. // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Aalborg, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/EPE.2007.4417705. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4417705. – 04.01.2008.

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

87. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy. – July 2003. – 89 p.

88. European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. – European Commission, 2006. – 38 p.

89. A loss minimum re-configuration algorithm of distribution systems under three-phase unbalanced condition / T. Tanabe, T. Funabashi, K. Nara, Y. Mishima, R. Yokoyama // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Pittsburgh, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2008.4596121. – URL: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=4584435>. – 12.08.2008.

90. Caicedo, N.G. Loss reduction in distribution networks using concurrent constraint programming / N.G. Caicedo, C.A. Lozano и др. // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Ames, 2005. – 17.01.2005.

91. Chuand, A., McGranaghan, M. Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20-24, 2004, 6 p.

92. <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm> (интернет-ресурс).

93. <http://city-smart.ru/>.

94. Khalil, T.M. Power Losses Minimization and Voltage Profile Enhancement for Distribution Feeders using PSO / T.M. Khalil, G.M. Omar, A.A. Sallam // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Montreal, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/LESCPE.2007.4437361. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4437361. – 22.01.2008.

95. Lezhniuk, P. Evaluation and forecast of electric energy losses in distribution networks applying fuzzy-logic / P. Lezhniuk, S. Bevz, A. Piskliarova //

ieeexplore.ieee.org: digital library. – Pittsburgh, 2008. – Digital Object Identifier: 10.1109/PES.2008.4596509. – URL: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=4584435>. – 12.08.2008.

96. Lin Yang Zhizhong Guo. Reconfiguration of electric distribution networks for energy losses reduction // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Nanjing, 2008. Digital Object Identifier: 10.1109/DRPT.2008.4523488. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4523488. – 16.05.2008.

97. McDonald, J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks // Energy Policy. – 2008. – Vol. 36. – P. 4346-4351.

98. Mamo, X., Mallet, S., Coste, Th., Grenard, S. Distribution automation: The cornerstone for Smart Grid development strategy // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.

99. Orillaza, J.R.C. Development of Models and Methodology for the Segregation of Distribution System Losses for Regulation / J.R.C. Orillaza, R. Del Mundo, J.A.C. Miras // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Hong Kong, 2007. – Digital Object Identifier: 10.1109/TENCON.2006.343811. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4142486. – 10.04.2007.

100. Power flow estimation and line-loss-minimization control using UPFC in loop distribution system / R. Saino, T. Takeshita, N. Izuhara, F. Ueda // Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09: Proceedings of IEEE 6th International Conference. – Wuhan, 2009. – P. 2426-2431.

101. Quezada, V.H.M. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation / V.H.M. Quezada, J.R. Abbad, T.G. S.Roman // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Chongqing, 2007. – Digital Object Identifier: 10.1109/TPWRS.2006.873115. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1626356. – 01.05.2006.

102. Savina, N.V. Optimal compensation of reactive power in distribution nets as means of voltage regulation / N.V. Savina, Y.V. Krivohizha, Y.V. Myasoedov // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Lodz, 2009. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?reload=true&arnumber=5318828. – 06.11.2009.

103. Simard, G., Chartrand, D., Christophe, P. Distribution automation: Applications to move from today's distribution system to tomorrow's Smartgrid // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 5 p.
104. Shahidehpour, M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 – July 2, 2009, 7 p.
105. Jiang Zhenhua, Li Fangxing, Qiao Wei, Sun Hongbin e.a. A vision of Smart Transmission Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, , July 26-30, 2009, 10 p.
106. Venayagamoorthy, G.K. Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.
107. Xue, Yusheng. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 6 p.
108. Wehbe, A. Direct load control for reducing losses in the main and laterals of distribution systems / A. Wehbe, H. Salehfar // ieeexplore.ieee.org: digital library. – Chicago, 2005. – Digital Object Identifier: 10.1109/PCESS.2002.1043659. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1043659. – 26.09.2005. –
109. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://rza.org.ua/down/open/Elektrooborudovanie-stancij-i-podstancij--L-D-Rozhkova--V-S-Kozulin.html> В.С. Козулин.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
110. Савина Н.В. Надежность электроэнергетических систем: учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с.
111. <http://www.dvec.ru/amursbyt/>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нормального режима существующей сети в ППК RastWin3

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			77,7	51,3	231,0				231,00	5,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									217,69	-1,05	-5,20
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									217,69	-1,05	-5,20
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1									36,29	3,70	-5,14
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1									36,29	3,70	-5,14
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,42	4,23	-6,13
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН	35		1									36,21	3,44	-5,21
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	3,1	1,5							10,34	3,37	-7,12
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,9	2,4							10,34	3,37	-7,12
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Промышленная ВН	35		1									35,97	2,77	-5,43
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Промышленная НН1	10		1	7,7	3,8							10,43	4,25	-8,31
12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	12	ПС Промышленная НН2	10		1											-11,55
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	13 узел	35		1									35,87	2,49	-5,52
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная ВН	35		1									35,56	1,60	-5,66
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Коммунальная НН1	10		1	5,9	2,9							10,26	2,58	-8,58
16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	16	ПС Коммунальная НН2	10		1											-11,82
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Васильевка ВН	35		1									36,20	3,42	-5,22
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Васильевка НН1	10		1	1,7	0,8							10,49	4,89	-6,89
19	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	19	ПС Васильевка НН2	10		1											-10,05
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Комсомольская ВН	35		1									35,94	2,70	-5,34
21	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	21	ПС Комсомольская НН1	10		1											-9,29
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Комсомольская НН2	10		1	0,5	0,2							10,17	1,65	-6,15
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Нагорная ВН	35		1									35,37	1,05	-4,41
24	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	24	ПС Нагорная НН1	10		1											-9,49
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Нагорная НН2	10		1	3,0	1,5							10,23	2,26	-6,35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Томь ВН	35		1									35,05	0,14	-4,16
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Томь НН1	10		1	3,3	1,6							10,32	3,23	-6,38
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Томь НН2	10		1	6,0	2,9							10,32	3,23	-6,38
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Никольская ВН	35		1									34,62	-1,10	-4,55
30	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	30	ПС Никольская НН1	10		1											-8,65
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Никольская НН2	10		1	1,4	0,7							10,13	1,30	-6,50
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	ПС Киселеозерка ВН	35		1									34,38	-1,78	-4,93
33	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	33	ПС Киселеозерка НН1	10		1											-8,12
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	ПС Киселеозерка НН2	10		1	0,2	0,1							10,46	4,59	-5,11
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	35 узел	35		1									34,21	-2,26	-5,26
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	ПС Князевка ВН	35		1									34,15	-2,44	-5,47
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	ПС Князевка НН1	10		1	1,0	0,5							10,22	2,15	-6,97
38	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	38	ПС Князевка НН2	10		1											-9,38
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	39 узел	35		1									34,20	-2,28	-5,57
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	ПС Томичи ВН	35		1									34,33	-1,92	-5,85
41	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	41	ПС Томичи НН1	10		1											-11,58
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	ПС Томичи НН2	10		1	2,2	1,1							10,33	3,28	-8,29
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	ПС Томичи НН2	10		1	2,2	1,1							10,33	3,28	-8,29
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	43 узел	35		1									34,31	-1,96	-5,84
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	ПС Лохвицы ВН	35		1									34,26	-2,11	-5,88
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	ПС Лохвицы НН1	10		1	0,4	0,2							10,21	2,06	-6,45
46	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	46	ПС Лохвицы НН2	10		1											-9,40
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	47 узел	35		1									34,38	-1,77	-5,84
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	ПС Пригородная ВН	35		1									35,63	1,80	-5,41
49	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	49	ПС Пригородная НН1	10		1											-9,46
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	ПС Пригородная НН2	10		1	0,9	0,4							10,40	4,02	-7,19
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	51 узел	35		1									36,23	3,50	-5,15
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									228,47	3,85	-1,20
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									228,47	3,85	-1,20
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110		1	15,0	7,4							115,36	4,88	-1,20
55	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							10,22	2,17	-1,89

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет нормального режима сети в ПВК RastrWin

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,3	1,000			-28	-20
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00	8,3	1,000			-28	-20
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60			0,167			-22	-13
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60			0,167			-22	-13
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00		0,048	12	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00		0,048	12	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3							5	2
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН	0,36	0,60					-4	-3
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	7			ПС Белогорск СН Т3 - ПС Амурсельмаш ВН	0,36	0,60					-4	-3
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8			ПС Амурсельмаш ВН - ПС Амурсельмаш НН1	0,96	11,10	54,0	0,273			-4	6
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН - ПС Амурсельмаш НН2	0,81	10,80	44,4	0,316	2	3	-5	-11
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	8	9			ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2							0	8
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	10			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Промышленная ВН	0,87	1,45					-7	-4
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	10			ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН	0,87	1,45					-7	-4
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	11			ПС Промышленная ВН - ПС Промышленная НН1	0,45	8,40	65,2	0,299	6	4	-8	-4
16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	10	12			ПС Промышленная ВН - ПС Промышленная НН2	0,81	10,80	44,4	0,299	6	3		
17	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	11	12			ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	13			ПС Промышленная ВН - 13 узел	0,31	0,51					-6	-3
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14			13 узел - ПС Коммунальная ВН	1,20	1,21					-6	-3
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	15			ПС Коммунальная ВН - ПС Коммунальная НН1	0,96	11,10	54,0	0,298			-6	-3
21	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	14	16			ПС Коммунальная ВН - ПС Коммунальная НН2	0,88	10,10	59,2	0,286	10	5		
22	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	15	16			ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	17			ПС Белогорск СН Т3 - ПС Васильевка ВН	0,92	1,26					-2	-1
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	17	18			ПС Васильевка ВН - ПС Васильевка НН1	2,60	23,00	32,7	0,295	11	6	-2	-1
25	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	17	19			ПС Васильевка ВН - ПС Васильевка НН2	1,40	14,60	46,3	0,286				
26	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	18	19			ПС Васильевка НН1 - ПС Васильевка НН2								
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	17	20			ПС Васильевка ВН - ПС Комсомольская ВН	12,58	12,70					0	0
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	20	21			ПС Комсомольская ВН - ПС Комсомольская НН1	12,40	49,20	14,4	0,286				
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ПС Комсомольская ВН - ПС Комсомольская НН2	9,07	44,24	14,4	0,286			0	0
30	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	21	22			ПС Комсомольская НН1 - ПС Комсомольская НН2								
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	23			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Нагорная ВН	2,14						-16	-8
32	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	23	24			ПС Нагорная ВН - ПС Нагорная НН1	1,40	14,60	46,3	0,295	11	7		
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			ПС Нагорная ВН - ПС Нагорная НН2	1,40	14,60	46,3	0,295	11	7	-3	-2
34	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	24	25			ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	23	26			ПС Нагорная ВН - ПС Томь ВН	0,91						-12	-6
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	27			ПС Томь ВН - ПС Томь НН1	0,88	10,10	59,2	0,301	6	5	-5	-2
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	28			ПС Томь ВН - ПС Томь НН2	0,81	10,80	44,4	0,303	5	3	-5	-3
38	<input type="checkbox"/>		Выкл	27	28			ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2							-2	0
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	26	29			ПС Томь ВН - ПС Никольская ВН	4,15	4,19					-3	-1
40	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	29	30			ПС Никольская ВН - ПС Никольская НН1	5,10	31,90	22,4	0,314				
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31			ПС Никольская ВН - ПС Никольская НН2	5,10	31,90	22,4	0,300			-1	-1
42	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	30	31			ПС Никольская НН1 - ПС Никольская НН2								
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	32			ПС Никольская ВН - ПС Киселеозерка ВН	5,56	5,62					-1	0
44	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	32	33			ПС Киселеозерка ВН - ПС Киселеозерка НН1	2,60	23,00	32,7	0,305	9	6		
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	34			ПС Киселеозерка ВН - ПС Киселеозерка НН2	2,60	23,00	32,7	0,305	9	6	0	0
46	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	33	34			ПС Киселеозерка НН1 - ПС Киселеозерка НН2								
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	35			ПС Киселеозерка ВН - 35 узел	5,14	5,18					-1	0
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	36			35 узел - ПС Князевка ВН	2,04	3,39					-1	0
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	36	37			ПС Князевка ВН - ПС Князевка НН1	5,10	31,90	22,4	0,305	9	8	-1	-1
50	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	36	38			ПС Князевка ВН - ПС Князевка НН2	5,10	31,90	22,4	0,286				
51	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	37	38			ПС Князевка НН1 - ПС Князевка НН2								
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	39			ПС Князевка ВН - 39 узел	2,04	3,39					0	1
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	39	40			39 узел - ПС Томичи ВН	5,81	8,00					0	1
54	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	40	41			ПС Томичи ВН - ПС Томичи НН1	2,60	23,00	32,7	0,310	8	6		
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	42			ПС Томичи ВН - ПС Томичи НН2	2,60	23,00	32,7	0,310	8	6	-2	-1
56	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	41	42			ПС Томичи НН1 - ПС Томичи НН2								
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	43			ПС Томичи ВН - 43 узел	1,18	0,24					0	0
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	44			43 узел - ПС Лохвицы ВН	2,54	3,49					0	0
59	<input type="checkbox"/>		Тр-р	44	45			ПС Лохвицы ВН - ПС Лохвицы НН1	5,10	31,90	22,4	0,300			0	0
60	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	44	46			ПС Лохвицы ВН - ПС Лохвицы НН2	5,10	31,90	22,4	0,300				

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет нормального режима сети в ПВК RastrWin

61	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	45	46		ПС Лохвицы НН1 - ПС Лохвицы НН2														
62	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40	47		ПС Томичи ВН - 47 узел	0,38	0,39										2	2	
63	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	47	48		47 узел - ПС Пригородная ВН	7,80	10,74										2	2	
64	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Тр-р	48	49		ПС Пригородная ВН - ПС Пригородная НН1	12,40	49,20	14,4	0,300										
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50		ПС Пригородная ВН - ПС Пригородная НН2	12,40	49,20	14,4	0,300								-1	0	
66	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	49	50		ПС Пригородная НН1 - ПС Пригородная НН2														
67	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	51		ПС Белогорск СН ТЗ - 51 узел	0,38	0,39										-4	-3	
68	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	51	48		51 узел - ПС Пригородная ВН	2,91	4,00										-3	-3	
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	52		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,0	1,000								-11	-6	
70	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	53		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,0	1,000								-11	-6	
71	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	54		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40			0,505	9	1						-8	-4	
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40			0,505	9	1						-8	-4	
73	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	55		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045									-3	-2
74	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045									-3	-2

«Токовая нагрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	I_доп_...	Iдоп_р...	ИЛ_доп
1	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС ...	79	79	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	21,1
2	5	7	ПС Белогорск СН ТЗ - ПС ...	80	80	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	21,2
3	4	10	ПС Белогорск СН Т4 - ПС ...	126	126	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	33,7
4	5	10	ПС Белогорск СН ТЗ - ПС ...	127	127	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	33,8
5	10	13	ПС Промышленная ВН - 1...	110	110	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	29,4
6	13	14	13 узел - ПС Коммунальн...	110	110	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	41,6
7	5	17	ПС Белогорск СН ТЗ - ПС ...	40	40	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	330,0		330,0	12,2
8	17	20	ПС Васильевка ВН - ПС К...	8	8	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	3,2
9	4	23	ПС Белогорск СН Т4 - ПС ...	279	279	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	610,0		610,0	45,7
10	23	26	ПС Нагорная ВН - ПС Том...	223	223	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	610,0		610,0	36,6
11	26	29	ПС Томь ВН - ПС Никольс...	49	49	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	18,3
12	29	32	ПС Никольская ВН - ПС К...	24	24	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	9,0
13	32	35	ПС Киселеозерка ВН - 35 ...	21	21	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	7,8
14	35	36	35 узел - ПС Князевка ВН	21	21	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	5,5
15	36	39	ПС Князевка ВН - 39 узел	12	12	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	375,0		375,0	3,2
16	39	40	39 узел - ПС Томичи ВН	12	12	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	330,0		330,0	3,7
17	40	43	ПС Томичи ВН - 43 узел	8	8	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	210,0		210,0	3,7
18	43	44	43 узел - ПС Лохвицы ВН	8	8	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	330,0		330,0	2,3
19	40	47	ПС Томичи ВН - 47 узел	56	56	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	21,0
20	47	48	47 узел - ПС Пригородна...	56	56	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	330,0		330,0	16,8
21	5	51	ПС Белогорск СН ТЗ - 51 ...	72	72	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	265,0		265,0	27,2
22	51	48	51 узел - ПС Пригородна...	72	72	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	330,0		330,0	21,8

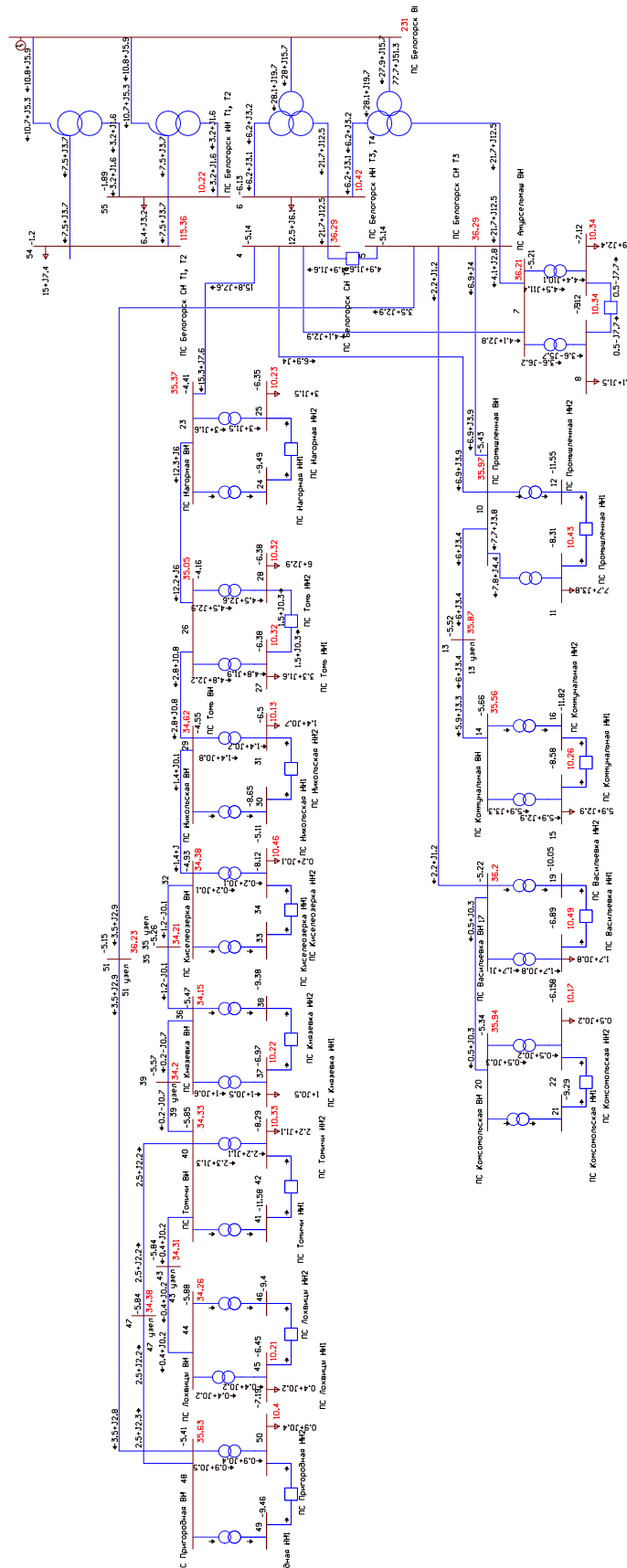
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	Город	1,64	1,35	0,83	0,52	0,29		0,29
2	<input type="checkbox"/>	2	Район	0,25	0,20	0,15	0,05	0,05		0,05

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет нормального режима сети в ПВК RastrWin

«Графика»



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта сети 35 кВ

«Узлы»

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_max	Q_min	B_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			75,1	47,8	231,0				231,00	5,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									218,90	-0,50	-4,93
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									218,90	-0,50	-4,93
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,06	3,04	-4,88
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,06	3,04	-4,88
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,27	2,75	-5,86
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	35		1									35,91	2,61	-4,91
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	35		1									35,91	2,61	-4,91
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,14	1,44	-7,48
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,14	1,44	-7,48
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	35		1									35,70	2,01	-4,96
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	35		1									35,70	2,01	-4,96
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,49	4,94	-6,83
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,49	4,94	-6,83
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	35		1									34,69	-0,87	-5,19
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	35		1									34,69	-0,87	-5,19
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,10	1,05	-7,46
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,10	1,05	-7,46
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	35		1									34,89	-0,30	-5,14
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	35		1									34,89	-0,30	-5,14
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,19	1,94	-7,24
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,19	1,94	-7,24
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	35		1									35,54	1,54	-5,00
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	35		1									35,54	1,54	-5,00
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,21	2,07	-7,50
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,21	2,07	-7,50
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									228,45	3,84	-1,20
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									228,45	3,84	-1,20
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110		1	15,0	7,4							115,35	4,87	-1,19
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							10,22	2,16	-1,89

«Ветви»

