

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 20 » 06 _____ 2019г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Автоматическое регулирование напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 220 – 500 кВ в Амурской области

Исполнитель
студент группы № 7420м


_____ 10.06.2019
подпись, дата

В.О. Лабеко

Руководитель
профессор, доктор техн.наук


_____ 20.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель
магистерской программы
профессор, доктор техн.наук


_____ 20.06.2019
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
старший преподаватель


_____ 20.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 20.06.2019
подпись, дата

С.А. Парученко.

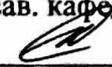
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Лабеко Виктора Олеговича

1. Тема магистерской диссертации: Автоматическое регулирование напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 220 – 500 кВ в Амурской области

(утверждено приказом от 06.03.2019 № 531-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной магистерской диссертации 24.06.19.

3. Исходные данные к магистерской диссертации: Материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):
Автоматического регулирования напряжений в узлах энергосистемы Амурской области в сетях 220-500 кВ.; интеллектуализации процесса регулирования напряжения

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Приложение А Исходные данные для расчета режима

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

7. Дата выдачи задания 07.03.19

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.03.19. 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 158 с., 14 рисунков, 23 таблиц, 1 приложение, 43 источника.

СХЕМА, РЕЖИМ, ПОДСТАНЦИЯ, УЗЕЛ, КОНТРОЛЬНЫЙ ПУНКТ, НАПРЯЖЕНИЕ, РЕГУЛИРОВАНИЕ, УРОВЕНЬ, ОТКЛОНЕНИЕ, ВОЗМУЩЕНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, КОНТРОЛЛЕР, РЕГУЛЯТОР, АНАЛИЗ, ЭКОНОМИКА, ЭНЕРГОРАЙОН, СЕТЬ, ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ.

В магистерской диссертации исследованы вопросы автоматического регулирования напряжений в узлах энергосистемы Амурской области в сетях 220-500 кВ. Изучен вопрос интеллектуализации процесса регулирования. Выбрано и проверено силовое оборудование станций и подстанций, разработаны устройства и системы интеллектуального автоматического контроля и управления режимом в части регулирования напряжений в контрольных пунктах.

Выполнены расчеты установившихся режимов работы в условиях ремонтных работ в сетях, установившихся режимов работы в послеаварийных режимах с учетом выбранных устройств автоматического регулирования напряжений и непосредственно силовых трансформаторов (автотрансформаторов).

В ходе магистерской диссертации применялись методы математического и графического моделирования в ПК RastrWin3, ПК «Бриз» АРМ СРЗА, MS Visio 2016, PTC MathCad 15.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика рассматриваемого района	10
1.1 Анализ особенностей функционирования энергосистемы амурской области	10
1.2 Климатическая характеристика района размещения ПС	15
1.3 Характеристика источников питания	16
1.4 Структурный анализ ЛЭП амурской энергосистемы	22
1.5 Структурный анализ ПС амурской энергосистемы	29
2 Современное состояние регулирования напряжения электрических сетях	40
2.1 Исследование материалов по тематике предмета исследования	40
2.2 Способы регулирования напряжения в электрических сетях	57
2.3 Интеллектуализация процесса регулирования напряжений в электроэнергетике Российской Федерации	66
3 Анализ схемно – режимной ситуации магистральных электрических сетей Амурской области	71
3.1 Анализ существующего силового оборудования рассматриваемых электростанций и ПС	71
3.2 Анализ существующего режима	74
4 Выбор устройств регулирования напряжений	88
4.1 Оценка надежности РПН силовых трансформаторов	88
4.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов	100
4.3 Расчет токов КЗ	104
4.4 Выбор устройств РПН	111
4.5 Разработка автоматического регулятора РПН	115
4.6 Экономические ожидания в результате автоматизации процесса регулирования напряжений	130
5 Расчёт и анализ перспективных установившихся режимов	

существующей сети	140
5.1 Принципы анализа режима активно-адаптивной сети	140
5.2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	143
5.3 Расчёт перспективного режима	144
Заключение	151
Библиографический список	153
Приложение А. Исходные данные для расчета режима	159

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- ИЭУ – интеллектуальные электронные устройства
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации;
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;
РПН – регулирование под нагрузкой
СА – сетевая автоматика;
СН – среднее напряжение;
СЭС – система электроснабжения;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ШР – шунтирующий реактор;
ЭБУ – электронный блок управления;
ЭС – энергосистема
ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Единая электроэнергетическая система России, созданная более 60 лет назад, является уникальным организационно-техническим объектом, структура которого и управление им построено по иерархическому принципу, что обеспечивает сбалансированное единство генерации, сетевого распределения и потребления в территориальном разрезе для обеспечения энергетической безопасности регионов и возможность межсистемного обмена потоков мощности и энергии в нормальных и аварийных режимах для повышения эффективности энергообъединения.

Актуальность работы состоит в необходимости модернизации силового оборудования и оснащения его системами автоматического регулирования. Таким образом, объект исследования – электрическая сеть 110-500 кВ Амурской области; предметом исследования является система автоматического управления и регулирования напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов).

Тема магистерской диссертации – Автоматическое регулирование напряжений силовых трансформаторов и автотрансформаторов 220-500 кВ в Амурской области.

Цель магистерской диссертации, соответственно, – разработать систему автоматического регулирования напряжения силовых трансформаторов (автотрансформаторов) на базе интеллектуального активно-адаптивного устройства управления.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- 1) Проанализировать рассматриваемый энергорайон, электрическую сеть 220 – 500 кВ, дать общую характеристику энергорайона и сети Амурской области;
- 2) Изучить современное состояние регулирования напряжения электрических сетях Российской Федерации;
- 3) Исследовать и охарактеризовать существующее оборудования, оце-

нить технико-экономические и надежность показатели;

4) Проанализировать схемно-режимную ситуацию в рассматриваемой сети, выявить потенциально «узкие» места в части автоматического регулирования напряжений;

5) Выбрать при необходимости новое силовое оборудования, системы и устройства автоматического регулирования напряжений;

6) Разработать автоматический регулятор напряжений;

7) Оценить режим сети после проведенных мероприятий.

Прежде всего, состоит необходимость в оценке существующего режима электрических сетей 220-500 кВ Амурской области и поиск потенциально «узких» мест в части необходимости автоматического регулирования напряжений. В ходе анализа необходимо определить необходимость замены силового трансформаторного оборудования на современное в данных узлах системы.

Необходимо разработать систему автоматического регулирования напряжений на основании внедрения активно-адаптивных технологий: выбрать автоматический регулятор напряжений, современные устройства РПН, аппаратуру телекоммуникаций, микропроцессорные контроллеры управления и разработать систему их связи и взаимодействия.

В результате необходимо рассчитать установившиеся режимы электрической сети с учетом выбранного оборудования и средств регулирования. Будут рассмотрены различные расчетные режимные условия, в которых необходимо оптимизировать процесс регулирования напряжений.

В ходе магистерской диссертации использованы следующие ПО: для расчета установившихся электрических режимов – RastrWin3, для расчета токов КЗ и его составляющих – ПК «Бриз» АРМ СРЗА; для математического моделирования и математических расчетов – РТС MathCad 15; для графического моделирования и визуализации – Microsoft Visio 2016.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА.

1.1 Анализ особенностей функционирования энергосистемы Амурской области

Амурская область входит в состав Дальневосточного федерального округа. На юге она граничит с Китаем, на западе - с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Климат региона носит относительно благоприятный континентально-муссонный характер и богатую природно-ресурсную базу.

По площади территории (361,9 тыс. км²) область занимает 6 место среди регионов Дальневосточного федерального округа и 13 место среди регионов России (2,1% территории России). Численность населения на начало 2018 г. составила 797,9 тыс. человек.

Административным центром Амурской области является г. Благовещенск с численностью населения 229,9 тыс. человек. На 1 января 2017 года в состав Амурской области входили 9 городских округов и 20 муниципальных районов. В их составе учтены населенные пункты: 8 городов областного подчинения, 2 города районного подчинения, 15 поселков городского типа, 242 сельских поселения, 601 сельский населенный пункт.

Энергосистема (ЭС) Амурской области (рис. 3) находится в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) (ВЛ 220 кВ, 2 КВЛ 220 кВ, ВЛ 35 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ):

С ОЭС Сибири:

- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка;
- ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т;

ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают изолированно с возможностью параллельной несинхронной работы через вставку постоянного тока (далее – ВПТ) ПС 220 кВ Могоча;

СЭС Хабаровского края и ЕАО:

- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1;
- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2;
- ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан;
- ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т;
- ВЛ 220 кВ Ядрин/т – Облучье;

СЭС Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон):

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;

- ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2;
- ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма.

СЭС КНР:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь;
- ВЛ 110 кВ Благовещенск – Хэйхэ.

В составЭС Амурской области входят 5 электростанций, общей установленной мощностью 4166 МВт, в том числе 3 гидроэлектростанции - 3660 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт:

Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт, Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт; Нижне-Бурейская ГЭС с установленной мощностью 320 МВт.

Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 404 МВт, Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт.

В состав ЭС Амурской области входят сети напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», 110 – 35 кВ и 10-0,4 кВ АО «ДРСК» и двенадцати других сетевых организаций.

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Амурской области является филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» и филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока.

Сбыт электрической энергии конечным потребителям на территории Амурской области осуществляется следующими крупными энергосбытовыми организациями:

- Филиал ПАО «ДЭК» - Амурэнергосбыт;
- ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;
- ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «ГлавЭнергоСбыт»;
- ООО «Белкам-Контракт».

По состоянию на 01.01.2018 филиал ПАО «ДЭК» - Амурэнергосбыт обслуживает 397,0 тыс. абонентов - физических лиц и 11,1 тыс. абонентов – юридических лиц.

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении ЭС Амурской области, являются: транспорт, в т.ч. электрифицированный железнодорожный транспорт (более 30 %), промышленность (26 %) и население (около 14 %). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9 %).



Рисунок 1.1.1 – Структура электропотребления энергосистемы Амурской области в 2017 году

Таблица 1.1.1 – Структура электропотребления энергосистемы Амурской области за 2017 год

Потребление Амурской области, в т.ч.	8305,7 млн. кВт·ч
1	2
Транспорт	2503,4 млн. кВт·ч
Промышленность	2166,9 млн. кВт·ч
Сельское хозяйство	62,6 млн. кВт·ч
Население	1131,3 млн. кВт·ч
Собственные нужды электростанций	753,2 млн. кВт·ч
Потери в региональных сетях по (филиалу ПАО «ДЭК» -Амурэнергосбыт)	596,5 млн. кВт·ч
Потери электроэнергии в сетях ЕНЭС	403,38 млн. кВт·ч
Прочие потребители	688,72 млн. кВт·ч

ЭС Амурской области состоит из трех условных энергорайонов*:

- Западного энергорайона (далее – ЗЭР);
- Восточного энергорайона (далее – ВЭР);
- Центрального энергорайона (далее – ЦЭР).

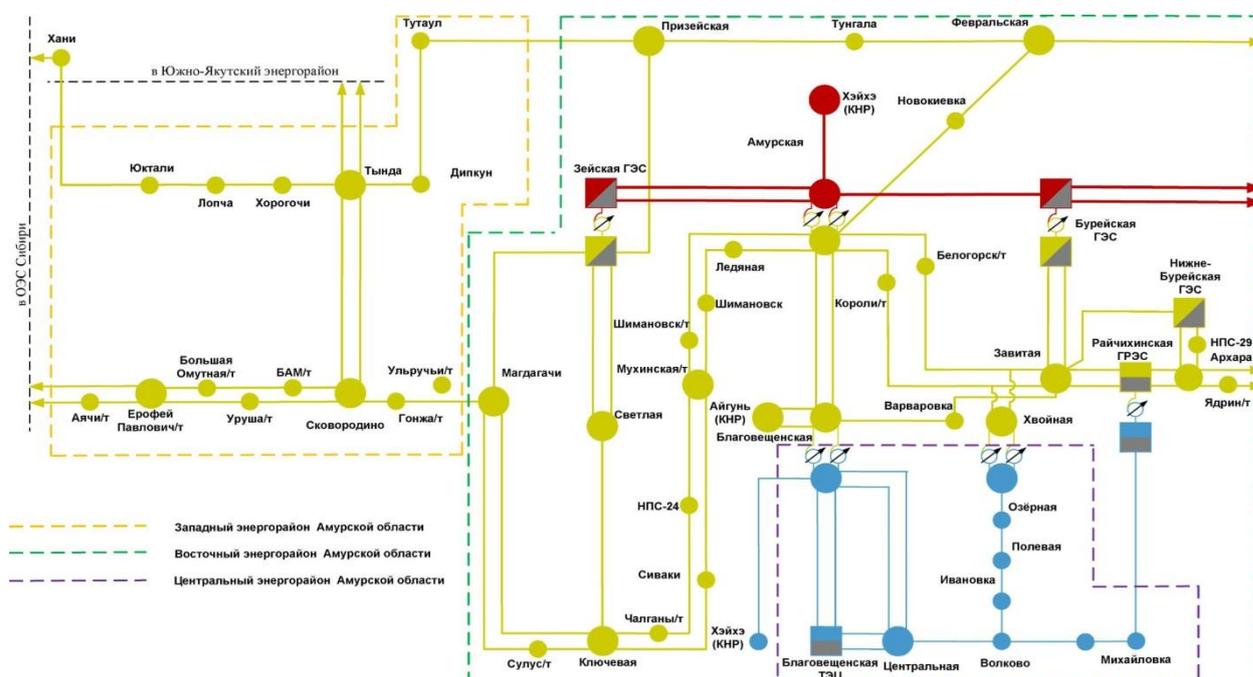


Рисунок 1.1.2 – Схема системообразующей сети Амурской области

В соответствии с темой магистерской диссертации, рассматривается вопрос автоматического регулирования напряжения в контрольных пунктах энергосистемы Амурской области посредством регулирования силовых трансформаторов и автотрансформаторов. В рассматриваемом регионе сконцентрированы две крупные узловые ПС с возможностью регулирования напряжения на АТ 220 и 500 кВ – ПС 220 кВ Благовещенская и ПС 500 кВ Амурская.

Таким образом, зная географическое расположение данных и прилегающих ПС, для дальнейшей оценки схемно-режимной ситуации будет рассмотрены энергорайоны Восточной, Центральной и Западной частей Амурской области, а также незначительная часть Северного энергорайона. К ним относятся основные крупные транзиты:

- транзит 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская – Бурейская ГЭС;
- транзит 220 кВ Бурейская ГЭС – Амурская – Благовещенская;
- транзит 220 кВ Амурская – Магдагачи.

В административном отношении рассматриваемые транзиты следуют по территории множества районов Амурской области.

1.2 Климатическая характеристика района размещения ПС

Климат исследуемой территории влажный, муссонно-континентальный с некоторыми элементами климата умеренных широт, умеренно суровой малоснежной зимой и умеренно теплым летом. Теплый период апрель-октябрь, холодный период ноябрь-март. Весна на преимущественной территории районов затяжная и холодная, сухая. Снег сходит рано. Весенние процессы идут медленно, с частыми возвратами холодов. Важной особенностью температурного режима весны является быстрый рост температуры воздуха. Первые заморозки отмечаются во второй декаде сентября. Средняя суточная температура воздуха падает до -5° и продолжает понижаться. Отрицательные температуры устанавливаются в конце октября. Период с устойчивыми морозами — самое продолжительное время года (от 4,5 до 5,5 месяцев). Наиболее низкие среднемесячные температуры воздуха отмечаются в январе.

В зимний период года преобладают ветры северо-восточного направления, в летний период – северо-восточного, южного и северного направлений. Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли, с 10-минутным интервалом осреднения, согласно ПУЭ издание 7 с [15], отнесено к III району и составляет 650 Па, скорость ветра возможная 1 раз в 25 лет составляет 32 м/с. Тип местности по воздействию ветра на ВЛ, согласно ПУЭ изд. 7, - «В». Согласно карте климатического районирования, исследуемый участок относится к району IA [15].

В ходе магистерской диссертации необходимо оценить возможные режимы работы оборудования и эксплуатационные состояния сети, для чего был сформирован перечень расчетных параметров климата.

Расчетные климатические условия для возможности оценки схемно-режимной ситуации приняты в соответствии с требованиями ПУЭ [15] и сведены в таблицу 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	III
Район по гололеду	III
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$, °С	-2,5
Высшая температура воздуха t_{+max} , °С	+40
Низшая температура воздуха t_{-min} , °С	-52
Температура воздуха при гололеде t_r , °С	-5
Температура воздуха при максимальном ветре t_b , °С	-5
Температура наиболее холодных суток обесп. 0,98, °С	-43
Температура наиболее холодных суток обесп. 0,92, °С	-40
Температура наиболее холодной пятидневки обесп. 0,98, °С	-41
Температура наиболее холодной пятидневки обесп. 0,92, °С	-37

1.3 Характеристика источников питания

В состав генерации энергосистемы Амурской области входят гидравлические и тепловые электростанции:

- на юго-востоке области расположен Филиал ПАО «РусГидро» «Бурейская ГЭС» (установленная электрическая мощность 2010 МВт);

- на юго-востоке области расположено АО «Нижне - Бурейская ГЭС» (установленная электрическая мощность 320 МВт), введенная в работу в 2017 году.

- на севере области – Филиал ПАО «РусГидро» «Зейская ГЭС» (установленная электрическая мощность 1330 МВт);

- в г. Благовещенск – Филиал «Амурская генерация» АО «ДГК» СП «Благовещенская ТЭЦ» (установленная электрическая мощность 404 МВт);

- на юго-востоке области – Филиал «Амурская генерация» АО «ДГК» СП «Райчихинская ГРЭС» (установленная электрическая мощность 102 МВт).

Бурейская ГЭС – гидроэлектростанция, основными функциями которой являются выдача мощности и выработка электроэнергии.

Бурейская ГЭС расположена на реке Бурей (левый приток реки Амур), в 174 км от устья. Плотина гравитационного типа, здание ГЭС–приплотинного типа.

Водохранилище Бурейской ГЭС руслового типа. Нормальный подпорный уровень (НПУ) равен 256,0 м БС, уровень мертвого объема (УМО) – 236,0 м БС. Объем водохранилища при НПУ – 20,942 км³, объем при УМО – 10,245 км³.

На Бурейской ГЭС установлены 6 гидроагрегатов установленной мощностью 335 МВт каждый. Установленная мощность станции – 2010 МВт.

Для преобразования энергии потока воды в энергию вращения ротора генератора используются радиально-осевые турбины типа РО 140/0943-В-615, РО 140/0942-В-625.

Конструктивной особенностью радиально-осевых турбин (турбина Френсиса) является то, что в рабочем колесе турбин данного типа поток сначала движется радиально (от периферии к центру), а затем в осевом направлении (на выход). Применяют при напорах до 600 м. Мощность до 640 МВт. Основным преимуществом турбин данного типа является высокий оптимальный КПД. Недостаток — менее пологая рабочая характеристика, чем у поворотно-лопастной гидротурбины.

Зейская ГЭС – гидроэлектростанция, основными функциями которой являются выдача мощности и выработка электроэнергии.

Зейская ГЭС расположена на реке Зейя, в 660 км от устья, в 5 км выше г. Зеи. Плотина массивно-контрфорсного типа, здание ГЭС–приплотинного типа.

Водохранилище Зейской ГЭС многолетнего регулирования. Нормальный подпорный уровень (НПУ) равен 315,0 м БС, уровень мертвого объема (УМО) – 299,0 м БС. Объем водохранилища при НПУ – 68,42 км³, объем при УМО–36,30 км³.

На Зейской ГЭС установлены 6 гидроагрегатов: 4 гидроагрегата установленной мощностью 225 МВт каждый и 2 гидроагрегата установленной мощностью 215 МВт каждый. Установленная мощность станции – 1330 МВт.

Для преобразования энергии потока воды в энергию вращения ротора генератора используются поворотно-лопастные турбины типа Д45-2556-В600.

Конструктивной особенностью поворотно-лопастных турбин (турбина Каплана) является то, что в турбинах данного типа лопасти могут поворачиваться вокруг своей оси одновременно, за счёт чего регулируется её мощность. Также мощность может регулироваться с помощью лопаток направляющего устройства. Лопасти гидротурбины могут быть расположены как перпендикулярно её оси, так и под углом. Последняя разновидность называется диагональной турбиной.

Диагональные турбины применяются на напорах от 30 до 200 метров, конкурируя на низких напорах с классическими поворотно-лопастными турбинами, а на высоких — с радиально-осевыми турбинами. По сравнению с последними, диагональные турбины имеют несколько более высокий КПД, но конструктивно более сложны и более подвержены износу.

Нижне-Бурейская ГЭС – гидроэлектростанция, контррегулятор Бурейской ГЭС, вторая станция Бурейского гидроэнергетического комплекса. Станция введена в работу в 2017 году. Ввод в эксплуатацию запланирован на 4 квартал 2018 года.

На Нижне-Бурейской ГЭС установлены 4 гидроагрегата установленной мощностью 80 МВт каждый. Установленная электрическая мощность станции – 320 МВт. Помимо выдачи мощности и выработки электроэнергии важной функцией Нижне-Бурейской ГЭС является выравнивание неравномер-

ных в течение суток сбросов с Бурейской ГЭС, тем самым обеспечивается защита от подтоплений населенных пунктов в нижнем бьефе Бурейской ГЭС.

Нижнее-Бурейская ГЭС расположена на реке Бурейя у посёлка Новобурейский Бурейского района Амурской области.

Благовещенская ТЭЦ – тепловая электрическая станция, является основным источником по обеспечению потребности предприятий промышленности и жилищно-коммунального хозяйства г. Благовещенска в тепле и электроэнергии.

На Благовещенской ТЭЦ установлено четыре турбоагрегата: ст. № 1 типа ПТ-60-130/13, ст. № 2, 3 типа Т-110/120-130 и № 4 типа Т-120/140-12,80-2; четыре энергетических котла типа БКЗ-420-140-7 и один энергетический котел типа Е-420-13,8-560 БТ; два водогрейных котла типа КВГМ-100.

Пиковая бойлерная состоит из пяти подогревателей типа ПСВ-500-14-23.

Для подпитки тепловой сети и восполнения потерь основного конденсата используется, предварительно очищенная в ХЦ, сырая вода р. Зея.

Система горячего водоснабжения закрытая, восполняется технической водой, поступающей из р. Зея и прошедшей через водоподготовительную установку.

Горячее водоснабжение потребителей осуществляется, в основном, скоростными водоподогревателями, установленными на тепловых узлах абонентов тепла по двухступенчатой последовательной схеме.

Система технического водоснабжения Благовещенской ТЭЦ оборотная, где предусмотрено четыре башенных градирни. Три градирни БГ-1600 – площадью орошения 1600 м², и одна градирня БГ-2300 – площадью орошения 2300 м². Для резервирования технической воды установлен бак аккумулятор емкостью 10000 м².

Для обеспечения станции добавочной (технической) водой в необходимом количестве и требуемого давления на берегу р. Зея установлена Бере-

говая насосная станцию с насосами типа КРТКД 300-503 в количестве 3 единиц.

Сетевая вода из обратного трубопровода теплосети подпорными насосами (НПС) подаётся в основные бойлеры ТА-1 (ОБ № 1-4) и (или) подогреватели сетевые горизонтальные ТА-2, 3, 4 (2,3ПСГ-1,2). Нагрев сетевой воды в ОБ № 1-2 производится за счёт пара от РОУ-12/1,2 или от теплофикационного отбора ПТ-60-130 (в ОБ № 3-4 производится за счёт пара от РОУ-12/1,2). В ПСГ сетевая вода подогревается теплофикационным отбором турбин ст. № 2, 3, 4.

Нагретая в ОБ и (или) ПСГ сетевая вода сетевыми насосами СН подаётся в пиковые бойлеры (ПБ № 1-5) либо помимо них, которые используются в наиболее холодный период отопительного сезона для нагрева сетевой воды от 70 0С до 150 0С, согласно температурного графика. Далее сетевая вода, по магистральным трубопроводам подается потребителям г. Благовещенска.

В качестве основного топлива на ТЭЦ используется бурый уголь Райчихинского месторождения, для хранения которого имеется открытый склад топлива емкостью 680 тыс.м³; для водогрейных котлов, и в качестве резервного топлива используется топочный мазут марки М-100, который хранится в 4-х металлических баках емкостью по 2000 м³ каждый.

Уголь на станцию поступает железнодорожным транспортом в полувагонах. Для выгрузки угля на станции установлено два вагоноопрокидывателя. По системе конвейеров уголь может подаваться на угольный склад, либо непосредственно к котлоагрегатам (через дробильный корпус, где осуществляется предварительных размол топлива размером от 400мм до размеров 20-25мм). При необходимости, подача угля к котлам может осуществляться с угольного склада.

Райчихинская ГРЭС – тепловая электрическая станция, основными функциями которой являются производство электроэнергии и осуществление теплоснабжения п.г.т. Прогресс. Райчихинская ГРЭС расположена в поселке

городского типа Прогресс в 190 км от города Благовещенск, ближайший районный центр п. Новобурейск находится на расстоянии 15 км.

Теплоснабжение потребителей осуществляется только в холодное время года при температуре наружного воздуха ниже 8 0С. В летний период отпущ тепла отсутствует.

На Райчихинской ГРЭС имеются две группы основного оборудования: очередь среднего давления 29 кгс/см² (первая очередь) и очередь высокого давления 90 кгс / см² (вторая очередь).

Очередь среднего и высокого давления имеют развитые поперечные связи по пару и питательной воде, что позволяет равномерно загружать оборудование очередей. Кроме того, для связи по пару между очередями установлена РОУ 100/33 ата.

На очереди 29 кгс/ см² установлено:

- два котлоагрегата типа ЦКТИ-75-39Ф. Каждый котёл оснащен тремя пылесистемами. Котлы ЦКТИ-75-39Ф вертикально-водотрубные, однобарабанные, с естественной циркуляцией. П-образной компоновки.

- турбоагрегат типа К-12-29 ст. № 4, установленная мощность 12 МВт.

- турбоагрегат типа Р-7-29/7 ст. № 5, установленная мощность 7 МВт.

Обе турбины одноцилиндровые, активного типа.

На очереди 90 кгс/см² установлено:

- четыре котлоагрегата типа БКЗ-220-100Ф ст. № 6-9. Каждый котёл оснащен тремя пылесистемами. Котлы БКЗ-220-100Ф вертикально-водотрубные, однобарабанные, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, изготовлены Барнаульским котельным заводом.

- турбоагрегат типа К-50-90 ст. № 6, установленная мощность 50 МВт.

- турбоагрегат типа П-33/50-90/8 ст. № 7, установленная мощность 33МВт, максимальная 50МВт.

Проектным топливом для Райчихинской ГРЭС служит бурый уголь Райчихинского месторождения. В качестве растопочного топлива используется мазут марки М-100.

Топливо на ГРЭС поступает от Райчихинской центральной сортировки (РЦС), структурно независимой от топливно-транспортного цеха и станции.

Проектная схема подачи топлива предусматривает два способа подачи топлива: на склад угля или непосредственно в бункера сырого угля (БСУ) котлов ленточными конвейерами. В 2013 г. пожаром были повреждены конструкции галереи ленточного конвейера № 235Б РЦС, вследствие чего стала невозможной подача топлива на угольный склад по данной схеме. В настоящее время топливо на угольный склад поступает автомобильным транспортом. Угольный склад электростанции рассчитан на хранение 260 000 тонн угля.

Транспортировка угля осуществляется с помощью ленточных конвейеров. На склад и со склада топливо поступает по одной ленте. Остальные ленточные конвейеры выполнены в двухниточном исполнении.

Система технического водоснабжения Райчихинской ГРЭС оборотная с водохранилищем–охладителем, образованным на р. Кивда.

Из водохранилища вода по прорези подводится к водозаборному ковшу береговой насосной станции (БНС). Откуда вода циркуляционными насосами типа ОПЗ–110КЭ по двум магистральным напорным трубопроводам подводится к конденсаторам, масло и газоохладителям ТА ст. № 6, 7, к системам охлаждения ПЭН № 4–8, на все пожарные насосы, насосы охлаждения механизмов, смывных и орошающих насосов, цирк. коллектору 1 очереди.

Циркуляционная вода после конденсаторов, систем охлаждения турбин (кроме слива с маслоохладителей ТА ст. № 4, № 5), ПЭНов сливается в два отводящих железобетонных канала.

Из железобетонных каналов вода поступает в пруд в пади «Пасечной». Из пруда вода выводится по каналам к пруду охладителю.

Блок-станции на территории Амурской области отсутствуют.

1.4 Структурный анализ ЛЭП Амурской энергосистемы

Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряже-

ния которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним.

Таблица 1.4.1 – Данные о протяжённости системообразующих воздушных линиях электропередач классом напряжения 110 кВ и выше

№ п/п.	Диспетчерское наименование	Сечение провода	Длина, км
1	2	3	4
ВЛ 500 кВ			
1	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1	3хАС 330/43 АЕРО-Z ААСR Z 647 АЗФ	356,7
2	ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2	3хАС-330/43 АС-500/36	361,4
3	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	3 АС330/43 АС 500/336	278,3
4	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1	3 АС-330/43 АС-500/336	220,049
5	ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2	3 АС-330/43 АС-500/336	115,421
6	ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ	3 АС-330/43 АС-500/336	167,20
ВЛ 220 кВ			
7	КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1	3 АС-300/39 АС-300/39	148,85
8	ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т	АС-300/39	25,87
9	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь	АС-300/39 АС240/32	184,1
10	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь	АС-300/39 АС240/32	184,12
11	ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская № 1	АС-400/51	129,720
12	ВЛ 220 кВ Амурская – Благовещенская № 2	АСО-300	130,205
13	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь	АС-400/51	16,300
14	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь	АС-400/51 АС-500/336	16,300
15	ВЛ 220 кВ Хани – Чара	АС-300/39	27,33
16	ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма	АС-300/39	134,92
17	ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	АС-300/39	146,07
18	ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	АС-300/39	87,11

Продолжение таблицы 1.4.1

1	2	3	4
19	КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	АС-300/39	74,45
20	КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2	АС-300/39	155,22
21	КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун	АС-300/39	147,68
20	ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул	АС- 300/39	54,28
22	ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул	АС-300/39 АС-500/336	98,71
23	ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала	АС-300/39	146,74
22	ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала	АС-300/39	166,64
23	ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан	АС-300/39	127,20
24	ВЛ 220 кВ Новокиевка – Февральская с отпайкой на ПС Уландочка	АС-240/32	187,29
25	ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка	АС-240/39 АСУС-300	85,00
26	ВЛ 220 кВ Амурская – Михайло Чеснаковская/т I и II цепь	АС-240/39	15,46
27	ВЛ 220 кВ Амурская – Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т	АСО-330	90,35
28	ВЛ 220 кВ Амурская – Ледяная	АСО-300	46,27
29	ВЛ 220 кВ Шимановск – Ледяная с отпайкой на ПС Ледяная/т	АСО-300 АС-240	42,00
30	ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск	АС-240/39 АС-300/39	55,25
31	ВЛ 220 кВ Мухинская/т – Шимановск/т	АС-240/32	54,76
32	ВЛ 220 кВ Сиваки – Мухинская/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	АС-240 АСО-300	59,36
33	ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС-24	АС-240/32	14,14
34	ВЛ 220 кВ НПС-24 – Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	АС-240/32	90,49
35	ВЛ 220 кВ Ключевая – Чалганы/т	АС-240/39	24,09

Продолжение таблицы 1.4.1

1	2	3	4
36	ВЛ 220 кВ Ключевая – Сиваки	АСО-300	77,49
37	ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая	АСО-300	112,29
38	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС-300/39 АС-240/39	12,27
39	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия	АС-300/39 АС-240/39	12,53
40	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская	АС-300/39	183,81
41	ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т	АС-240 АС-300/39	20,57
42	ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи	АСО-300/39 АС-240	33,60
43	ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т	АС-240/39 АС-300/39	126,14
44	ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т	АСО-300/39	35,95
45	ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сквородино с отпайкой на ПС Талдан/т	АСО-300/39	115,55
46	ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сквородино	АС-240/39 АС-300/39	29,62
47	ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквороди-но/т I и II цепь	АС-300/39	10,60
48	ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т	АС-300/39	75,59
49	ВЛ 220 кВ БАМ/т – Большая Омутная/т	АС-300/39	106,9
50	ВЛ 220 кВ Уруша/т – Ерофей Павлович/т	АС-300/39	64,63
51	ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	АС-300/39	23,9
52	ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка	АС-300/39	29,66
53	ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Аячи/т	АС-300/39	26,46
54	ВЛ 220 кВ Аячи/т – Амазар	АС-300/39	4,30
55	ВЛ 220 кВ Амурская – Белогорск/т с отпайками	АС-240 АС-300/39 АС-300/204	75,02
56	ВЛ 220 кВ Амурская – Короли/т с отпайкой на ПС Белогорск	АС-240/39 АС-300/39 АСО-330/43 АСУС-300	138,03
57	ВЛ 220 кВ Белогорск/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АС-240 АС300/39	120,1

Продолжение таблицы 1.4.1

1	2	3	4
58	ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая с отпайкой на ПС Хвойная	АСО – 300 АС-240	52,3
59	ВЛ 220 кВ Завитая – Завитая/т I и II цепь	АСО-240/32	15,24
60	ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая I и II цепь	АС-400/51	75,73
61	ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая № 1	АС-240 АСО-300	44,64
62	ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая № 2	АСО-300 АС-240	44,50
63	ВЛ 220 кВ Завитая – Варваровка	АС-300/39	79,20
64	ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 2	АС-300/39	54,40
64	ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	АС-300/39	69,01
65	ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара № 1	АСО-300	55,70
66	ВЛ 220 кВ Архара – Ядрин/т с отпайкой на ПС Тарманчукан/т	АСО-300/39	92,6
67	ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи	АСКПЗ-400/51	133,44
68	КВЛ 220 кВ Тында – НПС-20 I цепь	ПвПу2г 1х400/240- 127/220кВ	0,25
69	КВЛ 220 кВ Тында – НПС-20 II цепь	ПвПу2г 1х400/240- 127/220кВ	0,27
70	ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан № 1 с отпайкой на ПС Куруктачи	АС-400/51	3,35
71	ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан № 2 отпайкой на ПС Куруктачи	АС-400/51	3,48
72	ВЛ 220 кВ Благовещенск – Варваровка	АС 300/39 ААCSR Z 647	108,52

Продолжение таблицы 1.4.1

1	2	3	4
73	КВЛ 220 кВ Нижне-Бурейская ГЭС – Архара	АС 400/51 ААCSR Z 647 ПвПпнг(А)2гж- НФ 1х400/95(ов) 127/220 кВ	51,86
74	КВЛ 220 кВ Нижнее-Бурейская ГЭС – НПС-29	АС 400/51 ААCSR Z 647 ПвПпнг(А)2гж- НФ 1х400/95(ов) 127/220 кВ	77,5
75	ВЛ 220 кВ Архара – НПС-29	АС 400/51	34,62
76	ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная № 1	АС-300/39	6,44
77	ВЛ 220 кВ Ледяная – Восточная № 2	АС-300/39	6,47
79	КВЛ 220 кВ Ледяная – ГПП	АС-300/39	18,58
ВЛ 110 кВ			
№ п/п.	Диспетчерское наименование	Сечение провода	Длина, км
80	КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 2 с отпайкой на ПС Северная	АС-185	6,69
81	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Игнатьево с отпайкой на ПС Дачная	АС-70	22,47
82	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная с отпайкой на ПС Птицефабрика	АС-120	29,53
83	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Птицефабрика	АС-95	5,28
84	КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 1	АС-185 ПвПу2г 3(1*185)	6,69
85	ВЛ 110 кВ Благовещенск – Хэйхэ	АС-400	24,45
86	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками	АСО-300	9,17
87	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири	АСО-300	9,17
88	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная № 1	АС-240, АСО-300	2
89	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная № 2	АС-240, АСО-300	2

Продолжение таблицы 1.4.1

1	2	3	4
90	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками на ПС Новую и ПС Сетевую	АС-185, АС-300	6
91	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками на ПС Новую и ПС Сетевую	АС-185, АС-300	6
92	ВЛ 110 кВ Белогорск – Возжаевка	АС-95	20,6
93	ВЛ 110 кВ Белогорск – Серышево	АС-95	28
94	ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка	АС-120	66
95	ВЛ 110 кВ Возжаевка – Ромны	АС-95	44,9
96	ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка	АС-120	22,7
97	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Волково	АС-185	27,1
98	ВЛ 110 кВ Горная – Дамбуки	АС-120	63
99	ВЛ 110 кВ Ивановка – Полевая	АС-120	33
100	ВЛ 110 кВ Игнатьево –Сергеевка	АС-70	24,76
101	ВЛ 110 кВ Озёрная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	АС-120	44,4
102	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск № 1	АС-95	16,4
103	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск № 2	АС-95	16,4
104	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Бурейск/т	АС-185	12
105	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка	АС-120	72
106	ВЛ 110 кВ Сиваки – Октябрьская	АС-70	142,6
107	ВЛ 110 кВ Светлая – Горная	АС-120	76
108	ВЛ 110 кВ Светлая – Мехзавод № 1,2	АС-185,	7
109	ВЛ 110 кВ Сковородино – БАМ	АС-150	23,6
110	ВЛ 110 кВ Сковородино – НПС-21 № 1	АС-120	24,2
111	ВЛ 110 кВ Сковородино – НПС-21 № 2	АС-120	24,2
112	ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр № 1	АС-150	35,5
113	ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр № 2	АС-150	35,5
114	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Дим	АС-95, АС-120	20,64
115	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	АС-185	62,75
116	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Раздольное	АС-120	17
117	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Узловая	АС-120	36,6
118	ВЛ 110 кВ Тында – Эльга № 1	АС-120	9,8

1	2	3	4
119	ВЛ 110 кВ Тында – Эльга № 2	АС-120	9,8
120	Февральск – Коболдо № 1	АС-120	176,8
121	Февральск – Коболдо № 2	АС-120	176,8
122	ВЛ 110 кВ Хвойная – Озёрная	АС-120	36,7
123	ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	АС-185	19,95
124	ВЛ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ Светлая – Мехзавод № 1 на ПС Пионер	АС-150	69,1
125	ВЛ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ Светлая – Мехзавод № 2 на ПС Пионер	АС-150	69,1
126	ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын № 1	АС-150	73,8
127	ВЛ 110 кВ Коболдо – Албын № 2	АС-150	73,8
128	ВЛ 110 кВ Пионер – Покровка № 1	АС-150	35,49
129	ВЛ 110 кВ Пионер – Покровка № 2	АС-150	35,49

1.5 Структурный анализ ПС Амурской энергосистемы

Произведем структурный анализ ПС, расположенных в энергорайоне Амурской области с учетом энергопотребления. Данные по потреблению взяты по итогам контрольных замеров за 2018 г.