	O	S	Тип	N_...	N...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-27	-18
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-27	-18
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-20	-11
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-20	-11
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3								-3	-2
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,54	0,41						-7	-4
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,54	0,41						-7	-4
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,291	12	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,291	12	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10	ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	1,82	1,37						-3	-2
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	1,82	1,37						-3	-2
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,300	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,300	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>		Выкл	13	14	ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0

20	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Тоть ВН1	1,84	1,39										
21	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Тоть ВН2	1,84	1,39										
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17	ПС Тоть ВН1 - ПС Тоть НН1	0,88	10,10	59,2	10,7	0,298	2	5	-5	-3			
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	18	ПС Тоть ВН2 - ПС Тоть НН2	0,81	10,80	44,4	9,3	0,299	2	6	-4	-3			
24	<input type="checkbox"/>		Выкл	15	16	ПС Тоть ВН1 - ПС Тоть ВН2								0	0			
25	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	18	ПС Тоть НН1 - ПС Тоть НН2								0	0			
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	19	ПС Тоть ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,06	0,80						5	3			
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	20	ПС Тоть ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,06	0,80						5	3			
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	5,10	31,85	22,4	4,2	0,300	10	4	-1	-1			
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22	ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	5,10	31,85	22,4	4,2	0,300	10	4	-1	-1			
30	<input type="checkbox"/>		Выкл	19	20	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0			
31	<input type="checkbox"/>		Выкл	21	22	ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0			
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	2,58	1,95						6	3			
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	2,58	1,95						6	3			
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,295	11	3	-4	-2			
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26	ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,295	11	3	-4	-2			
36	<input type="checkbox"/>		Выкл	23	24	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0			
37	<input type="checkbox"/>		Выкл	25	26	ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0			
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	1,29	0,97						-10	-6			
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	1,29	0,97						-10	-6			
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	27	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			-11	-6			
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	28	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			-11	-6			
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29	ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40				0,505	9	1	-8	-4			
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	29	ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40				0,505	9	1	-8	-4			
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	30	ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045			-3	-2			
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30	ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045			-3	-2			

«Токовая нагрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	I_доп_...	Iдоп_р...	I/I_доп
1	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсель...	129	129	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	28,0
2	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсель...	129	129	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	28,0
3	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммуна...	54	54	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	11,8
4	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммуна...	54	54	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	11,8
5	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Тоть ВН1			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	
6	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Тоть ВН2			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	
7	15	19	ПС Тоть ВН1 - ПС Нагорная ВН1	88	88	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	19,1
8	16	20	ПС Тоть ВН2 - ПС Нагорная ВН2	88	88	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	19,1
9	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышлен...	116	116	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	25,3
10	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышлен...	116	116	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	25,3
11	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышле...	189	189	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	41,0
12	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышле...	189	189	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	41,0

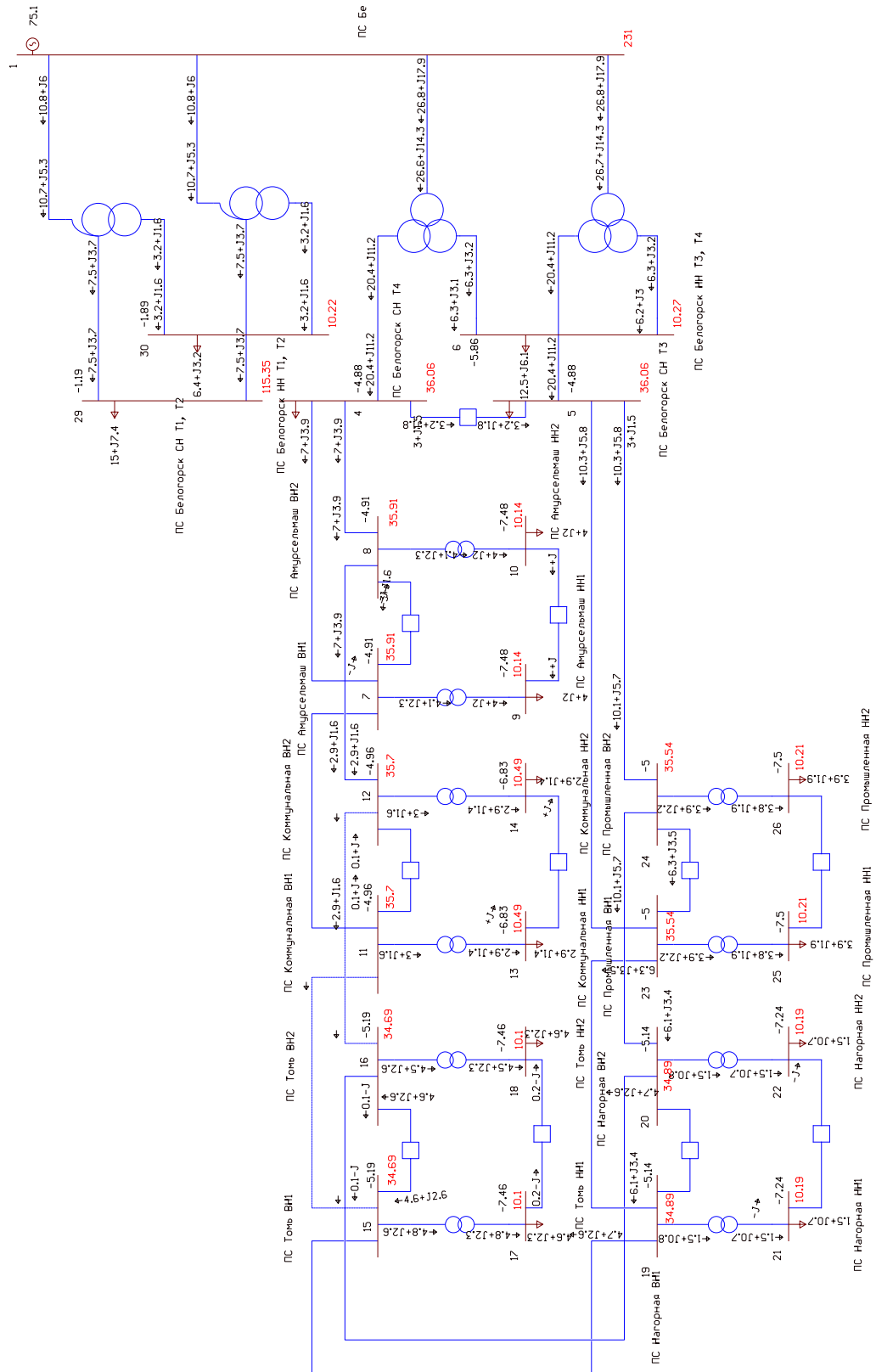
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	1,33	1,04	0,62	0,42	0,29		0,29	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта сети 35 кВ

«Графика»



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта

1) отключен головной участок Белогорск – Промышленная

«Узлы»

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			76,2	48,9	231,0				231,00	5,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									218,52	-0,67	-5,05
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									218,53	-0,67	-5,04
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,00	2,85	-5,00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,00	2,86	-4,99
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,26	2,57	-5,98
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	35		1									35,62	1,76	-5,08
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	35		1									35,62	1,76	-5,08
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,05	0,54	-7,69
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,05	0,54	-7,69
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	35		1									34,62	-1,08	-5,30
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	35		1									34,62	-1,08	-5,30
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,16	1,63	-7,29
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,16	1,63	-7,29
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Тоть ВН1	35		1									33,84	-3,31	-5,48
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Тоть ВН2	35		1									33,84	-3,31	-5,48
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Тоть НН1	10		1	4,6	2,3							9,84	-1,57	-7,87
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Тоть НН2	10		1	4,6	2,3							9,84	-1,57	-7,87
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	35		1									33,60	-4,00	-5,54
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	35		1									33,60	-4,00	-5,54
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							9,79	-2,07	-7,81
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							9,79	-2,07	-7,81
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	35		1									33,17	-5,22	-5,64
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	35		1									33,17	-5,22	-5,64
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							9,80	-2,03	-8,52
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							9,80	-2,03	-8,52
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									228,45	3,84	-1,20
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									228,45	3,84	-1,20
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110		1	15,0	7,4							115,35	4,87	-1,19
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							10,22	2,16	-1,89

«Ветви»

	O	S	Тип	N...	N...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-27	-19
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-27	-18
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-21	-12
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-21	-12
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3								18	10
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,54	0,41						-18	-10
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,54	0,41						-18	-10
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,291	12	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,291	12	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10	ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	1,82	1,37						-14	-8
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	1,82	1,37						-14	-8
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,300	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,300	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта

19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14	ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2																0	0		
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	1,84	1,39															-10	-6	
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	1,84	1,39															-10	-6	
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17	ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	0,88	10,10	59,2	10,7	0,298	2	5										-5	-3	
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18	ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	0,81	10,80	44,4	9,3	0,299	2	6										-5	-3	
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16	ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2																	0	0	
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18	ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2																	0	0	
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,06	0,80															-5	-3	
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,06	0,80															-5	-3	
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	5,10	31,85	22,4	4,2	0,300	10	4										-1	-1	
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22	ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	5,10	31,85	22,4	4,2	0,300	10	4										-1	-1	
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2																	0	0	
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22	ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2																	0	0	
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	2,58	1,95															-4	-2	
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	2,58	1,95															-4	-2	
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,305	9	3										-4	-2	
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26	ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,305	9	3										-4	-2	
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2																	0	0	
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26	ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2																	0	0	
38	<input type="checkbox"/>	✗ ЛЭП	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	1,29	0,97																	
39	<input type="checkbox"/>	✗ ЛЭП	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	1,29	0,97																	
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т1	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000												-11	-6	
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т2	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000												-11	-6	
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29	ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40				0,505	9	1											-8	-4
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	29	ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40				0,505	9	1											-8	-4
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	30	ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045													-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30	ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045													-3	-2

«Токовая нагрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	N_I(t)	Tс	Iдоп_25	Iдоп_...	Iдоп_р...	I/dop
1	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС ...	329	329	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	71,6
2	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС ...	329	329	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	71,6
3	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - П...	254	254	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	55,2
4	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - П...	254	254	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	55,2
5	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - П...	198	198	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	42,9
6	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - П...	198	198	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	42,9
7	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорн...	106	106	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	23,1
8	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорн...	106	106	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	23,1
9	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Пр...	77	77	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	16,7
10	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Пр...	77	77	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	16,7
11	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС ...			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	
12	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС ...			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>		-30,0	460,0		460,0	

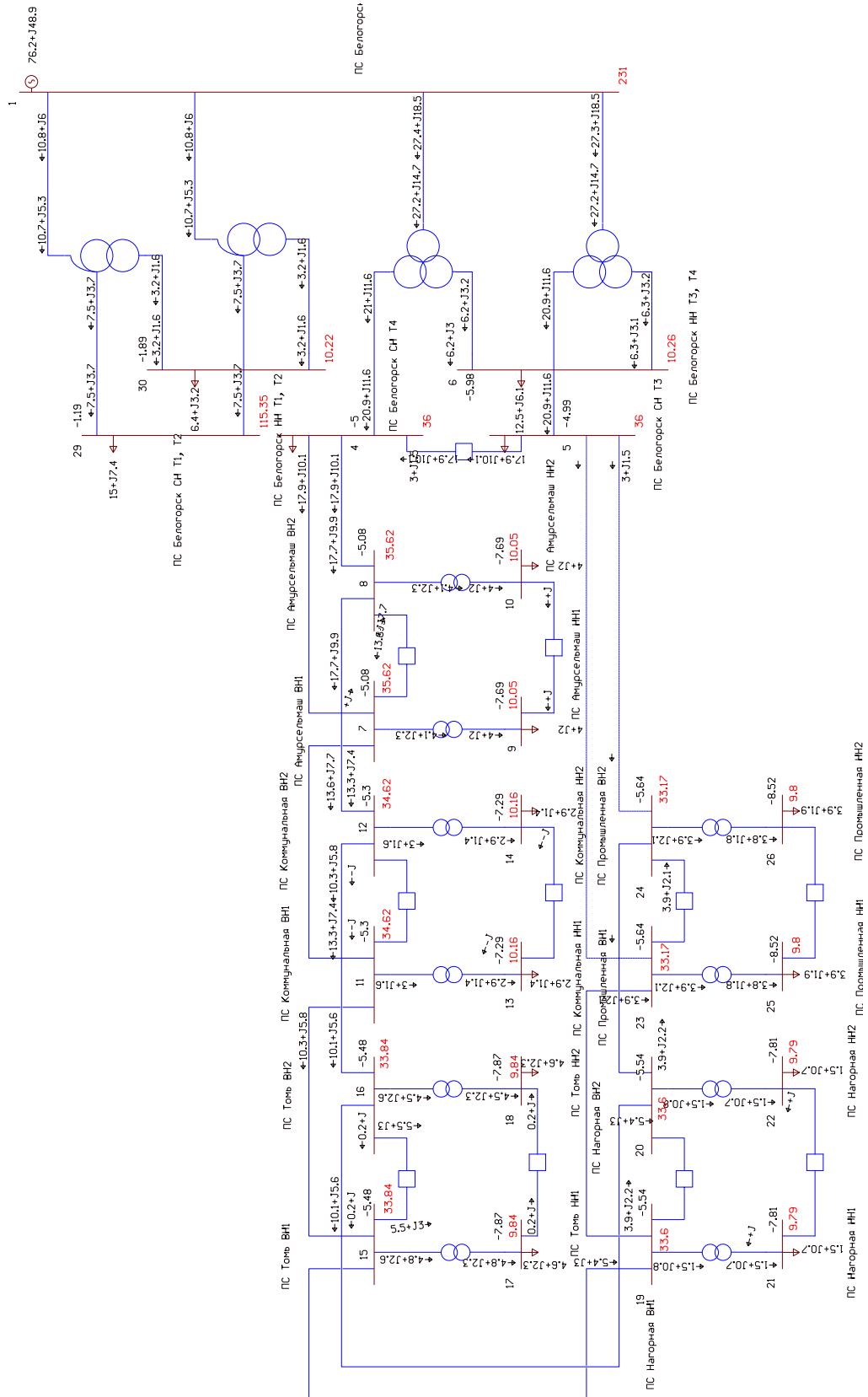
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	2,38	2,09	1,65	0,44	0,29		0,29	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта

2) отключен головной участок Белогорск – Амурсельмаш

«Узлы»

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			77,3	50,3	231,0				231,00	5,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									218,07	-0,88	-5,15
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									218,06	-0,88	-5,15
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							35,92	2,64	-5,10
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							35,92	2,63	-5,10
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,24	2,35	-6,09
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	35		1									32,04	-8,46	-5,95
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	35		1									32,04	-8,46	-5,95
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							9,56	-4,41	-9,20
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							9,56	-4,41	-9,20
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	35		1									32,37	-7,52	-5,87
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	35		1									32,37	-7,52	-5,87
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							9,77	-2,34	-8,16
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							9,77	-2,34	-8,16
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Толь ВН1	35		1									32,94	-5,88	-5,74
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Толь ВН2	35		1									32,94	-5,88	-5,74
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Толь НН1	10		1	4,6	2,3							9,57	-4,33	-8,27
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Толь НН2	10		1	4,6	2,3							9,57	-4,33	-8,27
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	35		1									33,49	-4,33	-5,62
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	35		1									33,49	-4,33	-5,62
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,22	2,18	-7,90
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,22	2,18	-7,90
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	35		1									34,97	-0,08	-5,30
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	35		1									34,97	-0,08	-5,30
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,35	3,55	-7,88
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,35	3,55	-7,88
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									228,45	3,84	-1,20
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									228,45	3,84	-1,20
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1, Т2	110		1	15,0	7,4							115,35	4,87	-1,19
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							10,22	2,16	-1,89

«Ветви»

	O	S	Тип	N...	N...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_...	Р_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-28	-19
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-28	-19
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-21	-12
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-22	-12
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6	ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6	ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3								-18	-11
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,54	0,41							
9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,54	0,41							
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,310	8	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,310	8	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10	ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	1,82	1,37						4	2
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	1,82	1,37						4	2
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,310	8	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,310	8	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта

19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14	ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2									0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	1,84	1,39							7	4
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	1,84	1,39							7	4
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17	ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	0,88	10,10	59,2	10,7	0,298	2	5		-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18	ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	0,81	10,80	44,4	9,3	0,299	2	6		-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16	ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2									0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18	ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2									0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,06	0,80							12	7
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,06	0,80							12	7
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	5,10	31,85	22,4	4,2	0,314	7	4		-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22	ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	5,10	31,85	22,4	4,2	0,314	7	4		-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2									0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22	ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2									0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	2,58	1,95							14	8
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	2,58	1,95							14	8
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	1,40	14,60	46,3	7,5	0,305	9	3		-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26	ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	1,40	14,60	46,3	7,5	0,305	9	3		-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2									0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26	ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2									0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	1,29	0,97							-18	-11
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	1,29	0,97							-18	-11
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т1	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000				-11	-6
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т2	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000				-11	-6
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29	ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40				0,505	9	1		-8	-4
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	29	ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск СН Т1, Т2	1,40				0,505	9	1		-8	-4
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	30	ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30	ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045				-3	-2

«Токовая нагрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tс	Идоп_25	I/dop
1	4	7	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН1			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	
2	4	8	ПС Белогорск СН Т4 - ПС Амурсельмаш ВН2			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	
3	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	84	84	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	18,3
4	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	84	84	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	18,3
5	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	145	145	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	31,4
6	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	145	145	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	31,4
7	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	238	238	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	51,8
8	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	238	238	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	51,8
9	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	268	268	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	58,2
10	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	268	268	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	58,2
11	5	23	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН1	341	341	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	74,2
12	5	24	ПС Белогорск СН Т3 - ПС Промышленная ВН2	341	341	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	460,0	74,2

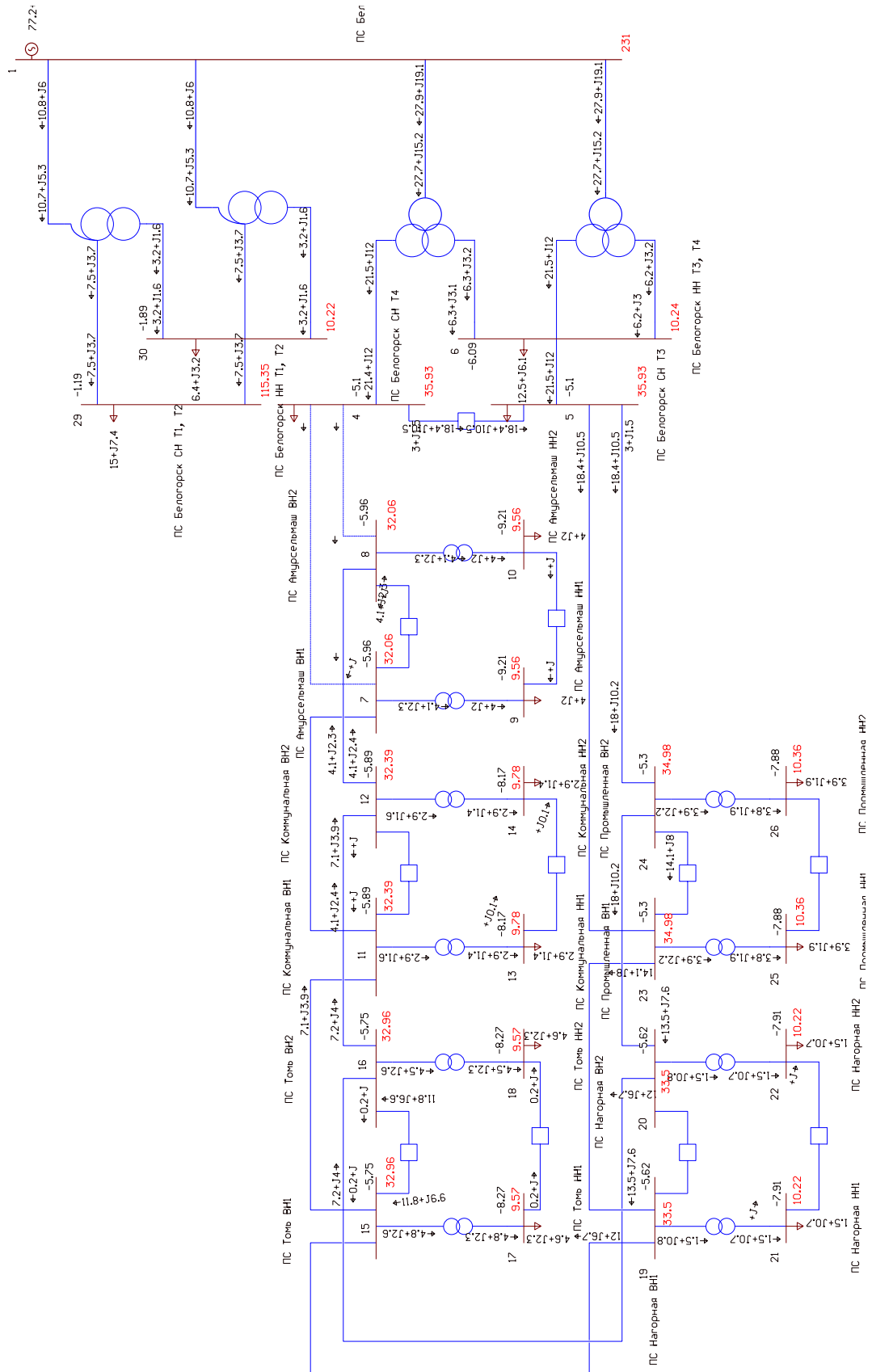
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	3,44	3,15	2,68	0,47	0,28		0,28	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для первого варианта

«Графика»



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта сети 110 кВ

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_...	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,4	44,4	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									111,97	1,79	-3,36
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									111,97	1,79	-3,36
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,24	2,42	-7,47
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,24	2,42	-7,47
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									111,80	1,64	-3,39
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									111,80	1,64	-3,39
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,36	3,62	-6,34
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,36	3,62	-6,34
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,72	1,57	-3,40
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,72	1,57	-3,40
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,18	1,77	-6,37
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,18	1,77	-6,37
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,76	1,60	-3,39
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,76	1,60	-3,39
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,27	2,68	-6,83
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,27	2,68	-6,83
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,90	1,73	-3,37
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,90	1,73	-3,37
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,44	4,39	-7,29
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,44	4,39	-7,29
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,50	-1,14	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,50	-1,14	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,05	1,87	-3,34
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,05	1,87	-3,34
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,81	-4,12

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,000	8,3	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,000			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,000			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,000			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,648	-3,7	-0,050				-10	-5
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,648	-3,7	-0,050				-10	-5
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10			ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,193	-12,6	0,200				-6	-3
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	12			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,193	-12,6	0,200				-6	-3
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-3	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта сети 110 кВ

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>		Выкл	13	14			ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	15			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,220	-12,8	0,200				-3	-1
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	16			ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,220	-12,8	0,200				-3	-1
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,863	5,3	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	18			ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,863	5,3	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>		Выкл	15	16			ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	18			ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	19			ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,274	-7,3	0,100				2	1
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	20			ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,274	-7,3	0,100				2	1
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,200	3,1	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,200	3,1	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>		Выкл	19	20			ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>		Выкл	21	22			ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	23			ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,108	-17,8	0,200				3	2
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	24			ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,108	-17,8	0,200				3	2
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26			ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>		Выкл	23	24			ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>		Выкл	25	26			ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	23			ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,554	-8,9	0,100				-7	-4
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	24			ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,554	-8,9	0,100				-7	-4
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	27			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,000	6,0	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	28			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,000	6,0	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40				0,516	8	1	-25	-13
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30			ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40				0,516	8	1	-25	-13
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	31			ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,600			0,045			-3	-2
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31			ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,600			0,045			-3	-2
46	<input type="checkbox"/>		Выкл	29	30			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								2	1

«Токовая нагрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tс	Идоп_25	Идоп_расч	I/dop
1	29	7	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	57	57	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	21,5
2	29	8	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	57	57	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	21,5
3	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	33	33	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	12,5
4	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	33	33	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	12,5
5	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	16	16	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	6,0
6	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	16	16	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	6,0
7	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	12	12	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	4,4
8	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	12	12	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	4,4
9	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	20	20	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	7,7
10	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	20	20	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	7,7
11	30	23	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	43	43	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	16,3
12	30	24	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	43	43	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	16,3

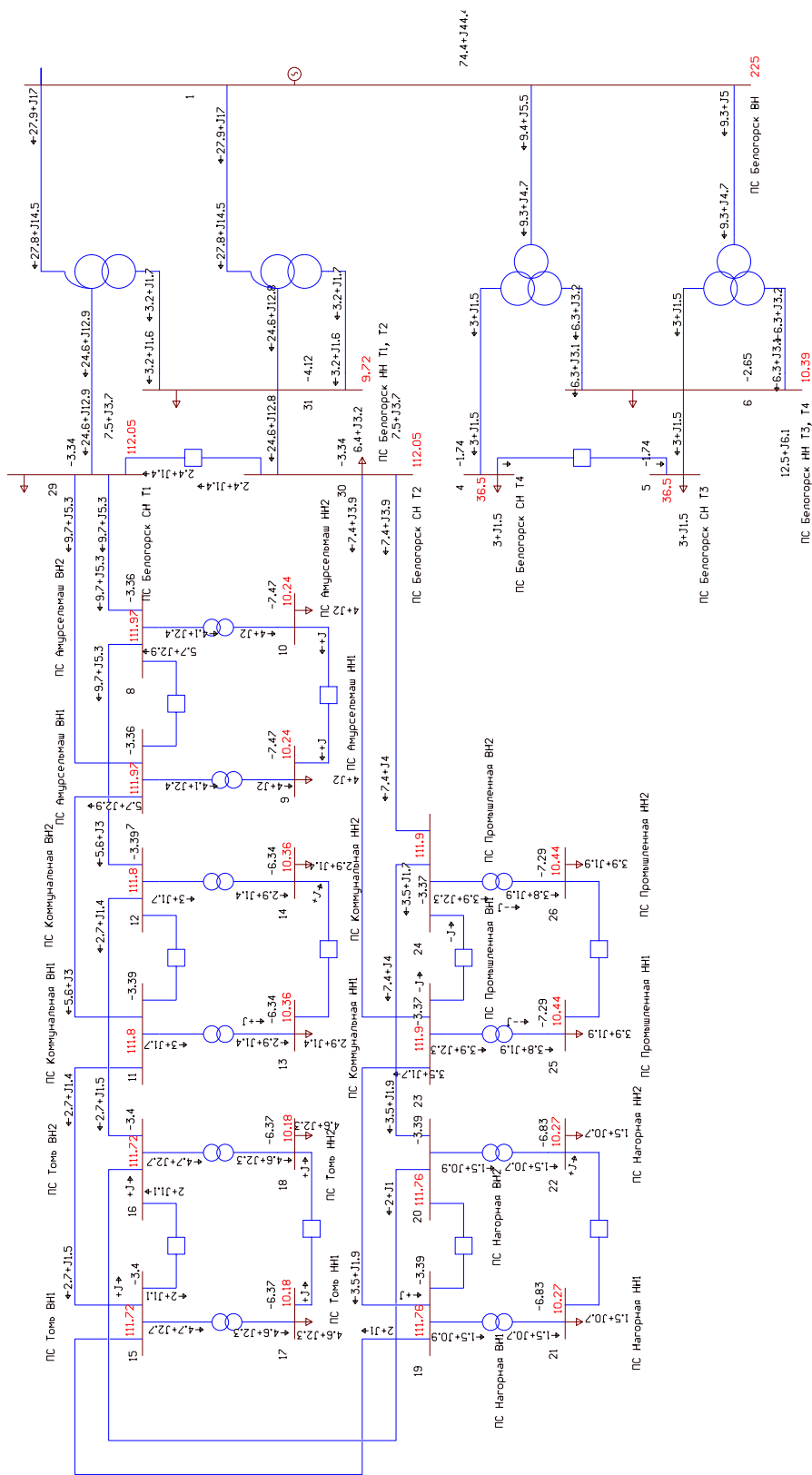
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,63	0,37	0,05	0,31	0,26	0,02	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Расчет нормального режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта сети 110 кВ

«Графика»



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ

1) отключен головной участок Белогорск – Промышленная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_...	N...	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220	1			74,5	44,8	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220	1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220	1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35	1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35	1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110	1									111,86	1,69	-3,37
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110	1									111,86	1,69	-3,37
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10	1	4,0	2,0							10,23	2,31	-7,49
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10	1	4,0	2,0							10,23	2,31	-7,49
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110	1									111,48	1,34	-3,44
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110	1									111,48	1,34	-3,44
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10	1	2,9	1,4							10,33	3,29	-6,41
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10	1	2,9	1,4							10,33	3,29	-6,41
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110	1									111,18	1,07	-3,49
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110	1									111,18	1,07	-3,49
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10	1	4,6	2,3							10,12	1,24	-6,48
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10	1	4,6	2,3							10,12	1,24	-6,48
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110	1									111,08	0,98	-3,50
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110	1									111,08	0,98	-3,50
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10	1	1,5	0,7							10,20	2,01	-6,98
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10	1	1,5	0,7							10,20	2,01	-6,98
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110	1									110,92	0,84	-3,53
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110	1									110,92	0,84	-3,53
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10	1	3,8	1,9							10,34	3,39	-7,52
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10	1	3,8	1,9							10,34	3,39	-7,52
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220	1									217,41	-1,18	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220	1									217,42	-1,17	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110	1	7,5	3,7							112,01	1,83	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110	1	7,5	3,7							112,01	1,83	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	1	6,4	3,2							9,72	-2,84	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,000	8,3	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,000			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,000			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,000			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3								0	0
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,648	-3,7	-0,050				-17	-9
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,648	-3,7	-0,050				-17	-9
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10			ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,193	-12,6	0,200				-13	-7
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	12			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,193	-12,6	0,200				-13	-7
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-3	-2

18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2													0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14	ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2													0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Тоть ВН1	2,14	2,220	-12,8	0,200									-10	-5
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Тоть ВН2	2,14	2,220	-12,8	0,200									-10	-5
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17	ПС Тоть ВН1 - ПС Тоть НН1	7,94	138,863	5,3	1,059	0,094	11	5					-5	-3	
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18	ПС Тоть ВН2 - ПС Тоть НН2	7,94	138,863	5,3	1,059	0,094	11	5					-5	-3	
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16	ПС Тоть ВН1 - ПС Тоть ВН2													0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18	ПС Тоть НН1 - ПС Тоть НН2													0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19	ПС Тоть ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,274	-7,3	0,100									-5	-3
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20	ПС Тоть ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,274	-7,3	0,100									-5	-3
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,200	3,1	0,455	0,096	12	4					-1	-1	
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22	ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,200	3,1	0,455	0,096	12	4					-1	-1	
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2													0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22	ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2													0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,108	-17,8	0,200									-4	-2
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,108	-17,8	0,200									-4	-2
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,097	9	3					-4	-2	
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26	ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,097	9	3					-4	-2	
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2													0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26	ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2													0	0
38	<input type="checkbox"/>	✗ ЛЭП	30	23	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,554	-8,9	0,100										
39	<input type="checkbox"/>	✗ ЛЭП	30	24	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,554	-8,9	0,100										
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,000	6,0	0,900	1,000								-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,000	6,0	0,900	1,000								-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29	ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40				0,516	8	1						-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30	ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40				0,516	8	1						-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31	ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,600			0,045								-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31	ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,600			0,045								-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2													17	9

«Токовая загрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tс	Идоп_25	Идоп_расч	Ил_dop
1	29	7	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	100	101	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	38,0
2	29	8	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	100	101	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	38,0
3	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	76	77	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	28,9
4	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	76	77	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	28,9
5	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Тоть ВН1	59	59	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	22,4
6	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Тоть ВН2	59	59	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	22,4
7	15	19	ПС Тоть ВН1 - ПС Нагорная ВН1	31	32	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	11,9
8	16	20	ПС Тоть ВН2 - ПС Нагорная ВН2	31	32	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	11,9
9	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	23	23	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	8,7
10	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	23	23	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	8,7
11	30	23	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	
12	30	24	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	

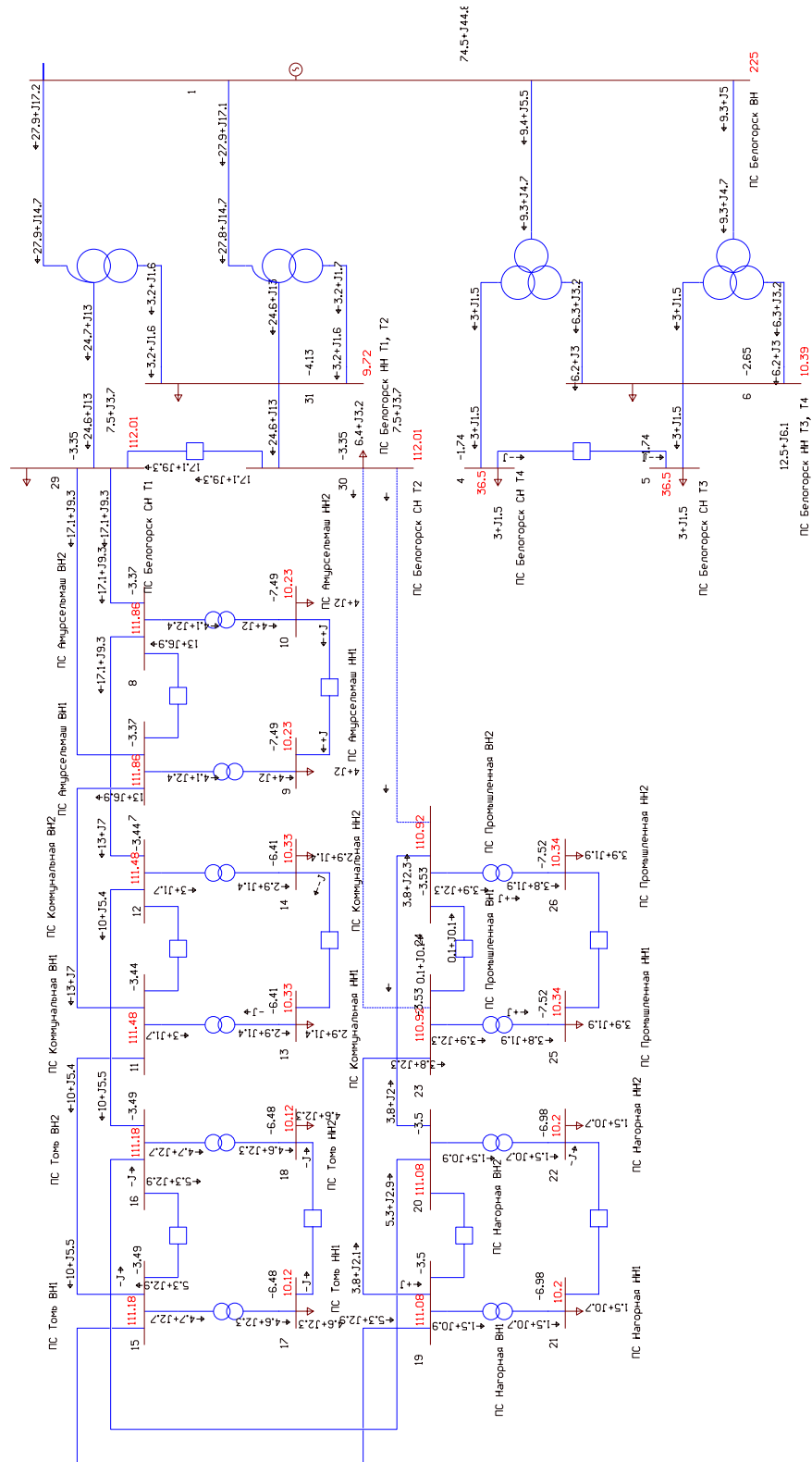
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном								
1	<input type="checkbox"/>	1	0,75	0,49	0,17	0,31	0,26	0,02	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ
 1отключен головной участок Белогорск – Промышленная

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ

2) отключен головной участок Белогорск – Амурсельмаш

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_...	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,3	44,4	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									110,62	0,57	-3,57
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									110,62	0,57	-3,57
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,11	1,06	-7,78
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,11	1,06	-7,78
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									110,74	0,68	-3,55
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									110,74	0,68	-3,55
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,26	2,57	-6,57
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,26	2,57	-6,57
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Толь ВН1	110		1									110,95	0,87	-3,52
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Толь ВН2	110		1									110,95	0,87	-3,52
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Толь НН1	10		1	4,6	2,3							10,10	1,02	-6,53
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Толь НН2	10		1	4,6	2,3							10,10	1,02	-6,53
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,15	1,05	-3,48
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,15	1,05	-3,48
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,21	2,08	-6,96
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,21	2,08	-6,96
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,70	1,55	-3,39
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,70	1,55	-3,39
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,19	-7,33
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,19	-7,33
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,51	-1,13	-3,35
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,51	-1,13	-3,36
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,06	1,87	-3,33
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,06	1,87	-3,34
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,80	-4,11

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,000	8,3	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,000			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,000			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,000			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,648	-3,7	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,648	-3,7	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	7	8			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	9	10			ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	11			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,193	-12,6	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	12			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,193	-12,6	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	14			ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,096	10	3	-3	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/р	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	11	12			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>		Выкл	13	14			ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	15			ПС Коммунальная ВН1 - ПС Тоть ВН1	2,14	2,220	-12,8	0,200				7	4
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	16			ПС Коммунальная ВН2 - ПС Тоть ВН2	2,14	2,220	-12,8	0,200				7	4
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17			ПС Тоть ВН1 - ПС Тоть НН1	7,94	138,863	5,3	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	16	18			ПС Тоть ВН2 - ПС Тоть НН2	7,94	138,863	5,3	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>		Выкл	15	16			ПС Тоть ВН1 - ПС Тоть ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>		Выкл	17	18			ПС Тоть НН1 - ПС Тоть НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	19			ПС Тоть ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,274	-7,3	0,100				12	6
27	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	20			ПС Тоть ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,274	-7,3	0,100				12	6
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21			ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,200	3,1	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	20	22			ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,200	3,1	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>		Выкл	19	20			ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>		Выкл	21	22			ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	23			ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,108	-17,8	0,200				13	7
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	24			ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,108	-17,8	0,200				13	7
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	25			ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,400	3,8	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	26			ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,400	3,8	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>		Выкл	23	24			ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>		Выкл	25	26			ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	23			ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,554	-8,9	0,100				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	30	24			ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,554	-8,9	0,100				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	27			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,000	6,0	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	28			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,000	6,0	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	29			ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40				0,516	8	1	-25	-13
43	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	30			ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40				0,516	8	1	-25	-13
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	27	31			ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,600			0,045			-3	-2
45	<input type="checkbox"/>		Тр-р	28	31			ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,600			0,045			-3	-2
46	<input type="checkbox"/>		Выкл	29	30			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9

«Токовая нагрузка ЛЭП»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Tс	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
1	29	7	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	
2	29	8	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2			ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	
3	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	24	23	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	9,0
4	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	24	23	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	9,0
5	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Тоть ВН1	41	41	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	15,5
6	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Тоть ВН2	41	41	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	15,5
7	15	19	ПС Тоть ВН1 - ПС Нагорная ВН1	69	68	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	25,9
8	16	20	ПС Тоть ВН2 - ПС Нагорная ВН2	69	68	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	25,9
9	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	77	77	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	29,2
10	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	77	77	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	29,2
11	30	23	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	99	100	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	37,6
12	30	24	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	100	100	ВН	<input checked="" type="checkbox"/>	-30,0	265,0	265,0	37,6

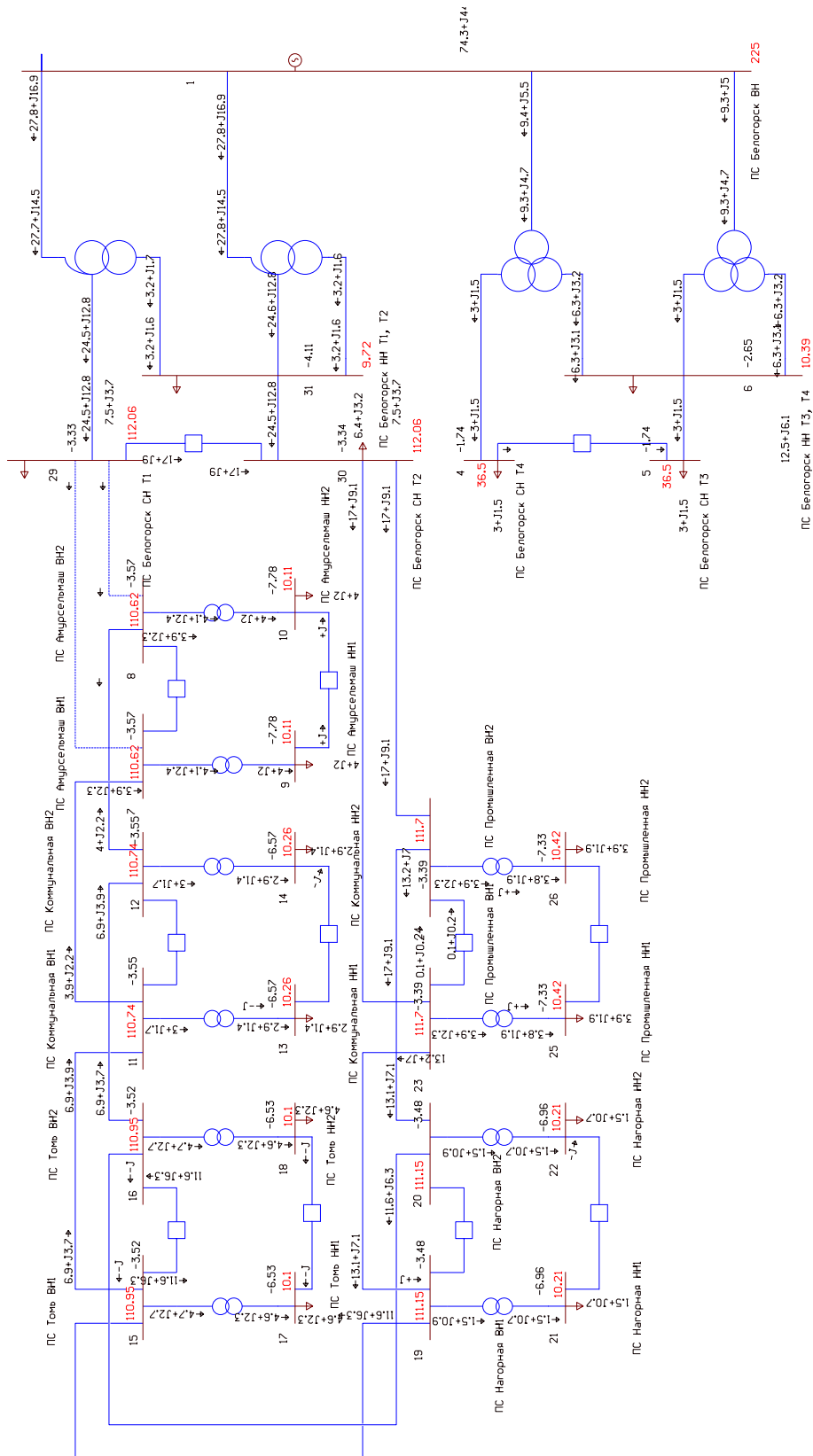
«Районы+Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,84	0,57	0,26	0,31	0,26	0,02	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Расчет аварийного режима в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ

«Графика»



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
связями

1) Поперечная связь Амурсельмаш – Промышленная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input checked="" type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,5	44,4	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									111,54	1,40	-3,44
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									111,54	1,40	-3,44
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,20	1,98	-7,58
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,20	1,98	-7,58
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									111,43	1,30	-3,45
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									111,43	1,30	-3,45
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,32	3,25	-6,43
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,32	3,25	-6,43
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,40	1,28	-3,46
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,40	1,28	-3,46
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,15	1,46	-6,44
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,15	1,46	-6,44
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,47	1,34	-3,45
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,47	1,34	-3,45
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,24	2,39	-6,91
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,24	2,39	-6,91
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,69	1,54	-3,41
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,69	1,54	-3,41
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,18	-7,35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,18	-7,35
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,50	-1,14	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,49	-1,14	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,05	1,87	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,05	1,86	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,81	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,3	1,0	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,7	0,0					
9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,7	0,0					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,8	0,9	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,8	0,9	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10	ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,6	0,2				-4	-2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,6	0,2				-4	-2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,8	0,9	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,8	0,9	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14	ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15	ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,22	-12,8	0,2				-1	0
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16	ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,22	-12,8	0,2				-1	0
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17	ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,86	5,3	1,1	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18	ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,86	5,3	1,1	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16	ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18	ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19	ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,3	0,1				4	2
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20	ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,3	0,1				4	2
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,1	0,5	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22	ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,1	0,5	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20	ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22	ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23	ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,8	0,2				5	3
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24	ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,8	0,2				5	3
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,8	0,9	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26	ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,8	0,9	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24	ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26	ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,9	0,1				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24	ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,9	0,1				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28	ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,0	0,9	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29	ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40				0,516	8	1	-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30	ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40				0,516	8	1	-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31	ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045			-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31	ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045			-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30	ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	23	ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Промышленная ВН1	1,40	1,45	-8,3	0,1				8	4
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	24	ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Промышленная ВН2	1,40	1,45	-8,3	0,1				8	4

«Районы-Потери»

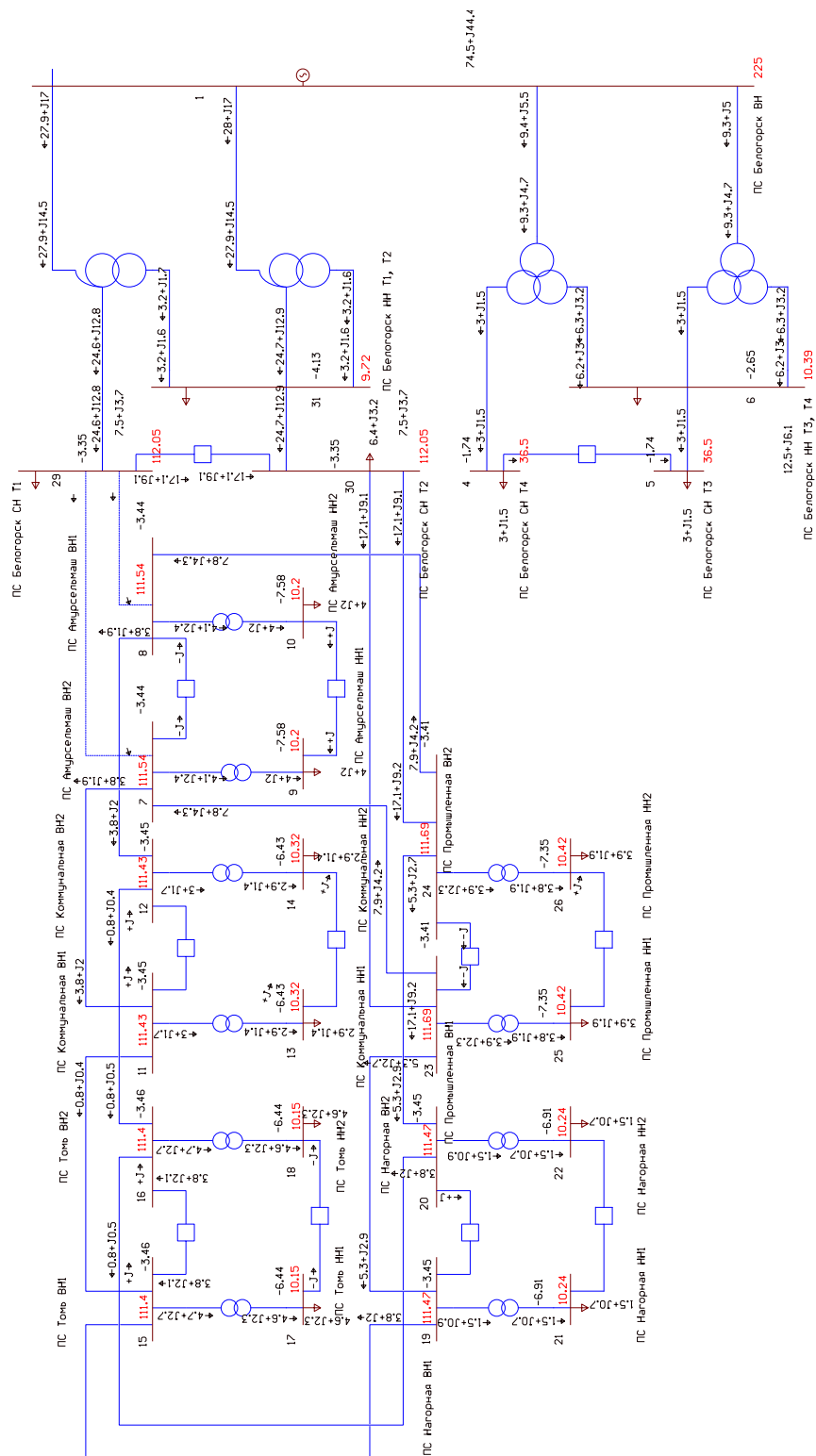
	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,72	0,45	0,14	0,31	0,27	0,02	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

связями

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
связями

2) Поперечная связь Амурсельмаш – Нагорная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,6	44,2	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									110,96	0,88	-3,55
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									110,96	0,88	-3,55
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,14	1,41	-7,73
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,14	1,41	-7,73
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									110,96	0,88	-3,55
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									110,96	0,88	-3,55
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,28	2,79	-6,55
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,28	2,79	-6,55
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,05	0,96	-3,53
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,05	0,96	-3,53
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,11	1,12	-6,53
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,11	1,12	-6,53
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,18	1,07	-3,51
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,18	1,07	-3,51
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,21	2,11	-6,99
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,21	2,11	-6,99
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,73	1,57	-3,41
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,73	1,57	-3,41
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,21	-7,35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,21	-7,35
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,57	-1,11	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,56	-1,11	-3,38
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,08	1,89	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,78	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/р	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	10			ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				0	0
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				0	0
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				3	2
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				3	2
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				8	4
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				8	4
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				13	7
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				13	7
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	19		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Нагорная ВН1	3,79	3,93	-22,575	0,301				4	2
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	20		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Нагорная ВН2	3,79	3,93	-22,575	0,301				4	2

«Районы-Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,81	0,54	0,23	0,31	0,27	0,03	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
СВЯЗЯМИ

3) Поперечная связь Коммунальная – Нагорная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,6	44,5	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									110,86	0,78	-3,55
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									110,86	0,78	-3,55
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,13	1,30	-7,75
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,13	1,30	-7,75
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									110,98	0,89	-3,53
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									110,98	0,89	-3,53
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,28	2,81	-6,53
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,28	2,81	-6,53
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,02	0,93	-3,53
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,02	0,93	-3,53
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,11	1,09	-6,53
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,11	1,09	-6,53
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,13	1,02	-3,51
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,13	1,02	-3,51
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,21	2,05	-6,99
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,21	2,05	-6,99
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,68	1,53	-3,42
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,68	1,53	-3,42
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,16	-7,36
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,16	-7,36
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,48	-1,15	-3,38
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,47	-1,15	-3,38
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,04	1,86	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,04	1,85	-3,36
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,82	-4,14

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				1	1
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				1	1
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				6	3
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				6	3
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				13	7
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				13	7
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	19		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,78	1,85	-10,608	0,141				6	3
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	20		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,78	1,85	-10,608	0,141				6	3

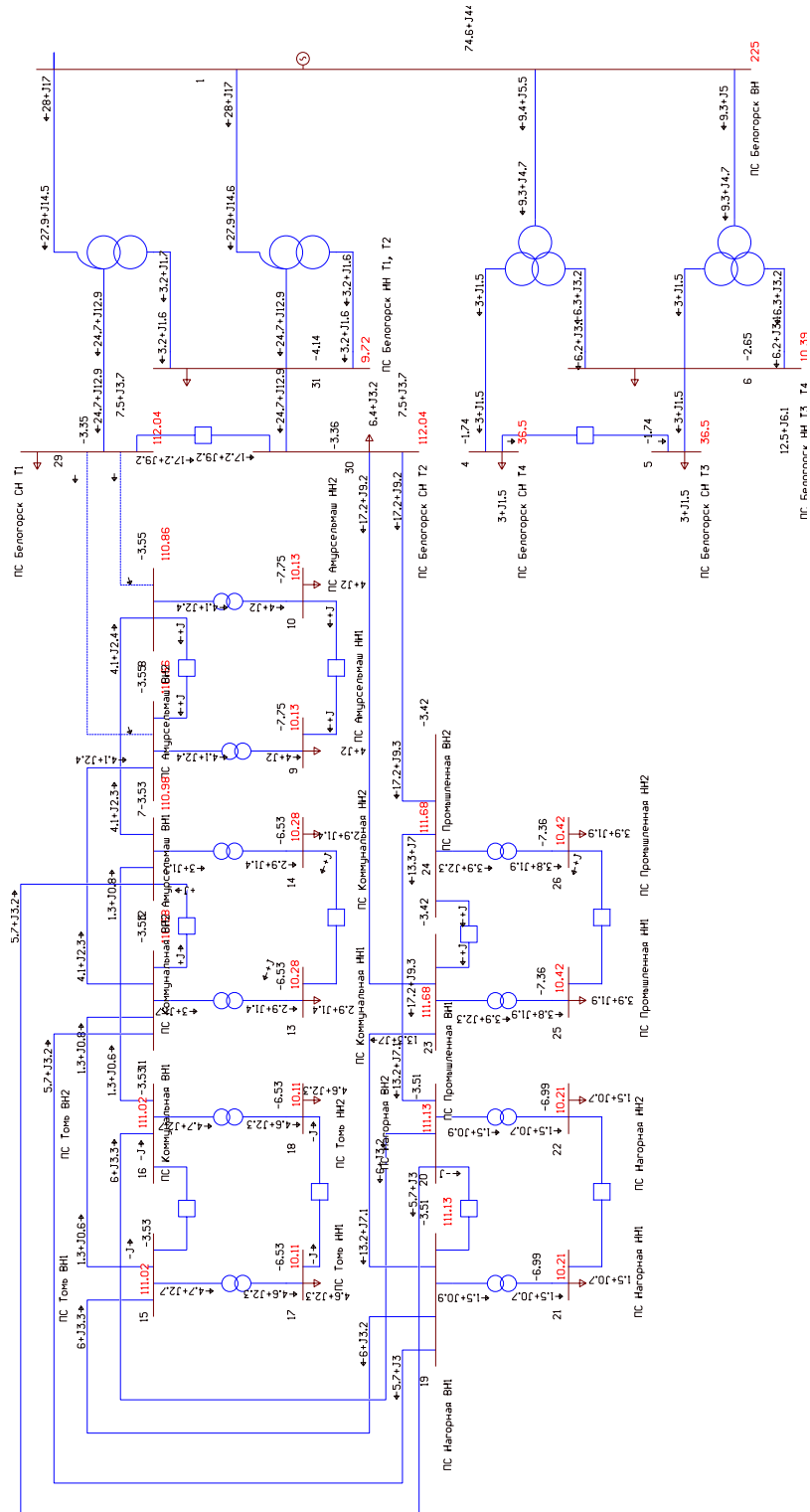
«Районы-Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,81	0,54	0,23	0,32	0,27	0,02	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
СВЯЗЯМИ

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
СВЯЗЯМИ

4) Поперечная связь Коммунальная – Промышленная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,5	44,4	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									111,41	1,29	-3,45
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									111,41	1,29	-3,45
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,19	1,86	-7,60
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,19	1,86	-7,60
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									111,54	1,40	-3,43
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									111,54	1,40	-3,43
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,34	3,35	-6,40
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,34	3,35	-6,40
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,48	1,34	-3,44
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,48	1,34	-3,44
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,15	1,53	-6,42
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,15	1,53	-6,42
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,53	1,39	-3,44
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,53	1,39	-3,44
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,25	2,45	-6,89
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,25	2,45	-6,89
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,70	1,55	-3,41
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,70	1,55	-3,41
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,19	-7,34
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,19	-7,34
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,52	-1,13	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,51	-1,13	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,06	1,87	-3,34
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,06	1,87	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,80	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Толь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				-2	-1
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Толь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				-2	-1
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Толь ВН1 - ПС Толь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Толь ВН2 - ПС Толь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Толь ВН1 - ПС Толь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Толь НН1 - ПС Толь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Толь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				3	2
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Толь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				3	2
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				4	2
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				4	2
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40				0,516	8	1	-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40				0,516	8	1	-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045			-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60			0,045			-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	23		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	1,34	1,38	-7,956	0,106				9	5
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	24		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	1,34	1,38	-7,956	0,106				9	5

«Районы-Потери»

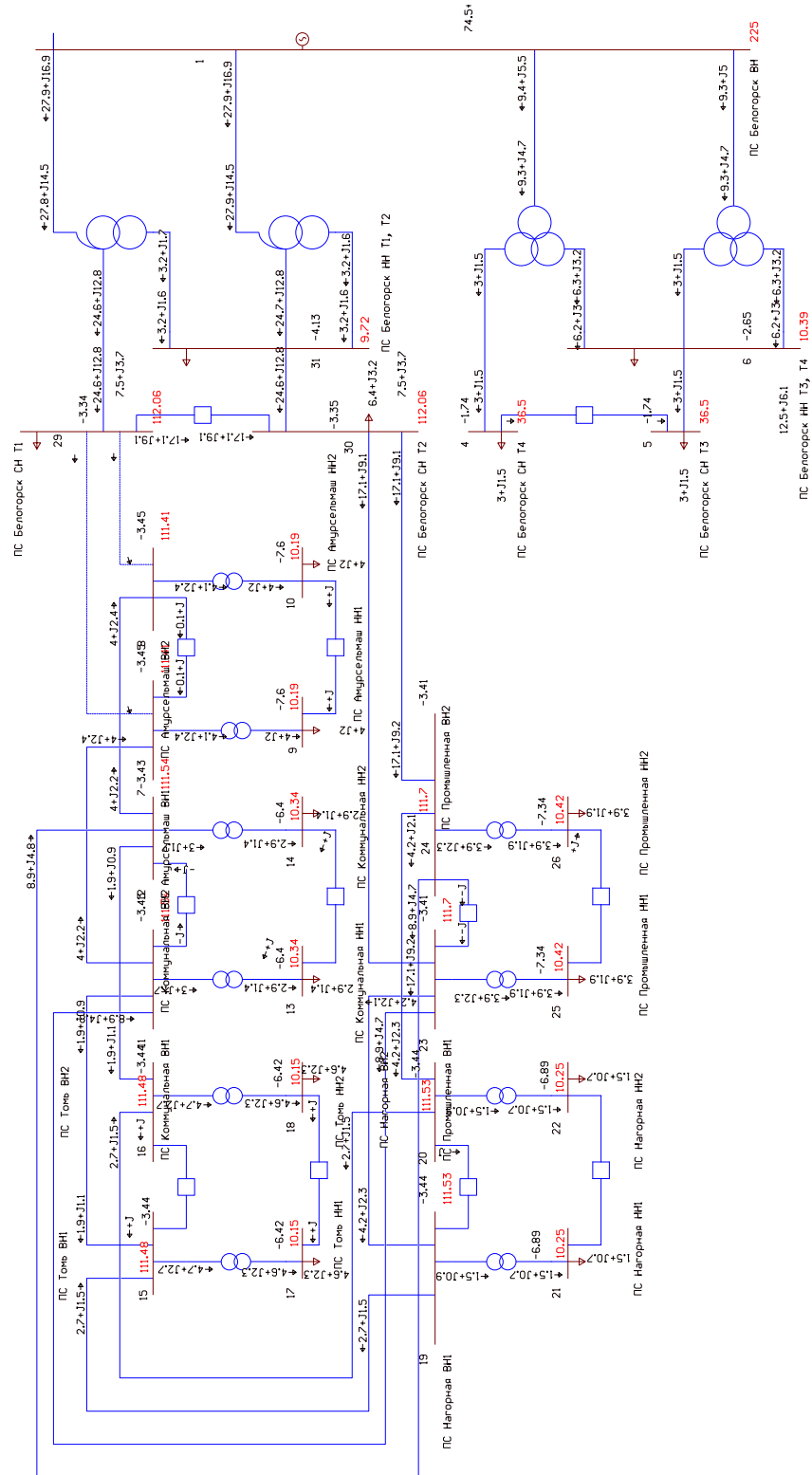
	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,71	0,45	0,13	0,31	0,27	0,02	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПМК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

связями

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
СВЯЗЯМИ

5) Поперечная связь Белогорск – Коммунальная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,5	44,1	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									111,62	1,47	-3,42
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									111,62	1,47	-3,42
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,21	2,06	-7,56
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,21	2,06	-7,56
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									111,74	1,58	-3,40
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									111,74	1,58	-3,40
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,36	3,56	-6,36
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,36	3,56	-6,36
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,69	1,53	-3,41
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,69	1,53	-3,41
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,17	1,73	-6,38
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,17	1,73	-6,38
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,73	1,58	-3,41
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,73	1,58	-3,41
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,27	2,66	-6,85
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,27	2,66	-6,85
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,91	1,74	-3,38
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,91	1,74	-3,38
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,44	4,40	-7,30
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,44	4,40	-7,30
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,56	-1,11	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,56	-1,11	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,78	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Толь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				-2	-1
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Толь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				-2	-1
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Толь ВН1 - ПС Толь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Толь ВН2 - ПС Толь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Толь ВН1 - ПС Толь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Толь НН1 - ПС Толь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Толь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				3	2
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Толь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				3	2
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				4	2
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				4	2
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-8	-4
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-8	-4
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВН0 Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВН0 Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВН0 Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-8	-4
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	11		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Коммунальная ВН1	2,79	2,90	-16,641	0,222				-9	-5
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	12		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Коммунальная ВН2	2,79	2,90	-16,641	0,222				-9	-5

«Районы-Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,67	0,40	0,09	0,31	0,27	0,03	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
связями

б) Поперечная связь Белогорск – Нагорная

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,5	44,0	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									111,13	1,02	-3,51
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									111,13	1,02	-3,51
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,16	1,57	-7,68
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,16	1,57	-7,68
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									111,25	1,13	-3,49
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									111,25	1,13	-3,49
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,31	3,07	-6,48
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,31	3,07	-6,48
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,46	1,33	-3,46
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,46	1,33	-3,46
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,15	1,51	-6,44
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,15	1,51	-6,44
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,66	1,51	-3,42
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,66	1,51	-3,42
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,26	2,59	-6,87
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,26	2,59	-6,87
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,90	1,73	-3,38
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,90	1,73	-3,38
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,44	4,39	-7,31
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,44	4,39	-7,31
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,61	-1,09	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,60	-1,09	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,11	1,92	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,11	1,92	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,76	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				7	4
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				7	4
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				12	6
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				12	6
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				6	3
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				6	3
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-10	-5
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-10	-5
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-10	-5
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	19		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Нагорная ВН1	4,36	4,53	-25,990	0,347				-7	-4
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	20		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Нагорная ВН2	4,36	4,53	-25,990	0,347				-7	-4

«Районы-Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,75	0,48	0,16	0,31	0,27	0,03	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными связями

7) Поперечная связь Белогорск – Томь

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220	1				74,6	43,9	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220	1										221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220	1										221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35	1	3,0	1,5								36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35	1	3,0	1,5								36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10	1	12,5	6,1								10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110	1										111,27	1,15	-3,49
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110	1										111,27	1,15	-3,49
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10	1	4,0	2,0								10,17	1,71	-7,65
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10	1	4,0	2,0								10,17	1,71	-7,65
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110	1										111,39	1,26	-3,47
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110	1										111,39	1,26	-3,47
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10	1	2,9	1,4								10,32	3,21	-6,45
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10	1	2,9	1,4								10,32	3,21	-6,45
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110	1										111,60	1,46	-3,44
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110	1										111,60	1,46	-3,44
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10	1	4,6	2,3								10,17	1,65	-6,41
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10	1	4,6	2,3								10,17	1,65	-6,41
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110	1										111,68	1,52	-3,42
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110	1										111,68	1,52	-3,42
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10	1	1,5	0,7								10,26	2,60	-6,87
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10	1	1,5	0,7								10,26	2,60	-6,87
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110	1										111,92	1,74	-3,38
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110	1										111,92	1,74	-3,38
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10	1	3,8	1,9								10,44	4,41	-7,31
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10	1	3,8	1,9								10,44	4,41	-7,31
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220	1										217,63	-1,08	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220	1										217,62	-1,08	-3,37
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110	1	7,5	3,7								112,12	1,93	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110	1	7,5	3,7								112,12	1,92	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10	1	6,4	3,2								9,73	-2,75	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3								0	0
8	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				7	4
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				7	4
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				4	2
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				4	2
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				6	3
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				6	3
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-10	-5
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-10	-5
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-10	-5
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	29	15		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Томь ВН1	5,00	5,18	-29,769	0,397				-8	-4
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	16		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Томь ВН2	5,00	5,18	-29,769	0,397				-7	-4