В таблице 1.5.1 показаны марки и количество силовых трансформаторов, а также года ввода силового оборудования.

Таблица 1.5.1 – Уровни электропотребления и распределение электрических нагрузок по ПС 110 кВ и выше энергосистемы Амурской области

№ п/п	Наименование подстанции	Диспетчерское наименование АТ/Т	Напряжение, кВ	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Год ввода	Потребление мощности зима/лето*, МВт
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ						
1	ПС 500 кВ Амурская	АТ-1	500/230/11	3*167	1979	133,6 / 180,2

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
		АТ-2	500/230/11	3*167	1979	131,8 / 178,4
		АТ-3	230/121/38,5	63	1978	10,75 / 18,3
		АТ-4	230/121/38,5	63	1984	12,3 / 21,8
ПС 220 кВ						
1	2	3	4	5	6	7
2	ПС 220 кВ Архара	Т-1	230/38,5/11	40	1985	7.2/4.9
		Т-2	230/27,5/11	40	1982	10.2/9.9
		Т-3	230/38,5/27,5	40	1982	11.0/10.7
3	ПС 220 кВ Аячи/Т	Т-1	230/27,5/11	40	1988	12,5/9,9
		Т-2	230/27,5/11	40	1988	
4	ПС 220 кВ БАМ/Т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	13,2/8,7
		Т-2	230/27,5/11	40	1987	
5	ПС 220 кВ Белогорск	АТ-1	230/121/10,5	63	1983	8,0 / 15,2
		АТ-2	230/121/10,5	63	1981	8,0 / 15,2
		Т-3	230/38,5/11	40	1971	16,8 / 30,2
		Т-4	230/38,5/11	40	1985	16,3 / 29,7
6	ПС 220 кВ Благовещенская	АТ-1	230/121/38,5	125	2011	42,2 / 30,4
		АТ-2	230/121/38,5	125	1980	48,5 / 38,0
7	ПС 220 кВ Белогорск/Т	Т-1	230/27,5/11	40	1984	25/12,2
		Т-2	230/27,5/11	40	2014	
8	ПС 220 кВ Большая Омутная/Т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	23,6/13,5
		Т-2	230/27,5/11	40	1987	
9	ПС 220 кВ Варваровка	Т-1	230/38,5/11	40	1995	11.4/8.2
		Т-2	230/38,5/11	40	1995	8.1/3.1
10	ПС 220 кВ Восточная	Т-1	230/11/11	63	2016	/ 0,1
		Т-2	230/11/11	63	2016	/ 0,1
11	ПС 220 кВ Гонжа/Т	Т-1	230/27,5/11	40	1986	16,6/8
		Т-2	230/27,5/11	40	2005	
12	ПС 220 кВ ГПП	АТ-1	230/121/10,5	63	2012	0,1 / 1,8
		АТ-2	230/121/10,5	63	2012	/ 1,8
13	ПС 220 кВ Дипкун	Т-1	242/38,5/11	25	1982	0,5 / 1,2
		Т-2	242/38,5/11	25	1982	0,6 / 18,5
14	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/Т	Т-1	230/27,5/11	40	1987	11,6/7,5
		Т-2	230/27,5/11	40	1987	
15	ПС 220 кВ Завитая	Т-1	230/38,5/11	25	1982	5,2 / 4,4
		Т-2	230/38,5/11	25	1982	3,8 / 7,5

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 220 кВ Завитая/т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1984	20,4/12,2
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1984	
17	ПС 220 кВ Ключевая	Т-1	230/38,5/1 05	20	2010	11,0 / 14,5
		Т-2	230/38,5/1 1	25	2017	Откл/4,5
18	ПС 220 кВ Короли/т	Т-1	230/27,5/1 1	40	2003	18,8/19,1
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1984	
19	ПС 220 кВ Ледяная	Т-1	230/38,5/6	20	1968	3,0 / 6,3
		Т-2	230/38,5/6	20	1968	4,3 / 9,6
20	ПС 220 кВ Ледяная/т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1996	6,7/2,7
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1988	
21	ПС 220 кВ Лопча	Т-1	230/38,5/1 1	25	1985	откл / 17,5
		Т-2	230/38,5/1 1	25	1985	0,7 / 17,3
22	ПС 220 кВ Магдагачи	Т-1	230/38,5/1 1	25	1977	5,3 / 8,5
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1988	14,3 / 18,7
		Т-3	230/38,5/2 7,5	40	1988	14,5 / 23,4
23	ПС 220 кВ Михайло Чесноков- ская/т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1984	18,6/10
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1984	
24	ПС 220 кВ Мухин- ская/т	Т-1	230/38,5/2 7,5	40	1985	6,5/3,9
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1985	

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
25	ПС 220 кВ Новокиевка	T-1	230/38,5/1 1	25	1994	1,0 / 1,4
		T-2	230/38,5/1 1	25	1975	2,2 / 4,4
26	ПС 220 кВ НПС-20	T-1	230/11	25	2012	4,3/0,3
		T-2	230/11	25	2012	
27	ПС 220 кВ НПС-24	T-1	230/11/11	25	2012	7,0/0,4
		T-2	230/11/11	25	2012	3,5/0,2
28	ПС 220 кВ НПС-27	T-1	230/11	25	2012	3/0,2
		T-2	230/11	25	2012	-/0,2
29	ПС 220 кВ Олёкма	T-1	230/38,5/6, 6	25	2007	6,5/6,2
30	ПС 220 кВ Призейская	T-1	242/38,5/1 1	25	1984	15,1 / 2,0
		T-2	242/38,5/1 1	25	1985	15,4 / 15,9
31	ПС 220 кВ Светлая	АТ-1	230/121/38 ,5	63	1989	14,7 / 19,2
		АТ-2	230/121/38 ,5	63	1990	21,9 / 19,6
		T-3	220/38,5/1 1	20	1970	2,8 / 5,5
		T-4	220/38,5/1 1	20	1970	2,3 / 3,3
32	ПС 220 кВ Свободный	T-1	230/38,5/1 1	40	1971	откл / откл
33	ПС 220 кВ Сиваки	АТ-1	230/121/6, 6	63	2016	
		АТ-2	230/121/6, 6	63	2006	4,1 / 4,3
34	ПС 220 кВ Сиваки/т	T-1	230/27,5/1 1	40	1986	4,7/5,2
		T-2	230/27,5/1 1	40	2003	

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС 220 кВ Сковородино	АТ-1	230/121/38,5	63	1977	18,3 / 26,2
		АТ-2	230/121/38,5	63	1981	15,4 / 15,2
		Т-3	115/38,5/1 1	25	1978	/ 3,5
		Т-4	115/38,5/1 1	25	1977	/ 10,4
36	ПС 220 кВ Сковородино/Т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1987	19,1/13,5
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1986	
37	ПС 220 кВ Сулус/Т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1985	7,4/12,4
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1985	
38	ПС 220 кВ Талакан	Т-1	230/38,5/6, 6	40	1997	0,7 / 2,1
		Т-2	230/38,5/6, 6	40	2003	1,7 / 0,3
39	ПС 220 кВ Талдан/Т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1986	18,4/12,5
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1986	
40	ПС 220 кВ Тарманчукан/Т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1982	22,4/5,9
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1982	22,4/5,9
41	ПС 220 кВ Тунгала	Т-1	230/38,5/1 1	25	1988	15,9 / 17,1
		Т-2	230/38,5/1 1	25	1988	0,6 / 1,0
42	ПС 220 кВ Тутаул	Т-1	230/38,5/1 1	25	1988	18,4 / 0,3
		Т-2	230/38,5/1 1	25	1987	откл / 0,5

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
43	ПС 220 кВ Тында	АТ-1	230/121/38 5	63	2012	14,1 / 17,5
		АТ-2	230/110/38 5	63	1982	/ 8,3
		Т-3	115/38,5/1 1	40	2012	/ 8,1
		Т-4	115/38,5/1 1	40	2012	12,5 / 17,4
44	ПС 220 кВ Уландочка	Т-1	230/38,5/1 1	20	1979	0,9 / 0,5
45	ПС 220 кВ Ульручы/т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1999	12,8/12,6
		Т-2	230/27,5/1 1	40	2004	
46	ПС 220 кВ Уруша/т	Т-1	230/27,5/1 1	40	1987	9,8/9,8
		Т-2	230/27,5/1 1	40	1987	
47	ПС 220 кВ Февраль- ская	АТ-1	230/121/38 5	63	1984	40,7 / 37,0
		АТ-2	230/121/38 5	63	1987	24,8 / 18,4
		Т-3	115/38,5/1 1	25	1984	/ 1,5
		Т-4	115/38,5/1 1	25	1987	/ 1,2
48	ПС 220 кВ Хани	Т-1	230/38,5/1 1	25	1989	15,1 / 8,3
		Т-2	230/38,5/1 1	25	1989	откл / 6,5
49	ПС 220 кВ Хвойная	АТ-1	230/121/38 5	32	1976	7,6 / 10,1
		АТ-2	230/121/38 5	30	1980	0,6 / 7,0
		Т-3	38,5/11	4	1977	/ 0,9
		Т-4	38,5/11	4	1978	/ 1,0

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
50	ПС 220 кВ Хорогочи	T-1	230/38,5/1 1	25	1985	20,9 / 1,0
		T-2	230/38,5/1 1	25	1985	откл / 0,5
51	ПС 220 кВ Чалганы/Т	T-1	230/27,5/1 1	40	1987	6,8/6,3
		T-2	230/27,5/1 1	40	1989	
52	ПС 220 кВ Шимановск	T-1	230/38,5/1 1	25	1977	2,8 / 2,7
		T-2	230/38,5/1 1	25	1989	3,6 / 0,8
53	ПС 220 кВ Шима- новск/Т	T-1	230/27,5/1 1	40	1984	7,9/3,8
		T-2	230/27,5/1 1	40	1984	
54	ПС 220 кВ Энергия	T-1	230/38,5/6, 6	40	1983	3,5 / 11,4
		T-2	230/38,5/6, 6	40	1983	10,9 / 12,9
55	ПС 220 кВ Юктали	T-1	230/38,5/1 1	25	1985	20,2 / 18,3
		T-2	230/38,5/1 1	25	1985	1,2 / 14,0
56	ПС 220 кВ Ядрин/Т	T-1	230/27,5/1 1	40	1983	25/24,4
		T-2	230/27,5/1 1	40	1983	
ПС 110 кВ						
57	ПС 110 кВ Анновка	T-1	115/11	2,5	2003	-/-
		T-2	115/11	2,5	1990	0,24/0,04
58	ПС 110 кВ БАМ	T-1	115/38,5/1 1	6,3	1978	1,28/-
		T-2	115/38,5/1 1	6,3	1978	0,22/2,25
59	ПС 110 кВ Бурейск	T-1	115/38,5/6, 6	16	1976	7,3/-
		T-2	115/38,5/6, 6	16	1976	6,0/6,83

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
60	ПС 110 кВ Буряя/т	T-1	115/27,5/1 1	40	1983	11,8/14,8
		T-2	115/27,5/1 1	40	1983	
61	ПС 110 кВ Владими- ровка	T-1	115/11	10	2011	2,47/1,27
		T-2	115/11	10	2011	2,91/-
62	ПС 110 кВ Возжаевка	T-1	115/38,5/1 1	16	1981	6,14/2,39
		T-2	115/38,5/1 1	16	1981	-/-
63	ПС 110 кВ Волково	T-1	115/38,5/1 1	10	1972	5,86/3,49
		T-2	115/38,5/1 1	10	1975	7,35/-
64	ПС 110 кВ Горная	T-1	110/38,5/6, 3	6,3	1978	0,14/-
		T-2	110/38,5/6, 6	6,3	1978	-/0,04
65	ПС 110 кВ Дамбуки	T-1	115,5/38,5/ 6,6	10	1990	3,046/-
		T-2	115,5/38,5/ 6,6	10	1990	0,945/0,44 1
66	ПС 110 кВ Дачная	T-1	115/11	10	2010	3,29/2,05
		T-2	115/11	10	1996	5,78/-
67	ПС 110 кВ Дим	T-1	115/38,5/1 1	10	1983	1,38/0,43
		T-2	115/38,5/1 1	10	1983	-/-
68	ПС 110 кВ Западная	T-1	115/38,5/1 1	40	1974	27,34/15,2 9
		T-2	115/38,5/1 1	40	1974	10,15/5,95
69	ПС 110 кВ Ивановка	T-1	115/38,5/1 1	16	1988	8,52/3,40
		T-2	115/38,5/1 1	10	1971	-/-
70	ПС 110 кВ Игнатьево	T-1	115/38,5/1 1	6,3	1981	0,72/0,36
		T-2	115/38,5/1 1	6,3	1981	1,05/0,65

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
71	ПС 110 кВ Кирпичная	T-1	115/11	16	1985	4,9/0,78
		T-2	115/11	16	1986	-/-
72	ПС 110 кВ Коболдо	T-1	115/38,5/6, 6	25	1990	4,94/6,77
		T-2	115/38,5/6, 6	25	1990	-/-
73	ПС 110 кВ Коопера- тивная	T-1	115/11	6,3	1992	2,17/0,75
		T-2	115/11	6,3	1992	1,48/0,82
74	ПС 110 кВ Мехзавод	T-1	115/10,5/1 0,5	25	2006	0,38/0,18
		T-2	115/10,5/1 0,5	40	1986	-/-
75	ПС 110 кВ Михайлов- ка	T-1	115/38,5/1 1	10	1978	3,05/2,98
		T-2	110/38,5/1 1	6,3	1965	-/-
76	ПС 110 кВ Некрасовка	T-1	115/38,5/1 1	6,3	1967	0,47/0,20
		T-2	115/38,5/1 1	5,6	1961	-/-
77	ПС 110 кВ Новая	T-1	115/10,5/1 0,5	40	1982	10,66/6,39
		T-2	115/10,5/1 0,5	25	1982	5,83/5,74
78	ПС 110 кВ НПС-21	T-1	115/11	10	2009	4,7/9,0
		T-2	115/11	10	2009	5,3/0
79	ПС 110 кВ Озерная	T-1	110/38,5/1 1	10	1993	1,53/0,75
		T-2	110/38,5/1 1	6,3	1993	-/-
80	ПС 110 кВ Октябрь- ская	T-1	115/38,5/6, 6	6,3	1978	1,04/0,27
		T-2	112/38,5/6, 3	15	1968	-/-
81	ПС 110 кВ Пионер	T-1	115/38,5/6, 6	40	2009	17,22/14,2 5
		T-2	115/38,5/6, 6	40	2009	14,4/11

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
82	ПС 110 кВ Полевая	T-1	115/38,5/1 1	10	1972	1,79/0,76
		T-2	115/38,5/1 1	10	1972	-/-
83	ПС 110 кВ Портовая	T-1	115/11	16	2005	4,09/3,21
		T-2	115/11	16	2005	4,68/3,57
84	ПС 110 кВ Поярково	T-1	115/38,5/1 1	10	1983	4,57/3,41
		T-2	115/38,5/1 1	10	1983	3,6/-
85	ПС 110 кВ Птицефаб- рика	T-1	115/38,5/1 1	10	1979	2,25/1,60
		T-2	115/38,5/1 1	10	1980	1,56/1,81
86	ПС 110 кВ Раздольное	T-1	115/38,5/1 1	10	1990	5,37/-
		T-2	115/38,5/1 1	10	1990	/0,85
87	ПС 110 кВ Ромны	T-1	115/38,5/1 1	10	1988	2,80/1,75
		T-2	115/38,5/1 1	10	1988	-/-
88	ПС 110 кВ Северная	T-1	115/11	25	2011	9,69/4,86
		T-2	115/11	25	2011	5,44/2,61
89	ПС 110 кВ Се- лемджинск	T-1	115/11	6,3	1987	0,05/0,03
90	ПС 110 кВ Сергеевка	T-1	115/38,5/1 1	10	1979	5,68/-
		T-2	115/38,5/1 1	10	1980	-/1,34
91	ПС 110 кВ Серышево	T-1	115/38,5/1 1	16	1989	5,95/6,89
		T-2	115/38,5/1 1	16	1990	5,76/-
92	ПС 110 кВ Сетевая	T-1	115/38,5/1 1	40	2009	12,62/-
		T-2	115/38,5/1 1	40	2004	33,94/27,3 9

Продолжение таблицы 1.5.1

1	2	3	4	5	6	7
93	ПС 110 кВ Силикатная	T-1	115/38,5/1 1	10	1989	2,02/2,34
		T-2	115/38,5/1 1	10	1989	5,27/-
94	ПС 110 кВ Стойба	T-1	115/38,5/1 1	10	1966	0,28/-
		T-2	115/38,5/1 1	6,3	1992	-/0,10
95	ПС 110 кВ Среднебе- лая	T-1	115/38,5/1 1	16	1987	3,77/3,0
		T-2	115/38,5/1 1	16	1987	4,1/-
96	ПС 110 кВ Тамбовка	T-1	115/11	10	1991	-/4,48
		T-2	115/11	25	1988	8,33/-
97	ПС 110 кВ Узловая	T-1	115/38,5/1 1	25	1985	8,53/-
		T-2	115/38,5/1 1	25	1990	3,4/-
98	ПС 110 кВ Чигири	T-1	115/10,5/1 0,5	40	1986	-/1,18
		T-2	115/11	25	1979	13,48/5,22
99	ПС 110 кВ Централь- ная	T-1	115/38,5/1 1	25	1977	17,11/4,35
		T-2	115/38,5/1 1	25	1971	7,78/11,14
100	ПС 110 кВ Эльга	T-1	115/10,5/1 0,5	40	1990	-/-
		T-2	115/10,5/1 0,5	40	2012	8,21/13,07
101	ПС 110 кВ Маломыр	T-1	115/38,5/6, 6	16	2010	18,17/14,2 4
		T-2	115/38,5/6, 6	16	2010	
102	ПС 110 кВ Албын	T-1	115/38,5/6, 6	25	2012	5,75/2,67
		T-2	115/38,5/6, 6	25	2012	9,68/12,52

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

2.1 Исследование материалов по тематике предмета исследования

Изучение способов регулирования напряжений поднимался и изучался в работах [27] – [30]; исследование функциональных особенностей и способов интеграции FACTS устройств в современные электроэнергетические комплексы проводили авторы работ [10], [23] – [25]; способы реализации управляемой межсистемной связи были представлены и смоделированы в работах [15] – [18]; для анализа установившихся электроэнергетических режимов применялись методики описанные в трудах [39] – [42].

Произведем анализ информации, излагаемую в применяемых источниках.

В источниках [1] – [5] авторы показывают современное состояние показателей надёжности силовых трансформаторов, способы регулирования напряжений в электрических сетях на современном уровне. Описаны правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Четко и последовательно описаны требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

В работах [6] – [10] анализируются возможности использования электронных автоматических регуляторов в качестве объекта управления централизованной системы автоматического регулирования напряжений. Перспективы использования регуляторов в таком качестве рассматриваются на примере объединенной энергосистемы Востока.

В работе представлены разработанные алгоритмы управления от ЦС АРЧМ объединенной энергетической системы Востока в координации системами регулирования ОЭС Сибири и Запада, обеспечивающие эффективное и безопасное использование электронных регуляторов напряжения.

Для возможности обмена активной мощностью между регионами ОЭС

Востока предусматривается их связь посредством множества автотрансформаторных связей на электрических станциях.

Использование автоматических регуляторов обеспечит возможность взаимного обмена активной мощностью без просадок по напряжению, что повысит надежность электроснабжения прилегающих к местным ПС районов. К тому же, автоматический регулятор обладает маневренностью, обеспечивающей малую инерционность изменения значения и угла напряжения.

Представленные характеристики регуляторов определяют интерес использования их для задач автоматического вторичного регулирования. Вставку планируется ввести как новый объект регулирования напряжений с управлением от ОЭС Востока в координации с прилегающими ОЭС.

Проведенные исследования показали эффективность использования автоматических регуляторов в качестве объекта управления и контроля напряжений. Малая инерционность регуляторов позволяет быстро реагировать на изменение баланса в энергосистеме, повышая качество регулирования напряжения в ней. Значительный диапазон изменения мощности, передаваемой через сетевые объекты, расширяет регулировочные возможности системы, обеспечивая возможность компенсации больших небалансов мощности в энергосистеме, снятия перегрузок в контролируемых сечениях и восстановления резервов на регулирующих ГЭС.

Авторы работ [20] – [28] описывают краткую историю развития высоковольтной преобразовательной техники для электроэнергетики РФ. Приводятся примеры реализации линий электропередач постоянного тока 220 кВ Кашира – Москва (демонтирована после проведения опытной промышленной эксплуатации), 800 кВ Волгоградская ГЭС – Донбасс (не действует в настоящее время из-за вывода из эксплуатации ртутных вентилей на украинской подстанции), в 1987 – 1990 годах было изготовлено и смонтировано оборудование электропередачи 1500 кВ Экибастуз – Тамбов, которое позже было демонтировано после распада СССР. В настоящее время. В настоящее успешно

работает вставка постоянного тока Россия – Финляндия на ПС 400 кВ Выборгская.

Авторами приводится описание модели функционирования устройств автоматического управления, требования, предъявляемые к организации несинхронной связи двух ОЭС, перспективы дальнейшего укрепления межсистемных связей путем применения аналогичных комплексов в Амурской области.

Перед коллективами ученых, строителей, эксплуатационников стоит задача своевременно ввести в строй уникальный электросетевой объект, представляющий собой сверхсовременный, активный, интеграционный элемент интеллектуальной энергосистемы, созданный исключительно на базе отечественных разработок. Успешное решение этой задачи позволит подтвердить статус нашей страны как одной из ведущих в области разработки и применения высоковольтной преобразовательной техники для электроэнергетики.

К основным выводам и результатам работы [2] можно отнести:

1) На основе анализа характеристик основных элементов гибких электропередач переменного тока (FACTS), основой которых является статический источник (генератор и/или потребитель) реактивной мощности (ИРМ), дана оценка возможностей их применения в современной электроэнергетике при решении следующих актуальных задач: регулирования напряжения; симметрирования нагрузки; повышения предела динамической устойчивости; демпфирования различных колебаний в ЭЭС; ограничения временных перенапряжений; компенсации реактивной мощности на преобразовательных подстанциях электропередач и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ); повышения пропускной способности ЛЭП.

2) На основе сравнительного анализа эффективности различных устройств FACTS в зависимости от решаемых задач (управления потоками мощности, управления напряжением, обеспечения статической или динами-

ческой устойчивости) разработаны рекомендации по их использованию в ЭЭС России и приведены примеры их применения.

3) На основе исследований основных характеристик силовых полупроводниковых устройств для мощных преобразователей на полностью управляемых ключах показана возможность их применения для построения высокоскоростных преобразователей электроэнергетического назначения, в том числе, применяемых в устройствах FACTS.

4) Разработаны и исследованы принципы управления активной фильтрацией на основе элементов силовой электроники для решения проблем повышения качества электроэнергии в ЭЭС.

5) На основе анализа и исследований методов и инструментальных средств расчета режимов функционирования ЭЭС для определения эффективности устройств FACTS предложен унифицированный подход, который объединяет переменные состояния ЭЭС без управляемого силового оборудования и переменные состояния, описывающие данное управляемое силовое оборудование (устройства FACTS) в единое множество состояний, обеспечивающий описание исследуемого объекта в единой системе координат и сохранение квадратической сходимости итеративных решений при использовании алгоритма Ньютона–Рафсона.

6) Для решения задачи демпфирования колебаний напряжения предложен модальный подход к синтезу управления ЭЭС с устройствами FACTS, заключающийся в преобразования уравнений линейной модели ЭЭС к диагональному виду.

7) Разработаны рекомендации по применению устройств FACTS на межсистемных связях ОЭС Урала, Средней Волги и Центра, что позволит получить следующий технический эффект: увеличить максимально допустимый переток мощности в межсистемном сечении ОЭС Урала – ОЭС Средней Волги, Центра на 340 МВт в сторону ОЭС Центра и на 520 МВт в сторону ОЭС Урала; перераспределить перетоки мощности по ВЛ 500 и 220 кВ, входящих в межсистемное сечение, уменьшив на 10 % загрузку последних.

В работах [30] – [35] получены результаты по нескольким направлениям:

1) На примере строящейся линии электропередачи 220 кВ исследованы режимы работы в одной системе нескольких устройств компенсации различных типов. На основании моделирования предложены три способа совместного регулирования РПН на силовых трансформаторах, с целью обеспечить рациональное использование установленных мощностей. Применение двух устройств с различным быстродействием и регулированием по одному параметру обеспечивает стабильное поддержание уровня напряжения.

Данные принципы регулирования универсальны и могут быть распространены на более современные устройства.

2) Для анализа работы устройств регулирования и влияния токов нагрузки на напряжения системы была усовершенствована расчетная модель фликерметра. На основании устаревшей модели, построена система измерения доз фликера позволяющая получить результаты непосредственно во время моделирования. Данная система была проверена на соответствие требованиям нового государственного стандарта и показала отклонение результатов не более 5% на всем диапазоне частот колебаний.

3) На примере строящихся связей в Амурской области и России в целом исследованы режимы работы в одной системе нескольких устройств компенсации различных типов. На основании моделирования предложены три способа совместного регулирования РПН силовых трансформаторов, с целью обеспечить рациональное использование установленных мощностей. Применение двух устройств с различным быстродействием и регулированием по одному параметру обеспечивает стабильное поддержание уровня напряжения.

4) Выявлены особенности работы датчиков составляющих тока при их работе с несинусоидальными сигналами. Проведена адаптация алгоритмов управления ЭБУ с РПН АТ и проведено сравнение эффективности работы различных силовых схем при одинаковом методе регулирования. Предложе-

ны усовершенствования применяемых алгоритмов управления и проанализирована их эффективность. Это позволило понять, какие преимущества могут быть достигнуты за счет схемного решения (быстродействие, точность, использование запасенной энергии) и какие требования при этом возлагаются на систему регулирования.

Резюмируя работы [37] – [42], можно выделить основные мысли авторов, что реализация межсистемных эффектов в ЕЭС России требует развития сетей 220 - 500 кВ с системообразующими связями в ОЭС Сибири, Урала, Средней Волги и Северного Кавказа, усиление системообразующих связей между ОЭС Северо–Запада и Центра путем строительства дополнительной линии электропередачи 750 кВ, а также строительство новой линии 1150 кВ Сибирь – Урал – Поволжье – Центр.

Обеспечение надежности электроснабжения потребует технического перевооружения электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже.

В связи с этим возрастает роль устройств автоматического регулирования напряжений. Перед регуляторами, применяемыми, как правило, в электрических сетях 10 и 35 кВ, ставится задача обеспечения необходимого напряжения не только в узлах нагрузки, а также возможности управления в системообразующих сетях.

Ведущие мировые компании (ABB, Siemens, GEC Alstom и др.) освоили производство и осуществляют, начиная с 1974 г., поставки современных устройств РПН для использования в электрических сетях энергосистем и промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой. В России аналогичные разработки были начаты в начале 80–х годов в АО ВНИИЭ, ВИЭ и ZTR. К настоящему времени АО ВНИИЭ совместно с Научно–производственным центром «Энерком» и заводами России освоили производство широкой номенклатуры статических и динамических регуляторов напряжения и осуществляют комплексную поставку оборудования на энергетические объекты России и за рубежом.

В числе основных стратегических направлений развития электроэнергетики России предусматривается:

- 1) Обновление и развитие объектов электроэнергетики для производства, транспорта и распределения энергии на базе новых технологий;
- 2) Повышение эффективности использования электрической энергии потребителем;
- 3) Развитие Единой энергосистемы России и интеграция ее с энергосистемами других стран.

Авторы работ [15] – [18] показывают, что с момента реструктуризации РАО «ЕЭС России», создания рынка электрической энергии наряду с известными преимуществами создало и обострило проблемы, связанные с повышением эффективности использования существующих межсистемных связей и обеспечением их статической и динамической устойчивости:

- 1) Недостаточная пропускная способность межсистемных линий электропередачи ограничивает возможность параллельной работы ЕЭС России с отдельными энергосистемами (ОЭС Сибири, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Востока и др.), создает проблему «запертых» мощностей ряда электростанций (Печорской ГРЭС, Кольской АЭС и др.).

- 2) Неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям электропередачи различного класса напряжения вызывает рост потерь в сетях, а также ведет к недоиспользованию существующего оборудования электрических сетей.

- 3) Слабая управляемость электрических сетей и недостаточный объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности снижает надежность работы ЕЭС.

Одним из путей повышения эффективности работы межсистемных связей, особенно в условиях либерализации рынка электрической энергии является использование управляемых межсистемных связей. Управляемые, или гибкие, межсистемные связи (УМС) – это связи, режим которых может быть задан вне зависимости от режимов работы любых других элементов связыва-

емых электрических систем и управляется автоматически или по заданному закону. Применение их позволяет осуществлять независимое ведение режимов по частоте и напряжению в объединенных энергосистемах, локализацию возмущений в пределах одной части энергосистемы, «развязку» объединяемых энергосистем по токам короткого замыкания и, соответственно, сохранение на существующем уровне их величины. Указанные свойства приобретают особую ценность при решении задач повышения эффективности межсистемных связей. УМС наиболее полно удовлетворяют условиям межгосударственного и межрегионального обмена электроэнергией, в том числе, и при различии стандартов ее качества.