«Районы-Потери»

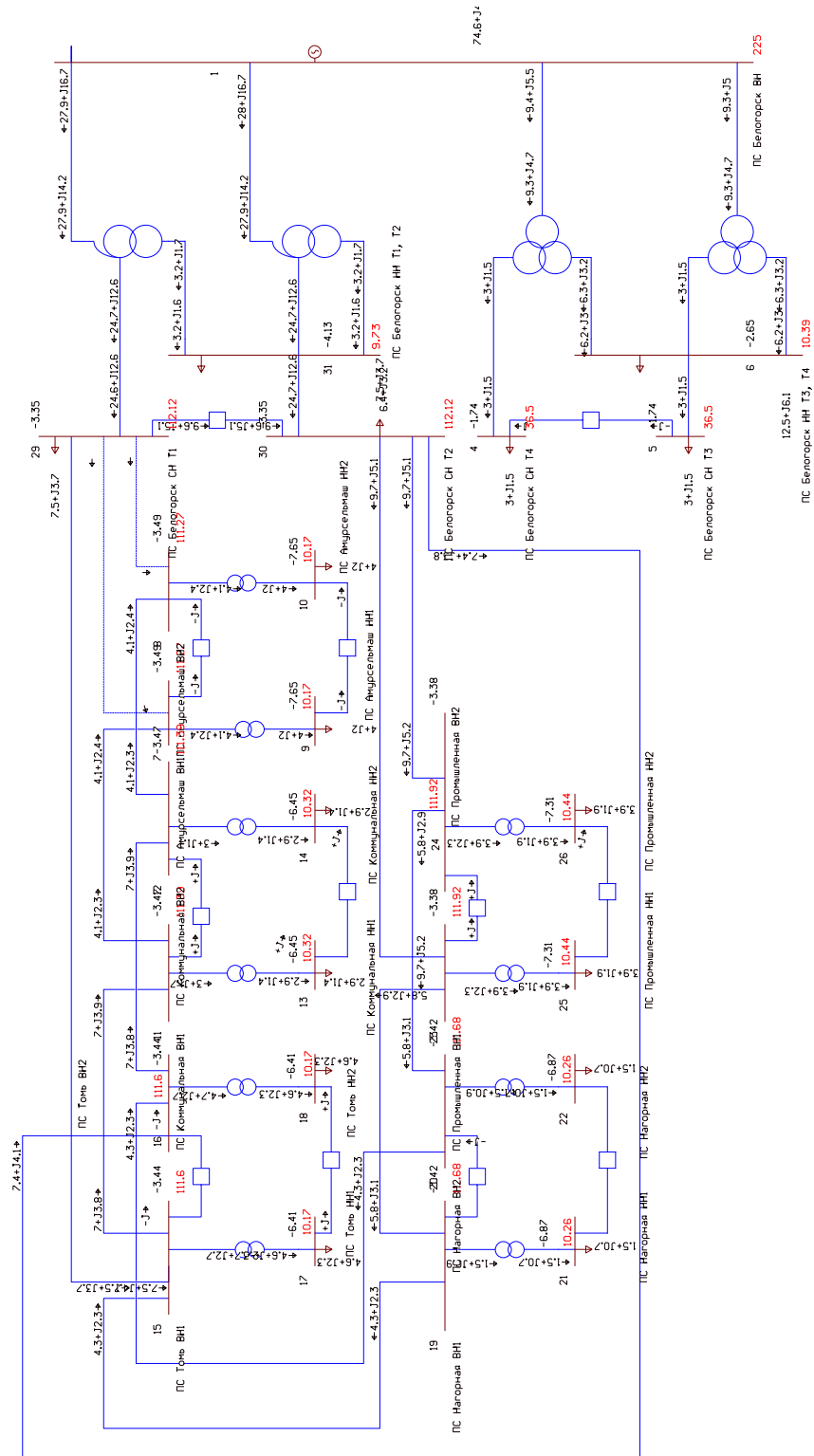
	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,73	0,45	0,14	0,31	0,27	0,03	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

СВЯЗЯМИ

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
связями

8) Поперечная связь Промышленная – Томь

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dv	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,6	44,1	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									111,04	0,94	-3,53
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									111,04	0,94	-3,53
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,15	1,48	-7,71
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,15	1,48	-7,71
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									111,16	1,05	-3,51
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									111,16	1,05	-3,51
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,30	2,98	-6,50
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,30	2,98	-6,50
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									111,37	1,25	-3,48
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									111,37	1,25	-3,48
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,14	1,43	-6,46
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,14	1,43	-6,46
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,46	1,33	-3,46
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,46	1,33	-3,46
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,24	2,38	-6,92
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,24	2,38	-6,92
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,73	1,57	-3,42
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,73	1,57	-3,42
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,22	-7,35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,22	-7,35
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,57	-1,10	-3,37
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,56	-1,11	-3,38
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,35
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,77	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				4	2
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Томь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				7	4
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Томь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				7	4
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Томь ВН1 - ПС Томь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Томь ВН2 - ПС Томь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Томь ВН1 - ПС Томь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Томь НН1 - ПС Томь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Томь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				5	3
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Томь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				5	3
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				7	4
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				7	4
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	23	15		ПС Промышленная ВН1 - ПС Томь ВН1	3,87	4,02	-23,072	0,308				-7	-3
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	24	16		ПС Промышленная ВН2 - ПС Томь ВН2	3,87	4,02	-23,072	0,308				-7	-3

«Районы-Потери»

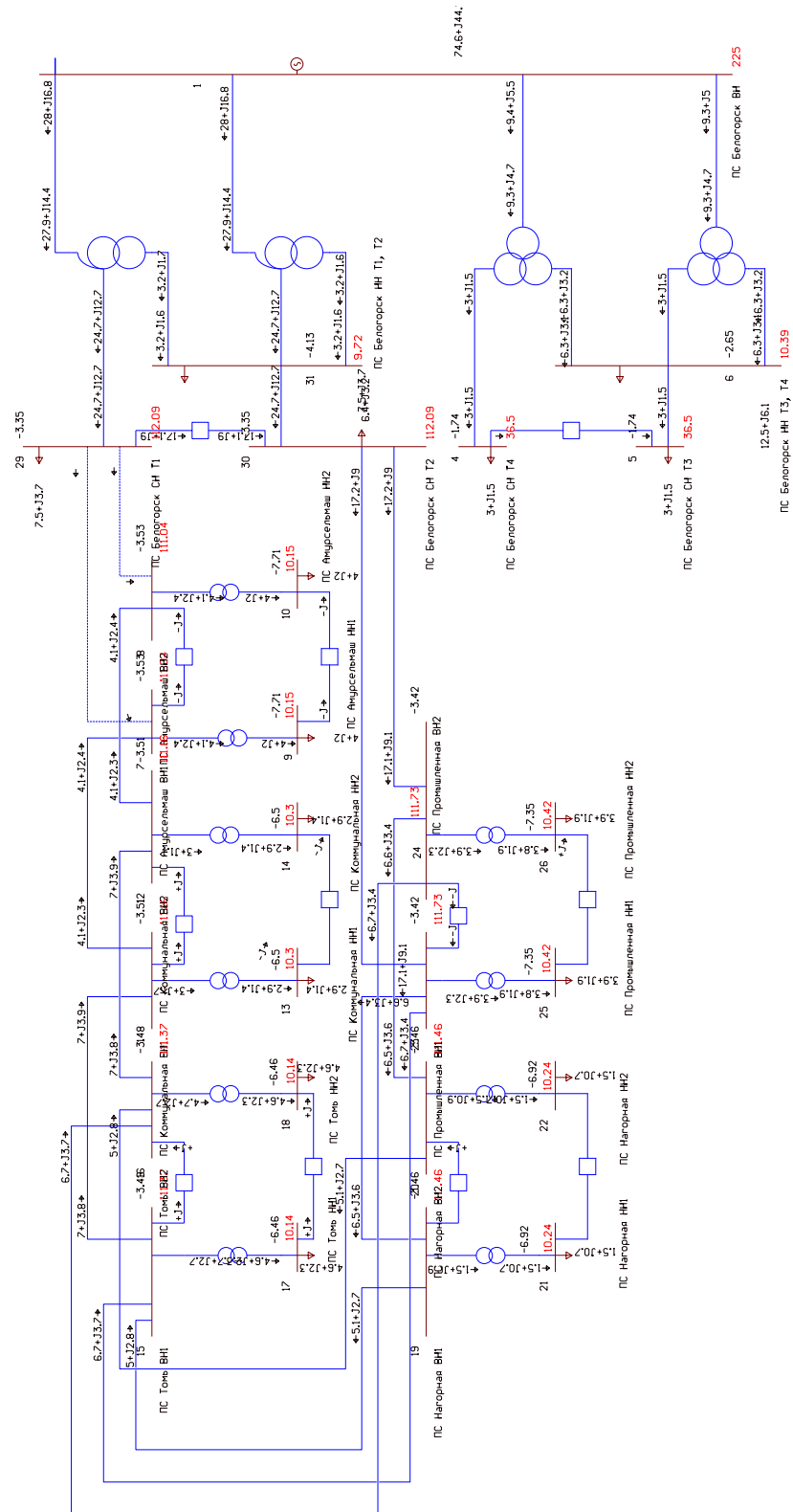
	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,77	0,50	0,19	0,31	0,27	0,03	0,24	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск – Амурсельмаш в ПМК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

связями

«Графика»



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными
связями

9) Поперечная связь Амурсельмаш – Томь

«Узлы»

	O	S	Тип	Но...	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	ПС Белогорск ВН	220		1			74,6	44,1	225,0				225,00	2,27	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Белогорск ВНО Т4	220		1									221,27	0,58	-1,75
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС Белогорск ВНО Т3	220		1									221,27	0,58	-1,75
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Белогорск СН Т4	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Белогорск СН Т3	35		1	3,0	1,5							36,50	4,29	-1,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Белогорск НН Т3, Т4	10		1	12,5	6,1							10,39	3,88	-2,65
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ПС Амурсельмаш ВН1	110		1									110,82	0,74	-3,58
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	ПС Амурсельмаш ВН2	110		1									110,82	0,74	-3,58
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ПС Амурсельмаш НН1	10		1	4,0	2,0							10,13	1,26	-7,78
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ПС Амурсельмаш НН2	10		1	4,0	2,0							10,13	1,26	-7,78
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС Коммунальная ВН1	110		1									110,86	0,78	-3,57
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	ПС Коммунальная ВН2	110		1									110,86	0,78	-3,57
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Коммунальная НН1	10		1	2,9	1,4							10,27	2,68	-6,58
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Коммунальная НН2	10		1	2,9	1,4							10,27	2,68	-6,58
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Томь ВН1	110		1									110,98	0,89	-3,55
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ПС Томь ВН2	110		1									110,98	0,89	-3,55
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Томь НН1	10		1	4,6	2,3							10,11	1,05	-6,55
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Томь НН2	10		1	4,6	2,3							10,11	1,05	-6,55
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Нагорная ВН1	110		1									111,18	1,08	-3,51
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Нагорная ВН2	110		1									111,18	1,08	-3,51
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	ПС Нагорная НН1	10		1	1,5	0,7							10,21	2,11	-6,99
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Нагорная НН2	10		1	1,5	0,7							10,21	2,11	-6,99
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ПС Промышленная ВН1	110		1									111,73	1,57	-3,42
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Промышленная ВН2	110		1									111,73	1,57	-3,42
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Промышленная НН1	10		1	3,8	1,9							10,42	4,22	-7,35
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	ПС Промышленная НН2	10		1	3,8	1,9							10,42	4,22	-7,35
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Белогорск ВНО Т1	220		1									217,57	-1,10	-3,38
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	28	ПС Белогорск ВНО Т2	220		1									217,56	-1,11	-3,38
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	ПС Белогорск СН Т1	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,35
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	ПС Белогорск СН Т2	110		1	7,5	3,7							112,09	1,90	-3,36
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС Белогорск НН Т1, Т2	10		1	6,4	3,2							9,72	-2,77	-4,13

«Ветви»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т4	3,60	165,00	8,300	1,000	1,000			-9	-5
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3			ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т3	3,60	165,00			1,000			-9	-5
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск СН Т4	3,60				0,165			-3	-1
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	5			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск СН Т3	3,60				0,165			-3	-1
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			ПС Белогорск ВНО Т4 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	6			ПС Белогорск ВНО Т3 - ПС Белогорск НН Т3, Т4	3,60	125,00			0,047	14	2	-6	-3
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	4	5			ПС Белогорск СН Т4 - ПС Белогорск СН Т3									
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	7			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН1	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	29	8			ПС Белогорск СН Т1 - ПС Амурсельмаш ВН2	0,62	0,65	-3,700	-0,050					
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш НН1	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Расчет аварийного режима с отключением головного участка Белогорск –
Амурсельмаш в ПВК RastrWin3 для второго варианта 110 кВ с поперечными

СВЯЗЯМИ

11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	8	10		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Амурсельмаш НН2	14,70	220,40	3,810	0,870	0,096	10	3	-4	-2
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	7	8		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Амурсельмаш ВН2								0	0
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	9	10		ПС Амурсельмаш НН1 - ПС Амурсельмаш НН2								0	0
14	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	11		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Коммунальная ВН1	2,11	2,19	-12,600	0,200				1	1
15	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	12		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Коммунальная ВН2	2,11	2,19	-12,600	0,200				1	1
16	<input type="checkbox"/>	Тр-р	11	13		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
17	<input type="checkbox"/>	Тр-р	12	14		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Коммунальная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,096	10	3	-3	-2
18	<input type="checkbox"/>	Выкл	11	12		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Коммунальная ВН2								0	0
19	<input type="checkbox"/>	Выкл	13	14		ПС Коммунальная НН1 - ПС Коммунальная НН2								0	0
20	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	11	15		ПС Коммунальная ВН1 - ПС Толь ВН1	2,14	2,22	-12,800	0,200				4	2
21	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	12	16		ПС Коммунальная ВН2 - ПС Толь ВН2	2,14	2,22	-12,800	0,200				4	2
22	<input type="checkbox"/>	Тр-р	15	17		ПС Толь ВН1 - ПС Толь НН1	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
23	<input type="checkbox"/>	Тр-р	16	18		ПС Толь ВН2 - ПС Толь НН2	7,94	138,86	5,290	1,059	0,094	11	5	-5	-3
24	<input type="checkbox"/>	Выкл	15	16		ПС Толь ВН1 - ПС Толь ВН2								0	0
25	<input type="checkbox"/>	Выкл	17	18		ПС Толь НН1 - ПС Толь НН2								0	0
26	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	15	19		ПС Толь ВН1 - ПС Нагорная ВН1	1,23	1,27	-7,300	0,100				12	6
27	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	16	20		ПС Толь ВН2 - ПС Нагорная ВН2	1,23	1,27	-7,300	0,100				12	6
28	<input type="checkbox"/>	Тр-р	19	21		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная НН1	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
29	<input type="checkbox"/>	Тр-р	20	22		ПС Нагорная ВН2 - ПС Нагорная НН2	42,59	508,20	3,100	0,455	0,096	12	4	-1	-1
30	<input type="checkbox"/>	Выкл	19	20		ПС Нагорная ВН1 - ПС Нагорная ВН2								0	0
31	<input type="checkbox"/>	Выкл	21	22		ПС Нагорная НН1 - ПС Нагорная НН2								0	0
32	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	19	23		ПС Нагорная ВН1 - ПС Промышленная ВН1	3,00	3,11	-17,800	0,200				13	7
33	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	20	24		ПС Нагорная ВН2 - ПС Промышленная ВН2	3,00	3,11	-17,800	0,200				13	7
34	<input type="checkbox"/>	Тр-р	23	25		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная НН1	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
35	<input type="checkbox"/>	Тр-р	24	26		ПС Промышленная ВН2 - ПС Промышленная НН2	14,70	220,40	3,800	0,870	0,097	9	3	-4	-2
36	<input type="checkbox"/>	Выкл	23	24		ПС Промышленная ВН1 - ПС Промышленная ВН2								0	0
37	<input type="checkbox"/>	Выкл	25	26		ПС Промышленная НН1 - ПС Промышленная НН2								0	0
38	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	23		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН1	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
39	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	30	24		ПС Белогорск СН Т2 - ПС Промышленная ВН2	1,50	1,55	-8,900	0,100				-17	-9
40	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	27		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т1	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
41	<input type="checkbox"/>	Тр-р	1	28		ПС Белогорск ВН - ПС Белогорск ВНО Т2	1,40	104,00	6,000	0,900	1,000			-28	-17
42	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	29		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск СН Т1	1,40			0,516	8	1		-25	-13
43	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	30		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск СН Т2	1,40			0,516	8	1		-25	-13
44	<input type="checkbox"/>	Тр-р	27	31		ПС Белогорск ВНО Т1 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
45	<input type="checkbox"/>	Тр-р	28	31		ПС Белогорск ВНО Т2 - ПС Белогорск НН Т1, Т2	2,80	195,60		0,045				-3	-2
46	<input type="checkbox"/>	Выкл	29	30		ПС Белогорск СН Т1 - ПС Белогорск СН Т2								-17	-9
47	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	7	15		ПС Амурсельмаш ВН1 - ПС Толь ВН1	4,31	4,47	-25,658	0,342				3	2
48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	8	16		ПС Амурсельмаш ВН2 - ПС Толь ВН2	4,31	4,47	-25,658	0,342				3	2

«Районы-Потери»

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input type="checkbox"/>	1	0,83	0,56	0,25	0,31	0,27	0,03	0,24	

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Расчет токов КЗ на шинах ВН и НН ПС Коммунальная 110/10 кВ в ПВК

RastrWin3

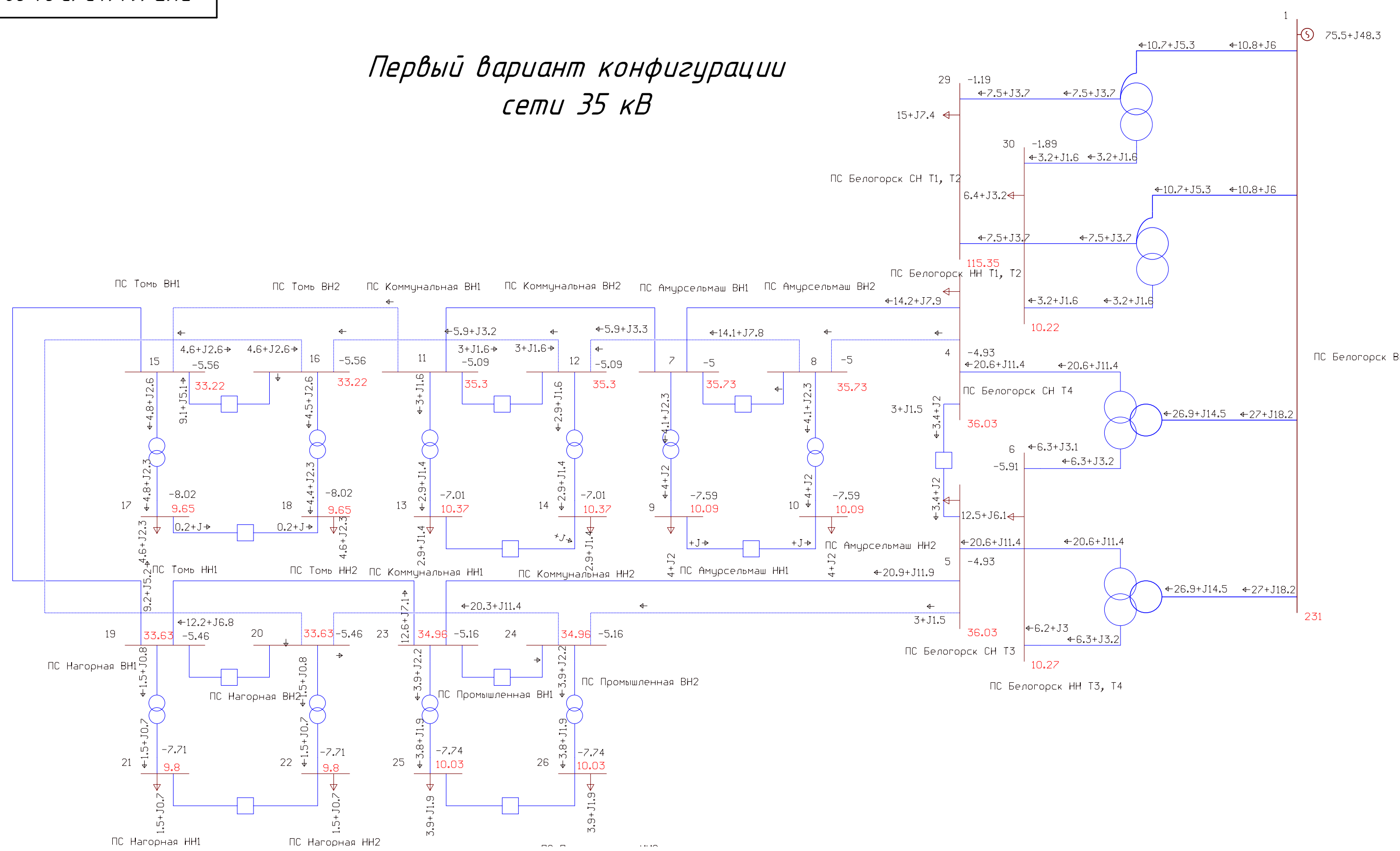
«Генератор/Несим»