Варианты построения УМС можно разделить на три группы: электромашинные устройства, устройства на основе высоковольтных полупроводниковых элементов и устройства на основе ферромагнитных управляемых элементов. В результате проведенных экспериментов авторами была разработана математическая модель связи на основе трехфазных фазоинвертирующих трансформаторов, которая позволяет исследовать процессы в установившихся и переходных режимах, и может быть использована для синтеза алгоритмов и структуры системы управления. Применение трехфазных фазоинвертирующих трансформаторов для создания межсистемной связи позволяет повысить надежность межсистемной связи и улучшить ее технико-экономические показатели.

При проектировании и оценке эффективности работы любого рода регуляторов требуется исчерпывающий анализ взаимодействия устройства с примыкающей сетью. Один из способов проведения такого анализа – моделирование в системах реального времени. Такое моделирование должно предшествовать системным испытаниям, что позволяет снизить материальные риски, связанные с проведением системных испытаний в реальной сети. Тестирование в режиме реального времени также может быть использовано при выборе оптимальной структуры системы регулирования напряжений, ра-

ботающего в условиях реальной сети, отладка и оптимизация алгоритмов регулирования, выбор настроек регуляторов и установок систем защит.

Продемонстрированы результаты разработки модели электронного регулятора с помощью программного комплекса Real Time Digital Simulator (RTDS). Указаны особенности моделирования силового оборудования в системе реального времени, связанные с расчетом участков схемы с разными шагами. Описаны структура и принципы действия системы регулирования и защит моделируемой системы регулирования. Показаны результаты тестирования модели с параметрами схемы регуляторов при различных воздействиях со стороны энергосистемы при упрощенной модели примыкающей сети.

Описание программно–аппаратных комплексов, применяемых в работе ПВК «*RastrWin3*».

Вследствие сложности и масштабности рассматриваемых эквивалентов энергосистем для расчета электроэнергетических режимов в них будем использовать ПВК «*RastrWin3*». Дадим краткое описание структуры программы и ее основных функций.

Программный комплекс *RastrWin3* предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем, кроме того ПВК позволяет определять значения токов короткого замыкания на любом элементе расчётной модели.

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной *RastrWin3*. Для этого необходимо:

- 1) Нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- 2) Пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы;
- 3) Для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- 4) Для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления;

5) Для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} - Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) модуль напряжения ($V_{зд}$).

6) При наличии в узле шунтов на землю – батареи статических конденсаторов (БСК) или шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в микросименсах) и нанести на схему;

7) Для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);

8) Для трансформаторов определить сопротивление $R+jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G+jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему;

9) Автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации;

10) При наличии в сети группы параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе;

11) Определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

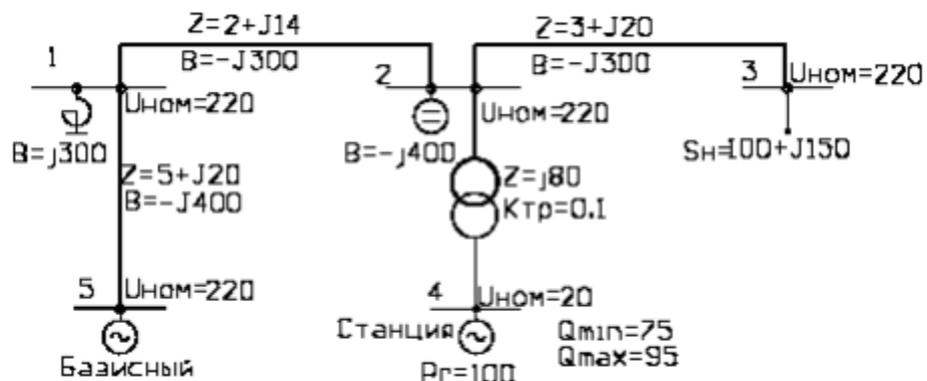


Рисунок 2.1.1 – Пример расчётной схемы

Расчет режима в ПВК «RastrWin3» производится на основе итерационного метода Ньютона, при этом максимальное число итераций может быть изменено пользователем.

При расчете режима решаются уравнения баланса мощностей в полярных координатах, представленные на рисунке 2.1.2.

$$\varphi_i = -g_{ii}V_i^2 + \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - P_i^{\text{Har}}(V_i, f) + P_i^{\text{Gen}}(f) = 0, i \in \overline{1, N};$$

$$\psi_i = -b_{ii}V_i^2 - \sum_{j \in A_i} V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) - Q_i^{\text{Har}}(V_i, f) + Q_i^{\text{Gen}}(f) = 0, i \in \overline{1, N_{\text{Har}}}.$$

Рисунок 2.1.2 – Уравнения баланса мощностей

По способу задания исходных данных различают три типа узлов:

Таблица 2.1.1 – Типы узлов в ПВК «RastrWin3»

Дано	Найти	Тип
1	2	3
P_i, Q_i	V_i, δ_i	Нагрузка, PQ–тип
V_i, δ_i	P_i, Q_i	Балансирующий, Vδ–тип
P_i, V	Q_i, δ_i	Идеальный генератор, PV–тип

При решении системы уравнения баланса активной мощности записываются для узлов PQ– и PV–типов. Уравнения баланса реактивной мощности записываются только для узлов PQ–типа. Соответственно неизвестными являются углы напряжений в узлах PQ–, PV–типов и модули напряжений в узлах PQ–типа. Активная мощность в узлах Vδ–типа и реактивная мощность в узлах Vδ– и PV–типов определяется после окончания итерационного решения непосредственной подстановкой во второе уравнение системы уравнений баланса мощностей, найденных V и δ .

При расчете режима возможна ситуация, когда балансировка режима не осуществлена (аварийное окончание расчета). Это может возникнуть в двух случаях: либо установившийся режим не существует, либо режим существует, но итерационный процесс расчета расходится по тем или иным при-

чинам. В последнем случае расходимость итерационного процесса обычно связана с «плохим» начальным приближением модулей и углов напряжений. Такое начальное приближение может возникнуть в следующей ситуации: расчет режима завершился аварийно, но после коррекции исходных данных он повторяется. Тогда программа предлагает восстановить номинальные напряжения, при отрицательном ответе на этот вопрос программа начнет расчет, вероятно, с очень плохого начального приближения, что может привести к потере сходимости на первых итерациях.

В RastrWin3 расчет режима прекращается по следующим причинам:

- 1) Напряжение в одном из узлов оказалось ниже, чем $0,5 U_{ном}$;
- 2) Напряжение в одном из узлов оказалось больше, чем $2 U_{ном}$;
- 3) Угол по одной из линий больше 90° ;
- 4) Число итераций превысило предельно допустимое.

Комплекс программ АРМ СРЗА

АРМ СРЗА представляет собой современный программный продукт, предназначенный для выполнения большого объема задач, таких как расчет всех возможных типов коротких замыканий, определения мест повреждений, расчет уставок устройств РЗА и многих других.

Данный комплекс программ АРМ СРЗА состоит из 11 приложений:

- 1) Графический редактор схем замещения электрической сети
- 2) Программа подготовки файла коррекции
- 3) Программа расчета электрических величин при повреждениях сети
- 4) Программа расчета ТКЗ по месту повреждения
- 5) Релейная защита
- 6) ПАЗ (Программа Анализа срабатывания Защит)
- 7) Программа расчета эквивалентов сети
- 8) Программа создания новой сети на базе эквивалента
- 9) Программа расчета параметров производной схемы замещения при повреждениях любой сложности
- 10) Программа построения таблиц ОМП

11) Программы определения мест повреждений ОМП

При выполнении работы использовался модуль для расчетов токов короткого замыкания. Используемые программой методы расчетов позволяют определять начальные значения периодической слагающей полного тока КЗ (сверхпереходной ток) как основной расчетной величины для выбора параметров устройств релейной защиты и автоматики.

Аналогично ПВК «RastrWin3», в АРМ СРЗА для создания расчетной модели используются разделы «ветви» и «узлы», а для наглядного восприятия создаваемой схемы и удобного способа взаимодействия с программным комплексом используется графический редактор.

Возможности АРМ СРЗА позволяют пользователю:

- 1) Производить расчеты электрических величин в диалоговом режиме, указывая непосредственно на схеме замещения сети место повреждения, вид повреждения и коммутируемые элементы;
- 2) Формировать протокол произведенных расчетов автоматически или по желанию пользователя регулировать объем и форму результатов расчетов;
- 3) Производить расчеты в сети с, практически, неограниченным числом узлов сети;
- 4) Очно учитывать ветви с нулевыми сопротивлениями (выключатели). При этом число их не ограничено, и эти ветви могут образовывать замкнутые контура. Расчет токов в ветвях с нулевыми сопротивлениями ведётся в два этапа. На первом этапе расчёт ведётся в основной сети со значениями сопротивлений выключателей равными нулю. На втором этапе отдельно рассчитывается замкнутый контур из выключателей в предположении равенства сопротивлений всех входящих в группу выключателей;
- 5) Производить расчет для любого однократного и любого сколь угодно сложного вида повреждения сети, в том числе и с учетом нагрузочного режима;

6) Производить расчет тремя способами, не прерываясь до конца во всей сети, по шагам во всей сети, останавливаясь после каждого расчёта и через эквивалентирование.

7) Использовать для анализа векторную диаграмму и калькулятор комплексных величин;

8) Выводить графики электрических величин при скольжении КЗ вдоль линии;

9) Вводить в список электрических величин произвольные формулы.

Для работы с диалоговой программой расчета электрических величин используется сеть, подготовленная графическим редактором АРМ СРЗА.

Разработано два способа формирования задания для работы с модулем: диалоговое формирование задания и расширенный формат задания для расчёта.

Диалоговое формирование задания для расчёта предполагает использовать для этих целей только меню узла, меню ветви и меню поля чертежа.

Расширенный формат задания для расчёта использует язык приказов, этот режим использует все возможности ТКЗ–Д.

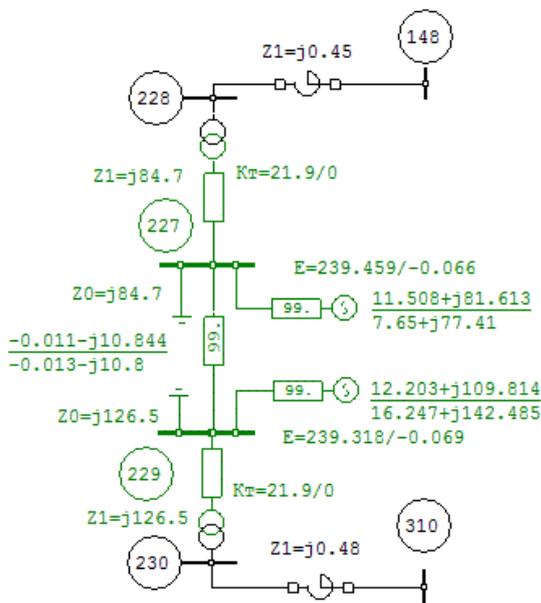


Рисунок 2.1.3 – Графическое изображение участка сети в АРМ СРЗА

PTC MathCad 15

Mathcad — система компьютерной алгебры из класса систем автоматизированного проектирования, ориентированная на подготовку интерактивных документов с вычислениями и визуальным сопровождением, отличается лёгкостью использования и применения для коллективной работы.

Mathcad имеет интуитивный и простой для использования интерфейс пользователя. Для ввода формул и данных можно использовать как клавиатуру, так и специальные панели инструментов.

Работа осуществляется в пределах рабочего листа, на котором уравнения и выражения отображаются графически, в противовес текстовой записи в языках программирования. При создании документов–приложений используется принцип WYSIWYG (What You See Is What You Get — «что видишь, то и получаешь»).

Несмотря на то, что эта программа, в основном, ориентирована на пользователей, не являющихся программистами, Mathcad также используется в сложных проектах, чтобы визуализировать результаты математического моделирования путём использования распределённых вычислений и традиционных языков программирования. Также Mathcad часто используется в крупных инженерных проектах, где большое значение имеет трассируемость и соответствие стандартам.

Mathcad содержит сотни операторов и встроенных функций для решения различных технических задач. Программа позволяет выполнять численные и символьные вычисления, производить операции со скалярными величинами, векторами и матрицами, автоматически переводить одни единицы измерения в другие.

Среди возможностей Mathcad можно выделить:

- 1) Решение дифференциальных уравнений, в том числе и численными методами;
- 2) Построение двумерных и трёхмерных графиков функций (в разных системах координат, контурные, векторные и т. д.);

- 3) Использование греческого алфавита как в уравнениях, так и в тексте;
- 4) Выполнение вычислений в символьном режиме;
- 5) Выполнение операций с векторами и матрицами;
- 6) Символьное решение систем уравнений;
- 7) Аппроксимация кривых;
- 8) Выполнение подпрограмм;
- 9) Поиск корней многочленов и функций;
- 10) Проведение статистических расчётов и работа с распределением вероятностей;
- 11) Поиск собственных чисел и векторов;
- 12) Вычисления с единицами измерения;
- 13) Интеграция с САПР – системами, использование результатов вычислений в качестве управляющих параметров;

Основное отличие Mathcad от аналогичных программ – это графический, а не текстовый режим ввода выражений. Для набора команд, функций, формул можно использовать как клавиатуру, так и кнопки на многочисленных специальных панелях инструментов. В любом случае – формулы будут иметь привычный, аналогичный книжному, вид. То есть особой подготовки для набора формул не нужно. Вычисления с введенными формулами осуществляются по желанию пользователя: или мгновенно, одновременно с набором, либо по команде. Обычные формулы вычисляются слева направо и сверху вниз. Любые переменные, формулы, параметры можно изменять, наблюдая воочию соответствующие изменения результата. Это дает возможность организации действительности интерактивных вычислительных документов.

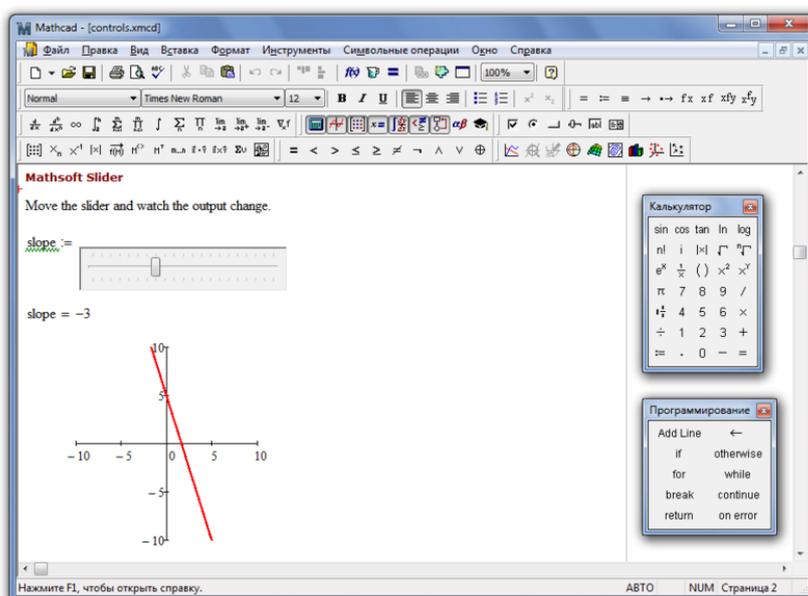


Рисунок 2.1.4 – Интерфейс РТС MathCad 15

Одной из задач магистерской диссертации является оценка современного состояния регулирования уровней напряжения в контрольных пунктах энергосистем России.

Процесс регулирования напряжения – его намеренное изменение в целях технически допустимых условий работы системы электроснабжения или увеличения ее экономичности.

Задача регулирования напряжения – обеспечение нормальных технических условий и экономичности совместной работы электросетей и производственных механизмов. В сети каждой ступени трансформации напряжения, оно должно быть в соответствующих пределах.

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивления цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений.

Причинами этого являются:

- потери напряжения, вызываемые токами нагрузки (изменение активной мощности от минимального до максимального значения вызывает большие изменения потерь напряжения во времени),
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов,

– неправильно построенные схемы сетей.

Регулирование напряжения заключается в выполнении следующих мероприятий:

- 1) Выбор средств регулирования, регулировочных диапазонов ступеней регулирования;
- 2) Выбор мощности и места установки регулирующих устройств в сети;
- 3) Выбор системы автоматического регулирования.

При этом надо выполнять технические требования и выбирать экономически выгодное решение. Задача регулирования напряжения обеспечивается регулируемыми и компенсирующими устройствами.

Перспективы развития ФСК и холдинга МРСК связаны с внедрением технологий активно-адаптивных сетей. Это предполагает значительное повышение темпов сбора технологической информации в автоматизированных системах управления, особенно в АСУ ТП подстанций, что, в свою очередь, связано с повышением требований к интеллектуальным электронным устройствам [30].

2.2 Способы регулирования напряжения в электрических сетях

Регулирование и контроль напряжения осуществляется на объектах электроэнергетики, в том числе в контрольных пунктах, определяемых субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевыми организациями [3].

Наибольшие рабочие напряжения для ЛЭП и электросетевого оборудования в условиях эксплуатации определяются в соответствии с ГОСТ Р 57382-2017, и данными организаций - изготовителей оборудования.

В инструктивных документах, разработанных и утвержденных в соответствующем ДЦ, ЦУС, для соответствующего объекта (группы объектов) электроэнергетики (далее - местные инструкции), должны указываться:

- допустимые по величине и длительности повышения напряжения для различного вида оборудования, учитывающие требования, а также данные организаций - изготовителей оборудования;

- минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в контрольных пунктах.

Персонал, осуществляющий регулирование напряжения, должен выполнять оценку прогнозируемого недопустимого снижения или повышения напряжения с учетом прогнозируемого изменения потребления, топологии электрической сети, перетоков активной и реактивной мощности, а также состава генерирующего оборудования на электростанциях и средств компенсации реактивной мощности.

Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения напряжения должна осуществляться с соблюдением следующих требований:

1) При прогнозировании недопустимого снижения напряжения диспетчерский и оперативный персонал, осуществляющий регулирование напряжения, заблаговременно должен отдать команды на:

- отключение шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих только в режиме потребления реактивной мощности;

- включение находящихся в резерве и запрет вывода в ремонт СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;

- изменение коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН;

- запрет вывода в ремонт ЛЭП, отключение которых приводит к недопустимому снижению напряжения;

- ввод в работу ЛЭП, включение которых приводит к повышению напряжения;

- изменение состава включенного генерирующего оборудования электростанций с целью обеспечения увеличения выдачи реактивной мощности и (или) повышения напряжения за счет перераспределения перетоков активной мощности.

2) При снижении напряжения в контрольных пунктах ниже нижней границы графика напряжения персонал, осуществляющий регулирование напряжения, на основании данных автоматизированных систем диспетчерского (технологического) управления, опроса диспетчерского и оперативного персонала должен выяснить причины снижения напряжения и принять меры к повышению напряжения посредством:

- увеличения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования и СКРМ;
- отключения шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих только в режиме потребления реактивной мощности;
- включения находящихся в резерве СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН.

3) При снижении напряжения ниже минимально допустимого дополнительно персонал, осуществляющий регулирование напряжения, должен:

- увеличить загрузку генерирующего оборудования и СКРМ по реактивной мощности до уровня разрешенных аварийных перегрузок с реализацией мероприятий, предотвращающих отключение генерирующего оборудования защитами от перегрузки тока ротора и (или) статора и отключение СКРМ технологическими защитами;
- снизить перетоки активной мощности по ЛЭП;
- разгрузить генерирующее оборудование по активной мощности и дополнительно загрузить его по реактивной мощности.

4) Если проведение мероприятий не обеспечило повышения напряжения до минимально допустимого, персоналом, осуществляющим регулирование напряжения, должны вводиться в действие ГВО.

5) При использовании перегрузочной способности генерирующего оборудования (СКРМ) необходимо учитывать разгрузку оперативным персоналом электростанций (подстанций), генерирующего оборудования (СКРМ)

до номинальных токов статора и ротора (оборудования) при истечении допустимой длительности перегрузки.

б) Если действия не привели к повышению напряжения на шинах собственных нужд электростанции выше аварийно допустимого, для предотвращения нарушения нормального режима механизмов СН и полного останова генерирующего оборудования электростанции необходимо осуществить выделение электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой при снижении напряжения оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой. Указанные действия должны производиться в соответствии с инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

После выделения электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал должен обеспечить надежную работу основного и вспомогательного оборудования, а также механизмов собственных нужд.

Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения напряжения должны осуществляться с соблюдением следующих требований:

1) При прогнозировании недопустимого повышения напряжения, диспетчерский и оперативный персонал, осуществляющий регулирование напряжения, заблаговременно должен отдать команды на:

- включение находящихся в резерве и запрет вывода в ремонт шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих в режиме потребления реактивной мощности;

- отключение СКРМ, работающих только в режиме выдачи реактивной мощности;

- запрет вывода в ремонт ЛЭП, отключение которых приводит к недопустимому повышению напряжения;
- перевод генерирующего оборудования в режим синхронного компенсатора;
- изменение коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН;
- изменение состава включенного генерирующего оборудования электростанций с целью обеспечения увеличения потребления реактивной мощности и (или) снижения напряжения за счет перераспределения потоков активной мощности.

2) При повышении напряжения в контрольных пунктах выше верхней границы графика напряжения или на оборудовании объектов электроэнергетики выше наибольшего рабочего напряжения, персонал, осуществляющий регулирование напряжения, на основе данных автоматизированных систем диспетчерского (технологического) управления, опроса диспетчерского и оперативного персонала должен выяснить причины повышения напряжения и принять меры к снижению напряжения посредством:

- снижения загрузки по реактивной мощности СКРМ, в том числе с переводом СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;
- снижения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, или увеличения потребления реактивной мощности генерирующего оборудования, работающего в режиме потребления реактивной мощности;
- включения находящихся в резерве шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих в режиме потребления реактивной мощности;
- отключения СКРМ, работающих только в режиме выдачи реактивной мощности;
- перевода генерирующего оборудования, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;

- перевода генерирующего оборудования в режим синхронного компенсатора с потреблением реактивной мощности;

- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН.

3) При угрозе превышения допустимой длительности работы с напряжением, превышающим наибольшее рабочее значение, персонал, осуществляющий регулирование напряжения, обязан принять дополнительные меры (с учетом времени их реализации) к снижению напряжения посредством:

- разгрузки генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительной разгрузки по реактивной мощности;

- перераспределения потоков активной мощности по ЛЭП;

- вывода в резерв ЛЭП (только выключателями), отключение которых приводит к наибольшему снижению напряжения.

4) При управлении электроэнергетическими режимами необходимо в случае отсутствия данных организации - изготовителя оборудования руководствоваться значениями допустимой кратности повышения напряжения промышленной частоты (линейного и фазного) по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительности.

В соответствии с Правилами предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем [6] выделяют следующие способы регулирования напряжения:

1) Первичное регулирование:

- основное средство ограничения отклонений напряжения;

- осуществляется автоматическими регуляторами возбуждения и автоматическими устройствами управления режимами СКРМ.

2) Вторичное регулирование:

- координирует работу СКРМ и устройств регулирования напряжения и потоков реактивной мощности;

- обеспечивает восстановление диапазонов первичного регулирования;

– осуществляется действиями персонала или автоматически.

3) Третичное регулирование:

– восстанавливает возможности вторичного регулирования;

– оптимизирует уровни напряжения в контрольных пунктах;

– обеспечивает соответствующую настройку устройств управления СКРМ и устройств регулирования напряжения и потоков реактивной мощности.

Таким образом, можно выделить основные технически реализуемые на сегодняшний день способы регулирования напряжения [6]:

1) Регулирование тока возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов в допустимых пределах;

2) Включение / отключение шунтирующих реакторов на электростанциях и подстанциях;

3) Изменение режима работы СКРМ (БСК, СТК, УШР);

4) Изменение коэффициента трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН

5) Отключение в резерв / включение из резерва линий электропередач;

6) Использование источников реактивной мощности потребителей электроэнергии.

В результате разработки автоматических регуляторов напряжения на АТ необходимо принимать значения допустимых интервалов напряжений в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, регламентами и стандартами.

В магистерской диссертации будет предложен блок автоматического регулирования на базе микропроцессорного управления. Блок автоматического регулирования напряжения предназначен для регулирования напряжения электрических сетей с любым способом заземления нейтрали трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 6 - 35 кВ, номинальным током до 1500 А. Характеристики БАРН позволяют использовать его в различных вариантах установки: на подстанциях, распределитель-

ных пунктах, в расщепке линии электропередач в критических точках падения напряжения.

Для возможности дальнейшей оценки работы устройств регулирования напряжения определим допустимые кратковременные повышения напряжения для оборудования различных классов напряжения (Таблицы 2.2.1 и 2.2.2).

Таблица 2.2.1 - Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения от 110 кВ до 330 (400) кВ включительно

Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности t							
	20 минут ¹⁾		20 секунд ²⁾		1 секунд		0,1 секунды	
	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,15		1,35		1,50	2,00	1,58	2,10
Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,15		1,60		1,70	2,20	1,80	2,40

Таблица 2.2.2 Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения 500 кВ и 750 кВ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения ¹⁾ , относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n									
		t	8 часов	3 часа	1 час	20 минут	5 минут	1 минут	20 секунд	1 секунда	0,1 секунды
		n	≤ 200	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
500	Силовые трансформаторы	<u>1,025</u>	<u>1,05</u>	<u>1,075</u>	<u>1,10</u>	<u>1,15</u>	<u>1,20</u>	<u>1,25</u>	<u>1,90</u>	<u>2,00</u>	
		1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,25	1,50	1,58	

Продолжение таблицы 2.2.1

Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,35	2,00	2,08
Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,60	2,20	2,40

В соответствии с [3]:

Количество повышений напряжения длительностью 20 минут не должно быть более 50 в течение одного года.

Количество повышений напряжения длительностью 20 секунд не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Значения в таблицах 2.1.1 и 2.1.2 приведены относительно наибольшего рабочего напряжения.

Для силовых трансформаторов при длительности воздействия напряжения 20 секунд и выше, независимо от приведенных в таблицах 2.1.1 и 2.1.2 значений, повышенные напряжения не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки трансформатора более указанной в межгосударственном стандарте ГОСТ 11677-85

Для выключателей, независимо от приведенных в таблицах * и * значений, повышенные напряжения должны быть ограничены пределами, при которых собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя не превышает значений, указанных в ГОСТ Р 52565-2006

При длительности повышения напряжения t , промежуточной между двумя значениями длительности, приведенными в таблицах 2.1.1 и 2.1.2, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для большего из этих значений длительности.

При $0,1 \text{ секунды} < t \leq 0,5 \text{ секунды}$ допускается повышение напряже-

ния, равное $U_1 \text{секунда} + 0,3(U_{0,1 \text{секунда}} - U_1 \text{секунда})$, где $U_{0,1 \text{секунда}}$ и $U_1 \text{секунда}$ - допустимые повышения напряжения при длительностях t , равных соответственно 1 секунде и 0,1 секунде.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 секунд; 1 минута; 5 минут и 20 минут должен быть не менее 1 часа, длительностью 1 час, 3 часа и 8 часов - не менее 12 часов. Если повышение напряжения длительностью 20 минут имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 часов повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 часа.

Количество допускаемых в течение года повышений напряжения указано в таблицах 2.1.1 и 2.1.2 (для длительностей 0,1 секунда и 1 секунда количество повышений напряжения не регламентировано).

Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 минут и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

2.3 Интеллектуализация процесса регулирования напряжений в электроэнергетике Российской Федерации

Несмотря на то, что ГОСТ [23] допускает отклонение напряжения до 10 %, известно, что отклонение напряжения в электрической сети свыше 5 % влечет к перерасходу электрической энергии, к преждевременному износу электрооборудования и его поломке. Причем негативное влияние как повышенного, так и заниженного напряжения отражается как на электросетевой организации, так и на конечном потребителе электрической энергии [23]. Согласно проведенным исследованиям, на диапазон +5-7,5 % приходится наибольшая частота появления значения установившегося отклонения напряжения [24]. Это свидетельствует о том, что в электрической сети большую часть времени преобладает перенапряжение, что является негативным фактором и подтверждает необходимость осуществления регулирования по напряжению [25].

На данный момент в России автоматизация электрических сетей, а именно создание активноадаптивных электрических сетей, основанных на концепции Smart Grid, является одним из приоритетных научно-технических направлений развития энергетики согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [23]. В то же время в России нет четкого определения, что же такое Smart Grid, в разных источниках трактуют его по-разному, где-то называя эту концепцию «интеллектуальная сеть», где-то «активно-адаптивная сеть» и т. д. [23].

К активно-адаптивной сети можно отнести такие характерные признаки: наличие большего количества датчиков, анализирующих параметры системы; большое количество рабочих органов, позволяющих удаленно изменять параметры сети; наличие двусторонней связи [25].

Учитывая это, при проектировании активноадаптивной системы, важно понимать, что система, прежде всего, основана на заранее заложенном алгоритме работы при различных ситуациях, которые могут возникнуть в процессе ее функционирования [25].

Одной из составляющих активно-адаптивной сети 10/0,4 кВ должна являться система адаптивного автоматического регулирования напряжения (СА-АРН), учитывающая фактическое напряжение на вводах электроприемников, подключенных к ЛЭП 10 кВ. Ее применение увеличит степень автоматизации трансформаторных подстанций, повысит точность регулирования напряжения. Также это даст возможность уменьшить ущербы, связанные с недоотпуском электрической энергии потребителям, повысить энергетическую эффективность распределительных электрических сетей за счет снижения нерационального расхода и потерь электроэнергии и путем увеличения ресурса электрооборудования, как сетей, так и потребителей.

К методам расчета электрической сети можно отнести такие наиболее известные методы, как метод симметричных составляющих, метод междуузлов напряжения (метод двух узлов), [40], метод фазных координат.

Перечисленные методы расчета имеют свои преимущества и недостатки. Так, например, основным преимуществом метода симметричных составляющих относительно метода фазных координат является то, что при его применении требуется меньшее количество информации о рассчитываемой сети, в связи с чем сокращается объем расчётов. Впрочем, и метод симметричных составляющих не является универсальным средством расчёта. Поскольку расчет ведётся симметричными составляющими, то увеличивается погрешность при вычислениях, вызванная тем, что при расчете происходит искусственное выравнивание параметров фаз [40].

В настоящее время развитие компьютерной техники дает возможность использовать метод фазных координат без ограничения, позволяя обрабатывать при расчетах большие объемы информации [40]. Учитывая это, можно сказать, что метод фазных координат стал наиболее удобен при расчете несимметричных режимов в трехфазных цепях. Он позволяет рассчитывать и моделировать трехфазные системы и дает результаты, сопоставимые с результатами расчетов другими методами, и в частности методом симметричных составляющих, что подтверждено в [41]. Так, сравнение результатов расчета с применением метода фазных координат и метода симметричных составляющих [41] показало расхождение всего лишь в 0,05 %. При этом метод фазных координат позволяет получать все необходимые параметры одновременно по трем фазам. Учитывая вышеизложенное, расчет математической модели рационально вести с использованием метода фазных координат [40]. Подробно использование данного метода для сетей 10 кВ и 0,38 кВ рассмотрено в работах Попова Н. М., Солдатов В. А., Олина Д. М., Клочкова А. Н. и других ученых, где приведены приемы по моделированию различных элементов электрической сети. Но метод не использовался при моделировании систем регулирования напряжения, в частности для определения коэффициента регулирования напряжения. В настоящей работе расширяется область применения метода фазных координат для определения коэффициента

регулирования в системах адаптивного автоматического регулирования напряжения.

Главной задачей моделирования системы адаптивного автоматического регулирования напряжения в сети 6-10 кВ является расчет токов и напряжений в различных точках сети в разных режимах ее работы с целью нахождения коэффициента регулирования, на который следует произвести регулирование напряжения. Это регулирование должно быть выполнено таким образом, чтобы обеспечивалось минимально возможное отклонение напряжения на вводах всех электропотребителей, подключенных к рассматриваемой сети.

Регулирование напряжения в сельских электрических сетях производится чаще всего с помощью устройств переключения без возбуждения (ПБВ) и является нерегулярным, недостаточно точным и, кроме того, вызывает ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, связанный с необходимостью отключения силового трансформатора на время выполнения переключений ПБВ.

Данную проблему можно решить, используя автоматические устройства регулирования напряжения под нагрузкой или вольтодобавочные трансформаторы (бустеры) в линиях электропередачи (ЛЭП) низкого напряжения. Но существующие способы такого регулирования используют в качестве входных сигналов значения напряжения в точке установки соответствующих устройств и значения тока нагрузки, подключенной к ТП (или к ЛЭП), что далеко не всегда позволяет выполнять регулирование с достаточной точностью. С учетом того, что сельские ЛЭП имеют часто завышенную, по сравнению с рекомендованной, длину, реальные значения напряжения на вводах потребителей, подключенных к данным ЛЭП, даже при условии автоматического регулирования напряжения, могут выходить за регламентируемые нормативными документами значения.

Применение одного лишь РПН не позволяет считать рассматриваемый способ регулирования адаптивным, поскольку при этом не учитываются значения напряжения на вводе каждого подключенного к сети потребителя и

устройство РПН не реагирует на их изменение. Систему регулирования напряжения с применением РПН можно сделать адаптивной, устранив данный недостаток. Для этого авторами предложен способ автоматического регулирования напряжения на электрической подстанции, который заключается в измерении фактического напряжения на вводах потребителей, их сравнении с ранее заданным значением и выдачей на основании полученных значений корректирующего сигнала на исполнительный механизм привода РПН трансформатора или другого технологического средства изменения напряжения в электрической сети. Данный способ обеспечивает регулирование напряжения в сети с учетом фактических напряжений у потребителей и может использоваться в системе адаптивного автоматического регулирования напряжения [40].

3 АНАЛИЗ СХЕМНО – РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Перед началом проектирования автоматического регулятора напряжения на АТ необходимо определить возможность и необходимость регулирования, а также узлы, в которых необходимо производство регулирования.

Для данного анализа воспользуемся ППК RastrWin 3, который позволит, используя данные контрольных замеров максимумов и минимумов нагрузок выполнить расчет установившегося режима, в результате которого будут определены коэффициенты загрузок силовых трансформаторов и уровни напряжения в сетях потребителей. Таким образом, будут выявлены потенциально «слабые» узлы, нуждающиеся в системе автоматического регулирования напряжений.

Итак, в магистерской диссертации будут рассмотрены следующие узлы энергосистемы:

- ПС 500 кВ Амурская;
- ПС 220 кВ Завитая;
- ПС 220 кВ Благовещенская;
- ПС 220 кВ Магдагачи;
- Свободненская ТЭС;
- и все промежуточные транзитные ПС.

Источники питания в рассматриваемом районе, оказывающее основное влияние на режим работы оборудования:

- Бурейская ГЭС;
- Зейская ГЭС;
- Нижне-Бурейская ГЭС

3.1 Анализ существующего силового оборудования рассматриваемых электростанций и ПС

В ходе магистерской диссертации рассматривается вопрос регулирования напряжений при помощи РПН автотрансформаторов, установленных в

контрольных пунктах, на которых осуществляется регулирование: Зейская ГЭС (шины 220 кВ), Бурейская ГЭС (шины 220 кВ), ПС 500 кВ Амурская (шины 220 кВ), ПС 220 кВ Благовещенская (шины 110 кВ), ПС 220 кВ Хвойная (шины 110 кВ), Райчихинская ГРЭС (шины 110 кВ). В качестве пояснения следует отметить, что регулирование осуществляется на СН АТ.

На основании Приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» [35] (далее – Приказ №340), субъекты электроэнергетики должны предоставлять информацию в соответствии с Перечнем в приложении N1 к Приказу №340 в адрес АО «СО ЕЭС». В частности, должны быть предоставлены параметры и характеристики оборудования электростанций и электрических сетей, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше [14].

Таким образом, на основании данных, полученных в ходе практики, составлена таблица 3.1.1, в которой отражены марки силовых автотрансформаторов, типы устройств РПН и параметры данного оборудования.

Таблица 3.1.1 – Параметры АТ с РПН рассматриваемых объектов

Объект	Нтр-ров	Марка АТ	Устройство РПН	Регулировочный диапазон, %	Тип управления	Техническая возможность для подключения автоматического регулятора РПН
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ Амурская	2х3	АОДЦТН – 167000/500/20-75 У1	РНОА-110/1000, привод ПДП-4441	±12	Местное, дистанционное	нет
ЗГЭС	2х3	АОДЦТН – 167000/500/20-75 У1	ОПТАР марка М-I-802-170 С-14131 W, привод ТАРМОТИОН	±12	Местное, дистанционное, АСУТП/АРМ	нет

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	2	3	4	5	6
БГЭС	2x3	однофазные АОДЦТН – 167000/500/220- 75 У1	ОИЛТАР мар- ка М-І-802- 170 С-14131 W, привод ТАРМОТИОН	±12	Местное, дистанционное, АСУТП/АРМ	нет
РГРЭС	1	АТДЦТН- 125000/220/110 (АТ-9)	РНОА- 110/1000, привод ПДП- 4441	±12	Местное, дистанционное	нет
Свободненская ТЭС	2	АТДЦТН- 125000/220/110 У1	MR VACUTAP VR I HD со встроенным моторным приводом	±12	Местное, дистанционное, АСУТП/АРМ	есть
ПС 220 кВ Бла- говещенская	1	АТДЦТН- 125000/220/110 У1 (2011 г.)	ОИЛТАР мар- ка М-І-802- 170 С-14131 W, привод ТАРМОТИОН	±12	Местное, дистанционное, АСУТП/АРМ	есть
	1	АТДЦТН- 125000/220/110 (1980 г.)	РНОА- 110/1000, привод ПДП- 4441	±12	Местное, дистанционное, АСУТП/АРМ	нет
ПС 220 кВ Хвойная	1	АТДТГН- 32000/220	РНОА- 110/1250, привод ПДП- 4441	±11	Местное, дистанционное	нет
	1	АТДТГН- 30000/220	РНОА- 110/1250, привод ПДП- 4441	±11	Местное, дистанционное	нет

Таким образом, делаем вывод о необходимости разработки не только линейного регулятора, но и системы управления, позволяющей осуществлять связь регулятора и устройства в автоматическом режиме. Кроме того, на подавляющем большинстве рассматриваемых объектов установлено устаревшее силовое оборудование. Срок его службы составляет более 30-40 лет. Следует сделать заключение о необходимости выбора новых автотрансформаторов с системой, позволяющей осуществлять автоматическое регулирование РПН.

В данной главе стоит задача анализа существующих установившихся режимов рассматриваемой сети. Данные параметров силовых трансформаторов позволят далее определить коэффициенты их токовой загрузки, а также будут определены узлы с наибольшей вероятностью отклонения напряжения в условиях ремонтов и возмущений. Это будет сделано для оптимизации количества ПС, в которых будет определена особая необходимость в уставке автоматических регуляторов напряжения.

3.2 Анализ существующего режима

По данным контрольных замеров выполним анализ установившихся режимов электрической сети в выбранном районе.

Режим сети – это такое состояние системы, которое определено значениями мощностей электростанций, токов, напряжений, а также других величин, которые характеризуют процесс производства, передачи и распределения электроэнергии. Для выполнения данного анализа необходимо подготовить исходную информацию. Данными для выполнения анализа являются параметры схемы замещения сети. Расчёт режима сети позволит максимально приблизиться к реальной ситуации в данном районе, и получить необходимые характеристики: перетеки активной и реактивной мощности, уровни напряжения, потери в элементах сети и т.д.

Для расчёта установившегося режима необходимо рассчитать параметры составляющих элементов сети. Данными параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление, ёмкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания и т.д.

Расчетные параметры линий можно определить в соответствии с приложением N1 к Приказу №340 [3]. При отсутствии данных воспользуемся расчетным методом.

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}} \quad (3.2.1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}} \quad (3.2.2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

Реактивная проводимость воздушной линии.

$$B_{\text{вл}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}} \quad (3.2.3)$$

где b_0 – удельная ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мкСм/км.

В качестве примера определим параметры ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская:

$$R_{\text{вл.БГЭС-Амур}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}} = 0,03 \cdot 269,3 = 8,08 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл.БГЭС-Амур}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}} = 0,316 \cdot 269,3 = 85,32 \text{ Ом}$$

$$B_{\text{вл.БГЭС-Амур}} = b_0 \cdot l_{\text{вл}} = 3,95 \cdot 269,3 = 1066 \text{ мкСм}$$

Силовые трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а так же активной и реактивной проводимостью. Помимо этого, необходимо указать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, которые не имеют сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитываются по формуле:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (3.2.4)$$

где $U_{ВН}, U_{НН}$ – соответственно напряжение высокой, низкой стороны силового трансформатора.

Для трехобмоточного трансформатора необходимо рассчитать 3 коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} \quad (3.2.5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}} \quad (3.2.6)$$

где $U_{СН}$ –напряжение средней стороны силового трансформатора.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным образом, как и для двухобмоточного трансформатора.

Схема замещения трехобмоточного силового трансформатора изображена на рисунке 3.2.1. Схема замещения автотрансформатора аналогична.

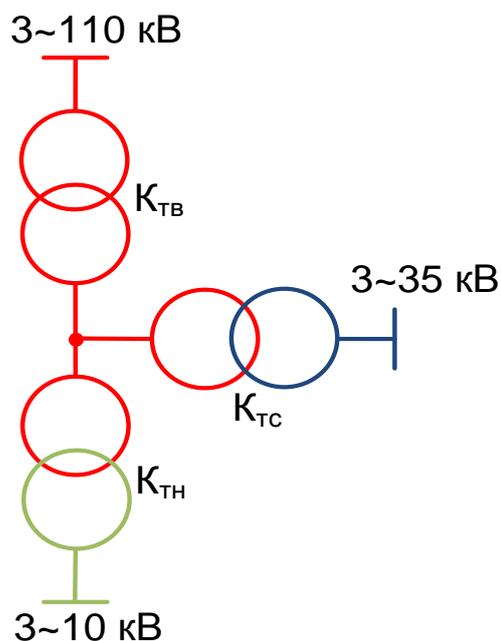


Рисунок 3.2.1 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Сопротивления обмоток силовых трансформаторов можно найти в каталогах, справочниках, протоколах заводов-изготовителей или эксплуатирующих организаций, а также в приложении N1 к Приказу №340.

Расчёт максимального режима осуществляется для оценки возможности качественного и надёжного электроснабжения потребителей. В максимальном режиме включено все необходимое оборудование для осуществления наиболее экономичной передачи электроэнергии до потребителя.

Нагрузки потребителей необходимо взять из данных контрольных замеров за декабрь 2018 года. Таблицы в ПВК RastrWin3 с исходными данными для существующего максимального режима приведены в Приложении А. Результаты расчета максимального режима работы ЭС представлен в таблицах 3.2.1 и 3.2.2.

Таблица 3.2.1 – Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов по току

Наименование вет- ви	Марка силового трансформатора	Максимальный ток по элементу, А	Загрузка элемента по току, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Амур- ская АТ-1(2) (СН)	АОДЦТН- 167000/500/220-75 У1	71	7,1
Бурейская ГЭС АТ (СН)	АОДЦТН- 167000/500/220-75 У1	638	50,8
Зейская ГЭС АТ (СН)	АОДЦТН- 167000/500/220-75 У1	343	28,4
ПС 220 кВ Благо- вещенская АТ-1(2) (СН)	АТДЦТН- 125000/220/110 У1	64	17,4
ПС 220 кВ Хвойная АТ-1	АТДТГН-32000/220	19	24
ПС 220 кВ Хвойная АТ-2	АТДТГН-30000/220	19	25,7
Райчихинская ГРЭС АТ-9 (СН)	АТДЦТН- 125000/220/110 У1	69	11,6

Таблица 3.2.2 – Отклонения напряжений в узлах

Наимено- вание узла	Номинальное (согласован- ное), кВ	Наиболь- шее рабо- чее нап- ряже- ние, кВ	Мини- мально- допусти- мое нап- ряже- ние, кВ	Аварийно допусти- мое нап- ряже- ние, кВ	Расчётное нап- ряже- ние, кВ	Отклоне- ние нап- ряже- ния, %
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ Амурская	500	525	455	435	502,9	0,8
	220	252	215	190	235,89	7,61
Бурейская ГЭС	500	252	455	535	508	2,14
	220	252	200	190	234,98	7,21

Продолжение таблицы 3.2.2

1	2	3	4	5	6	7
Зейская ГЭС	500	525	530	405	504,26	1,1
	220	252	200	190	239,19	9,31
ПС 220 кВ Благовещенская	220	252	225	200	235,14	6,55
	110 (124)	126	115	100	119,2	7,53
ПС 220 кВ Хвойная	220	252	215	190	236,14	7,57
	110 (124)	126	115	100	117,33	6,64
Райчихинская ГРЭС	220	252	220	210	234,64	8,02
	110 (124)	126	115	100	121,2	10,2

Проанализируем полученные результаты. Расчет установившегося максимального режима показал следующее:

- перегрузка силового оборудования по рассматриваемому району в данном режиме отсутствует, загрузка силовых трансформаторов по току не превышает, в среднем, 50%.

- выявлено отклонение напряжения от номинального на шинах 110 кВ Райчихинской ГРЭС. Отклонение составило 10,2%. Однако, на данной станции установлено согласованное значение напряжения в нормальном режиме на шинах 110 кВ, равное диапазону 115-124 кВ. Согласованное значение напряжения может быть изменено с течением времени с изменением схемно-режимной ситуации, в отличие от номинального, следовательно, данном узле имеет смысл организации автоматического регулирования РПН.

Далее выполним расчет режима в условиях летнего минимума, ремонтов и аварийных отключений в сети. Для всех узлов создадим минимальный режим по сети, характерный для каждого узла. Среди них найдем такое нормативное аварийное отключение, при котором загрузка по току или отклоне-

ние напряжения будут наибольшими. Схемно-режимные условия и результаты расчета показаны в таблицах 3.2.3 и 3.2.4.

Таблица 3.2.3 – Описание схемно-режимных условий для ветвей ПС

Наименование ветви	Марка силового трансформатора	Описание схемно-режимной ситуации
1	2	3
ПС 500 кВ Амурская АТ-1(2) (ВН)	АОДЦТН-167000/500/220-75 У1	ЗГЭС: ремонт ГА1,3,6; БГЭС: ремонт ГА 2,4,5; НБГЭС: ремонт ГА 1,2; ПС 500 кВ Амурская: ремонт АТ-2; ремонты: ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская №2, ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская №2. Аварийное отключение АТ-1 на ПС 500 кВ Амурская
ПС 500 кВ Амурская АТ-1(2) (СН)		
Бурейская ГЭС АТ	АОДЦТН-167000/500/220-75 У1	ЗГЭС: ремонт ГА1,3,6; БГЭС: ремонт ГА 2,4,5; НБГЭС: ремонт ГА 1,2; ПС 500 кВ Амурская: ремонт АТ-2; ремонты: ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская №2, ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская №2. Аварийное отключение АТ связи на БГЭС
Зейская ГЭС АТ	АОДЦТН-167000/500/220-75 У1	ЗГЭС: ремонт ГА1,3,6; БГЭС: ремонт ГА 2,4,5; НБГЭС: ремонт ГА 1,2; ПС 500 кВ Амурская: ремонт АТ-2; ремонты: ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская №2, ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская №2. Аварийное отключение АТ связи на ЗГЭС
ПС 220 кВ Благовещенская АТ-1(2) (ВН)	АТДЦТН-125000/220/110 У1	ЗГЭС: ремонт ГА1,3,6; БГЭС: ремонт ГА 2,4,5; НБГЭС: ремонт ГА 1,2; ПС 220 кВ Благовещенская: ремонт АТ-2; ремонты: ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская №2, ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская №2. Аварийное отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Благовещенская.
ПС 220 кВ Благовещенская АТ-1(2) (СН)		
ПС 220 кВ Хвойная АТ-1	АТДТГН-32000/220	ЗГЭС: ремонт ГА1,3,6; БГЭС: ремонт ГА 2,4,5; НБГЭС: ремонт ГА 1,2; ПС 220 кВ Хвойная: ремонт АТ-2; ремонты: ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская №2, ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская №2. Аварийное отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Хвойная.
ПС 220 кВ Хвойная АТ-2	АТДТГН-30000/220	
Райчихинская ГРЭС АТ-9	АТДЦТН-125000/220/110 У1	ЗГЭС: ремонт ГА1,3,6; БГЭС: ремонт ГА 2,4,5; НБГЭС: ремонт ГА 1,2; РГРЭС: ремонт ; ремонты: ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская №2, ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская №2. Аварийное отключение АТ-1 на ПС 220 кВ Хвойная.

Таблица 3.2.4 – Отклонения напряжений в узлах в условиях летнего минимума

Наименование узла	Номинальное (согласованное), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально-допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ Амурская	500	525	455	435	474,5	5,1
	220	252	215	190	231,99	5,45
Бурейская ГЭС	500	252	455	535	464,77	7,05
	220	252	200	190	231,75	5
Зейская ГЭС	500	525	530	405	469,92	6,016
	220	252	200	190	232,62	6,2
ПС 220 кВ Благовещенская	220	252	225	200	233,38	6,08
	110 (117)	126	115	100	117,2	6,5
ПС 220 кВ Хвойная	220	252	215	190	232,35	5,61
	110 (117)	126	115	100	113,03	2,75
Райчихинская ГРЭС	220	252	220	210	-	-
	110 (117)	126	115	100	116,13	5,57

Расчет установившегося минимального режима показал следующее:

- перегрузок по сети в условиях летнего минимума не выявлено;
- загрузка силовых трансформаторов в допустимых пределах;
- отклонений напряжения от ГОСТ не выявлено, при этом установлено снижение напряжений в сети 110 кВ ниже уровней согласованных напряжений (шины 110 кВ РГРЭС и ПС 220 кВ Хвойная) и приближение значений напряжения к отметке согласованного напряжения (шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская). Таким образом, делаем вывод о необходимости регулиро-

вания напряжения в условиях ремонтов и аварийных отключений в автоматическом режиме без вмешательства диспетчерского и оперативного персонала в следующих узлах энергосистемы Амурской области:

- шины 110 кВ Райчихинской ГРЭС;
- шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская;
- шины 110 кВ ПС 220 кВ Хвойная.

Рассмотрим несколько послеаварийных режимов для выбранных узлов сети, а также проведем утяжеление электрического режима, проверив изменения параметров при воздействии существующих систем регулирования напряжений.

На ПС 220 кВ Благовещенская создадим послеаварийную схему – аварийное отключение 1 СШ-110 и излишняя работа защит ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №2 на БТЭЦ. В таком режиме напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская сильно просаживается близко к аварийно-допустимой границе - 101 кВ. При этом противоаварийная автоматика еще не работает (АОСН 110 кВ имеет уставку 100 кВ).

С помощью действия РПН оставшегося в работе АТ удалось восстановить уровень напряжения – 107 кВ, после чего у диспетчерского и оперативного персонала появляется 20 минут на восстановление режима и ввод его в допустимую область. Без средств автоматического регулирования теряется много времени на оперативное управление устройствами РПН.

На ПС 220 кВ Хвойная. В нормальной схема ПС 220 кВ Хвойная питается от ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая, создадим послеаварийную схему – аварийное отключение ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая со стороны ПС 220 кВ Завитая и аварийное отключение АТ-2 на ПС Хвойная. Утяжеление режима произведем, выставив максимальные значения нагрузок ПС, питающихся от ПС Хвойная (зимний максимум). Уставка ПА АОСН 110 кВ на ПС Хвойная составляет 100 кВ и не достигнута. Напряжение на шинах 110 кВ после аварии составило близкое к аварийно-допустимому – 102 кВ.

С помощью РПН оставшегося в работе АТ удалось установить уровень

напряжения 106 кВ, после чего диспетчерский и оперативный персонал могут ввести режим в допустимую область.

Для оценки режима на Райчихинской ГРЭС рассмотрим ремонтную схему. В ремонте: ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара №2, Райчихинская ГРЭС – Завитая №2, ВЛ 220 кВ НБГЭС – НПС-29, НБГЭС – Архара. В такой схеме при аварийном отключении генераторов ТГ4-7, а также при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая №1, на шинах 110 кВ РГРЭС напряжение составит 100,9 кВ, что близко к значению аварийно-допустимого напряжения (100 кВ), но не достигает уставки АОСН 110 кВ (100 кВ).

При помощи РПН АТ-9 удалось установить значение напряжения в послеаварийном режиме, равное 109 кВ, что обеспечит временем диспетчерский и оперативный персонал для ввода режима в допустимый диапазон.

Рассмотренные режимы выбраны как наиболее тяжелые для каждого из вариантов регулирования напряжений в рассматриваемых контрольных пунктах. Все расчетные условия и результаты расчета режимов для удобства сведены в таблицу 3.2.5.

Таблица 3.2.5 – Результаты расчета утяжеленных и послеаварийных режимов на выбранных объектах сети

Объект	Послеаварийная схема/утяжеленный режим	Положение РПН до аварии	U непосредственно послеаварии, кВ	Положение РПН после аварии	U после оперативного воздействия устройства РПН, кВ
1	2	3	4	5	6
шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская	Аварийное отключение 1СШ-110, излишняя работа защит ВЛ 110 кВ БТЭЦ-Благовещенская №2	8	101	2	106,9

1	2	3	4	5	6
Шины 110 кВ ПС 220 кВ Хвойная	Аварийное отключение АТ-2, ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая со стороны ПС Завитая, режим зимнего максимума нагрузок	8	102,2	3	105,8
Шины 110 кВ Райчихинская ГРЭС	Аварийное отключение ТГ4-7, ВЛ 220 кВ РГРЭС-Архара №2, РГРЭС-Завитая №2. Ремонтная схема.	8	100,9	1	109,1

Необходимость регулирования напряжений определена, но в чем состоит выгода автоматизации данного процесса? Отметим, что автоматическое регулирование напряжения позволяет:

- держать заданные уровни напряжения в допустимых пределах во всех режимах, в т.ч. послеаварийных и утяжеленных;
- без вмешательства оперативного и диспетчерского персонала вывести режим из недопустимых диапазонов в те, из которых возможно перевести режим в допустимый диапазон в течение 20 мигнут.

На рисунках 3.1.2 – 3.1.4 показаны графические схемы результатов расчетов установившихся режимов, описанных выше.

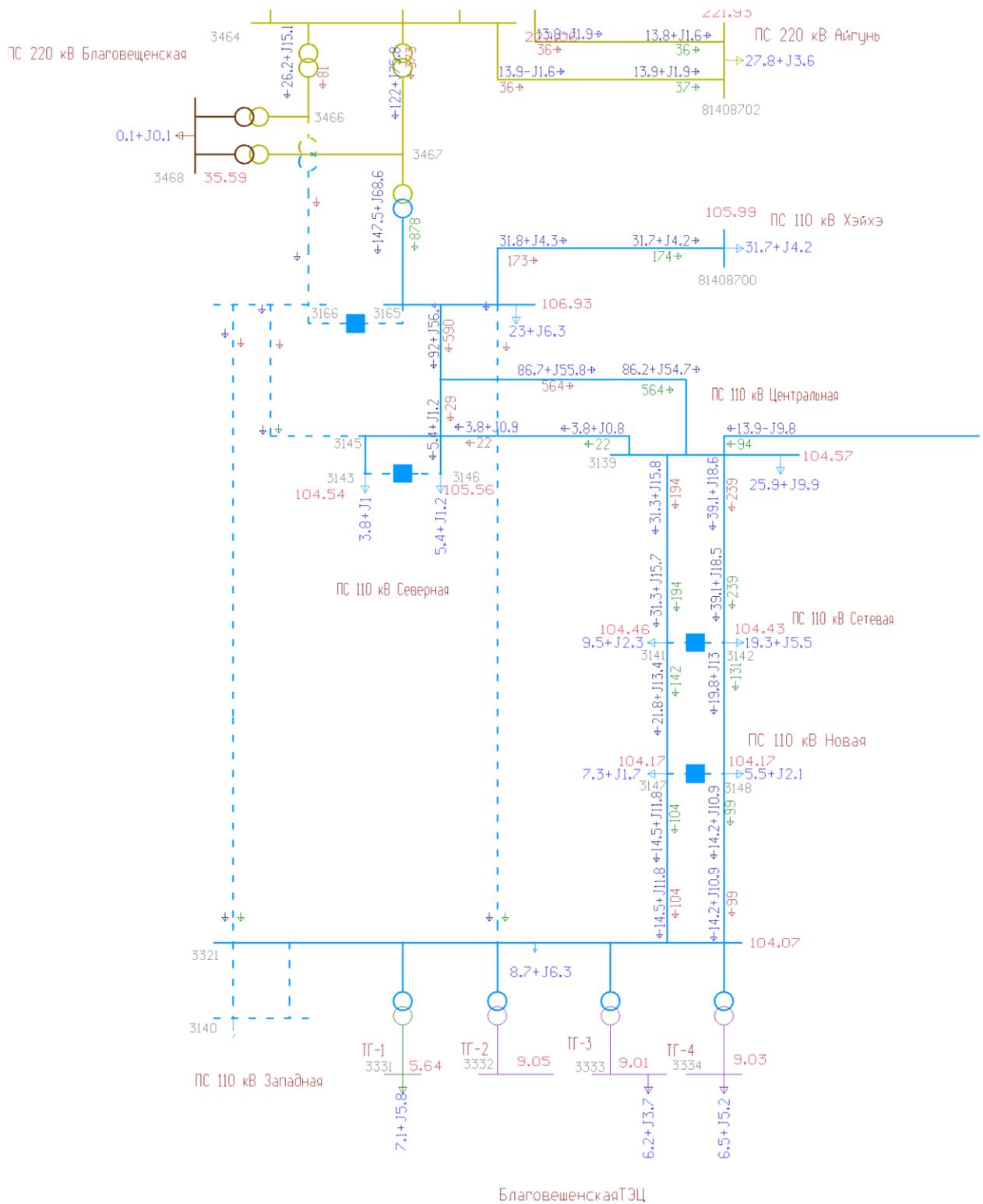


Рисунок 3.2.2 – Результаты расчета послеаварийного режима для узла «шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская»

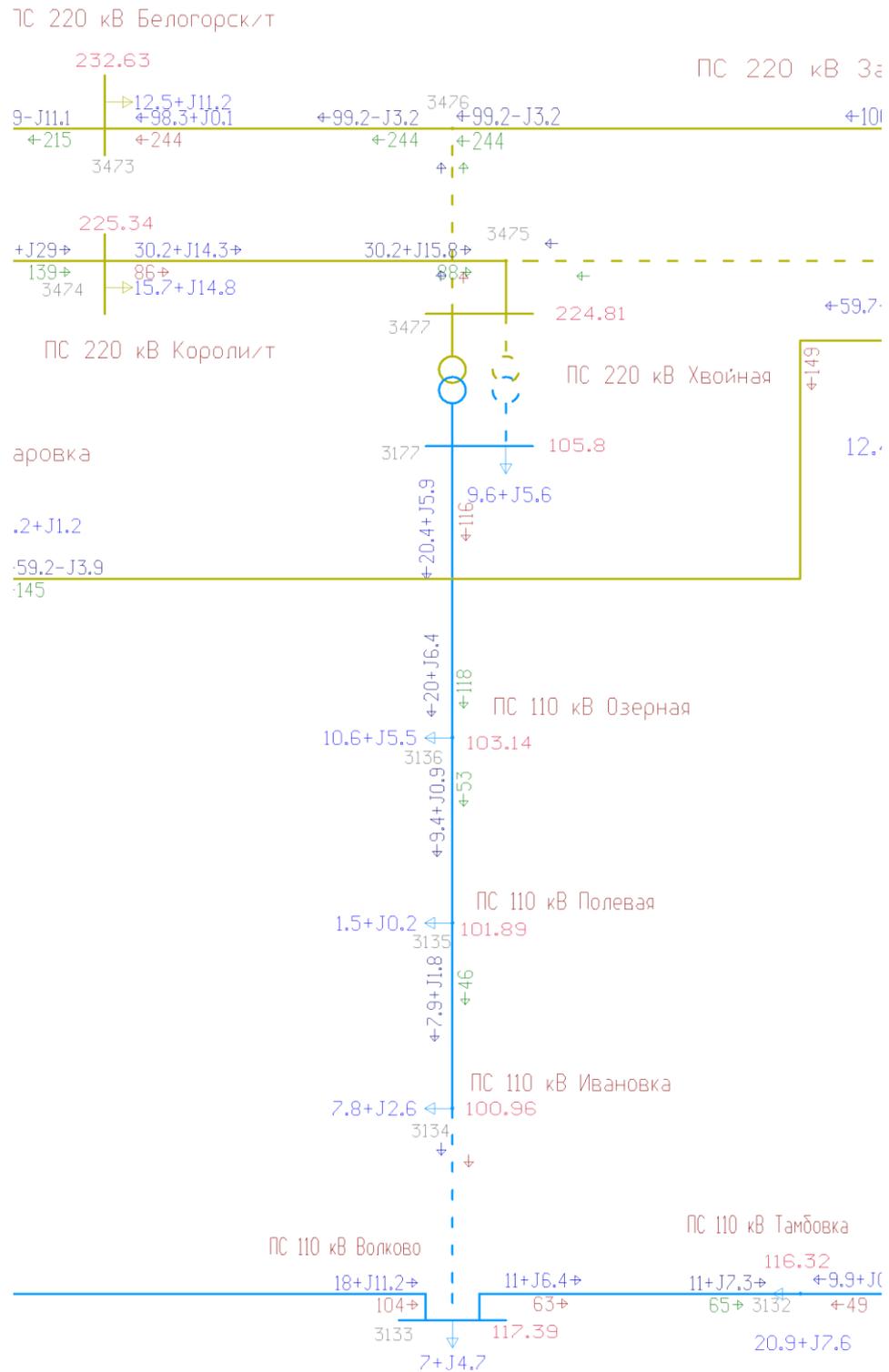


Рисунок 3.2.3 – Результаты расчета послеаварийного режима для узла «шины 110 кВ Райчихинской ГРЭС»

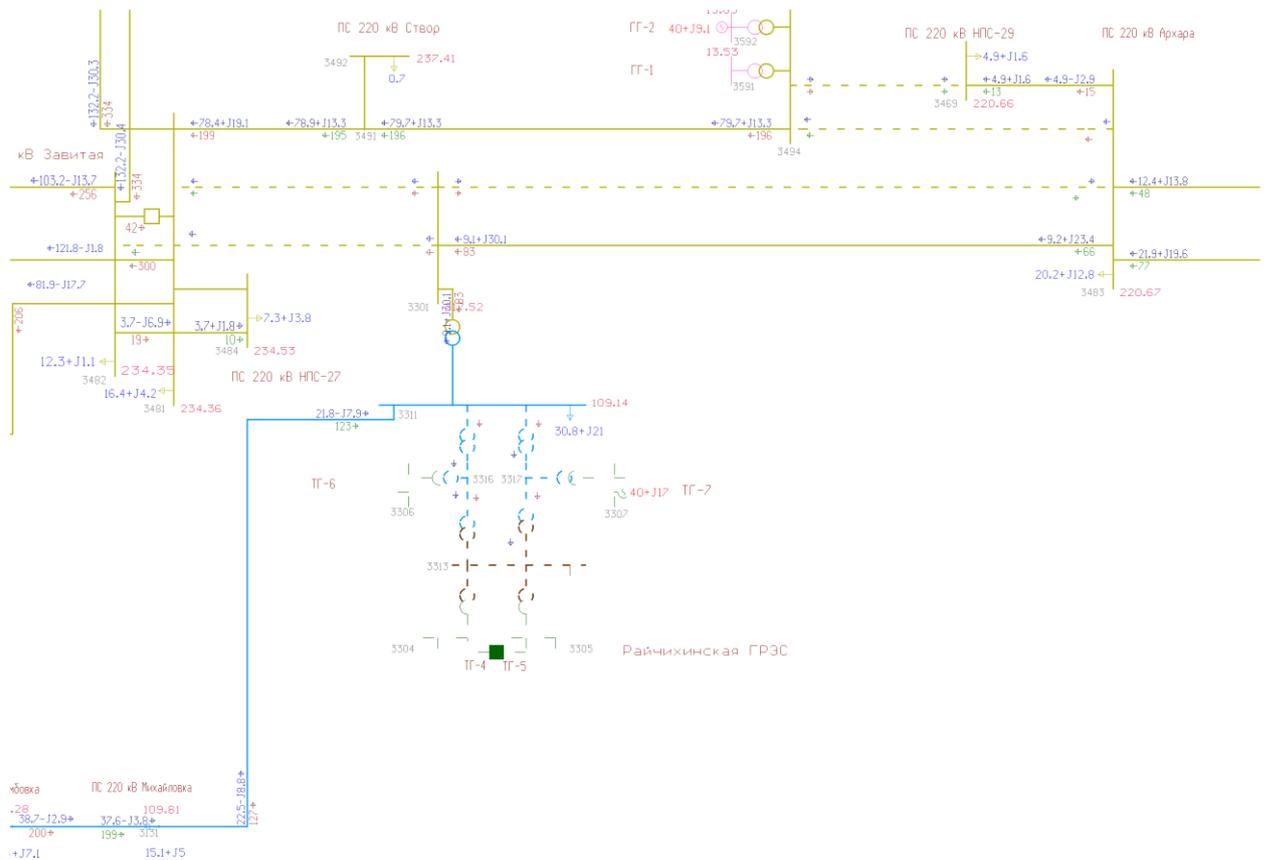


Рисунок 3.2.4 – Результаты расчета послеаварийного режима для узла «шины 110 кВ ПС 220 кВ Хвойная»

Таким образом, на основании вышесказанного, следует осуществить выбор устройств автоматического регулирования напряжений и систем, осуществляющих непосредственное управление системами регулирования на силовом трансформаторе (автотрансформаторе). Выбор устройств будет произведен для АТ на ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 220 кВ Хвойная, Райчихинской ГРЭС.

4 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ

На основании анализа установившихся режимов, проведенного для зимнего максимума и летнего минимума, был сделан вывод о необходимости автоматического регулирования напряжений в следующих контрольных пунктах:

- Райчихинская ГРЭС;
- ПС 220 кВ Благовещенская;
- ПС 220 кВ Хвойная.

На всех данных объектах установлены силовые трансформаторы с устройствами РПН 70-80х годов производства. Внедрять на данное оборудование активно-адаптивные устройства не имеет смысла из соображений надежности.

Таким образом, для корректного процесса выбора силового оборудования и устройств регулирования, следует выполнить оценку надежности существующего оборудования на рассматриваемых объектах.

4.1 Оценка надежности РПН силовых трансформаторов

Одной из проблем, связанных с надежностью и развитием электрических сетей, является надежность и оценка надежности работы силовых трансформаторов. Основное количество трансформаторов энергосистем России было введено в эксплуатацию в 70-е и начале 80-х годов XX в. В настоящее время накоплен достаточно большой опыт эксплуатации, позволяющий провести анализ и дать рекомендации по повышению надежности работы силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше [28].

Анализ повреждаемости трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 - 500 кВ мощностью 63 МВ-А и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических сетей, включая межсистемные сети России, за период 1998-2002 гг. показывает, что удельное число технологических нарушений в работе указанных трансформаторов, приведших к их отключению действием автоматических защитных устройств или вынужденному отклю-

чению персоналом по аварийной заявке, составляет 1,8% в год. При этом около 30% общего числа этих технологических нарушений сопровождались возникновением внутренних коротких замыканий в трансформаторе[11].