	S	s0	N агр	Название	N узла	x	E	I1	dI1	I2	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1			1	Система	1	2,420	220,000	0,269	-90,000	0,000	0,269	-90,000	-0,269	-30,000	0,269	30,000

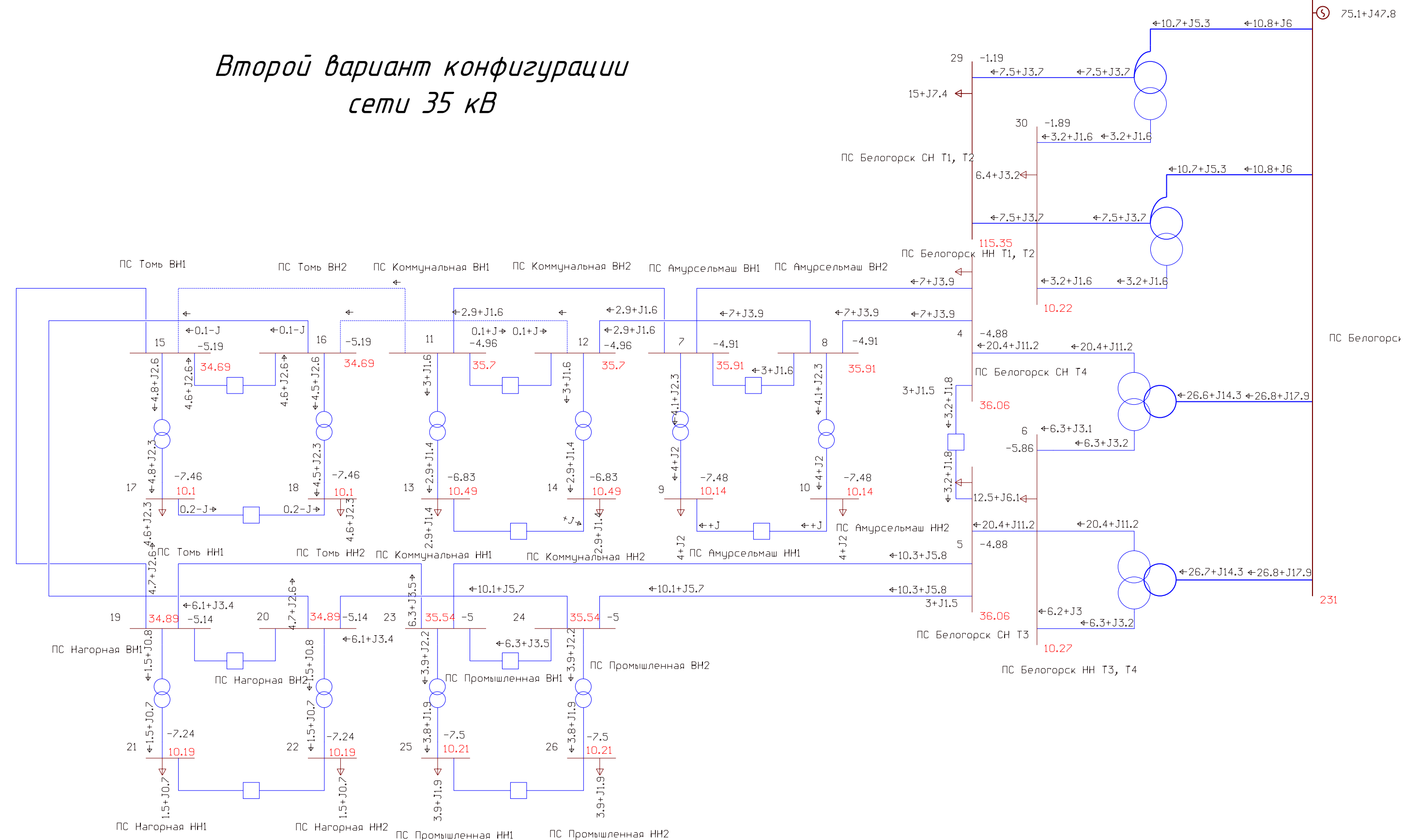
«Состав/Несим»

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	I 0
1		1		Зф	11	4,2161	-90,00	0,0000	0,0000
	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	I 0
1		1		Зф	13	5,4294	-90,00	0,0000	0,0000

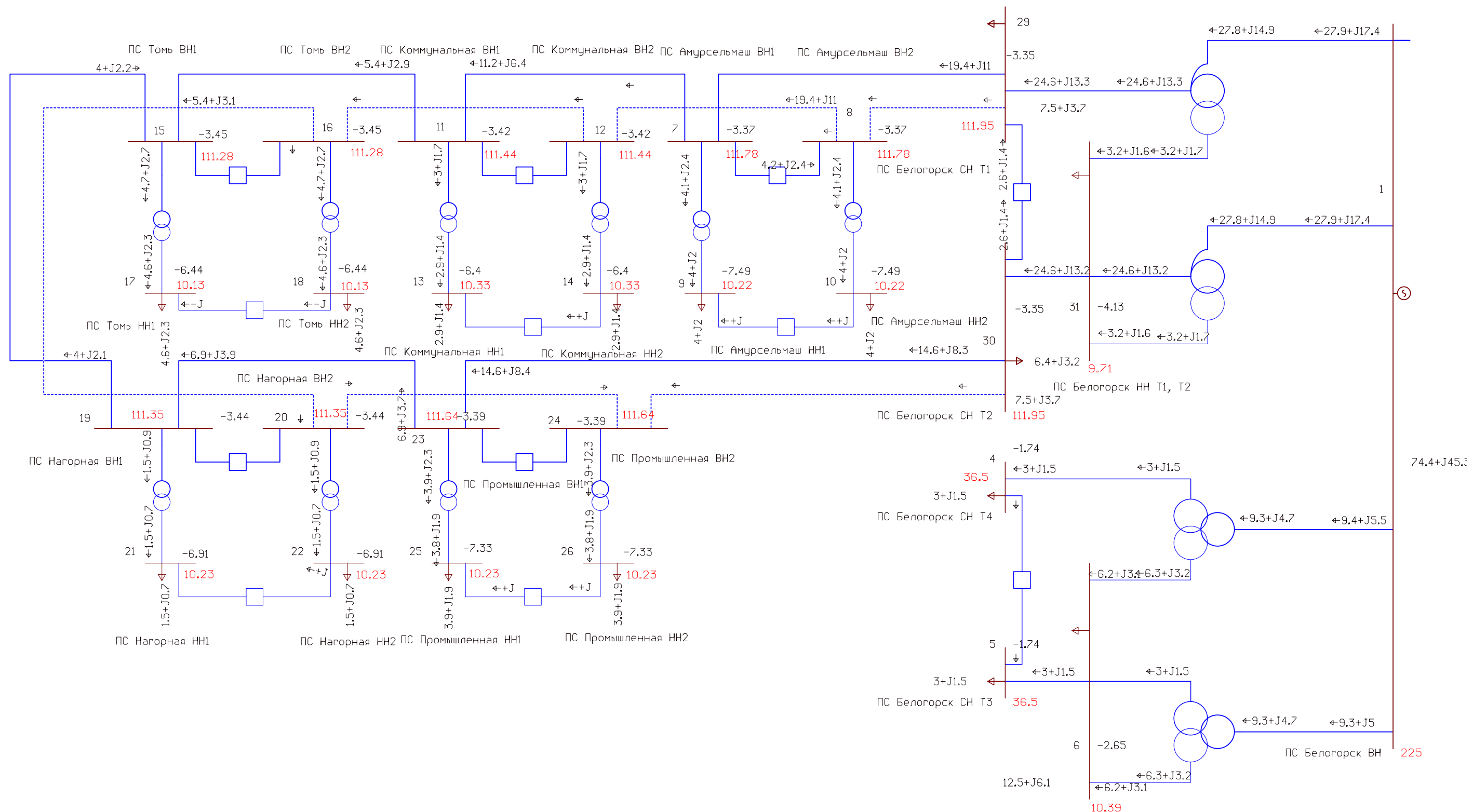
Первый вариант конфигурации сети 35 кВ



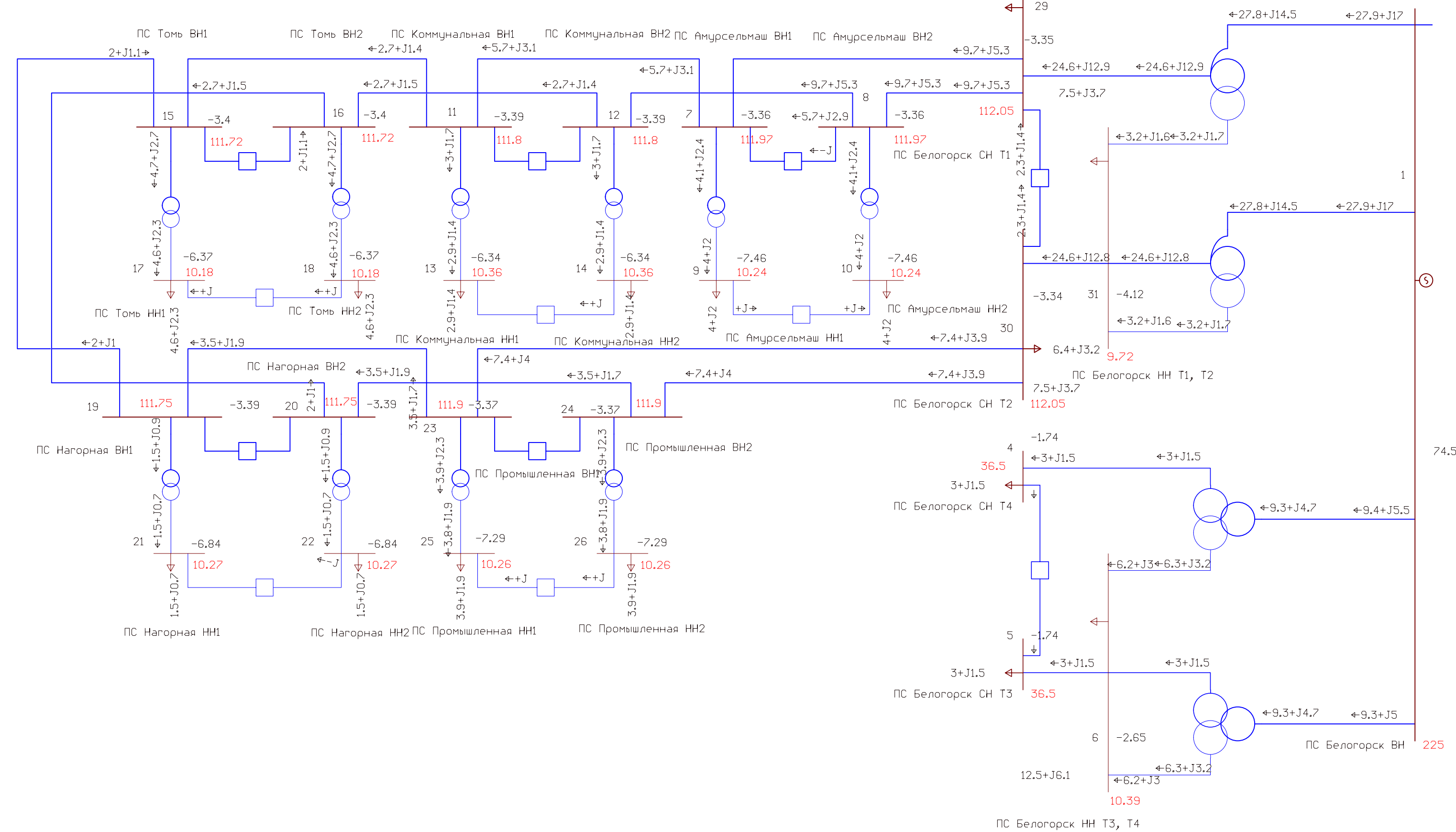
Второй вариант конфигурации сети 35 кВ



Третий вариант конфигурации сети 110 кВ

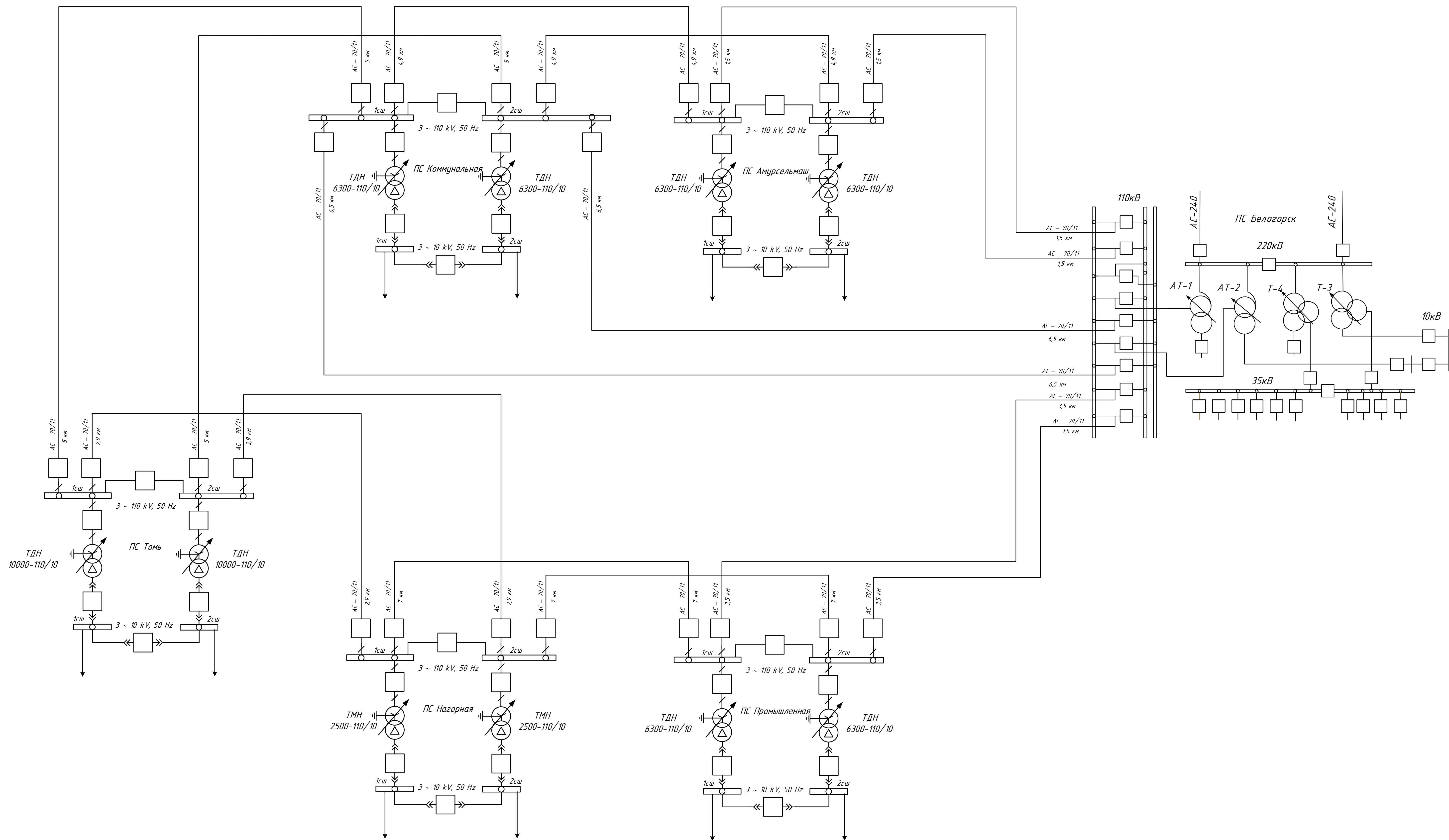


Четвертый вариант конфигурации сети 110 кВ

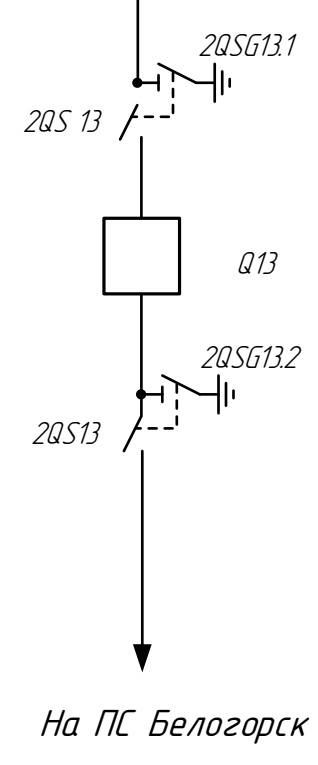
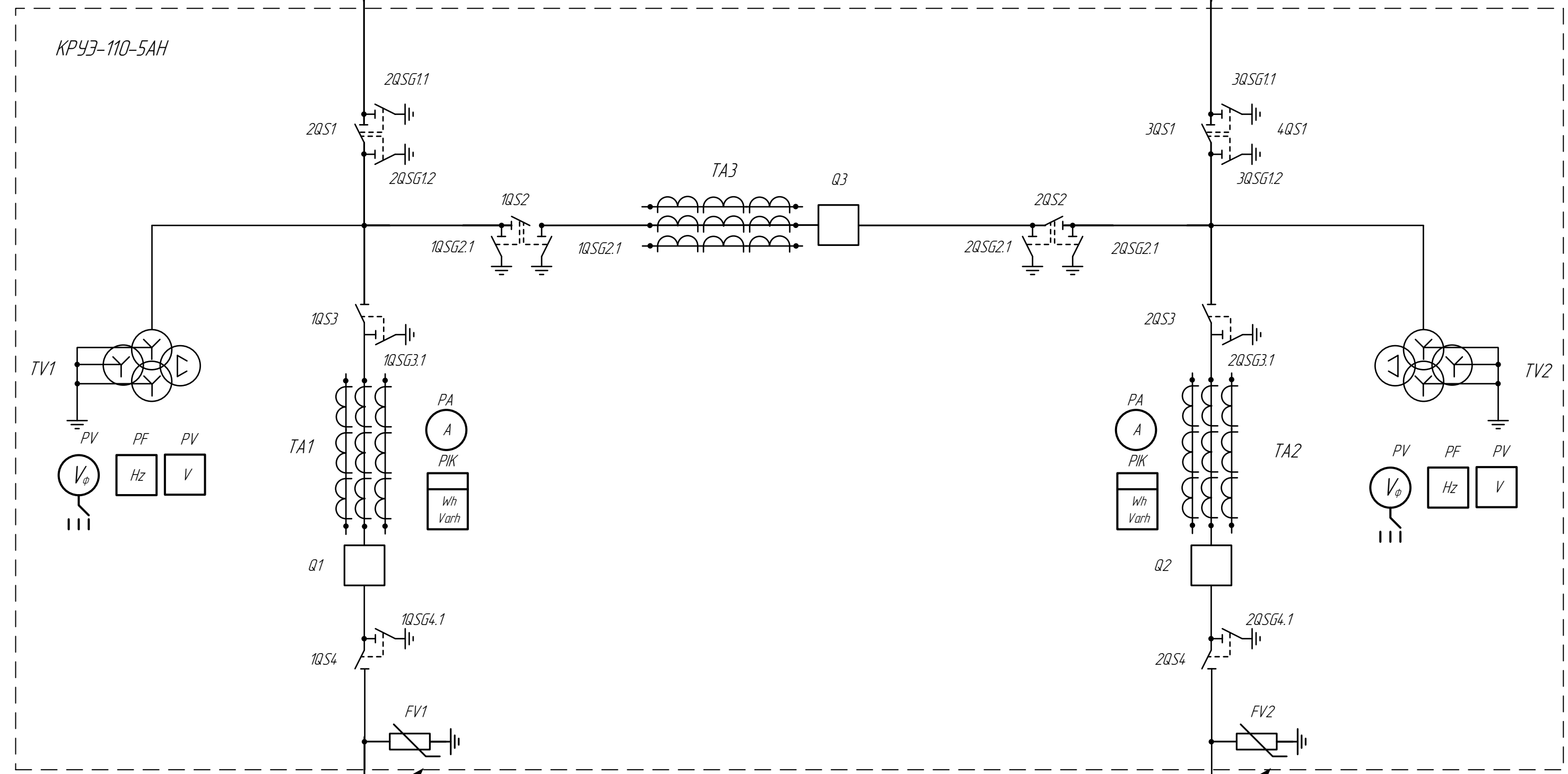