Основными причинами технологических нарушений, не сопровождавшихся внутренними КЗ, но приведших к отключению действием автоматических защитных устройств или вынужденному отключению персоналом по аварийной заявке, являются (в процентах общего числа нарушений) [32]:

- нарушения в работе РПН - 20%;
- течи масла из вводов - 16%;
- течи и упуск масла из трансформатора из-за нарушения сварных соединений и резиновых уплотнений- 13%;
- повреждение двигателей маслонасосов системы охлаждения - 4%;
- повышение давления в высоковольтных герметичных вводах - 3%;
- повреждение оболочки пленочной защиты - 2%.

На рисунке 4.1.1 построена зависимость удельной повреждаемости трансформаторов, отключенных действием защит или выведенных из работы персоналом по аварийной заявке, от срока службы. Следует отметить, что характер зависимости полностью соответствует классической фундаментальной зависимости числа отказов при функционировании различных технических систем, которая характеризуется периодами приработки, стабильного функционирования и старения.

Основными причинами технологических нарушений, сопровождавшихся внутренним КЗ в трансформаторе, являются (в процентах общего числа повреждений трансформаторов, сопровождавшихся внутренними КЗ) [34]:

- пробой внутренней изоляции высоковольтных вводов - 48%;
- недостаточная стойкость при КЗ - 14%;
- износ изоляции обмоток - 12%;
- пробой изоляции обмоток - 7%;

- пробой изоляции отводов, нарушения контактного соединения отвода обмотки, обрыв части проводников гибкой связи, замыкание на ярмовую балку магнитопровода и корпус бака - 5%;
- повреждения РПН - 5%.
- трансформатор электрический напряжение силовой.

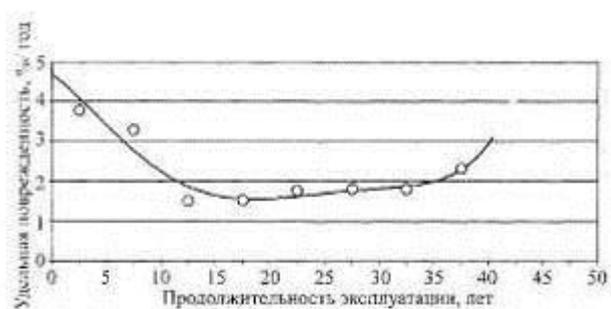


Рисунок 4.1.1 – Удельная повреждаемость силовых трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110—500 кВ мощностью 63 МВА и более, отключенных действием защит или выведенных из работы персоналом по аварийной заявке

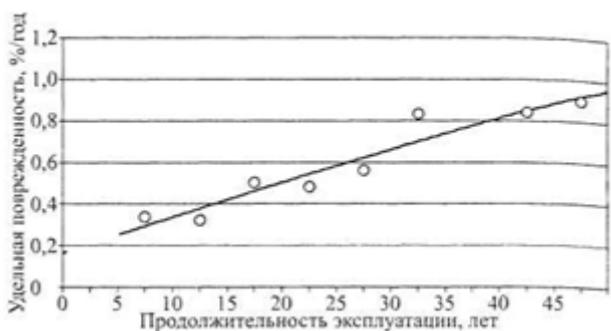


Рисунок 4.1.2 – Удельная повреждаемость с внутренними КЗ силовых трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110—500 кВ мощностью 63 МВА и более

Из имевших место повреждений с внутренними КЗ 24% происходили с возгораниями и пожарами трансформаторов. При этом удельная повреждаемость силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 - 500 кВ мощностью 63 МВ-А и более, эксплуатируемых на предприятиях

электрических и межсистемных сетей, сопровождавшаяся внутренними КЗ, составляет 0,45% в год [34].

На рисунке 4.1.2 изображена зависимость удельной повреждаемости трансформаторов с внутренними КЗ от срока эксплуатации. Полученный график указывает на монотонный рост удельной повреждаемости трансформаторов, сопровождающейся внутренними КЗ, в зависимости от срока эксплуатации.

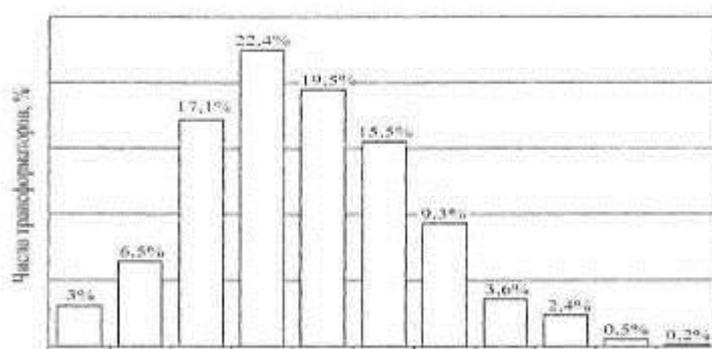


Рисунок 4.1.3 – Относительное число силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 — 500 кВ мощностью 63 МВА и более в зависимости от срока службы

На рисунке 4.1.3 показано распределение парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110-500 кВ мощностью 63 МВА и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических и межсистемных сетей, по срокам эксплуатации. Как видно из указанного распределения, около 32% трансформаторов отработали установленный ГОСТ 11677-85 минимальный нормированный срок службы 25 лет[29].

Одной из проблем при развитии энергообъединений является рост уровней токов КЗ. Частота КЗ с токами, близкими к экстремальным значениям, зависит главным образом от числа присоединений [1,2]. Автотрансформатор в отличие от трансформатора имеет присоединения не только на стороне высшего и низшего, но и на стороне среднего напряжения, поэтому он находится в более тяжелых условиях, чем трансформатор. Отметим, что ав-

тотрансформаторы имеют, как правило, меньшее сопротивление короткого замыкания по сравнению с трансформаторами [29].

Рост уровней токов КЗ при вводе новых генерирующих мощностей и развитии сетей энергосистем вызывает необходимость периодического уточнения нормируемых показателей, определяющих требуемую стойкость автотрансформаторов к воздействию сквозных токов КЗ. В настоящее время рекомендации стандарта МЭК IEC 60076 - 5 [33] и требования действующего в России ГОСТ 11677-85 [34] в части стойкости при КЗ достаточно близки. Результаты статистического анализа кратностей токов КЗ в обмотках автотрансформаторов напряжением 220 - 750 кВ показали, что при имеющихся место тенденциях развития мощных энергосистем в России нет оснований ожидать в обозримом будущем существенного роста кратностей токов КЗ в этих цепях [18].

Вместе с тем, в настоящее время в эксплуатации находится достаточно много трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65 [18], имеющих расчетную мощность трехфазного КЗ в 2,5 раза меньше принятой в ГОСТ 11677-85 [18], на которых возможны существенные превышения значений допустимых для них токов КЗ.

Для указанных трансформаторов имеет место фактор риска их повреждения вследствие протекания сквозных токов КЗ, что требует применения целенаправленных мероприятий, позволяющих снизить риск как в части вероятности повреждения трансформатора, так и в части возможных убытков.

Как указано в [18], в практике координации уровней токов КЗ применяются различные мероприятия по ограничению сквозных токов КЗ автотрансформаторов энергосистем при достижении токами 80% нормированного уровня и более:

- изменения схемы сети, обеспечивающие снижение токов КЗ;
- стационарное деление сети;
- введение реакторов и резисторов в нейтраль автотрансформаторов;

- ограничение опасных воздействий токов КЗ на обмотки автотрансформаторов путем выбора очередности АПВ линий электропередачи и даже, в обоснованных случаях, блокировки АПВ;

- применение методов и средств диагностики.

К мероприятиям, оказывающим прямое влияние на величину возможных убытков в случае возникновения аварийной ситуации, относятся действия персонала в соответствии с инструкциями, эффективность работы автоматической системы пожаротушения, работа релейной защиты и наличие необходимого резерва оборудования.

Учитывая значительную аварийность автотрансформаторов в эксплуатации при возникновении внешних КЗ, для повышения электродинамической стойкости автотрансформаторов принимаются специальные меры при их проектировании.

В последние годы трансформаторными заводами разработаны и изготавливаются трансформаторы с применением новых технических решений, конструктивных материалов и технологии производства[18].

Проблема обеспечения электродинамической стойкости трансформаторов при КЗ - комплексная задача, включающая в себя:

- выполнение электромагнитных расчетов с целью определения радиальных r_i осевых сил в обмотках и максимального снижения осевых сил;

- выбор материалов и конструктивного исполнения обмоток, обеспечивающих механическую прочность обмоток при КЗ;

- выбор материалов и конструкции элементов прессовки обмоток (ярмовые балки, прессующие кольца), обеспечивающих механическую прочность этих элементов при КЗ;

- внедрение технологического процесса обработки обмоток, обеспечивающего заданные усилия прессовки обмоток в эксплуатации.

Следует отметить разработанные и реализуемые в настоящее время основные конструктивные и технологические решения, направленные на повышение электродинамической стойкости автотрансформаторов:

- применение транспонированных проводов с эпоксидным покрытием элементарных проводников, что значительно (не менее чем в 1,5 раза) повышает радиальную и осевую устойчивость обмоток при КЗ, в первую очередь применительно к обмоткам среднего напряжения;

- в регулировочных обмотках, которые наиболее подвержены повреждениям в эксплуатации, принимаются следующие меры: намотка на бакелитовый цилиндр, бандаж стеклолентой и пропитка лаком.

Учитывая, что обеспечение заданных сил прессовки обмоток в эксплуатации в ряде случаев определяет электродинамическую стойкость трансформаторов, необходимо внедрение такого технологического процесса обработки обмоток, который бы свел до минимума процент снижения сил прессовки обмоток в эксплуатации (не более 10 - 15%). Для этого необходимо [18]:

- применять в обмотках только жесткий электрокартон марки В по ГОСТ 4194-88;

- проводить сушку обмоток (стабилизировать) под большим постоянным давлением не менее 48 ч;

- до насадки на стержень обмотки не должны находиться на воздухе более 72 ч;

- при окончательной сборке трансформатора прессовка всех обмоток всех стержней должна проводиться заданными усилиями одновременно.

Указанные решения реализованы в ХК "Электрозавод" при внедрении трансформаторов нового поколения [8].

Одним из требований, предъявляемым к конструкции современных трансформаторов и автотрансформаторов, эксплуатируемых в электрических сетях, является возможность автоматизированного регулирования коэффициента трансформации под напряжением, необходимого для повышения эффективности находящихся все большее применение средств компенсации реактивной мощности [13].

Принципиальные схемы регулирования напряжения и расположения обмоток, применяемые в трансформаторах и автотрансформаторах, показаны на рисунках 4.1.4 и 4.1.5. Все трансформаторы напряжением 220-500 кВ общепромышленного назначения (двух- и трехобмоточные) выполняются с устройством РПН, установленным в нуле обмотки высшего напряжения.

Выбор схемы регулирования напряжения определяется рядом факторов: классом напряжения, числом фаз, коэффициентом трансформации, характеристиками регулирующей аппаратуры, транспортными ограничениями и др. С точки зрения технико-экономических параметров (расход материалов, потери, качество регулирования) схема регулирования в цепи СН имеет очевидное преимущество. Однако применение этой схемы требует переключающего устройства на напряжение и линейный ток обмотки СН, кроме того, регулировочная обмотка в этой схеме подвергается воздействиям импульсного напряжения стороны СН, что усложняет конструкцию изоляции обмотки отводов РО. Поэтому при выборе схемы регулирования напряжения важное значение имеет класс изоляции РПН [13].

Так, все трехфазные автотрансформаторы 220/110 кВ, 500/220 кВ, 330/150 кВ выполняются с регулированием напряжения на стороне СН 110 - 150 кВ по схеме "вилка", когда регулировочная обмотка (РО) подключается к перемычке ВН-СН (рисунок 4.1.5, а). При этом РО располагается снаружи обмотки ВН - это оптимальный вариант с точки зрения минимума расхода материалов и потерь. Исключение составляют автотрансформаторы 500/220 кВ, в которых РО располагается между обмотками СН и НН. Это вызвано тем, что при коэффициенте трансформации в автотрансформаторе между ВН и СН около трех, и расположении регулировочной обмотки снаружи обмотки ВН значительно уменьшаются U_K между обмотками НН-СН и НН-ВН, что вызывает большие трудности обеспечения электродинамической стойкости обмотки НН [12].

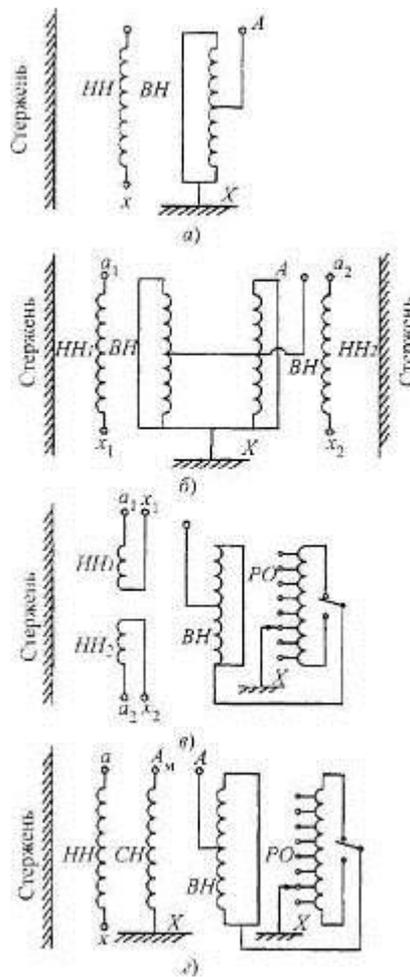


Рис. 4.1.4. Схемы и расположение обмоток двух- и трехобмоточных трансформаторов 110 — 750 кВ:

а - блочные трехфазные трансформаторы 220-500 кВ; б - блочные однофазные трансформаторы 500 - 750 кВ с расщеплением обмотки НН; в - двухобмоточные трансформаторы 220 и 500 кВ с расщеплением обмотки НН с регулированием на стороне ВН; г - трехобмоточные трансформаторы 220 кВ с регулированием на стороне ВН

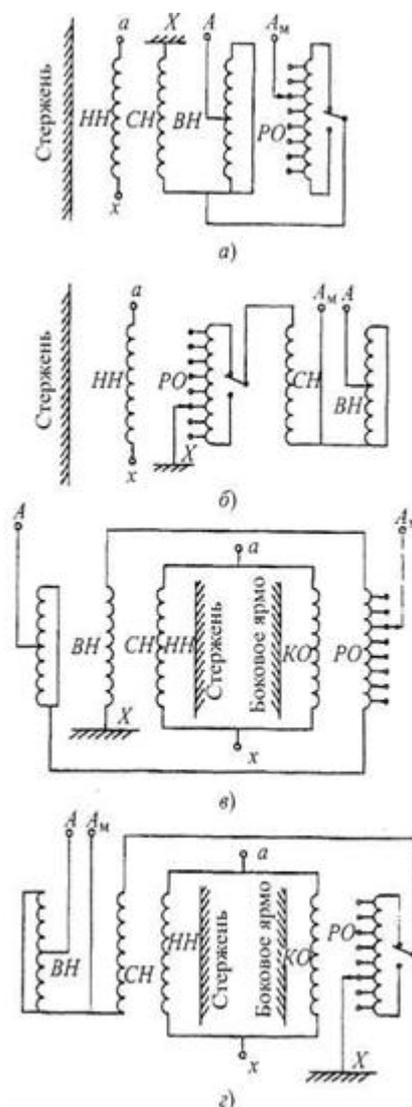


Рисунок 4.1.5 – Схемы и расположение обмоток автотрансформаторов 220 - 750 кВ:

а - трехфазные 110, 220 и 500 кВ с регулированием в цепи СН; б - трехфазные 750 кВ с регулированием в нейтрали; в - однофазные 500 кВ с регулированием в цепи СН; г - однофазные 750 кВ с регулированием в нейтрали

Однофазные автотрансформаторы 500/220 кВ выполняются с регулированием напряжения в цепи СН по схеме на рисунке 1.4.5, а, в, когда РО включается в рассечку между обмотками ВН и СН, при этом КО и РО располагаются на боковом ядре - это наиболее экономичная схема для однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ, так как РПН класса 220 кВ конструктивно расположен около наружной регулировочной обмотки.

Схемы регулирования напряжения в нейтрали (рисунок 4.1.5, б и г) применяются в том случае, когда регулирование напряжения на стороне СН технически невыполнимо или значительно усложнено. Преимуществом схемы регулирования в нейтрали является то, что переключающее устройство и отводы выполняются на более низкий класс напряжения, это существенно упрощает конструкцию автотрансформатора и повышает его надежность.

Схема регулирования напряжения в нейтрали, как известно, имеет недостаток, заключающийся в том, что вследствие "связанного" регулирования обмоток ВН и СН при изменении напряжения на стороне ВН для стабилизации напряжения в цепи СН изменяется возбуждение магнитной системы автотрансформатора, приводящее к колебаниям напряжения на обмотке НН. Например, для автотрансформатора с сочетанием напряжений 500/220 кВ максимальное колебание напряжения на обмотке НН при изменении напряжения на обмотке ВН +5% составляет не более 6,5%, что вполне допустимо с точки зрения эксплуатации. Поэтому в трехфазном АДЦТН-250000/500/220 применена схема регулирования напряжения в нейтрали (рисунок 4.1.5, б).

В зависимости от применяемых токоограничивающих элементов устройства РПН делятся на два типа: с реакторами и с резисторами. В настоящее время наибольшее распространение получили РПН с токоограничивающими резисторами. РПН выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении.

В трехфазных автотрансформаторах 220/110 и 500/110 кВ с регулированием в обмотке 110 кВ отсутствуют трехфазные РПН класса 110 - 170 кВ с необходимыми параметрами. В связи с чем вынужденно приходится применять три однофазных устройства, что существенно усложняет конструкцию автотрансформаторов.

В настоящее время ряд зарубежных фирм выпускает устройства РПН: MR (Германия), ABB (Швеция), HYUNDAI ELPROM (Болгария) и др. Наибольшей надежностью обладают РПН фирмы MR. Ряд энергопредприя-

тий России, в частности ОАО "ФСК ЕЭС", ОАО "Мосэнерго", отдает предпочтение указанной фирме при заказе трансформаторов.

Структурная схема реконструируемого энергорайона представлена на рисунке 4.1.6.

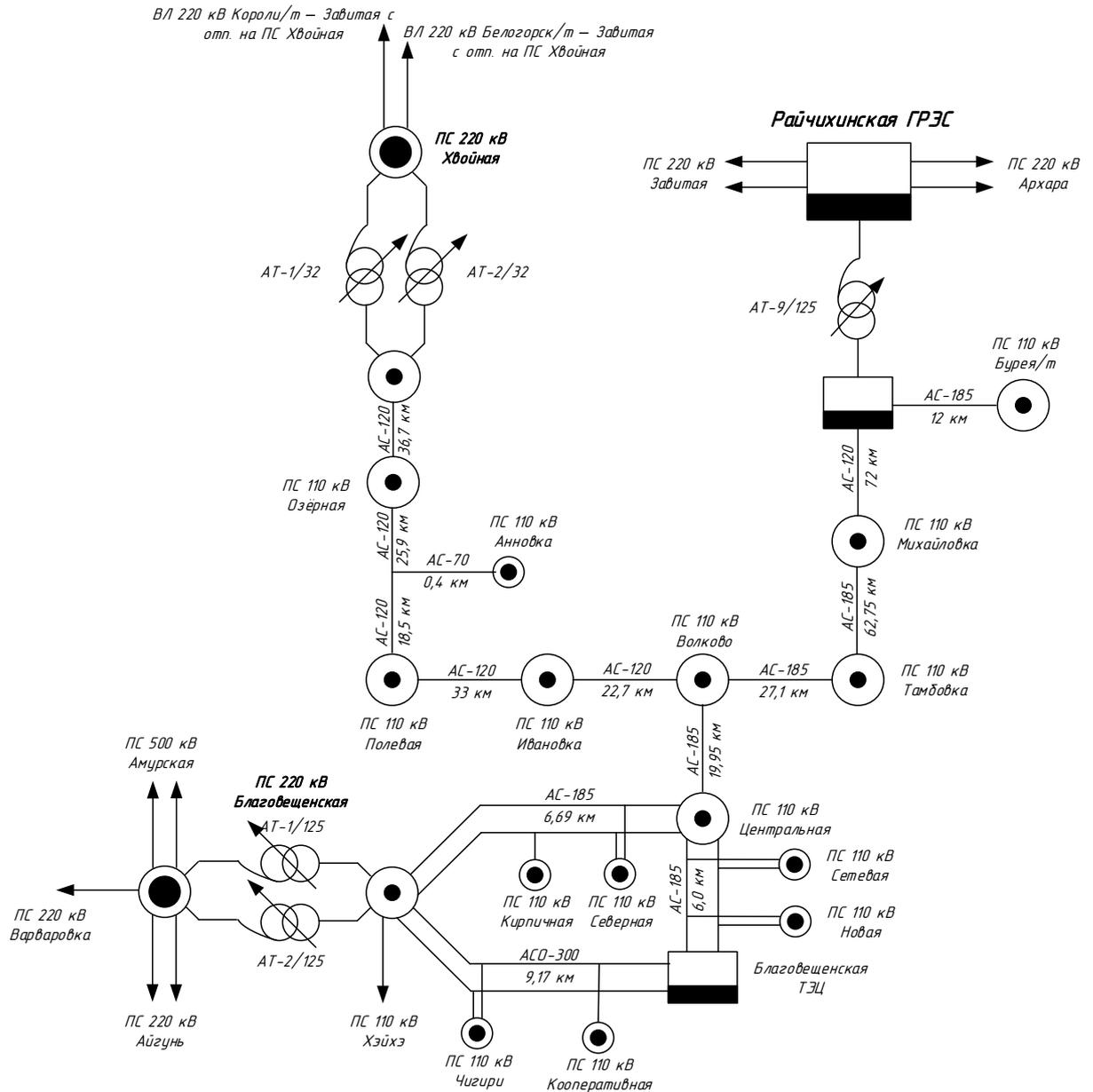


Рисунок 4.1.6 – Структурная схема реконструируемого района

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о необходимости замены старых силовых трансформаторов на новые и, как следствие, устройств РПН. Замене подлежат силовые трансформаторы:

- АТ-2 на ПС 220 кВ Благовещенская (АТ-1 был заменен в 2011 г.);
- АТ-1,2 на ПС 220 кВ Хвойная;

– АТ-9 на РГРЭС.

4.2 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Необходимо произвести выбор новых силовых трансформаторов на ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 220 кВ Хвойная и Райчихинской ГРЭС. Обоснование необходимости выбранного оборудования было приведено ранее. Для начала необходимо определить производителя нового силового оборудования. На основании данных о строительстве новых объектов электроэнергетики в Амурской области за последние 5 лет, можно сделать вывод о том, что эксплуатирующие организации закупают в большинстве своем силовое оборудование фирмы АББ.

ABB: SIX Swiss Ex – технологический лидер с портфелем комплексных решений для цифровых отраслей. 130 лет опыта в развитии инноваций позволяют сегодня АБВ лидировать в области цифровых технологий с четырьмя клиентоориентированными подразделениями – «Электрооборудование», «Промышленная автоматизация», «Электропривод» и «Робототехника и дискретная автоматизация» – объединенных общей цифровой платформой АБВ Ability™. Бизнес-подразделение АБВ «Электрические сети» перейдет в компанию Hitachi в 2020 году. АБВ ведет бизнес в более чем 100 странах при общем числе сотрудников, превышающем 147 000 человек.

Компания АБВ предлагает целый ассортимент силовых и распределительных трансформаторов, которые отличают надежность, долгий срок службы и производительность, необходимые в промышленности, на предприятиях по выработке и передачи электроэнергии, в коммерческой эксплуатации. Компания АБВ – крупнейший мировой производитель трансформаторов, ассортимент продукции которой включает маслонаполненные и сухие трансформаторы. Компания также оказывает сервисного обслуживания, в том числе производит замену деталей и компонентов.

Ассортимент оборудования компании позволяет коммунальным предприятиям, генерирующим компаниям, промышленности максимизировать рентабельность трансформаторов, отличительными характеристиками кото-

рых являются высокая надежность, низкие эксплуатационные затраты на протяжении всего жизненного цикла, а также низкое воздействие на окружающую среду.

Автотрансформаторы подстанций понижают высокое входное напряжение для энергосистем ниже лежащего уровня. Например, как нам необходимо, входное высокое напряжение 220 кВ понижается до 110 кВ.

Автотрансформаторы подстанций оснащаются переключателями регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Входные линии подключаются к таким трансформаторам через вводы или кабельные муфты.

Автотрансформаторы – это стержневые трансформаторы с обмотками с автотрансформаторным соединением, т.е. с общей первичной и несколькими отдельными вторичными обмотками.

Ключевые параметры оборудования АВВ:

- 1) Номинальная мощность до 1 300 МВА (иногда требуется выше);
- 2) Напряжение первичной обмотки: до 765 кВ и выше;
- 3) Напряжение вторичной обмотки обычно не выше 230 кВ или выше в зависимости от конфигурации сети;
- 4) Всегда требуются устройства РПН
- 5) В однофазном или трехфазном исполнении.

Преимущества выбора стержневого трансформатора связи компании АББ:

– с 1995 года компания АББ поставила более 1 400 силовых трансформаторов;

– показатели устойчивости к короткому замыканию вдвое лучше значений отраслевого стандарта;

– широкий перечень проектов, реализованных в полном соответствии с требованиями заказчика (вы можете запросить статистику отказов эксплуатируемых трансформаторов компании АББ);

– 13 заводов силовых трансформаторов обеспечат полное соответствие требуемым параметрам, энергопроизводительность и современные технологии.

Преимущества выбора броневых трансформаторов связи компании АББ:

- конструкция исключает угрозу появления горячих точек;
- высокая теплопроизводительность за счет направленного масляного охлаждения, минимизации потерь и контроля за горячими точками.

Исходя из величин загрузки существующих силовых трансформаторов, можно сделать вывод о нецелесообразности увеличения номинальных мощностей оборудования. Из каталогов ведущих производителей выберем силовые трансформаторы АББ. Марки автотрансформаторов указаны в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Марки и технические характеристики выбранных автотрансформаторов

Объект	Наименование автотрансформатора	Марка автотрансформатора	Напряжение обмоток, кВ			Потери, кВт	
			4	5	6	7	8
1	2	3	В Н	С Н	НН	Х Х	КЗ
РГРЭС	АТ-9	АТДЦТН- 125000/220/110 УХЛ1	23 0	12 1	38, 5	40	28 0
ПС Благовещенская	АТ-2	АТДЦТН- 125000/220/110 УХЛ1	23 0	12 1	38, 5	40	28 0
ПС Хвойная	АТ-1	АТДТН- 32000/220/110 УХЛ1	23 0	12 1	38, 5	18	16 5
	АТ-2	АТДТН- 32000/220/110 УХЛ1	23 0	12 1	38, 5	18	16 5

Основными требованиями при выборе трансформаторов являются: надежность электроснабжения потребителей (учет категории приемников

электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок [24].

Выбор мощности автотрансформаторов связи производим из условия максимального перетока мощности между РУ в нормальном и аварийных режимах, с учётом перегрузочной способности в аварийном режиме. Наложение аварийного и ремонтного режимов не рассматриваем, т.к. вероятность такого режима очень мала. Также отметим, что суточные графики нагрузок как турбоагрегатов, так и нагрузки равномерны, что избавляет нас от необходимости строить отдельно графики активной и реактивной мощности для каждого турбоагрегата в отдельности и обмоток автотрансформатора.

Итак, выполним расчет загрузки новых автотрансформаторов в различных расчетных условиях. Расчет проведем в ПВК RastrWin3, результаты расчета сведем в таблицу 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Проверка выбранных АТ по токовой загрузке

Объект	Расчетное условие	Автотрансформатор	Загрузка по току, А	Загрузка по току, %
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Благовещенская	Аварийное отключение АТ-1, работа ТГ1-4 на БТЭЦ	АТ-2/ 125 МВА	482	81,0
РГРЭС	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ РГРЭС – Михайловка, работа ТГ4-6 на РГРЭС	АТ-9/ 125 МВА	246	41,4
ПС 220 кВ Хвойная	Аварийное отключение АТ-1(2), ремонт ВЛ 110 кВ Волково – Иванова	АТ-2(1)/ 32 МВА	39	51,3

4.3 Расчет токов КЗ

Расчет токов КЗ необходим для проверки выбираемых устройств регулирования автотрансформаторов на динамические воздействия составляющих токов КЗ.

Для расчета токов КЗ был выбран программный комплекс ПК «Бриз» АРМ СРЗА. Комплекс позволяет:

- строить математическую модель электрической сети с неограниченным объемом узлов и связей, как в графическом, так и в табличном виде. Экспортировать графическое изображение сети в формат CorelDRAW, AutoCAD. Производить экспорт/импорт электрической части модели сети (ветви и её параметры) в формат программы Excel.

- производить расчеты электрических величин в сети неограниченного объема, при повреждениях любой сложности, с учетом групп ветвей взаимной индукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной сети любого напряжения. Получать выходные документы в формате Word и Excel.

- производить расчет уставок микропроцессорных защит, токовых ступенчатых защит от замыканий на землю, дистанционных защит типа ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, токовых защит от междуфазных К.З., микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS, ALSTOM. Получать выходные документы в формате пакета Word, производить экспорт релейного фонда в формат программы Excel.

- в составе ПАЗ (Программа Анализа срабатывания Защит): проводить анализ поведения защит нулевой последовательности (ТЗНП) и дистанционных защит (ДЗ) при заданных повреждениях в электрической сети.

- строить графики, годографы электрических величин и характеристик срабатывания ступеней для группы защит при перемещении места КЗ по линиям.

- получать новую сеть на базе эквивалента сети. Производить расчет

параметров производной схемы замещения (шунтов) для повреждений любой сложности, с учетом параметров взаимоиндукции ветвей нулевой последовательности.

– производить расчеты по определению места повреждения сети.

Программа расчета токов КЗ по месту повреждения для каждого из заданных узлов производит два вида расчетов: расчёт при трёхфазном металлическом КЗ в узле (ABC) и расчёт при однофазном металлическом КЗ в узле (A0). Узлы для расчёта задаются в приказе УЗЕЛ-КЗ. Узлы задаются двумя способами. Перечисление через пробел отдельных узлов сети и записью диапазона: У31-У32. Число узлов в задании не ограничено.

Стартовать расчет токов КЗ по месту повреждения можно двумя способами: Расчёт (F6) или Расчёт с сортировкой и Расчёт без сортировки (в меню поля чертежа и в меню панели задания). В первом случае (с сортировкой), узлы будут выводиться в протокол, в порядке возрастания номеров. Во втором случае (без сортировки), узлы будут выводиться в протокол, в порядке заданном в задании при перечислении номеров узлов.

Разработано несколько форматов печати выходного документа. Формат задаётся в приказе ПЕЧАТЬ. В информационном поле приказа задается номер формата печати выходного документа - 1,11,111 2, 3 , 4 или 5. Формат печати 1,11 соответствует таблице, в которой выдаются для трёхфазного КЗ I_1 для каждой ветви первого пояса и суммарная величина, для однофазного КЗ I_1 , I_2 и $3I_0$ для каждой ветви первого пояса и суммарная величина. В формате печати 11 дополнительно печатаются в полярной форме суммарные сопротивления Z_1, Z_2, Z_0 . Формат печати 111 соответствует таблице, в которой выдаётся информация только по узлам. Формат печати 2 – для проверки аппаратуры. В таблице для трёхфазного и однофазного КЗ выдаётся ток фазы А в кА при КЗ на шинах и за выключателем. Ток выдаётся для каждой ветви первого пояса и суммарная величина при КЗ на шинах. И наконец, в третьем, четвертом, и пятом форматах печати (аналогично 1 , 2 и 111 форматам) результаты выдаются в таблицу Excel.

При формировании подрежима можно использовать все приказы, используемые в программе расчёта токов короткого замыкания. До 2014 года, при формировании задания, можно было использовать только один подрежим. Сейчас это ограничение снято.

Разработка предназначена для служб, занимающихся расчетами уставок релейной защиты в энергосистемах и ОДУ, для организаций, занимающихся проектированием и выбором оборудования и устройств релейной защиты и автоматики для электросетевых объектов.

Используя меню узла можно составить задание для расчёта ТКЗ-МП.

Меню узла состоит из следующих пунктов:

«Узел хxxx: В список УЗЕЛ-КЗ» - указанный узел записать в список узлов для расчёта ТКЗ-МП в приказ УЗЕЛ-КЗ редактора заданий, для промежуточных узлов пункт меню не активен;

«Узел хxxx: Открыть панель первого пояса» - открывается окно со списком ветвей подходящих к этому узлу. Список содержит информацию об электрических параметрах и о том, какие ветви и узлы не нарисованы на чертеже;

Используя меню ветви можно составить подрежим для расчёта ТКЗ-МП.

Меню ветви содержит следующие пункты:

- «ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление элемента N=xx»;
- «ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления элемента N=xx»;
- «ОТКЛЮЧЕНИЕ без заземления ветви р,Уз1-Уз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Уз1 узла, со стороны Уз2 узла);

- «ОТКЛЮЧЕНИЕ и заземление ветви р,Уз1-Уз2» - пункт меню содержит подменю из 3-х пунктов детализирующих вид отключения (с двух сторон, со стороны Уз1 узла, со стороны Уз2 узла);

- «ВКЛЮЧЕНИЕ ШСВ р,Уз1-Уз2».

Расчет произведен для максимального режима. Схема замещения представлена на рисунке 4.3.1. На рисунке 4.3.2 показан приказ задания на расчет токов КЗ в заданных узлах. Исходные данные оборудования и значения сопротивлений схемы замещения получены в соответствии с Приложением N1 к Приказу №340. Результаты расчета представлены в таблице 4.3.1.

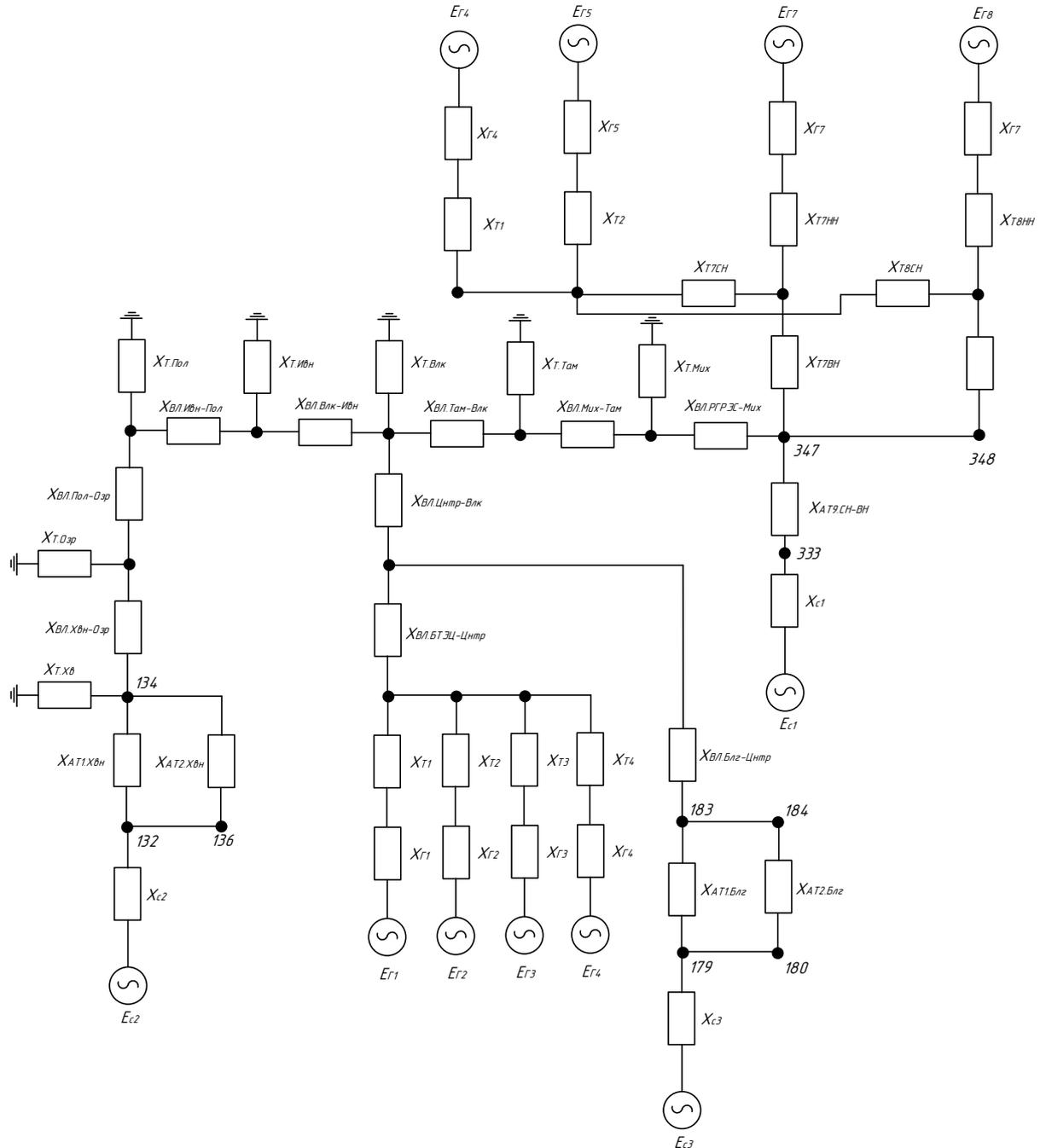


Рисунок 4.3.1 – Схема замещения для расчета в АРМ СРЗА

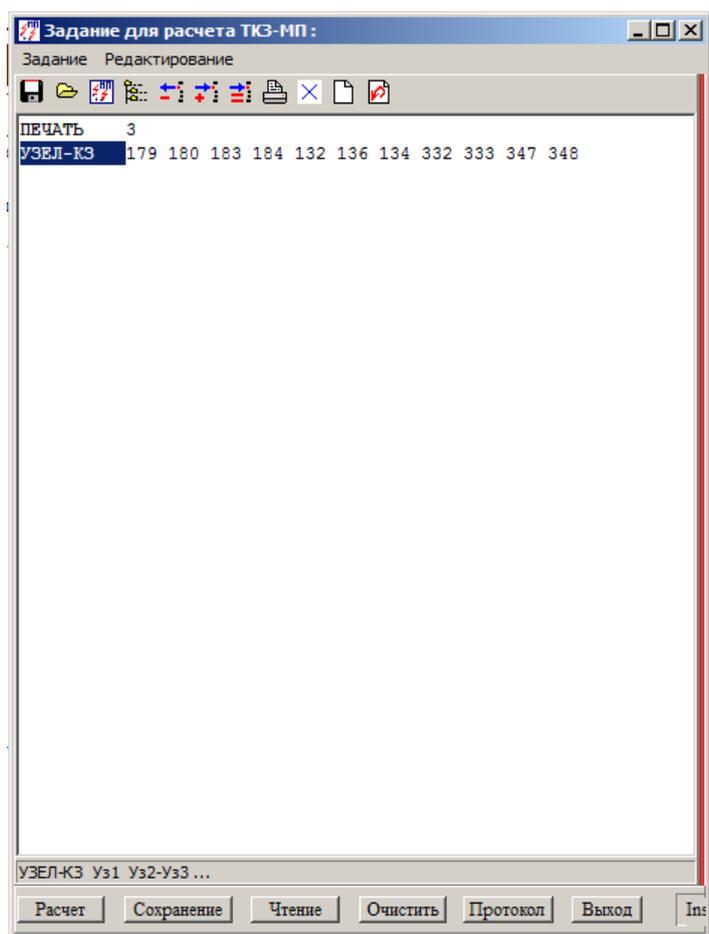


Рисунок 4.3.2 – Задание на расчет токов КЗ в АРМ СРЗА

Таблица 4.3.1 – Результаты расчета токов КЗ

Пояс Узла	Наименование Узла	3х-фазное КЗ		Однофазное КЗ(А0)					
		И, А	$\varphi_{II}, ^\circ$	И, А	$\varphi_{II}, ^\circ$	I ₂ , А	$\varphi_{I2}, ^\circ$	I _{3I0} , А	$\Phi_{3I0}, ^\circ$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
179	1С-220 БЛГ	6786	98	2320	97	2320	97	6960	97
	от ВЛ Амур №1	1540	100	517	100	531	100	489	103
	от 2С-220	2829	98	964	97	968	97	3235	96
	от АТ-1	1132	92	393	92	384	92	1615	94
	от Айгунь №1	0	0	0	0	0	0	958	98
	от ВЛ Варвар	1293	101	448	100	439	100	678	106
180	2С-220 БЛГ	6786	98	2320	97	2320	97	6960	97
	от ВЛ Амур №2	1578	102	530	102	544	101	469	103
	от 1С-220	3957	98	1356	98	1352	98	3726	98
	от АТ-2	1261	92	438	92	427	92	1813	94
	от Айгунь №2	0	0	0	0	0	0	958	98
183	1С-110 БЛГ	13176	95	5225	95	5225	95	15675	95
	от АТ-1	2363	96	925	96	945	96	2902	93
	от 2С-110	6722	95	2665	95	2666	95	7576	95
	от ПТФ	0	0	0	0	0	0	167	91
	от Центр. №1	1798	99	718	99	710	99	2000	98

Продолжение таблицы 4.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	от БТЭЦ №1	2303	91	920	91	909	92	1706	99
	от Хэйхэ	0	0	0	0	0	0	589	95
	от Игнт.	0	0	0	0	0	0	745	95
184	2С-110 БЛГ	13176	95	5225	95	5225	95	15675	95
	от АТ-2	2631	96	1031	96	1052	96	3703	92
	от 1С-110	6454	95	2560	95	2559	95	8099	96
	от Слкт	0	0	0	0	0	0	322	92
	от Центр. №2	1798	99	718	99	710	99	1797	99
	от БТЭЦ №2	2303	91	920	91	909	92	1767	99
132	220 ХВН	6227	103	1851	101	1851	101	5554	101
134	110 ХВН	3051	100	1111	98	1111	98	3334	98
	от АТ1	1137	92	414	90	414	91	1437	95
	от АТ2	1136	92	414	90	414	91	1372	95
	от ВЛ ХВН-Озр	851	120	310	118	310	118	541	111
332	1СШ-220 РГРЭС	9184	99	2759	100	2759	100	8276	100
	от 2СШ-220	5050	98	1518	99	1516	99	5060	96
	от ВЛ Завитая 2	2680	101	800	103	807	102	2004	109
	от ВЛ Архара 2	1458	98	442	98	436	99	1253	102
333	2СШ-220 РГРЭС	9184	99	2759	100	2759	100	8276	100
	от 1СШ-220	4136	100	1241	101	1243	101	3251	106
	от ВЛ Завитая 1	2585	100	771	101	779	101	1543	99
	от ВЛ Архара 1	1445	99	439	100	432	100	1272	102
	от АТ9	1026	93	310	94	307	94	2270	89
347	1СШ-110 РГРЭС	7707	94	3052	94	3052	94	9155	94
	от 2СШ-110	5776	92	2287	92	2287	92	6201	93
	от ВЛ Михайл	755	116	297	116	300	116	270	105
	от Т6	1236	90	492	90	488	90	1266	90
	от ВЛ Бур/т	0	0	0	0	0	0	1191	99
	от ВЛ Бурейск1	0	0	0	0	0	0	241	97
348	2СШ-110 РГРЭС	7707	94	3052	94	3052	94	9155	94
	от АТ9	4505	92	1781	92	1786	92	4699	94
	от 1СШ-110	1944	100	770	100	770	100	2956	96
	от Т7	1272	90	506	90	502	90	1303	90
	от ВЛ Бурейск2	0	0	0	0	0	0	202	97

Далее выполним расчет апериодической составляющей тока КЗ и ударного тока КЗ для каждого узла. Для примера выполним расчет токов на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Благовещенская в узле 179 «1С-220 БЛГ».

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial} \quad (4.3.1)$$

где I_{n0} - значение периодической составляющей тока КЗ в узле, кА;

$K_{y\partial}$ - ударный коэффициент, принимаем равным 1,6.

$$i_{y\partial.179} = \sqrt{2} \cdot 6,786 \cdot 1,6 = 15,352 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока К.З.:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (4.3.2)$$

$$i_{a179} = \sqrt{2} \cdot 6,786 = 5,595 \text{ кА}$$

Далее результаты сведем в таблицу 4.2.2

Таблица 4.3.2 – Результаты расчета составляющих токов КЗ

Точка короткого замыкания	$I_{по}$, кА	i_a , кА	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4
1С-220 ПС Благовещенская	6,786	9,595	15,352
2С-220 ПС Благовещенская	6,786	9,595	15,352
1С-110 ПС Благовещенская	13,176	18,63	29,808
2С-110 ПС Благовещенская	13,176	18,63	29,808
220 ПС Хвойная	6,227	8,8	14,08
110 ПС Хвойная	3,051	4,314	6,9024
1СШ-220 РГРЭС	9,184	12,986	20,777
2СШ-220 РГРЭС	9,184	12,986	20,777
1СШ-110 РГРЭС	7,707	10,897	17,43
2СШ-110 РГРЭС	7,707	10,897	17,43

4.4 Выбор устройств РПН

На трансформаторах связи РПН позволяет поддерживать напряжение в питающих электрических сетях в пределах регулирующих диапазонов трансформаторов ЦП, а также, обеспечивая определенную независимость уровней напряжения в питающих и распределительных сетях, проводить оптимизацию режима напряжения в ЭЭС. Для получения необходимого эффекта устройства РПН должны использоваться достаточно интенсивно. К сожалению, нормальному использованию РПН часто препятствует сложившееся представление о том, что они недостаточно надежны.

Опыт интенсивного использования РПН трансформаторов и автотрансформаторов, а также анализ надежности в п.4.1, показали, что их надежность при этом снижается из года в год.

Большое число переключений приводит к износу контактов, поэтому размыкание дуги должно производиться термо- и эрозионностойкими контактами. Этими свойствами обладают контакты из металлокерамики, представляющей собой пропитанную расплавленным электропроводным материалом пористую пластину из термостойкого материала (например, вольфрама). Однако подобный материал не обладает достаточно малым переходным сопротивлением в замкнутом состоянии. Поэтому контакты имеют комбинированную конструкцию. При замыкании первыми приходят в соприкосновение металлокерамические поверхности. Затем контакты «дожимаются», в результате чего приходят в соприкосновение медные поверхности. При размыкании первыми размыкаются медные контакты, но сохраняются замкнутыми металлокерамические, размыкающиеся лишь после этого. В результате обеспечивается хороший контакт в замкнутом состоянии и высокая износостойкость в процессе отключения дуги. Медные контакты считаются основными, а металлокерамические, действующие лишь кратковременно в процессе переключения, — вспомогательными.

В процессе гашения дуги масло в баке контакторов разлагается на газы и углерод, выпадающий в виде шлама. В газовом пузыре образуется высокое

давление и содержится большое количество водорода, в котором дуга эффективно охлаждается и гаснет. Шлам оседает на дно бака контакторов и поэтому опасности для изоляции не создает. Из-за содержания взвешенных частиц углерода цвет масла становится темным, однако это не препятствует нормальному дугогашению.

Проникновение взвешенных частиц в масло трансформатора исключено, так как даже при нарушении плотностей сальников вала привода в трансформаторе поддерживается более высокое гидростатическое давление масла (оно может просачиваться только из бака трансформатора в бак контакторов).

О пригодности к эксплуатации масла контакторов можно судить по его пробивному напряжению, которое не должно быть ниже 25 кВ/см. Пробивное напряжение масла определяется содержанием влаги. В начальный период использования РПН масло подсушивается дугой и его пробивное напряжение растет. Спустя значительное время при высокой концентрации углерода пробивное напряжение начинает снижаться из-за влаги, обусловленной гигроскопичностью углерода. Масло в баках контакторов заменяют, как правило, в период текущих ремонтов трансформаторов.

Таков общий принцип выработки ресурса современных устройств РПН. Для выбранных автотрансформаторов принимаем к установке устройства немецкого производителя РПН – MR VACUTAP VM.

VACUTAP VM – универсальное устройство. Его основная область применения – это трансформаторы 30 – 200 МВА и типичные в сети электропередач уровни напряжений 110 – 230 кВ. Также хорошо устройство VACUTAP VM подходит для применения в электродуговой печи, при линиях электропередач постоянного тока высокого напряжения, электролизных процессах, в выпрямителях и фазорегуляторах. Самое большое преимущество заключается в том, что те, кто до сих пор использовал масляную технологию, могут расширить применение с переходом на надежную вакуумную технологию VACUTAP VM. Оно на 100 % совместимо по подключению с устрой-

ством OILTAP M (масляный РПН). Это также касается устройств РПН, выпущенных на основе иных лицензий[19].



Рисунок 4.4.1 – Внешний вид устройства РПН VACUTAP VM
Система VACUTAP Step Protection System [*]:

– специальные детали защищают устройство РПН от короткого замыкания на ступенях при перенапряжениях в сети (например, из-за удара молнии, выполнение переключений и т. д.);

– небольшой разброс значений срабатывания;

– оптимальная координация изоляции внутри контактора;

– предотвращает разрушение изоляции в устройстве РПН.

Иные преимущества применения VACUTAP VM:

– низкая потребность в техобслуживании при максимальном сроке службы. Межревизионный интервал в 300 000 переключений означает, что устройство РПН не требует технического обслуживания на протяжении срока службы трансформатора;

– устройство изначально приспособлено для использования альтернативных изолирующих жидкостей;

- предусмотрена сертификация АТЕХ (использование устройства в условиях повышенной взрывоопасности);
- устройство можно эксплуатировать в районах с повышенной сейсмической активностью.

Выбор устройства РПН автотрансформатора выполняется по следующим величинам:

- максимальный рабочий ток;
- допустимый кратковременный ток;
- длительность КЗ;
- расчетный ударный ток КЗ.

Максимальный рабочий ток, протекающий через силовой трансформатор определяется по формуле:

$$i_{\text{раб. макс. АТ. Блг}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.4.1)$$

где $S_{\text{АТ}}$ - номинальная мощность АТ, кВА;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение АТ, кВ.

Определим токи, протекающие по АТ рассматриваемых ПС:

- АТ-2 ПС 220 кВ Благовещенская:

$$i_{\text{раб. макс. АТ. Блг}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298 \text{ А} ,$$

- АТ-1(2) ПС 220 кВ Хвойная:

$$i_{\text{раб. макс. АТ. Хвн}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 76,3 \text{ А} ,$$

- АТ-9 Райчихинской ГРЭС:

$$i_{\text{раб. макс. АТ. ГРЭС}} = \frac{S_{\text{АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298 \text{ А} .$$

Предварительно выберем универсальное устройство РПН MR VACUTAP VM I 1002 для АТ, мощностью 32 МВА и VACUTAP VM I 802

для АТ, мощностью 125 МВА. Сравнительный анализ расчетных величин и характеристик, выбранных РПН приведен в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Выбор устройств РПН

Объект, АТ, устройство РПН	Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3	4
Райчихинская ГРЭС, АТ-9, MR VACUTAP VM I 1002	Максимальный рас- четный рабочий ток, А	1000	76,3
	Допустимый кратко- временный ток, кА	10	9,184
	Расчетный ударный ток, кА	25	20,777
	Максимальное рас- четное напряжение, кВ	252	242
ПС 220 кВ Благо- вещенская, АТ-2, MR VACUTAP VM I 802	Максимальный рас- четный рабочий ток, А	800	298
	Допустимый кратко- временный ток, кА	8	6,786
	Расчетный ударный ток, кА	20	15,352
	Максимальное рас- четное напряжение, кВ	252	242
ПС 220 кВ Хвойная, АТ-1(2), MR VACUTAP VM I 802	Максимальный рас- четный рабочий ток, А	800	298
	Допустимый кратко- временный ток, кА	8	6,227
	Расчетный ударный ток, кА	20	14,08
	Максимальное рас- четное напряжение, кВ	252	242

4.5 Разработка автоматического регулятора РПН

В настоящее время процесс автоматического регулирования уровней напряжения с помощью РПН широко развит. Из широкого спектра устройств, осуществляющих функцию автоматики управления РПН можно

остановиться на хорошо знакомом производителе устройств РЗА, систем АСУТП – НПП «ЭКРА» г. Чебоксары.

Итак, для осуществления автоматического управления РПН необходимо выбрать терминал управления, аппаратуру АСУТП для обвязки терминала в сети и контроллер интеллектуального устройства управления (далее - ИУУ).

Для осуществления функций автоматического управления РПН АТ выберем терминал БЭ2704 155. Шкаф типа ШЭ2607 155 предназначен для защиты трансформатора (Т), регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Шкаф типа ШЭ2607 155 состоит из двух комплектов. Первый комплект «комплект А1» реализует функции основных и резервных защит трансформатора:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака трансформатора;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны среднего напряжения (СН) с пуском по напряжению (МТЗ СН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 1 секции (НН1) с пуском по напряжению (МТЗ НН1);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения 2 секции (НН2) с пуском по напряжению (МТЗ НН2);
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;

- реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;

- защиту от перегрузки (ЗП);

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

- УРОВ ВН трансформатора;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения;

- контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформатора.

Релейная часть комплекта А1 выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 041 и электромеханических реле.

Комплект А2 реализует функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;

- ручное регулирование напряжения;

- блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;

- блокировку РПН от внешних сигналов;

- блокировку РПН при перегрузках трансформатора;

- блокировку РПН при превышении $3U_0$ (или U_2);

- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;

- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

- одновременный контроль двух секций шин;

- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;

- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;

- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Комплект А2 выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

Для осуществления централизованного управления уровнями напряжений на выбранных устройствах необходимо выбрать централизованную систему управления технологическим процессом. Программно-технический комплекс «ЭКРА» (ПТК ЭКРА) – это совокупность аппаратных и программных средств, предназначенных для создания многоуровневых систем АСУ ТП электрических подстанций.

Программные и технические средства ПТК ЭКРА призваны обеспечить:

- эффективное управление процессами преобразования и распределения электрической энергии;

- единство системы контроля и управления оборудованием;

- наблюдаемость параметров и состояния оборудования в нормальном и аварийном режимах;

- повышение эффективности управления автоматизируемым оборудованием;

- повышение безопасности и комфортности работы оперативного и обслуживающего персонала;

- информационное обеспечение производственно-технической деятельности эксплуатационного персонала.

Программно-технический комплекс имеет модульную (компонентную) структуру и позволяет потребителю создавать проектным путем открытые для модернизации и развития АСУ ТП подстанций любого типа и назначения, с любым составом силового оборудования и инженерных систем.

В составе АСУ ТП на основе ПТК ЭКРА в качестве смежных систем могут функционировать специализированные системы и ПТК других производителей.

Обмен информацией и командами с системами сторонних производителей, входящих в одну АСУ ТП (специализированную или АСУ ТП общестанционного уровня управления), может выполняться с использованием единой локальной сети, по выделенным цифровым каналам связи или с использованием устройств типа «шлюз», обеспечивающих управляемый обмен между устройствами, имеющими различные интерфейсы.

Состав типов и каналов связи определяется технологическими требованиями и составом информационного обмена, а также составом контролируемого оборудования и смежных подсистем.

Обмен информацией между ПТК ЭКРА подстанционного уровня, АСДУ ФСК и системного оператора осуществляется с помощью специализированной системы сбора и передачи информации PI System OSIsoft и протокола МЭК 60870-5-104.

АСУ ТП подстанции на основе ПТК ЭКРА строится как единая информационная среда, интегрирующая функции автоматизации технологических процессов основного и вспомогательного оборудования.

Основным понятием АСУ ТП на базе ПКТ ЭКРА является информационная модель объектов, включаемых в систему, и предназначена для отображения и описания информационных свойств объектов, участвующих в технологическом процессе реализации функций подсистем и АСУ ТП в целом. Структура информационной модели унифицирована для всех типов объектов и содержит все необходимые атрибуты для однозначной идентификации и интеграции объекта в систему. Описание объектов на основе унифицированной информационной модели ПТК ЭКРА позволяет объединить в единую систему как отдельные программно-технические средства (устройства) так и функциональные и агрегированные подсистемы, и использовать одни инструментальные программные средства как на стадии разработки и внедре-

ния ПТК на конкретной подстанции, так и на стадии эксплуатации комплекса.

АСУ ТП подстанции строится как открытая интегрированная система, в которой внутрисистемные коммуникации между компонентами осуществляются с использованием единых протоколов передачи данных, таких как МЭК 60870-5-104, МЭК 61850 и пр., обеспечивающих пользователям доступ к оперативным данным системы в реальном масштабе времени.

Использование унифицированных информационных моделей и соответствующих сервисов позволяет создать единую концептуальную систему представления данных и интерфейсов с единой средой настройки, облегчает задачу интеграции с системой устройств и подсистем различных производителей.

Функциональная структура ПТК АСУТП ПС определяется сложившейся технологией управления оборудованием ПС. Типовые функции ПТК для ПС делятся на информационно-измерительные, управляющие и сервисные.

В состав информационно-измерительных функций ПТК входят:

- сбор и первичная обработка аналоговых сигналов;
- сбор и обработка дискретных сигналов;
- отображение информации оператору-технологу;
- предупредительная и аварийная сигнализация;
- регистрация и архивация событий и параметров процесса;
- регистрация аварийных ситуаций;
- контроль действий защит и противоаварийной автоматики;
- оперативная диагностика состояния оборудования и систем управле-

ния.

В состав управляющих функций ПТК входят:

- дистанционное управление;
- автоматическое управление и технологические и защитные блокиров-

ки.

Сервисные функции ПТК заключаются в осуществлении процедур контроля и самодиагностики средств ПТК, модификации, наладки и верификации АСУ ТП и ПТК.

Для реализации вышеперечисленных функций АСУ ТП подстанций ПТК ЭКРА содержит соответствующий набор аппаратных и программных средств, которые позволяют подобрать достаточно оптимальное архитектурное решение для построения АСУ ТП конкретной подстанции. Архитектура ПТК ЭКРА для АСУ ТП ПС состоит из трех основных уровней: средний (контроллерный), сетевой и верхний.

Средний (контроллерный) уровень решает функции сопряжения с объектом автоматизации – измерение текущих параметров процесса, получение информации о состоянии объекта управления, передача управляющих воздействий на органы управления в реальном времени протекания процесса.

Сетевой уровень - это среда информационного обмена между контроллерами среднего уровня и системами верхнего уровня. Сетевой уровень является интегрирующей средой ПТК ЭКРА, которая обеспечивает управление информационными потоками и комплексное взаимодействие всех подсистем АСУТП ПС.

Верхний уровень решает задачи представления, обработки, хранения и анализа информации, интерфейсных связей с оператором, информационного обмена с внешними системами, сервисные функции конфигурирования и обслуживания системы.

Обобщенная структура АСУ ТП на базе ПТК ЭКРА представлена на рисунке 4.5.1.

Обмен данными между компонентами ПТК ЭКРА осуществляется по локальной сети Ethernet, организованной сетевыми средствами, входящими в состав ПТК.

Передача данным между терминалами РЗА и ПА, контроллерами присоединений, коммуникационными контроллерами, шлюзами, серверами и локальными АРМ выполняется по стандартным протоколам МЭК 60870-5-

104, МЭК 61850 или специализированному протоколу обмена, поддерживаемому устройствами производства НПП ЭКРА.

При интеграции в состав ПТК ЭКРА отдельных МП устройств и/или подсистем, не имеющих указанные протоколы обмена, используются необходимые коммуникационные шлюзы протоколов МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-103, MODBUS, SPA-BUS, DDPProfibus, специализированных протоколов других производителей.

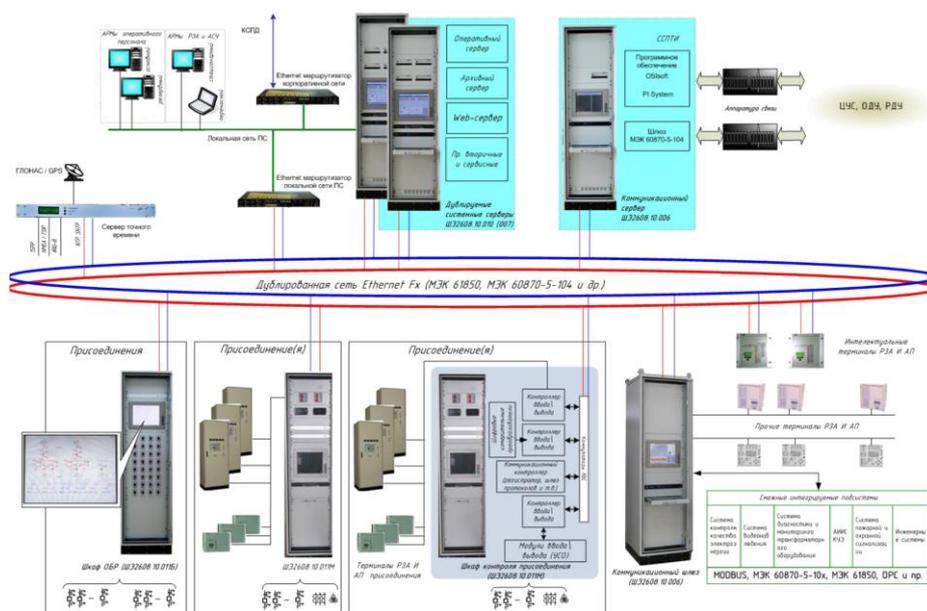


Рисунок 4.5.1 – Обобщенная структура организации АСУ ТП на базе ПТК ЭКРА

Итак, обвязанный по сети терминал необходимо подключить к устройству интеллектуального управления. Таким должен выступить концентратор данных, мгновенно обрабатывающий большой поток информации и также мгновенно «принимаящий решение» о выполнении управляющего воздействия на оборудования управления.

Перспективы развития ФСК и холдинга МРСК связаны с внедрением технологий активно-адаптивных сетей. Это предполагает значительное повышение темпов сбора технологической информации в автоматизированных системах управления, особенно в АСУ ТП подстанций, что, в свою очередь,

связано с повышением требований к интеллектуальным электронным устройствам (ИЭУ) [22].

В связи с совершенствованием технологической базы управления электрическими сетями к современным интеллектуальным электронным устройствам (ИЭУ) предъявляются повышенные требования по основным показателям качества обработки сигналов, определяющих их техническое совершенство. Прежде всего, это относится к быстродействию и точности обработки сигналов, обеспечению синхронности измерений. Необходимость в быстрых синхронных измерениях связана с широким применением в активноадаптивных сетях (ААС) систем автоматического управления и регулирования с использованием различных регуляторов, в том числе статических и электромашиных устройств для компенсации реактивной мощности, устройств для регулирования параметров сети, устройств продольно-поперечного включения, преобразователей вида тока и т.д. [22].

Поэтому к ИЭУ, используемым в автоматизированных системах технологического управления ААС, предъявляются повышенные требования по основным показателям качества обработки сигналов в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов. В максимальной степени соответствуют указанным выше требованиям ИЭУ на основе технологии векторных измерений. Подобные устройства в последние годы, наряду с традиционной областью применения WAMS (Wide Area Measurement Systems), все активнее стали применяться в АСУ ТП подстанций, в автоматизированных системах технологического управления WACS (Wide Area Control Systems), для создания распределенных систем релейной защиты и автоматики WAPS (Wide Area Protection System), а также в качестве основных элементов управления и регулирования ААС [20-22].

С другой стороны, ИЭУ с функциями синхронных измерений параметров режима энергосистемы являются более доступной альтернативой по отношению к ИЭУ на основе технологии векторных измерений. Для выполнения синхронных измерений параметров режима энергосистем ИЭУ должны

самостоятельно, или по запросу от специальных устройств, обеспечивать фиксацию текущих измерений. Получаемые таким образом в АСУ ТП подстанций и в АСТУ электрических сетей единовременные срезы параметров режима энергосистем со всех присоединений подстанции и с разных подстанций могут быть использованы для выполнения функций режимной и противоаварийной автоматики ААС. При этом появляется возможность ввести элементы ААС для обычных подстанций с учетом имеющихся средств регулирования (силовые трансформаторы с РПН, батареи конденсаторов и т.д.) и реализовать более эффективные алгоритмы регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В качестве примера ИЭУ, реализующего функции быстрых синхронных измерений параметров режима энергосистемы, можно привести многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2. За счет применения оригинальных алгоритмов обработки сигналов [21] в ЭНИП-2 обеспечено сочетание высокого быстродействия и высокой точности обработки сигналов (класс точности 0,2 и 0,5, быстродействие 40 мс, опционально 20 мс). С целью обеспечения синхронных измерений основные измерения выполняются каждые 0,5 мс, точность синхронизации часов точного времени составляет 0,5 мс (опционально 0,1 мс). ЭНИП-2 обеспечивает измерение параметров режима энергосистем на основе среднеквадратических значений и на основе токов и напряжений основной гармоники, выполнение функций телеуправления и телесигнализации, технического учета электроэнергии, мониторинга качества электроэнергии. Для расширения функциональных возможностей ЭНИП-2 дополняются блоками телеуправления со встроенными реле, модулями ввода-вывода и различными модулями индикации. Преобразователи ЭНИП-2 опционально имеют до двух портов Ethernet с поддержкой протоколов обмена Modbus TCP/IP, МЭК 608705-104 и МЭК 61850-8-1.

При использовании ИЭУ на основе технологии векторных измерений точность синхронизации времени составляет несколько микросекунд, и поэтому на основе измерений комплексных амплитуд токов и напряжений ос-

новой гармонике другие параметры режима энергосистемы могут быть вычислены в других устройствах. Дополнительно могут быть вычислены параметры режима энергосистемы на основе информации от нескольких ИЭУ, например, разность фаз напряжений по концам линии (WAMS), разность комплексных амплитуд токов по концам линии (продольная дифференциальная защита), напряжение у потребителей (системы регулирования напряжения). На основе информации, поступающей с различных ИЭУ, могут быть реализованы различные виды противоаварийной и режимной автоматики [21].

Основные проблемы, стоящие перед разработчиками ИЭУ на основе технологии векторных измерений, связаны с обеспечением требований по качеству обработки сигналов в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов. При этом следует отметить, что существующий стандарт IEEE C37.118.1- 2011 [21] ориентирован, прежде всего, на устройства, используемые в WAMS, и не отражает специфических требований к ИЭУ для выполнения функций WACS и WAPS, прежде всего связанных с необходимостью обеспечения требуемого качества обработки при нестационарных входных сигналах и необходимостью более высокого темпа передачи данных.

Стандартом IEEE C37.118.1-2011 предусмотрены испытания ИЭУ для определения показателей качества устройств при электромеханических переходных процессах, но отсутствуют испытания при нестационарных входных сигналах, соответствующих электромагнитным переходным процессам. Более того, рекомендуемые в стандарте временные окна усредняющих КИХ-фильтров не обеспечивают эффективное подавление свободных составляющих электромагнитных переходных процессов [25].

В практике энергосистем Российской Федерации предусмотрены дополнительно испытания ИЭУ на основе осциллограмм реальных аварий в энергосистемах и аномальных режимов, или испытания на электродинамической модели ОАО «НИИПТ» [25]. При разработке интеллектуального

электронного устройства ЭНИП-3 на основе технологии векторных измерений были учтены как требования стандарта IEEE C37.118.1, так и нестационарный характер входных сигналов – устройство отстроено от помех в виде свободных составляющих электромагнитных переходных процессов и высших гармоник, обеспечивает требуемую точность измерения векторов тока и напряжения при изменении частоты энергосистемы, а также при изменении огибающих токов и напряжений основной гармоники в условиях электромеханических переходных процессов в энергосистеме, при изменении нагрузки, вследствие работы АРВ и иных устройств автоматики энергосистем.