Нормальный Режим	Потери, МВт
1 вариант (Петля 35 кВ, 1 цепь)	2,03
2 вариант (Петля 35 кВ, 2 цепи)	1,33
3 вариант (Кольцо 110 кВ, 1 цепь)	0,86
4 вариант (Кольцо 110 кВ, 2 цепи)	0,63

ВКР.164.14.13.04.02.Пл				Графическая часть расчета режимов			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
		Разраб.	Бедюкская И.С.		Д		
		Проект.	Савина Н.В.				
		Т. Контр.			Лист 1	Листов 3	
		Рецензент	Н. Контр.		Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)		
		Утвержд.	Савина Н.В.		АмГУ Кафедра Энергетики		

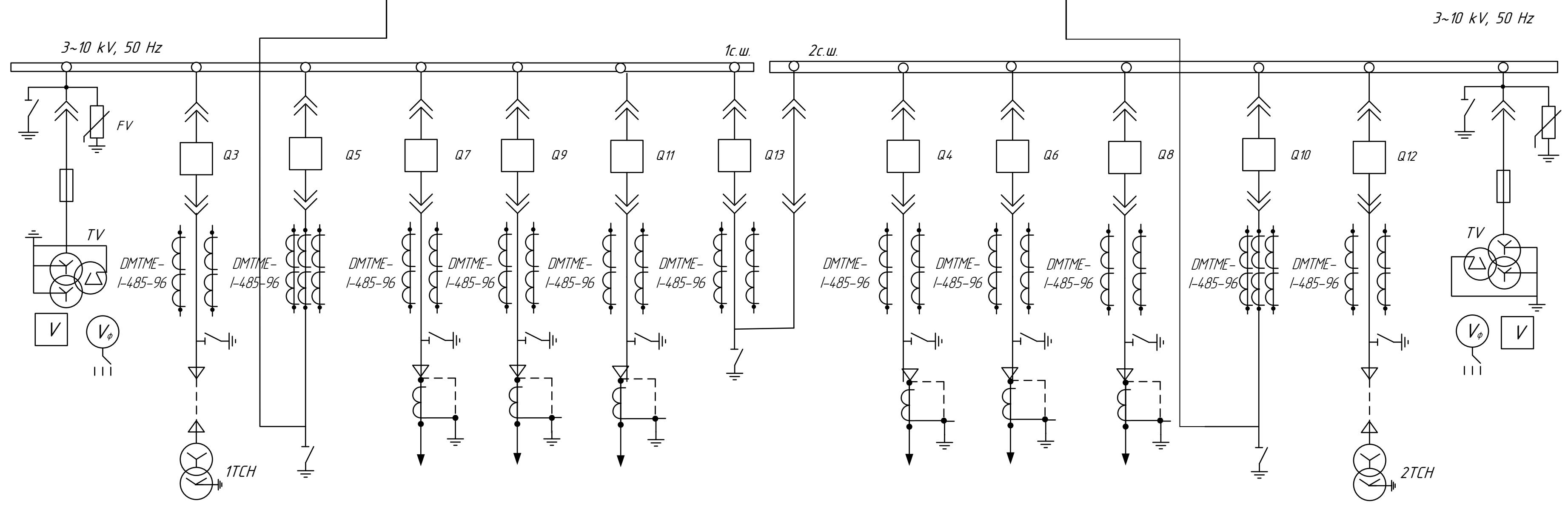


ВКР.164.14.3.13.04.02.Пл					Лит	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Д		
Разраб.	Ведовская И.С.						
Провер.	Савина Н.В.						
Т. Контр.					Лист 2	Листов 3	
Рецензент					Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)		
Н. Контр.	Козлов А.Н.				АмГУ Кафедра Энергетики		
Утв.	Савина Н.В.						



КРУЭ-110-5 АН

Разъединитель
Заземлитель
Трансформатор напряжения
Трансформатор тока
Выключатель
Разъединитель
Ограничитель перенапряжений
Силовой трансформатор ТДН 6300-110/10



РУ-10 ММПС 110/10

№ ячейки
Назначение
Изм. трансформатор
Выключатель
Трансформатор СН
Предохранитель, ОПН

1	3	5	7	9	11	13	2	4	6	8	10	12	14
1 ТН	1 ТСН	Т1	КЛ-1	КЛ-2	КЛ-3	СВ	СР	КЛ-4	КЛ-5	КЛ-6	Т1	ТСН 2	ТН 2
НАМИ-10	ТПЛ-10/600	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10	ТПЛ-10/600	ТПЛ-10	НАМИ-10
	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	ВВ/ТЕЛ-10/630	
	ТСКС-40/10											ТСКС-40/10	
ПКТ-10, ОПН-10													ПКТ-10, ОПН-10

ВКР.16414.3.13.04.02.Пл				Интеллектуализация системы электроснабжения г. Белогорск Амурской области (комплексная ВКР)			
Изм.	Лист	№Докум.	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.		Беловская И.С.			д		
Проверил		Савина Н.В.					
Т. Констр.							
Рецензент							
Н.Констр.		Козлов А.Н.					АмГУ
Утвержда		Савина Н.В.					Кафедра энергетики
				Лист 3		Листов 3	

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

Магистерская диссертация на тему:
«Интеллектуализация системы электроснабжения
г. Белогорск Амурской области»

Исполнитель

студент группы 642-ом

И.С. Бебновская

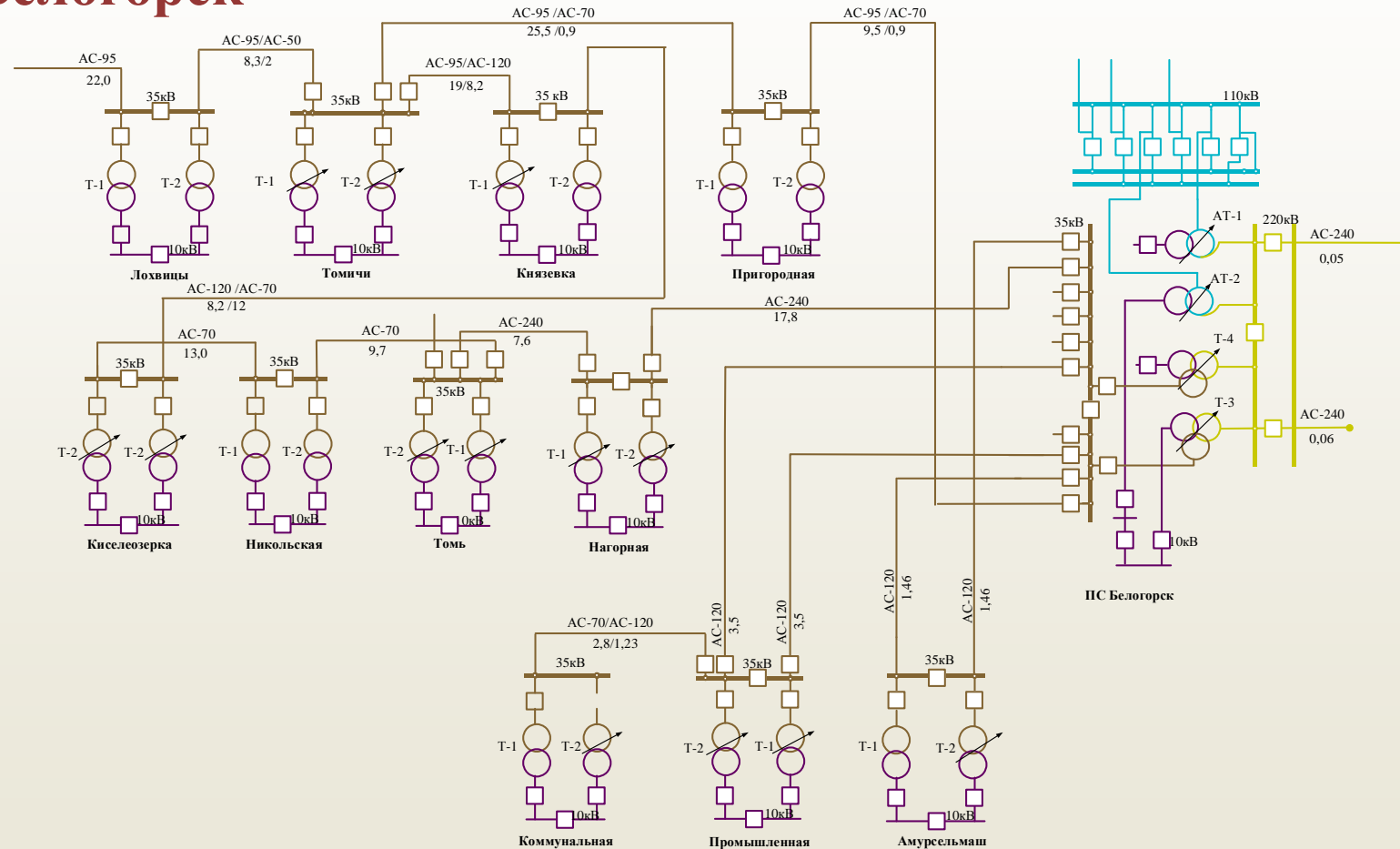
Руководитель

профессор, д.т.н.

Н.В. Савина

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

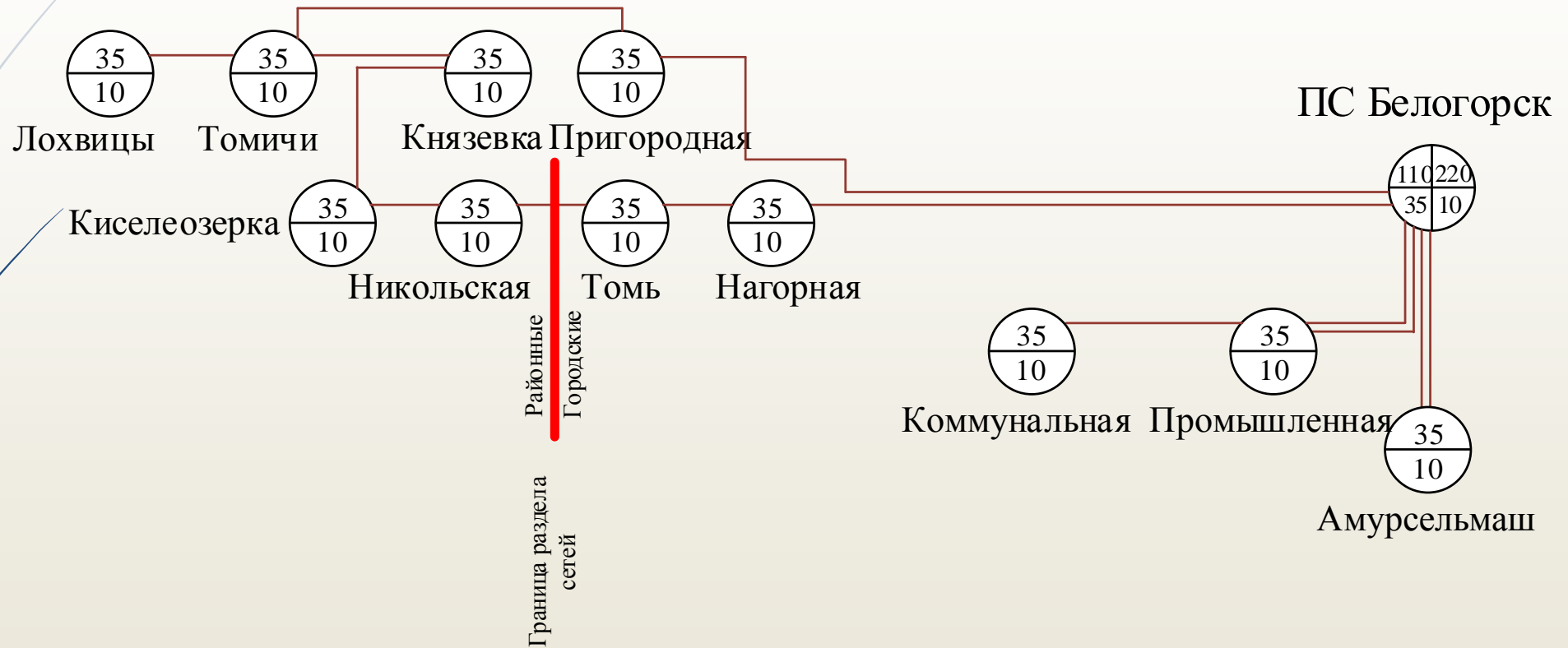
Структурный анализ системы электроснабжения города Белогорск



Электрическая схема электроснабжения города Белогорск

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

Структурный анализ системы электроснабжения города Белогорск



Иерархическая структура существующей сети 35 кВ

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

Характеристика источников питания

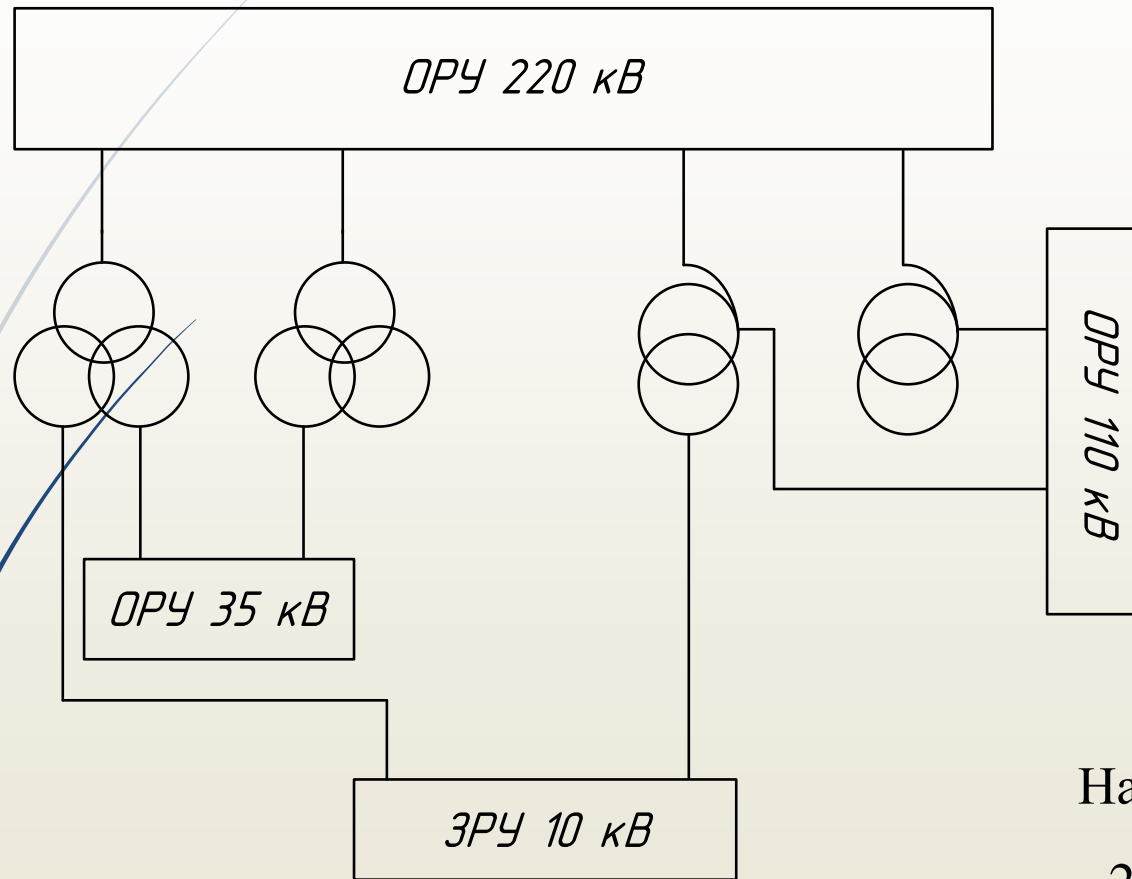
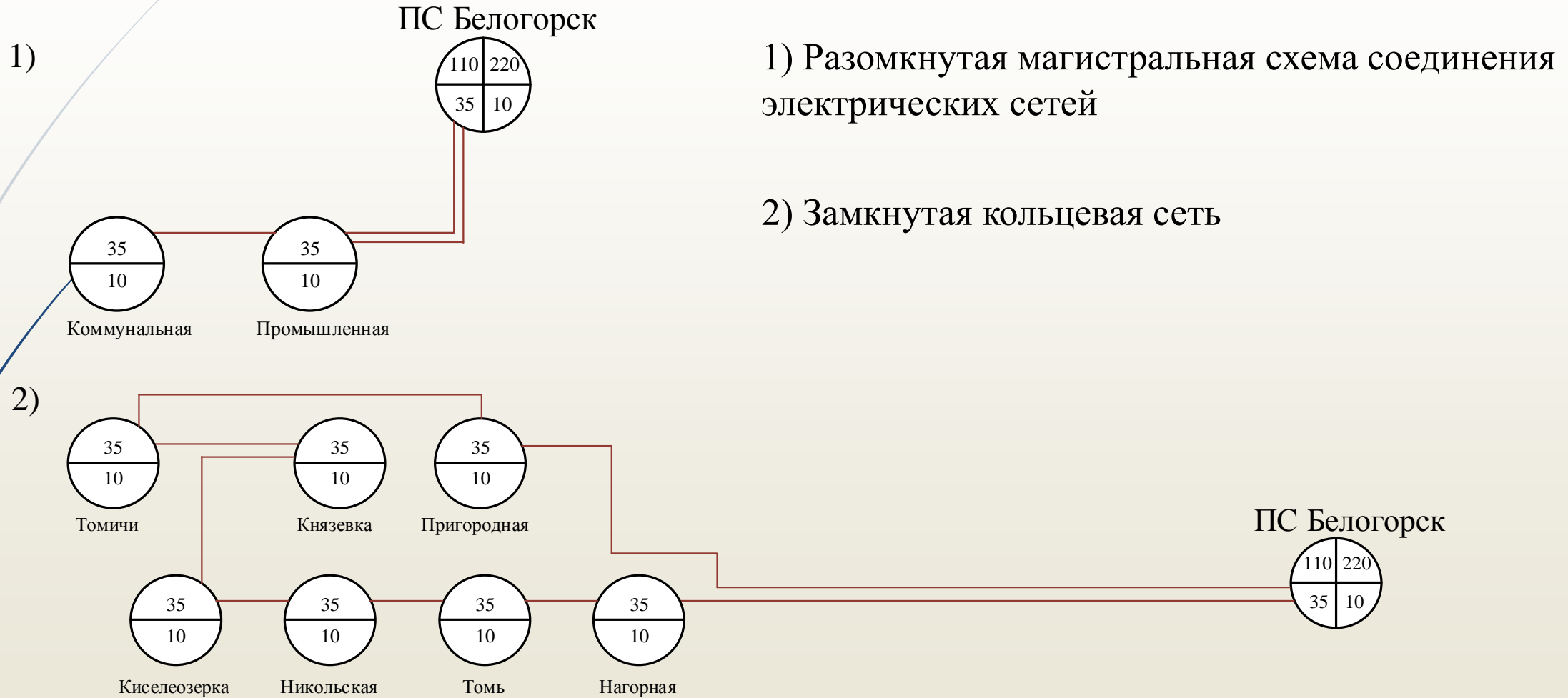


Схема источника питания ПС Белогорск

- На ПС Белогорск установлены 4 трансформатора:
- 2 трехобмоточных ТДТН-40000/220/35/10 кВ;
 - 2 автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110/10 кВ

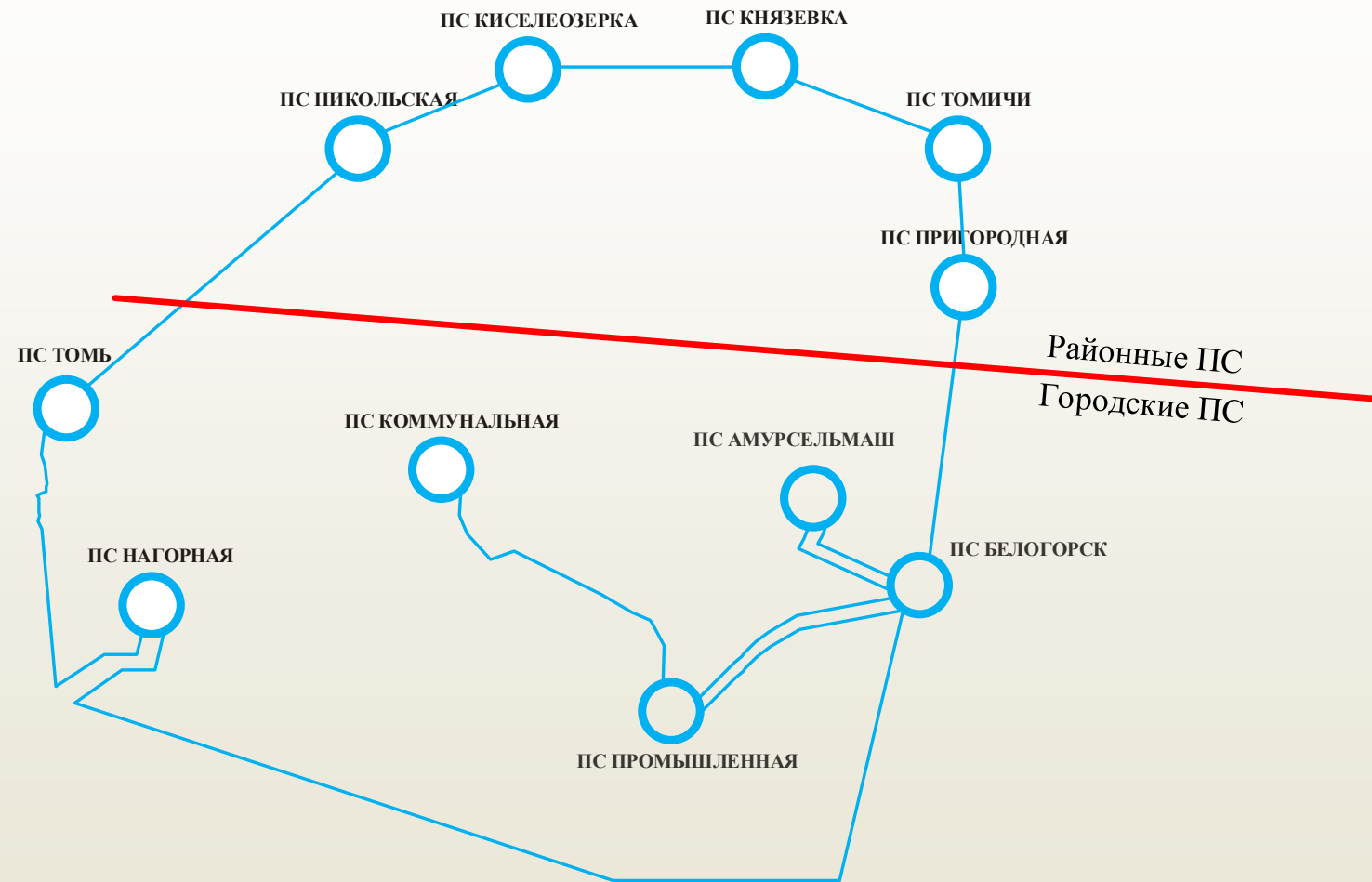
АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

Структурный анализ электрических сетей 35 кВ.



РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

Подготовка схемы к реализации конфигурации



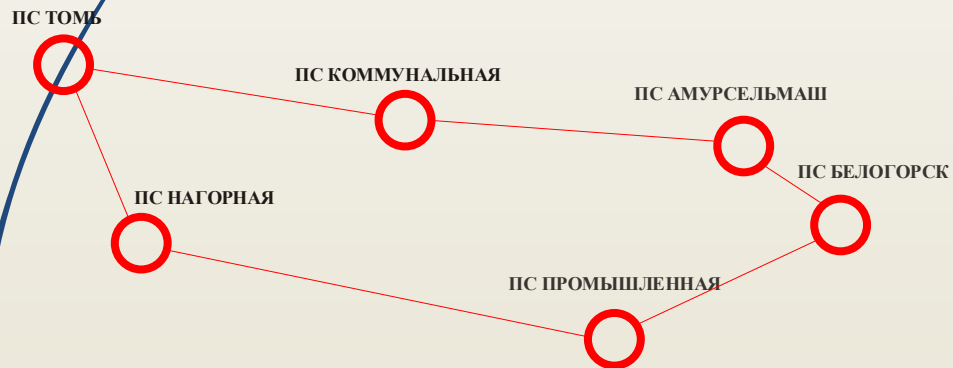
Конфигурация существующей сети города Белогорск

РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

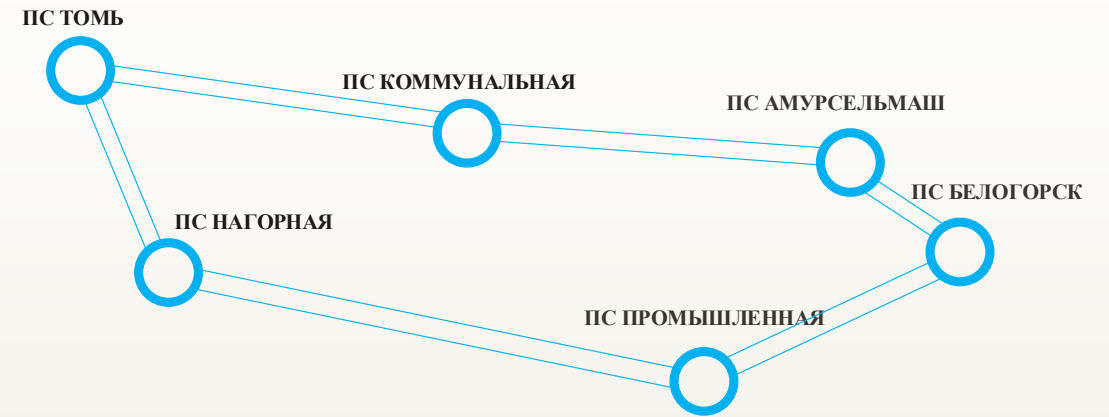
Подготовка схемы к реализации конфигурации



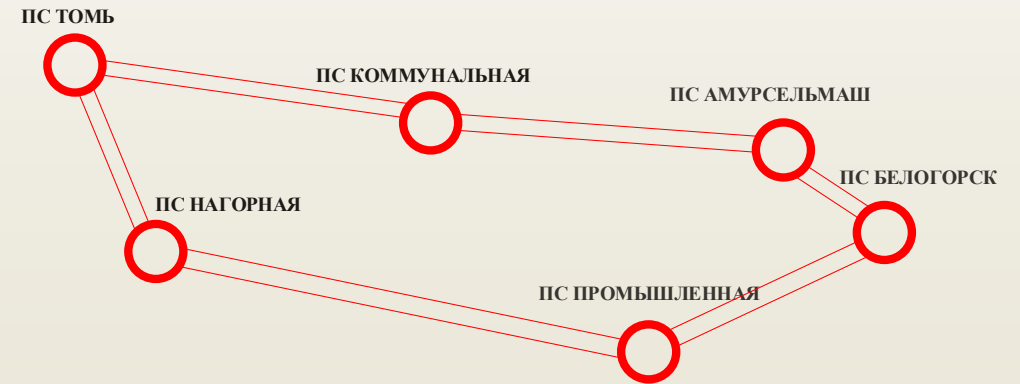
1) Первый вариант реконфигурации сети 35 кВ города Белогорск



3) Третий вариант реконфигурации сети города Белогорск с переводом на класс напряжения 110 кВ



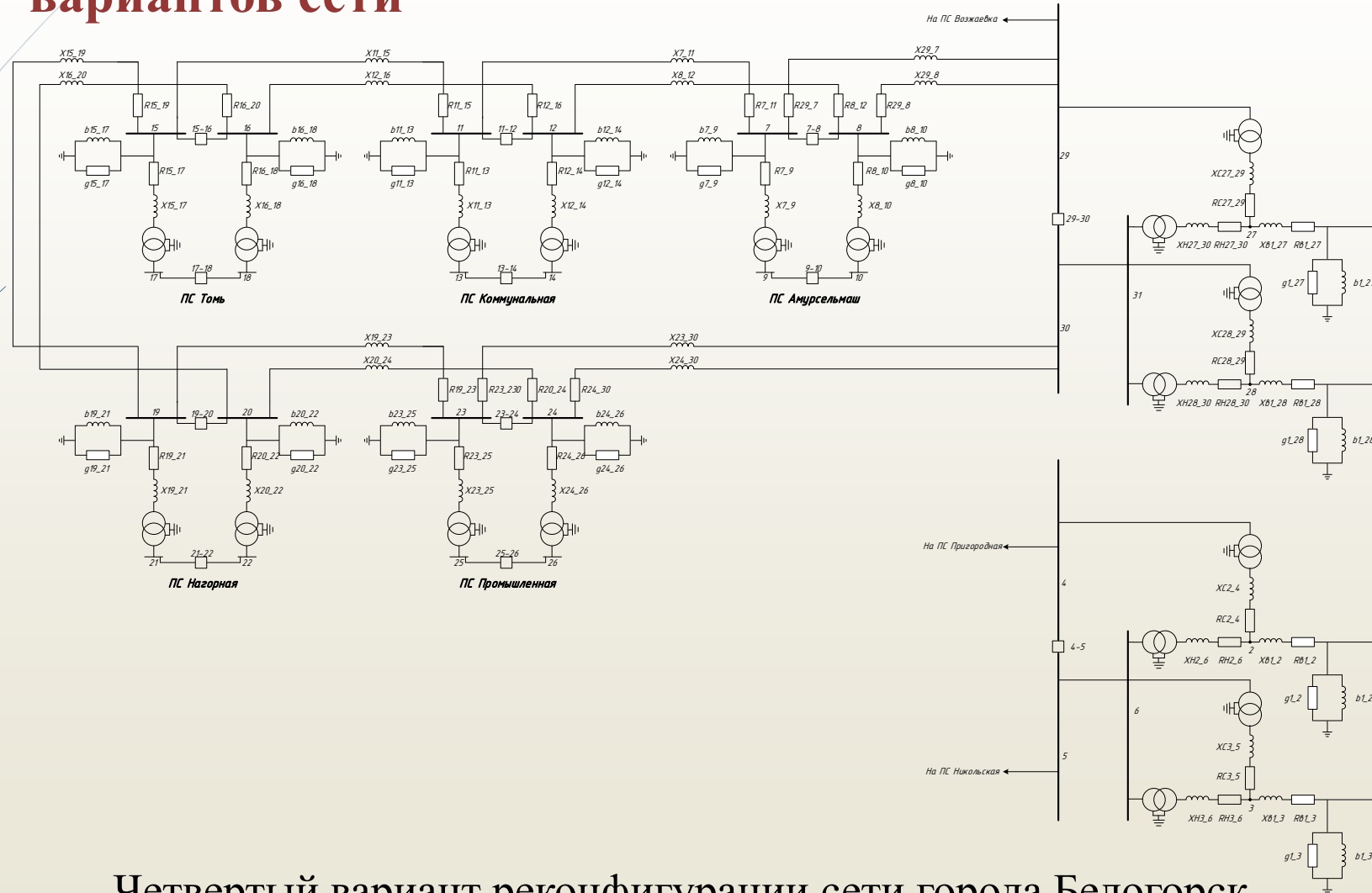
2) Второй вариант реконфигурации сети 35 кВ города Белогорск и вводом второй цепи



4) Четвертый вариант реконфигурации сети города Белогорск с переводом на класс напряжения 110 кВ и вводом второй цепи

РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

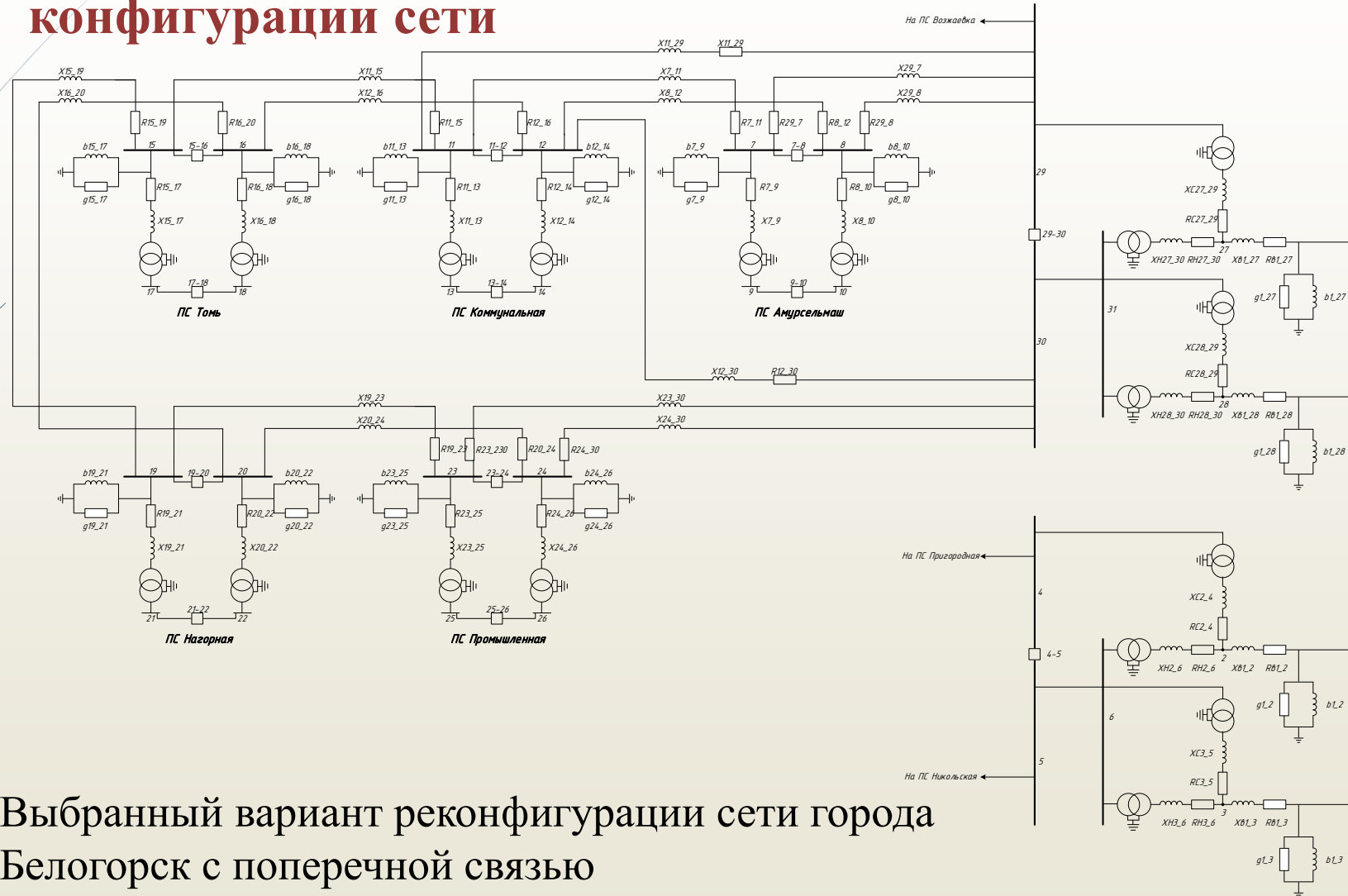
Расчёт и анализ установившихся режимов предложенных вариантов сети



Четвертый вариант реконфигурации сети города Белогорск

РЕКОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ГОРОДА БЕЛОГОРСК

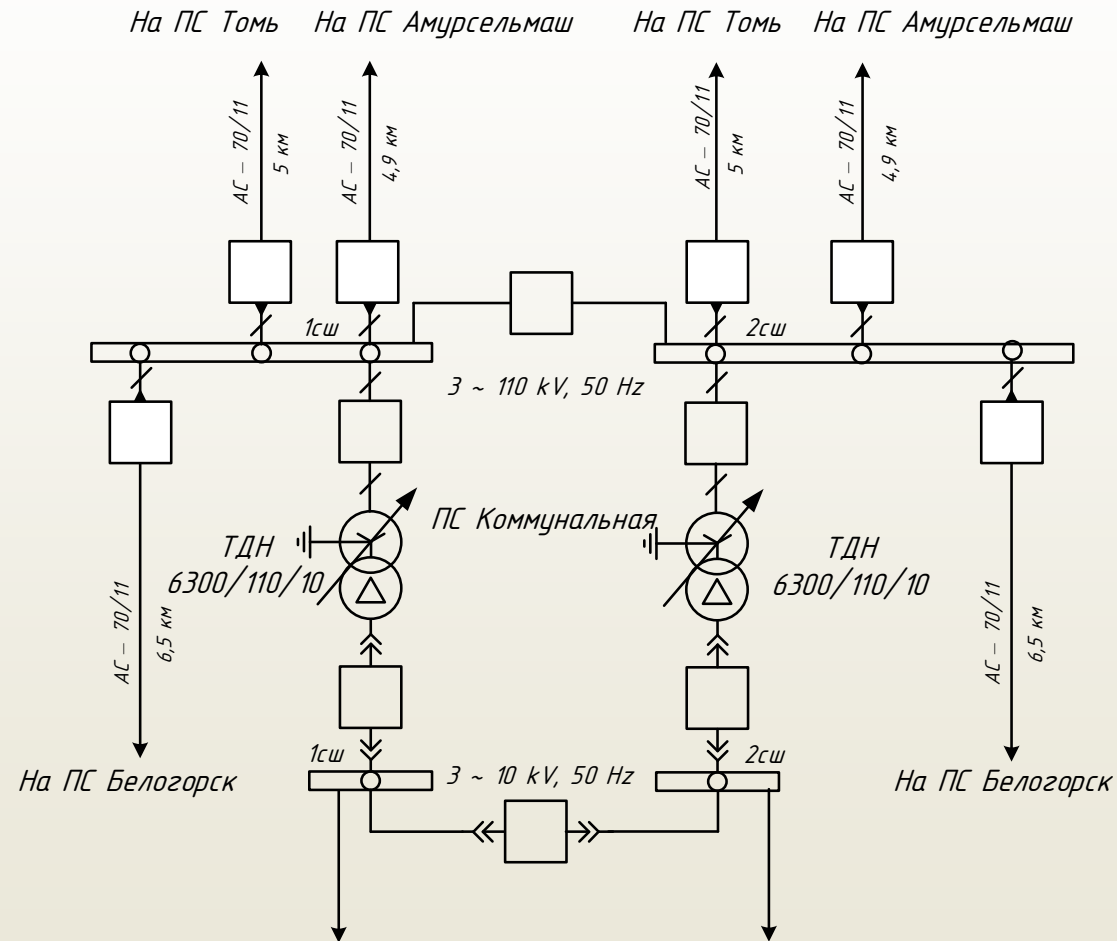
Создание поперечных связей выбранного варианта конфигурации сети



Выбранный вариант реконфигурации сети города Белогорск с поперечной связью

ВЫБОР ОБРУДОВАНИЯ

Выбор конструктивного исполнения ПС Коммунальная 110/10 для предложенного варианта реконфигурации



Однолинейная схема ПС 110/10 кВ Коммунальная

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПОДГОТОВКИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА К ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ

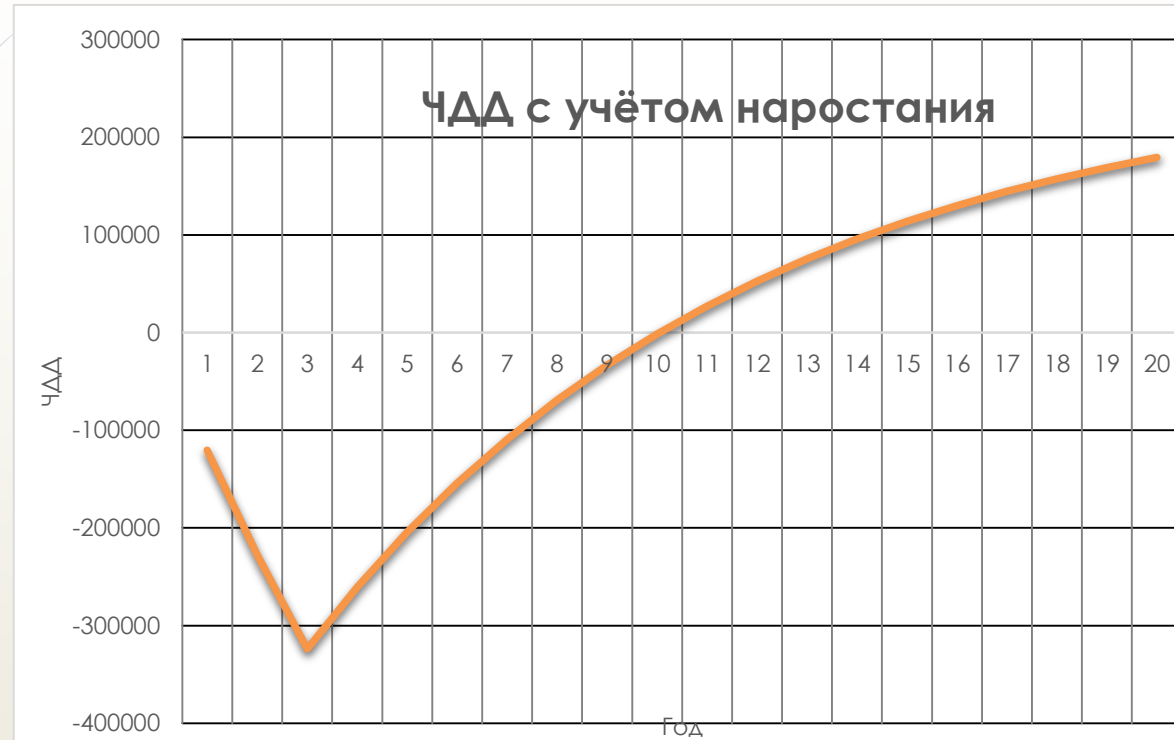
Капиталовложения для выбранного варианта:

$K_{\Sigma \text{вл}}$, тыс. руб.	$K_{\Sigma \text{пс}}$, тыс. руб.	K_{Σ} , тыс. руб.
294000	109434	403434

Издержки для выбранного варианта:

$I_{\text{ам}}$, тыс. руб.	$I_{\text{экс}}$, тыс. руб.	$I_{\Delta w}$, тыс. руб.	$I_{\text{пр}}$, тыс. руб.	I_{Σ} , тыс. руб.
19077,4	11315,8	21658,5	1358,3	53410

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПОДГОТОВКИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА К ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ



Прибыль от реализации

$$P_{\text{ит}} = 99256,8 \text{ тыс.руб}$$

Рентабельность

$$R_t = 18\%.$$



Благодарю за внимание