Разработаны две основные модификации ЭНИП-3: с аналоговыми входами (далее ЭНИП-3А) и с цифровыми входами согласно МЭК 61850-9-2LE (далее ЭНИП-3Ц). Для передачи данных в ЭНИП-3 предусмотрено использование протоколов IEEE C37.118.2, МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850-8-1. Передача векторных измерений производится 10, 25, 50, 100, 200, 400 раз в секунду. Точность синхронизации встроенных часов реального времени составляет 1 мкс. Опционально ЭНИП-3 содержит встроенный GPS/ГЛОНАСС-приемник, регистратор переходных режимов, ftp сервер для доступа к архивным данным, встроенный цветной сенсорный индикатор. В марте 2012 года в лаборатории ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис» и в научно-исследовательской лаборатории технических средств управления ОАО «Энергосетьпроект» проведены испытания ЭНИП-3А и ЭНИП-3Ц. Цель испытаний состояла в определении статических и динамических характеристик ЭНИП-3 согласно IEEE C37.118.1, тестировании ЭНИП-3 при использовании comtrade-файлов реальных аварий в энергосистемах, предоставленных НИЛ ТСУ Энергосетьпроект [3]. Дополнительно на вход ЭНИП-3 подавались сигналы на основе специально сгенерированных comtrade-файлов электромагнитных и электромеханических процессов с известными законами изменения амплитуды, частоты и фазы основной гармоники тока и напряжения. При испытаниях ЭНИП-3А и ЭНИП-3Ц использовалось следующее оборудование: испытательные установки «УППУ-МЭ 3.1К», РЕТОМ-41М и РЕТОМ-51,

устройство для формирования цифрового потока данных МЭК 61850-9-2LE на основании «проигрывания» comtrade-файлов. Данные ЭНИП-3 фиксировались в устройствах сбора данных ЭНКС-4 (PDC, Phasor Data Concentrator) со встроенным ftp-сервером и компьютере с установленным специализированным программным обеспечением. На основании результатов, полученных в результате математического моделирования работы и испытаний ЭНИП-3А и ЭНИП-3Ц, произведен сравнительный анализ полученных результатов. Результаты испытаний показали очень точное совпадение результатов математического моделирования функционирования ЭНИП-3 и испытаний ЭНИП-3Ц. Результаты испытаний подтвердили соответствие ЭНИП-3 по статистическим характеристикам и динамическим характеристикам согласно IEEE C37.118.1-2011.

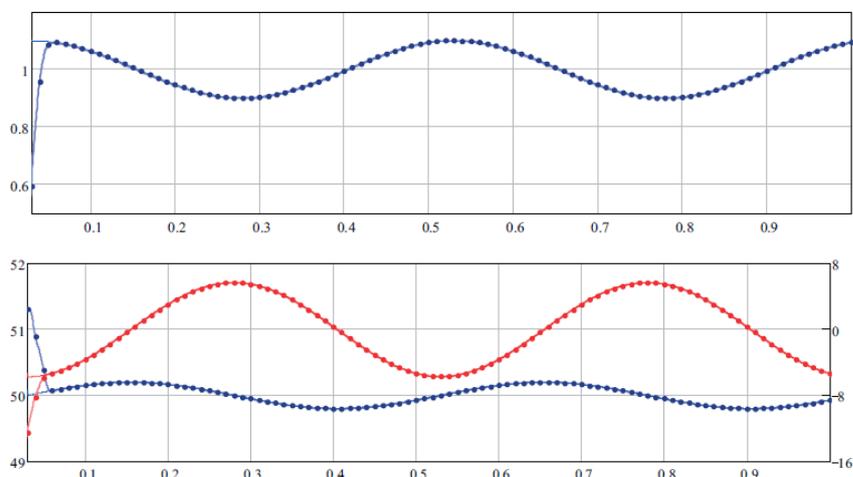


Рисунок 4.5.2 – Результаты испытания ЭНИП-3Ц

На рисунке 4.5.2 представлены результаты испытаний ЭНИП-3Ц при использовании первого испытания стандарта IEEE C37.118.1 (Dynamic compliance – measurement bandwidth). На графике показаны огибающая напряжения, частота и начальная фаза входного напряжения, результаты, полученные в результате математического моделирования, результаты измерений с помощью ЭНИП-3Ц. Передача векторных измерений производится 100 раз в секунду.

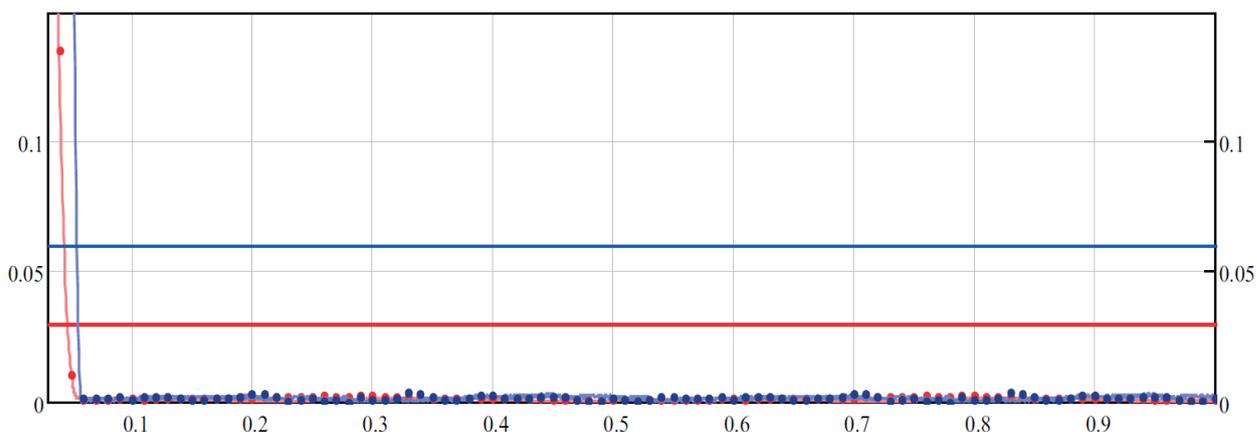


Рисунок 4.5.3 – Графики погрешностей частоты и напряжения

Из рисунка 4.5.3 следует, что полная погрешность измерения вектора напряжения (Total vector error) и погрешность в измерении частоты (Frequency Measurement Error) значительно меньше допустимых значений. При воспроизведении comtrade-файлов реальных аварий в энергосистемах и специально сгенерированных comtrade-файлов имеют место кратковременные «всплески» погрешностей измерений ЭНИП-3 комплексных амплитуд токов и напряжений и частоты в режимах энергосистемы, сопровождающимися скачкообразным изменением амплитуды или начальной фазы токов (напряжений) основной гармоники при электромагнитных переходных процессах и в режимах, связанных с подачей на электроустановку напряжения. Указанные явления неизбежны. Вопрос лишь в минимизации уровня данных погрешностей, их продолжительности и обеспечения достоверности данных.

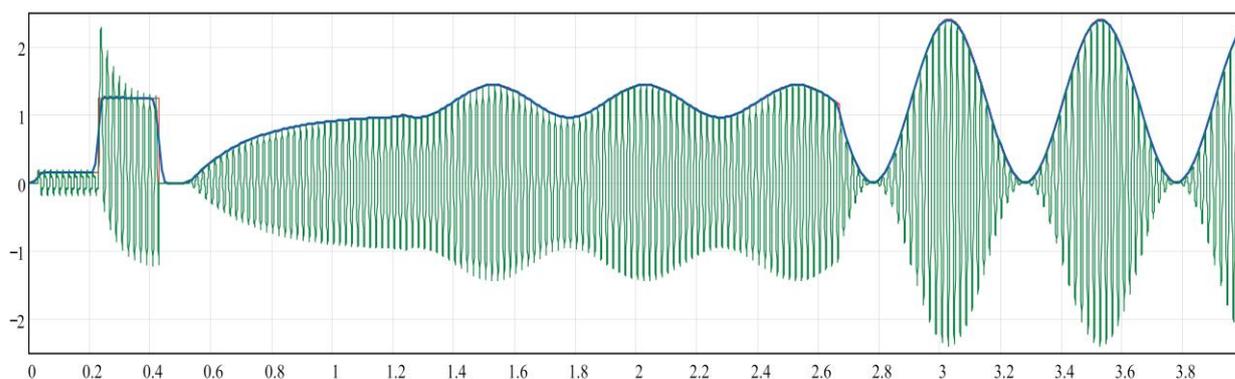


Рисунок 4.5.4 – График изменения амплитуды тока в ЭНИП

На рисунке 4.5.4 представлены результаты испытаний ЭНИП-3Ц при «проигрывании» comtrade-файла, в котором последовательно воспроизводят-

ся несколько режимов с известными законами изменения амплитуды, частоты и фазы основной гармоники тока и напряжения. На графике показаны мгновенный ток, огибающая тока основной гармоники и ее оценка с помощью ЭНИП-3Ц. Как следует из рис. 3, при электромагнитных переходных процессах, сопровождающихся скачкообразным изменением амплитуды тока основной гармоники и наличием свободных составляющих переходного процесса, оценка амплитуды тока производится без наличия перерегулирования собственного переходного процесса в ИЭУ даже при наличии в токе аперiodической составляющей. Математическое моделирование ЭНИП-3 в различных режимах работы энергосистем, в том числе в условиях интенсивных электромагнитных и электромеханических переходных процессов, и результаты испытаний ЭНИП-3А и ЭНИП-3Ц позволяют сделать вывод об эффективности использования ЭНИП-3 в системах мониторинга переходных режимов WAMS, в автоматизированных системах технологического управления нового поколения WACS и распределенных системах релейной защиты и автоматики WAPS.

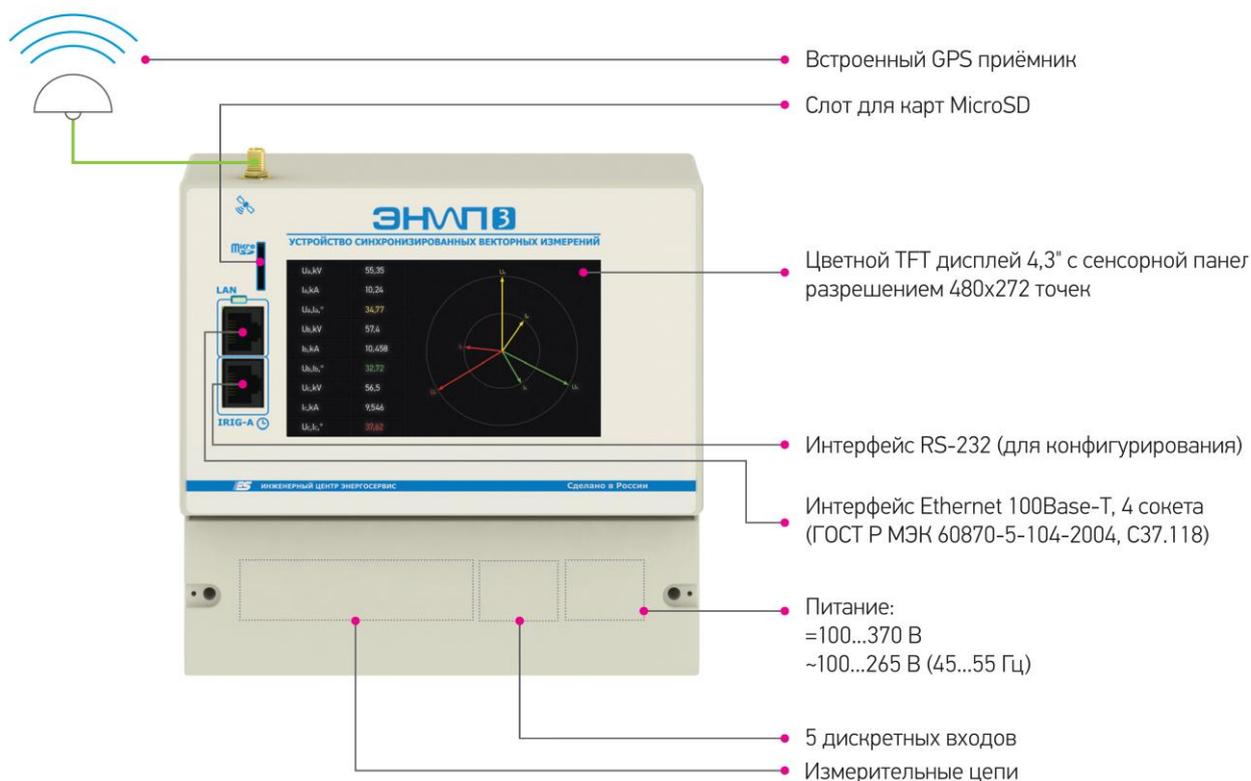


Рисунок 4.5.5 – Внешний вид ЭНИП-3

Таким образом, данный тип регулятора мог бы подойти для исследования и испытания регулирования параметров рассматриваемой энергосистемы. Использоваться может и любой другой автоматический регулятор, способный работать в диапазоне требуемых параметров.

4.6 Экономические ожидания в результате автоматизации процесса регулирования напряжений

Процесс регулирования напряжений на автотрансформаторах с помощью РПН приводит к изменению коэффициента трансформации в ту или иную сторону и, как следствие, к получению желаемого уровня напряжения на стороне среднего напряжения (110-220 кВ). Наша задача состоит именно в том, чтобы добиться автоматизации процесса регулирования напряжений в сетях 220-500 кВ посредством регулирования РПН на АТ. Но как оценить реальную экономическую выгоду от данного эффекта регулирования?

Не стоит забывать о том, что конечная цель любого процесса передачи электроэнергии – доставка качественной электрической энергии потребителю. Поддерживая стабильный уровень напряжения в системообразующих сетях, мы обеспечим и достаточный уровень напряжения на шинах потребителя и достаточный диапазон регулирования напряжения на шинах потребителя своими силами.

В настоящее время в значительной мере используется устаревшее оборудование. По величине потерь мы занимаем одно из первых мест в мире - до 30% (включая воровство), а отключения фазных напряжений достигают недопустимых значений. В передовых странах потери электроэнергии, как правило, не превышают 5-7%. Большие потери электроэнергии в наших сетях тем не менее неправомерно перекладываются на потребителя - тарифы на электроэнергию завышены практически вдвое. В результате потребитель получает некачественную электроэнергию по завышенной стоимости, что ведет к снижению эффективности производства и переплате за ее необоснованный перерасход [43].

Надо также иметь в виду, что электрическая энергия в настоящее время рассматривается как товар, причем товар особого вида, характеризующийся совпадением во времени процессов производства, транспортировки и потребления. Поэтому к электрической энергии, как и к любому товару, применено понятие «качество», которое подтверждает ее пригодность для нормального функционирования электроприемников потребителей электроэнергии. Эти обстоятельства и рост тарифов на электроэнергию привели к необходимости регулирования взаимоотношений между продавцами и покупателями электрической энергии на государственном уровне путем принятия законодательных документов и требования оформления договорных обязательств. На практике договора с энергоснабжающими организациями в силу объективных причин и ведомственных интересов продавца не всегда учитывают интересы потребителей. Так как обеспечить номинальное напряжения 380В (фазное 220В) на каждом электроприемнике невозможно, то устанавливаются определенные границы его допустимого отклонения. Различные потребители электроэнергии предъявляют свои требования по допустимому отклонению напряжения - от $\pm 2,5\%$ до $\pm 10\%$ номинального значения. Большинство потребителей устраивает отклонение напряжения в пределах $\pm 5\%$ относительного значения. Этот же диапазон допустимых напряжений учитывается при создании большинства электроприемников - электрических двигателей, осветительного оборудования и других. Такие же значения отклонения напряжения были приняты в качестве нормы в ГОСТ 13109-97 [44]. Следовательно, в соответствии с ГОСТом напряжение в точках присоединения сети потребителей должно находиться в допустимом диапазоне, и при этом считается, что электроприемники будут работать достаточно эффективно и экономично. Отклонение напряжения от допустимого диапазона в большую или меньшую сторону ведет к:

- ухудшению условий работы электрооборудования (снижению КПД, снижению срока службы, сбоям в работе, нарушению технологического процесса и другим негативным последствиям);

- перерасходу электроэнергии и, следовательно, оплаты за ее использование.

Наиболее эффективным способом повышения качества энергии, в частности, восстановления допустимого уровня напряжения на вводах электрических сетей потребителей при недопустимых его отключениях в питающей сети является пофазное или трёхфазное регулирование с использованием принципа автоматического регулятора РПН.

Регулирование происходит автоматически в зависимости от значения отклонения напряжения в фазах питающей сети от границ допустимых напряжений в большую или меньшую стороны. Одноступенчатый регулятор позволяет возвращать и удерживать напряжение в норме при его отключении в питающей сети. При этом возможность комбинации в фазах разных режимов позволяет снижать несимметрию в трехфазной сети, если она была в питающей сети.

В случае если напряжение питающей сети выходит за рамки диапазона то для возвращения и удержания его в допустимой норме следует применять двухступенчатый регулятор. Двухступенчатый регулятор позволяет изменять питающее напряжение в фазах на $\pm 2,4$ кВ и, следовательно, возвращать и удерживать напряжение в регулируемой сети в норме при его отклонениях в питающей сети в пределах. При этом возможность снижения несимметрии напряжения в сети потребителя еще более возрастает.

Технические данные одноступенчатых и двухступенчатых регуляторов, выпускаемых компанией ЭНИП в настоящее время представлены в таблицах 2.3.1 и 2.3.2 соответственно.

Таблица 2.3.1 – Технико-экономические показатели одноступенчатых регуляторов ЭНИП

Максимальная мощность нагрузки силового трансформатора (автотрансформатора), МВА	Номинальный ток регулятора, А	Диапазон регулирования, %	Стоимость, тыс.руб.
1	2	3	4
16	84	±2,5	1380
25	132		2470
32	168		270
40	210	±5	300
63	331		379
125	657		470

Таблица 2.3.2 – Технико-экономические показатели двухступенчатых регуляторов ЭНИП

Максимальная мощность нагрузки силового трансформатора (автотрансформатора), МВА	Номинальный ток силового трансформатора	Диапазон регулирования, %	Стоимость, тыс.руб.
1	2	3	4
16	84	±10	1720
25	132		2600
32	168		3000
40	210		3400
63	331		3800
125	657		4850

Следует отметить, что с целью снижения габаритов стоимости силовой части устройства, а также упрощения системы управления, принят только один шаг регулирования на одну ступень и только одна (одноступенчатый) или две (двухступенчатый) ступени регулирования. Тем не менее, такое решение позволяет, с одной стороны максимально перекрыть разброс значений отклонения напряжения на вводах потребителей, регистрируемый на практике, а с другой - позволяет оператору при выборе диапазона допустимых напряжений максимально учитывать характер нагрузки конкретного потребителя.

Следует оценить экономическую выгоду от принимаемых к установке устройств автоматического регулирования. Капитальные вложения необходимые на установку состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат [11].

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (4.6.1)$$

где $K_{\text{обр}}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$ - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$ - прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$ - коэффициент инфляции.

Отметим, что в общую структуру капиталовложений (100%) в объекты электроэнергетики входят: оборудование, приспособления и производственный инвентарь – 51%, строительно-монтажные работы – 37% и доля прочих затрат составляет 12% [18].

Рассчитаем сметную стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ.

В нашем случае к установке целесообразно применить регуляторы

двухступенчатые в количестве:

– 2 шт на номинальную мощность АТ – 32 МВА (ПС Хвойная);

– 2 шт на номинальную мощность АТ – 125 МВА (ПС Благовещенская и Райчихинская ГРЭС).

В совокупности это обойдется, на основании данных из таблицы 2.3.2, в 15 700 тыс.руб. Таким образом:

$$K_{обр} = 3000 \cdot 2 + 4850 \cdot 2 = 15700 \text{ тыс.руб.}$$

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительные-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{обр}}{0,51} = \frac{15700}{0,51} = 30784 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения на строительные-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 30784 = 11390 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{Пр} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 30784 = 3694 \text{ тыс.руб.}$$

Произведем расчёт эксплуатационных издержек.

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года.

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{\text{рз}} + И_{\text{ам}} \quad (4.6.2)$$

Амортизация - постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу). Цель амортизации - накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Экономическое содержание износа - потеря стоимости. Выделяют следующие виды износа:

- физический износ - изменение физических, механических и другие свойств основных фондов под воздействием сил природы, труда и т. д. (амортизационные отчисления учитывают только этот вид износа);

- моральный износ 1-го рода - потеря стоимости в результате появления более дешевых аналогичных средств труда;

- моральный износ 2-го рода - потеря стоимости, вызванная появлением более производительных средств труда;

- социальный износ - потеря стоимости в результате того, что новым основные фонды обеспечивают более высокий уровень удовлетворения социальных требований;

- экологический износ - потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым, повышенным требованиям и охране окружающей среды, рациональному использованию природных ресурсов и т.п.

Амортизационные отчисления - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$И_{\text{ам}} = \frac{К}{T_{\text{сл}}}, \quad (4.6.3)$$

где $К$ – капиталовложения;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования ($T_{\text{сл}} = 30$ лет).

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии.

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Все эти факторы риска требуют тщательно продуманной системы профилактических и предупредительных мероприятий по поддержанию оборудования и передаточных устройств предприятий в надлежащем техническом состоянии.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания (ППР и ТО), а также внеплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования. Сущность системы ППР и ТО заключается в том, что по истечении определенного отработанного времени в момент ожидаемого отказа производятся различные виды ремонтного воздействия (ТР, КР и ТО). Чем короче разрыв между фактическим моментом отказа и моментом ожидаемого отказа и выполнения соответствующего ремонтного воздействия, тем эффективнее система ППР и ТО.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{\text{рз}} = \alpha_{\text{орз}} \cdot K, \quad (3.6.4)$$

где $\alpha_{орэ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ($\alpha_{орэ} = 0,0155$)

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$И = \alpha_{орэ} \cdot K + \frac{K}{T_{ст}} = 0,0155 \cdot 30784 + \frac{30784}{30} = 1503 \text{ тыс.руб.}$$

Далее производится стоимостная оценка результатов. Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности ИП является оценка выручки от реализации проекта. Для нового строительства такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i, \quad (3.6.5)$$

где $W_i = 438000 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$ – полезно отпущенная потребителю электроэнергия;

T_i - тариф на передачу электроэнергии, руб./МВт·ч;

$$O_{pt} = W_i \cdot T_i = 438000 \cdot 179,4 = 78,58 \text{ млн.руб}$$

Определим срок окупаемости инвестиций в данный проект.

$$T_{ок} = \frac{30784000}{78580000} = 0,391.$$

Из срока окупаемости видно, что данный окупится менее, чем за полгода.

Регуляторы обладают рядом достоинств, а также преимуществ. Так, схема регулирования напряжения, то есть автоматическое переключение режимов полностью исключает коммутации в силовой сети.

Включение режимов выполняются путем переключения несилевой обмотки, не связанной с нагрузкой, что ведет к облегчению коммутирующих

устройств и отсутствию помех. Для создания в силовой обмотке напряжения индуцируемая мощность составляет только порядка 10% от мощности потребляемой нагрузкой. Эти технические решения регулирования напряжения позволяют уменьшить вес устройства в 2-5 раз, а также значительно снизить его стоимость по сравнению с известными типами аналогов.

Регулятор имеет еще одно важное преимущество - энергия, потребляемая для собственных нужд, составляет лишь доли процента от энергии, передаваемой в нагрузку. То есть, КПД регулятора составляет не менее 99,7%.

Регуляторы напряжения имеют автоматическую защиту силовых цепей и цепей управления, блоки коммутации и управления. Осуществляется измерение и индикация значений напряжения в сети и тока в нагрузке, а также активной, реактивной и полной мощности. Все составные части устройства расположены внутри одного модуля, заключенного в металлический корпус. Органы оперативного управления вынесены на лицевую поверхность и предоставляют собой графическую панель с сенсорным экраном. Панель оператора позволяет устанавливать произвольно диапазоны [33].

Системный эффект в проектируемую систему автоматического регулирования достигается за счёт следующих мероприятий:

- повышение надежности передаваемой энергии;
- с вводом новых быстродействующих систем регулирования появилась возможность оптимизации перетоков мощности по всему региону Амурской области, а, следовательно, уменьшение потерь мощности;
- повышения качества электроэнергии;
- уменьшение себестоимости передачи электроэнергии, вследствие увеличения полезного отпуска электроэнергии.

5 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

5.1 Принципы анализа режима активно-адаптивной сети

На самом первом этапе анализа важно правильно организовать эквивалент схемы распределительной сети, иначе будет неверно произведен расчет и, соответственно, анализ режимной ситуации, что может привести к некорректным выводам. Цель эквивалентирования свести реальную схему сети к обобщенной таким образом, чтобы для анализа режимной ситуации использовать достоверные (откорректированные) значения электрической нагрузки вводных присоединений в характерных узлах нагрузки каждого уровня [40].

Далее выполняется декомпозиция. Под декомпозицией понимается деление эквивалентированной схемы на структурные единицы с указанием конфигурации сети. Под структурной единицей понимается: понизительная подстанция, радиальная линия, разомкнутая разветвленная магистраль, магистраль с двухсторонним питанием. При этом необходимо учесть, что для более точного анализа число источников питания для одной структурной единицы должно быть не более двух, это позволит правильно определить направление потоков мощности. Распределительные сети, работающие в сложнзамкнутом режиме, всегда не эффективны. Поэтому на данном этапе важно правильно выполнить декомпозицию сети, найти точку размыкания сети для корректного анализа.

Для правильного определения параметров схемы замещения линии необходимо проанализировать конструктивное исполнение линии и выделить участки с разными сечениями проводов, «скруток» из разных материалов (например, медь с алюминием). Это необходимо для последующего анализа пропускной способности линии и исключения возможных перегрузок по сечению. Типы и номинальные мощности трансформаторов Данные параметры необходимы для последующего сравнения фактической нагрузки электрической сети с предельно допустимой и правильности выбора силово-

го трансформатора с учетом перспективы подключения новых потребителей. Положение РПН, ПБВ, анцапф трансформаторов, уровни напряжений на шинах ВН, СН, НН. От положения РПН, ПБВ сильно зависят нагрузочные потери от передачи активной мощности в линиях, следовательно, суммарные нагрузочные потери. Это объясняется тем, что с увеличением положения РПН трансформатора суммарные потери возрастают, так как рост нагрузки определяется квадратом напряжения и вызван ее регулирующим эффектом. Поэтому очень важно произвести тщательный анализ существующих положений РПН, ПБВ, анцапф с целью определить, насколько эффективно они выбраны.

Необходимо выбрать центр питания. Под питающим центром понимается распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции энергосистемы, имеющее устройство для регулирования напряжения, к которому подсоединены электрические сети. Помимо традиционных параметров (линий и трансформаторов), схемы замещения включают в себя еще и активные элементы, участвующие в автоматизированном регулировании режимной ситуации. При расчете установившегося режима их сложно учесть. Однако данный параметр схемы замещения необходим для выделения узлов, в которых возможно размыкание сети или отделение нагрузки по каким-либо причинам (перечень узлов, которые попадают под САОН, перечень узлов, попадающих под АЧР, ДА).

Под активным элементом понимается любой элемент, которым можно в автоматизированном режиме управлять режимной ситуацией (ПА, АЧР, ЧАПВ, АРН, АВР, УШР, БСК, ДА). Активные элементы делятся на две группы: первая для управления установившимся режимом, вторая для управления переходными режимами. Если для первой группы элементов параметры в схеме замещения можно задать в любом программно-вычислительном комплексе (например, меняя номер отпайки, меняя напряжение генерирующего узла, включая компенсирующее устройство и т.д.), то для второй группы с целью анализа режимной ситуации параметры можно вводить списком, это

не будет программно-вычислительный комплекс, но это будут контролируемые сечения.

Анализ коэффициентов загрузки трансформаторов и линий необходим для определения «узких» мест работы сети, т.е. трансформаторов и линий, работающих с предельно допустимыми значениями по загрузке и тем самым снижающих надежность и устойчивость электроснабжения потребителей, поскольку необходимый резерв по мощности и регулированию напряжения отсутствует. Определение оптимального места размыкания сети. Анализ позволит обеспечить минимум потерь активной энергии с учетом вероятностного характера изменения параметров режима и качества информационных потоков [40]. При этом обязательно нужно учитывать, что место размыкания сети может быть ручное (для II и III категорий потребителей) и автоматизированное (для потребителей I категории, перерыв в электроснабжении которых недопустим).

Определение силовых трансформаторов, на которых необходимо установить автоматическое регулирование напряжения и на каких допустимо ручное регулирование. Этап необходим для оптимизации уровней напряжений в рассматриваемой сети с целью снижения потерь. В разомкнутых сетях кв нужно регулировать напряжения в центрах питания, где должны быть установлены трансформаторы с РПН. Место для автоматического либо ручного регулирования напряжения следует выбирать, исходя из минимума потерь в них электроэнергии при техническом ограничении по качеству [40].

Данный анализ целесообразно производить дважды в год: в зимний максимум нагрузок и летний минимум нагрузок.

Список контролируемых узлов и сечений. В связи с постоянным увеличением подключаемых к распределительной сети потребителей и необходимостью контроля роста нагрузок данный список является весьма важным инструментом управления режимом распределительной сети и средством предотвращения недопустимого отклонения его параметров, а при переходе

существующих распределительных сетей на Smart Grid будет носителем очень важной информации для автоматического управления сетью.

5.2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок

Для количественной оценки требуемого регулировочного диапазона напряжений в выявленных узлах рассчитаем отклонения напряжений в них и коэффициенты загрузки силового оборудования на рассматриваемых ПС.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\delta} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\delta}}, \quad (5.2.1)$$

где P_{cp}^{δ} – средняя мощность за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

ε – относительный прирост электрической нагрузки;

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

t_{δ} – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Найдём прогнозируемую установленную мощность всех ПС.

Максимальная и эффективная прогнозируемые мощности определяются выражениями:

$$P_{max}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_m; \quad (5.2.2)$$

$$P_{эф}^{прог} = P_{cp}^{прог} \cdot k_{\phi}, \quad (5.2.3)$$

где $P_{max}^{прог}$ – средняя спрогнозированная мощность ПС;

k_m – коэффициент максимума;

k_{ϕ} – коэффициент формы.

Расчёт вероятностных характеристик для активной и реактивной мощности аналогичен.

Расчёт прогнозируемых статистических вероятностных характеристик ведется по следующему алгоритму:

- производится прогнозирование средних нагрузок;

- определяются остальные прогнозируемые величины.

Расчёт по данному алгоритму производился в программе Microsoft Excel. В качестве исходных величин принимаем параметры контрольных замеров по зимнему максимуму за 2018 год. Перспективный расчет будет произведен до 2024 г. В таблице 5.2.2 представлены рассчитанные вероятностные характеристики.

Таблица 5.2.2 – Вероятностные характеристики

Наименование ПС	Прогнозируемые значения нагрузки на 2024 г.					
	P_{cp}	P_{max}	$P_{эф}$	Q_{cp}	Q_{max}	$Q_{эф}$
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ Амурская (нагрузка 10 кВ)	16,7	20	19,5	5,8	7,0	6,8
Бурейская ГЭС (нагрузка + производственный отбор)	17,3	20,8	20,3	1,8	2,1	2,0
Зейская ГЭС (нагрузка + производственный отбор)	29,3	35,2	34,3	3,0	3,6	3,5
ПС 220 кВ Благовещенская (нагрузка 110 кВ)	39,6	47,5	46,3	10,7	12,8	12,5
ПС 220 кВ Хвойная (нагрузка 110 кВ)	7,3	8,7	8,5	4,0	4,8	4,7
Райчихинская ГРЭС (нагрузка 35 кВ)	22,5	27	26,3	6,8	8,1	7,9

5.3 Расчёт перспективного режима

Спрогнозировав параметры нагрузок узловых объектов, на которых возможно осуществить регулирование, выполним расчет максимального режима для оценки загрузки выбранного трансформаторного оборудования в выявленных «узких» местах энергосистемы (таблица 5.3.1, 5.3.2). Оценка загрузки и отклонения напряжения будет произведена в узлах:

- шины 110 кВ Райчихинской ГРЭС;
- шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская;
- шины 110 кВ ПС 220 кВ Хвойная.

Таблица 5.3.1 – Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов по току

Наименование вет-ви	Марка силового трансформатора	Максимальный ток по элементу, А	Загрузка элемента по току, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Благовещенская АТ-1(2) (ВН)	АТДЦТН-125000/220/110 У1	75	20,5
ПС 220 кВ Благовещенская АТ-1(2) (СН)		139	23,4
ПС 220 кВ Хвойная АТ-1,2	АТДТН-32000/220/110 УХЛ1	36	78,4
Райчихинская ГРЭС АТ-9	АТДЦТН-125000/220/110 У1	143	24

Таблица 5.3.2 – Отклонения напряжений в узлах

Наименование узла	Номинальное (согласованное), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально-допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ
1	2	3	4	5	6
ПС 220 кВ Благовещенская	220	252	225	200	235,13
	110 (124)	126	115	100	119,2
ПС 220 кВ Хвойная	220	252	215	190	236,13
	110 (124)	126	115	100	117,32
Райчихинская ГРЭС	220	252	220	210	237,28
	110 (124)	126	115	100	121,08

Расчет установившегося перспективного максимального режима показал следующее:

– перегрузка силового оборудования по рассматриваемому району в данном режиме отсутствует, загрузка силовых трансформаторов по току не превышает, в среднем, 30-80%.

– выявлено отклонение напряжения от номинального на шинах 110 кВ Райчихинской ГРЭС. Отклонение составило 9,5%. Однако, на данной станции установлено согласованное значение напряжения в нормальном режиме

на шинах 110 кВ, равное диапазону 115-124 кВ, таким образом, отклонение от нижней границы согласованного напряжения составляет 5,2%.

Далее выполним расчет режима в условиях летнего минимума, ремонтов и аварийных отключений в сети. Схемно-режимные условия представлены ранее в таблице 3.1.3 и результаты расчета показаны в таблице 5.3.3.

Таблица 5.3.3 – Отклонения напряжений в узлах в условиях летнего минимума на момент 2024 г.

Наименование узла	Номинальное (согласованное), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально-допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ	Расчётное напряжение с учетом регулирования, кВ	Отклонение напряжения от номинального (согласованного), %
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ Амурская	500	525	455	435	473,1	5,38
	220	252	215	190	229,9	4,5
Бурейская ГЭС	500	252	455	535	464,8	7,2
	220	252	200	190	229,5	4,4
Зейская ГЭС	500	525	530	405	467,2	6,6
	220	252	200	190	231,1	5,05
ПС 220 кВ Благовещенская	220	252	225	200	229,9	4,5
	110 (117)	126	115	100	117,1	5,9 (0,2)
ПС 220 кВ Хвойная	220	252	215	190	223,1	1,36
	110 (117)	126	115	100	117,03	5,9 (0,1)
Райчихинская ГРЭС	220	252	220	210	-	-
	110 (117)	126	115	100	117,13	6,01 (0,1)

Расчет установившегося перспективного минимального режима показал следующее:

– перегрузок по сети в условиях летнего минимума не выявлено;

- загрузка силовых трансформаторов в допустимых пределах;
- отклонений напряжения от ГОСТ не выявлено.

В таблице 5.3.3 приведены расчетные уровни напряжения в узлах с учетом действия регулирующих устройств автотрансформаторов.

Рассмотрим несколько послеаварийных режимов для узлов, в которых была произведена реконструкция силового оборудования и систем автоматического регулирования:

- шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская;
- шины 110 кВ Райчихинской ГРЭС;
- шины 110 кВ ПС 220 кВ Хвойная;

- а также проведем утяжеление электрического режима, проверив изменения параметров при воздействии новых систем регулирования напряжений.

На ПС 220 кВ Благовещенская создадим послеаварийную схему – аварийное отключение 1 СШ-110 и излишняя работа защит ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская №2 на БТЭЦ. В таком режиме напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская сильно просаживается близко к аварийно-допустимой границе - 101 кВ. При этом противоаварийная автоматика еще не работает (АОСН 110 кВ имеет уставку 100 кВ).

С помощью автоматического воздействия РПН оставшегося в работе АТ удалось восстановить уровень напряжения – 114,5 кВ, после чего у диспетчерского и оперативного персонала появляется 20 минут на восстановление режима и ввод его в допустимую область. Результаты расчета показаны на рисунке 5.3.1.

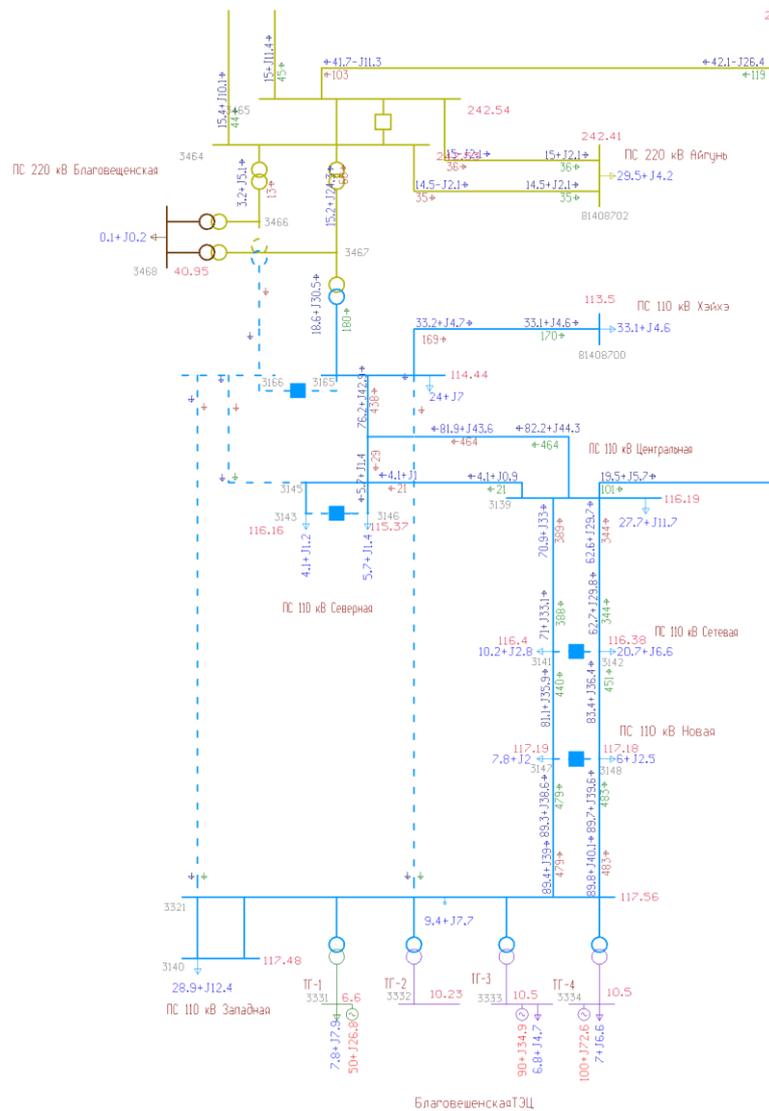


Рисунок 5.3.1 – Результаты расчета послеаварийного режима для узла «шины 110 кВ ПС 220 кВ Благовещенская» после воздействия автоматических систем регулирования напряжений

На ПС 220 кВ Хвойная. В нормальной схема ПС 220 кВ Хвойная питается от ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая, создадим послеаварийную схему – аварийное отключение ВЛ 220 кВ Короли/т – Завитая со стороны ПС 220 кВ Завитая и аварийное отключение АТ-2 на ПС Хвойная. Утяжеление режима произведем, выставив максимальные значения нагрузок ПС, питающихся от ПС Хвойная (зимний максимум). Уставка ПА АОСН 110 кВ на ПС Хвойная составляет 100 кВ и не достигнута. Напряжение на шинах 110 кВ после аварии составило близкое к аварийно-допустимому – 102 кВ.

С помощью РПН оставшегося в работе АТ удалось установить уровень

напряжения 110 кВ, после чего диспетчерский и оперативный персонал могут ввести режим в допустимую область. Результаты расчета показаны на рисунке 5.3.2.

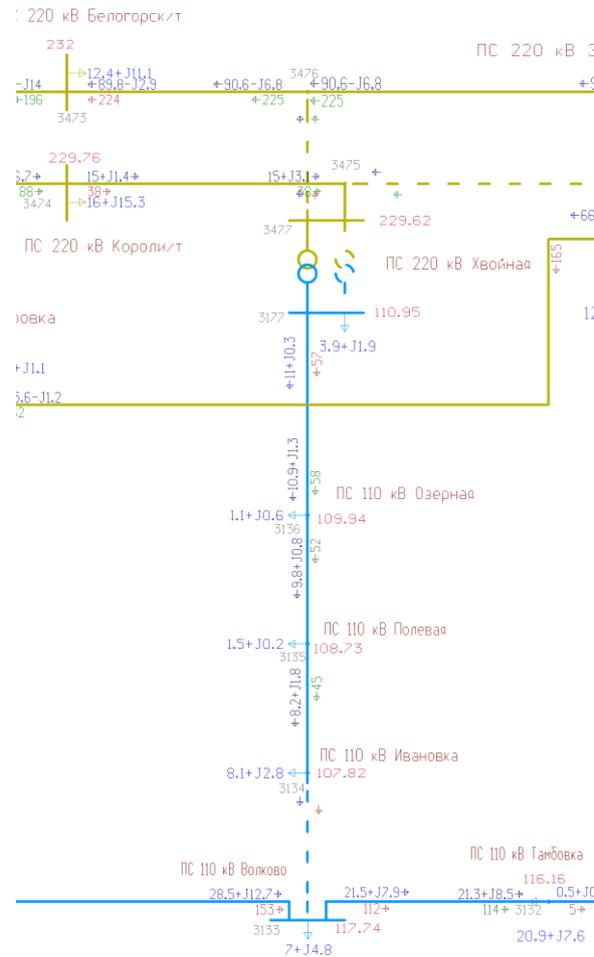


Рисунок 5.3.2 – Результаты расчета послеаварийного режима для узла «шины 110 кВ ПС 220 кВ Хвойная» после воздействия автоматических систем регулирования напряжений

Для оценки режима на Райчихинской ГРЭС рассмотрим ремонтную схему. В ремонте: ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Архара №2, Райчихинская ГРЭС – Завитая №2, ВЛ 220 кВ НБГЭС – НПС-29, НБГЭС – Архара. В такой схеме при аварийном отключении генераторов ТГ4-7, а также при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Райчихинская ГРЭС – Завитая №1, на шинах 110 кВ РГРЭС напряжение составит 100,9 кВ, что близко к значению аварийно-допустимого напряжения (100 кВ), но не достигает уставки АОСН 110 кВ (100 кВ).

При помощи РПН АТ-9 удалось установить значение напряжения в послеаварийном режиме, равное 111 кВ, что обеспечит временем диспетчерский и оперативный персонал для ввода режима в допустимый диапазон. Результаты расчета показаны на рисунке 5.3.3.

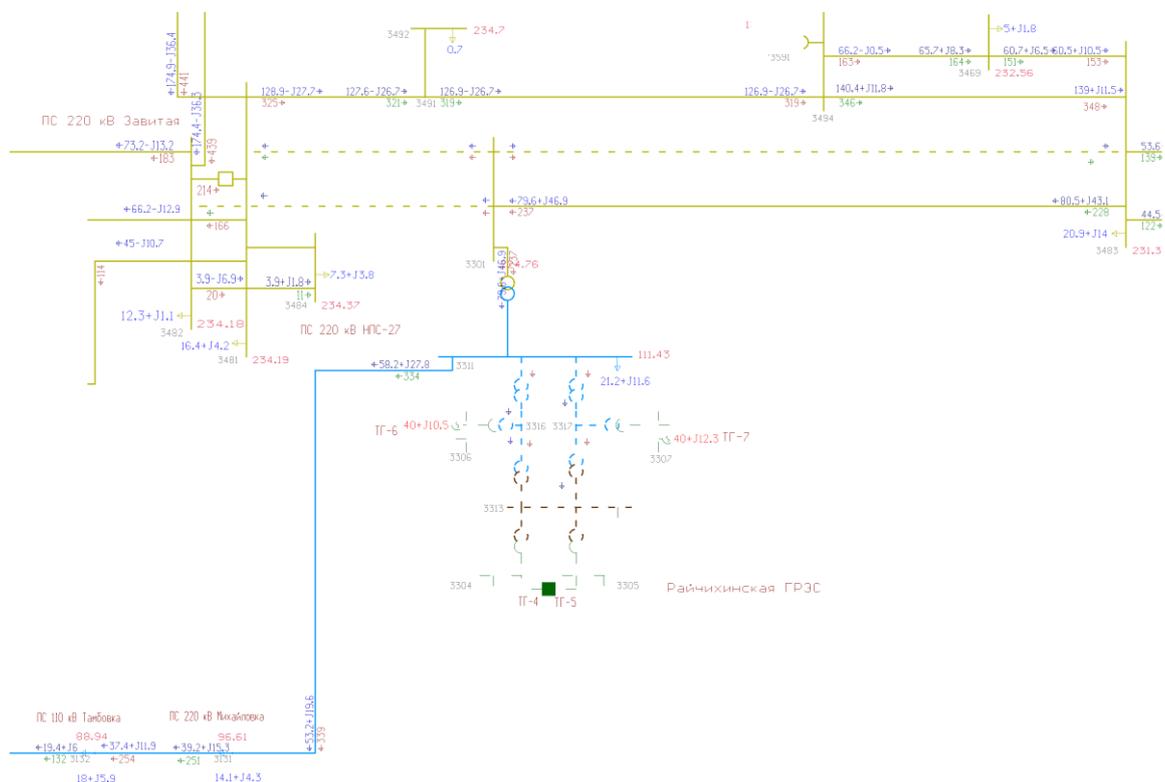


Рисунок 5.3.3 – Результаты расчета послеаварийного режима для узла «шины 110 кВ Райчихинской ГРЭС» после воздействия автоматических систем регулирования напряжений

Отметим, что современные устройства РПН позволили вывести уровень напряжения в более «комфортный» диапазон допустимых значений, а система автоматического регулирования позволила выполнить данную операцию без участия оперативного и диспетчерского персонала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Среди серьезных возмущений параметров электроэнергетического режима от нормальных значений являются недопустимые отклонения напряжения.

Ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России осуществляется совместными действиями диспетчерского и оперативного персонала, направленными на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики. Действия диспетчерского и оперативного персонала по ликвидации нарушений нормального режима должны быть направлены (в порядке снижения приоритетности) на:

- обеспечение безопасности персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей;
- исключение повреждения ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики;
- предотвращение развития и локализацию нарушения нормального режима;
- обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима;
- восстановление электроснабжения потребителей;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы, отдельных ее частей или объектов электроэнергетики.

Персонал далеко не всегда способен оперативно и быстро отреагировать на режимные возмущения, особенно, при массовых процессах отключения генерирующего оборудования или энергопринимающих установок потребителей. В связи с этим имеет смысл разработки системы автоматического регулирования напряжений в ответственных узлах энергосистемы без участия оперативного персонала.

С этой целью была создана настоящая магистерская диссертация, в ходе которой:

- был проанализирован центральный энергорайон Амурской области и выявлены потенциально «слабые» узлы в части регулирования напряжений;
- были подробно изучены современные способы регулирования напряжений в контрольных пунктах электрических сетей;
- осуществлен выбор нового силового оборудования – автотрансформаторов, в выбранных на основании анализа режима узлах
- разработана система и выбраны устройства автоматического регулирования напряжений;
- выполнена оценка схемно-режимной ситуации в сети после проведенных мероприятий.

Данная диссертация раскрывает важную проблему автоматического регулирования напряжений в контрольных пунктах. Несмотря на наличие всевозможных систем регулирования и контроля напряжений, процесс интеллектуализации данных мероприятий далек от завершения. Работа может быть полезной для дальнейшего развития и изучения в научно-исследовательских организациях и ПТО, в структурах развития и разработки энергетической отрасли для создания единой системы управления и контроля напряжений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ Р 57382-2017 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 16.01.2017 N 12-ст (опубликован на официальном сайте Росстандарта в январе 2017, в ИУС 6 - 2017).

2 Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики" Утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 г. N 548

3 Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», утв. Распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 №114

4 ГОСТ 11677-85 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", утвержденном и введенном в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.09.1985 N 3005, раздел 9 (опубликован с утвержденными изменениями N 1, 2, 3, 4.: Изд-во стандартов, 2002).

5 ГОСТ Р 52565-2006 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия", утвержденном и введенном в действие приказом Росстандарта от 23.08.2006 N 170-ст (опубликован - Стандартиформ, 2007), и ГОСТ 12450-82 "Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний", утвержденном и введенном в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 22.03.1982 N 1122.: Изд-во стандартов, 1982.

6 Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В. В.Дорофеев, А. А. Макаров // Энергоэксперт. – 2009. – № 5. – С. 28–34.

7 Жуков А.В. Развитие технологий векторной регистрации параметров для противоаварийного и режимного управления электрическими режимами энергосистем // Тез. докл. междунар. науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем – 2011». – Режим доступа: <http://www.relayprotect.ru>. - 07.03.2019.

8 Наровлянский, В.Г. Современные методы и средства предотвращения асинхронного режима электроэнергетической системы. / В. Г. Наровлянский. – М.: Энергоатомиздат, 2004.

9 Мокеев, А.В. Разработка интеллектуальных электронных устройств с функциями синхронизированных измерений параметров режима энергосистем // Сб. 4 Всерос. науч.-техн. конф. «Энергия белых ночей». – 2011. – С. 28–40.

10 Digital Filters / A.V. Mokeev and etc., Ed. F.P.G. Márquez. – Rijeka, InTech, 2011. – 290 с.

11 Небера А.А. Прикладные вопросы применения векторных измерений параметров электрического режима [Электронный ресурс] // Сб. мат. межд. науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем – 2011». – Режим доступа: <http://www.relayprotect.ru>. - 07.03.2019.

12 IEEE C37.118.1-2011 // Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.

13 Покидышев А.Н., Казаков П.Н. Анализ требований стандарта C37.118 [Электронный ресурс] // Сб. мат. межд. науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем – 2011». – Режим доступа: <http://www.relayprotect.ru>. - 07.03.2019.

14 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб-

ное пособие для вузов./ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

15 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

16 Барыбина, Ю. Г. // Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – С. 576.

17 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.

18 P3A.ru [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. - 09.03.2019.

19 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. - 07.03.2019.

20 Новое электрооборудование в системах электроснабжения / сост. Ополева Г.Н.: Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015.

21 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. - 02.03.2019.

22 Phil Davis. «Умные» сети, изменение регулирования спроса и значение Распоряжения №745 Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики. [Scneider Electric. «Умные» сети как решение проблем возрастания спроса на электроэнергию, старения инфраструктуры, внедрения возобновляемых источников энергии]. Electric Light&Power, 2011, № 89/03, 46-47

23 Kevin Cornish. Коммуникационные технологии для «умных» сетей. [Enspira Solutions Inc. Обзор необходимости и возможностей создания единой сети передачи данных, которая бы отвечала всем требованиям «умных» сетей] Electric Light&Power, 2011, № 89/03, 62-63, 65.

24 Joel Hoiland. Будущее «умных» сетей. [Utilimetrics. Будущее «умных» сетей глазами Kerry Evans, General Electric и Kevin O'Hara, Siemens]. Transmission & Distribution world, 2011, № 5, 24.

25 Steve Largent. Важность спектра для электроэнергетики. [СТИА-The Wireless Association. Доказательство необходимости эффективного и продуктивного использования спектра для раскрытия всех возможностей «умных» сетей]. Electric Light&Power, 2011, № 89/03, 64.

26 Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова.— М.: ИАЦ Энергия, 2010.

27 Бурман, А. П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие / А. П. Бурман, Ю. К. Розанов, Ю. Г. Шакарян.— М.: Издательский дом МЭИ, 2012. — 336 с.

28 Дементьев, Ю.А., Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Ю. А. Дементьев, Р. Н. Бердников, Ю. И. Моржин, Ю. Г. Шакарян. — М.: "НТЦ ФСК ЕЭС", 2012. — С. 235.

29 Данилин, А., Цифровая подстанция. Подходы к реализации. / А. Данилин, Т.Г. Горелик, О. В. Кириенко, Н. А. Дони // Электроэнергетика. Передача и распределение. — 2012. - №3. — С. 10.

30 Таджибаев, А.И., Задачи управления техническим состоянием производственных активов объектов энергетики при реализации концепции Smart Grid / А. И.Таджибаев, А. Н. Назарычев, В. Н. Тульский // Энергоэксперт. — 2012. - №3. — С. 78-81.

31 Билик, Н.И., Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений / Н. И. Билик, В. А. Непомнящий, Г. А. Славин // Труды Энергосетехроекта, - 1978. - Вып. 11.

32 Востросаблин, А. А., Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах / А. А. Востросаблин, Б. Н. Неклепаев // - Электричество, - 1999. - № 8.

33 IEC 60076-5. Power transformers. Part 5. Ability to withstand short circuit, 2004.

34 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1986.

35 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»

36 Дьяков, А. Ф. Система повышения надежности и живучести ЕЭС России / под ред. Дьякова А. Ф. - М.: Изд-во МЭИ, 1996.

37 Шифрин, Л.Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС / Л. Н. Шифрин // Электро. – 2005. - № 1.

38 Френкель, В.Ю., Продольно-поперечное регулирование напряжения в мощных автотрансформаторах 750 кВ. / Л. Н. Шифрин, Н. М. Грабовская // Электротехническая промышленность – 1974. - № 12.

39 Чулюкова, М.В., Методика анализа режимной ситуации для интеллектуализации распределительной электрической сети / Чулюкова, М.В., Савина Н.В., // Вестник Амурского государственного университета. - 2014. - Вып. 67 : Естеств. и экон. науки. - С. 95-99.

40 Савина, Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях: дис.... доктор тех. наук. Н. В. Савина. - Новосибирск: Наука, 2005, 196 с.

41 Воротницкий, В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями [Электронный ресурс]. В. Э. Воротницкий // Энергосбережение. – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=3046 - 07.06.2019 10:38.

42 Соколов В.С., Кириченко-Мишкин В.Д., Шабад В.К. Перспективы применения IT- технологии для повышения качества и экономичности систем электроснабжения. Материалы 1-ой Всероссийской научно-

практической конференции «Современные проблемы электроэнергетики и пути их решения». Махачкала, 2011г.

43 Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	Но	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 21	ПС 220 кВ Высокогорная ОРУ-35	35	1,9	0,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 22	ПС 110 кВ Ц 1 СШ 35	35	4,6	1,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 22	ПС 35 кВ Ханкайская 1С-35 кВ	35	3,9	1,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 24	ПС 35 кВ СДВ 1С 35	35	6,7	2,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 24	ПС 35 кВ БН 1СШ-35	35	6,1	1,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 26	ПС 220 кВ Горин ОРУ-35 кВ	35	2,1	1,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 27	ПС 220 кВ Березовая КРУН-35	35	5,4	2,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 28	ПС 220 кВ Джамку ОРУ-35 кВ	35	0,8	0,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 28	ПС 220 кВ Сулук ОРУ-35 кВ	35	0,6	0,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 29	ПС 220 кВ Ургал ОРУ-35 кВ	35	13,5	4,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 25	ПС 220 кВ Этеркан ОРУ-35 кВ	35	0,2	-0,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 26	ПС 35 кВ Интурист 1С-35 кВ	35	3,6	1,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 40	ПС 110 кВ ХЭС 2С 35	35	4,0	1,1						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	2 8 41	ПС 220 кВ Лондоко ОРУ-35 кВ	35								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 42	ПС 35 кВ Ханкайская 2С-35 кВ	35	2,0	0,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 42	ПС 220 кВ Литовко ОРУ-35 кВ	35	2,3	0,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 44	ПС 35 кВ Интурист 2С-35 кВ	35	5,2	1,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 46	ПС 35 кВ БН 2СШ-35	35	3,8	1,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 48	ПС 35 кВ СДВ 2С 35	35	8,8	2,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 62	ПС 110 кВ Ц 2 СШ 35	35	7,7	1,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 70	ПС 35 кВ Терминал	35	5,4	1,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 71	ПС 35 кВ Тишкино 1с-35	35	2,9	0,8						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 72	ПС 35 кВ Тишкино 2с-35	35	3,2	0,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 72	ПС 35 кВ Монгохто	35	3,1	0,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 74	ПС 35 кВ Южная	35	1,0	0,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 75	ПС 35 кВ Лесозаводская	35	0,3	0,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 76	ПС 35 кВ РП-4	35	4,7	1,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 8 77	ПС 35 кВ РП-1	35	0,3	0,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 01	ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-1	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 02	ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-2	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 03	ПС 220 кВ Тында ОРУ 110 кВ	110	16,8	2,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 21	ПС 110 кВ Михайловка	110	15,1	5,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 22	ПС 110 кВ Тамбовка	110	20,1	6,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 23	ПС 110 кВ Волково	110	6,7	4,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 24	ПС 110 кВ Ивановка	110	8,2	2,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 25	ПС 110 кВ Полевая	110	1,5	0,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 26	ПС 110 кВ Озерная	110	1,1	0,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 29	ПС 110 кВ Центральная	110	26,7	10,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 40	ПС 110 кВ Западная	110	27,7	11,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 41	ПС 110 кВ Сетевая 1С-110 кВ	110	9,8	2,5						

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	Но	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 12	ПС 110 кВ Сетевая 2С-110 кВ	110	19,9	6,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 13	ПС 110 кВ Северная 2С-110 кВ	110	3,9	1,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 14	ПС 110 кВ Северная отп.1С-110	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 15	ПС 110 кВ Северная отп. 2С-110	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 16	ПС 110 кВ Северная 1С-110 кВ	110	5,5	1,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 17	ПС 110 кВ Новая 1С-110 кВ	110	7,5	1,8						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 18	ПС 110 кВ Новая 2С-110 кВ	110	5,7	2,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 65	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-110 кВ	110	23,4	6,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 66	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-110 кВ	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 1 77	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 110 кВ	110	3,8	1,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 2 10	ПС 220 кВ Февральская ОРУ 110 кВ	110	1,8	1,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 2 11	ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-1	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 2 12	ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-2	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 01	Райчихинская ГРЭС ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 04	Райчихинская ГРЭС ТГ 4	6	0,3	0,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 05	Райчихинская ГРЭС ТГ 5	6	2,0	1,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 3 06	Райчихинская ГРЭС ТГ 6	6	1,9	1,1	40,0	10,1	6,3	-10,0	17,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 3 07	Райчихинская ГРЭС ТГ 7	6	3,1	2,7	40,0	11,8	6,3	-10,0	17,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 11	Райчихинская ГРЭС ОРУ 110 кВ	110	21,0	11,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 12	Райчихинская ГРЭС ОРУ 35 кВ	35	19,8	7,8						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 16	Райчихинская ГРЭС ср.т.Т-6	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 17	Райчихинская ГРЭС ср.т.Т-7	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 21	Благовещенская ТЭЦ	110	8,9	6,8						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 3 21	Благовещенская ТЭЦ ТГ 1	6	7,5	7,0	50,0	14,5	6,6	-21,7	52,3	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 3 22	Благовещенская ТЭЦ ТГ 2	11					10,5			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 3 22	Благовещенская ТЭЦ ТГ 3	11	6,8	4,7	90,0	17,4	10,5	-26,1	80,9	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 3 24	Благовещенская ТЭЦ ТГ 4	11	7,0	6,6	100,0	32,0	10,5	-46,3	109,5	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 01	ПС 220 кВ Тында 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 4 02	ПС 220 кВ Тында 2С-220	220				-79,1	224,8	-100,0	-5,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 02	ПС 220 кВ Дипкун	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 04	ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 4 05	ПС 220 кВ Призейская 1С-220	220				-95,0	222,0	-100,0	-5,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 06	ПС 220 кВ Призейская 2С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 07	ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 10	ПС 220 кВ НПС-20	220	19,2	3,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 11	ПС 220 кВ Февральская 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 4 12	ПС 220 кВ Февральская 2С-220	220				-63,0	225,0	-63,0	-3,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 12	ПС 220 кВ Уландочка	220	0,7	0,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 14	ПС 220 кВ Новокиевка	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 15	ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 220 кВ	220								

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	Но	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 16	ПС 220 кВ Лопча ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 17	ПС 220 кВ Юктали ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 18	ПС 220 кВ Олекма	220	0,1	0,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 19	ПС 220 кВ Хани ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 20	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	16,7	7,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген+	3 4 21	ПС 220 кВ Сковородино 1С-220	220				-5,0	223,0	-100,0	-5,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 22	ПС 220 кВ Сковородино 2С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 23	ПС 220 кВ БАМ/Т	220	24,8	17,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 24	ПС 220 кВ Уруша/т	220	26,8	38,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 25	ПС 220 кВ Большая Омутная/т	220	26,8	24,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 27	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	220	11,9	20,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 29	ПС 220 кВ Аячи/т	220	8,4	5,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 30	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	23,3	11,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 21	ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220	220	4,8	5,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 22	ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220	220	16,8	19,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 25	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	14,3	16,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 27	ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ	220	8,7	7,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 28	ПС 220 кВ Магдагачи 2С-220 кВ	220	4,9	7,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 30	ПС 220 кВ Сулус/т	220	0,2	6,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 41	ПС 220 кВ Ключевая 1С-220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 42	ПС 220 кВ Ключевая 2С-220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 42	ПС 220 кВ Светлая	220	24,7	5,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 45	ПС 220 кВ Энергия 1С-220 кВ	220	6,9	0,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 46	ПС 220 кВ Энергия 2С-220 кВ	220	8,6	1,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 50	ПС 220 кВ Чалганы/т	220	7,1	5,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 51	ПС 220 кВ Сиваки ОРУ 220 кВ	220	0,2	0,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 52	ПС 220 кВ Сиваки/т 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 54	ПС 220 кВ Сиваки/т 2С-220	220	11,4	7,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 55	ПС 220 кВ Мухинская/т	220	5,2	3,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 57	ПС 220 кВ Шимановск/т	220	9,7	5,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 58	ПС 220 кВ Шимановск	220	5,4	2,2						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	3 4 59	ПС 220 кВ Рудная ср. т.	220								
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	3 4 60	ПС 220 кВ Рудная ОРУ 6 кВ	6								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 61	ПС 220 кВ Ледяная/т 1С-220	220	5,4	2,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 62	ПС 220 кВ Ледяная/т 2С-220	220	5,4	2,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 63	ПС 220 кВ Ледяная	220	6,0	2,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 64	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 65	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 66	ПС 220 кВ Благовещенская ср.т.	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 67	ПС 220 кВ Благовещенская ср.т.	220								

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	Но	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 60	ПС 220 кВ Благовещенская ОРУ	35	0,1	0,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 60	ПС 220 кВ НПС-29	220	4,9	1,6						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 70	ПС 220 кВ Свободный	220	7,4	3,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 71	ПС 220 кВ Белогорск 1С-220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 72	ПС 220 кВ Белогорск 2С-220 кВ	220	43,7	12,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 72	ПС 220 кВ Белогорск/т	220	12,0	10,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 74	ПС 220 кВ Короли/т	220	15,5	14,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 75	ПС 220 кВ Хвойная отп. 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 76	ПС 220 кВ Хвойная отп. 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 77	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 78	ПС 220 кВ ГПП	220	1,5	0,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 79	ПС 220 кВ Восточная	220	0,2	0,2						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 80	ПС 220 кВ Варваровка	220	7,8	1,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 81	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220	220	15,7	3,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 82	ПС 220 кВ Завитая 2СШ-220	220	11,8	1,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 82	ПС 220 кВ Архара	220	20,2	12,8						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 84	ПС 220 кВ НПС-27	220	7,0	3,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 85	ПС 220 кВ Тарманчукан/т СШ1-220	220	24,3	15,8						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 86	ПС 220 кВ Тарманчукан/т СШ2-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 87	ПС 220 кВ Ядрин/т	220	24,3	20,0						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	3 4 88	ПС 220 кВ Рудная ОРУ 220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 90	ПС 220 кВ Рудная ОРУ 110 кВ	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 90	ПС 220 кВ Талакан	220	4,2	0,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 91	ПС 220 кВ Створ отп.	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 92	ПС 220 кВ Створ	220	0,7							
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 92	ПС 110 кВ Коболдо	110	7,5	4,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 94	Нижне-Бурейская ГЭС	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 95	ПС 110 кВ Стойба	110	0,1							
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 96	ПС 110 кВ Маломыр	110	16,7	2,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 97	ПС 110 кВ Албын	110	16,5	3,5						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 4 98	ПС 110 кВ Селемджинск	110								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 99	Зейская ГЭС 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 99	Зейская ГЭС ГА1	16	0,3	0,1			16,4			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 99	Зейская ГЭС ГА2	16			185,0	27,1	15,7	-64,2	149,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 99	Зейская ГЭС ГА3	16	0,3	0,1	185,0	26,0	15,3	-64,7	150,1	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 99	Зейская ГЭС ГА4	16			185,0	25,9	15,3	-64,2	149,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 99	Зейская ГЭС ГА5	16	0,6	0,1	185,0	26,0	15,3	-64,2	149,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 99	Зейская ГЭС ГА6	16					15,3			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 99	Зейская ГЭС Р-Ам. 1	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 99	Зейская ГЭС Р-Ам. 2	500								

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	Но	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 10	Зейская ГЭС Ш-АТ-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	База	3 5 11	Бурейская ГЭС ГА1	16	0,7	0,3	279,9	-4,6	15,2	-185,3	194,5	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 12	Бурейская ГЭС ГА2	16	0,7	0,3	330,0	18,5	15,3	-143,8	164,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 12	Бурейская ГЭС ГА3	16			330,0	27,1	15,3	-143,8	164,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 14	Бурейская ГЭС ГА4	16					15,1			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 15	Бурейская ГЭС ГА5	16					15,5			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 16	Бурейская ГЭС ГА6	16	0,8	0,2	330,0	26,9	15,3	-143,8	164,2	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 21	Зейская ГЭС 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 22	Зейская ГЭС 2С-220	220	22,9	2,9						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 22	Зейская ГЭС 1С-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 24	Зейская ГЭС 2С-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 25	Зейская ГЭС 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 26	Зейская ГЭС 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 27	Зейская ГЭС 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 28	Зейская ГЭС 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 30	ПС 500 кВ Амурская 2С 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 31	ПС 500 кВ Амурская 3С 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 32	ПС 500 кВ Амурская 5С 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 33	ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-1	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 34	ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-2	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 35	ПС 500 кВ Амурская 6С 500	500				-20,2	503,0	-180,0	-9,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 36	ПС 500 кВ Амурская 7С 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 39	ПС 500 кВ Амурская 1С 500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 41	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ	220	41,6	16,0						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 42	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 43	ПС 500 кВ Амурская С-10 кВ АТ-1	10								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 44	ПС 500 кВ Амурская С-10 кВ АТ-2	10								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 51	Бурейская ГЭС Ш-АТ-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 52	Бурейская ГЭС 2С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 52	Бурейская ГЭС 1С-220	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 60	Бурейская ГЭС т.с. В3-500 В4-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 61	Бурейская ГЭС т.с. В5-500 В6-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 62	Бурейская ГЭС т.с. В4-500 В5-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 63	Бурейская ГЭС (1-6)	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 64	Бурейская ГЭС т.с. В1-500 В2-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 65	Бурейская ГЭС т.с. В2-500 В3-500	500								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 01	Нижне-Бурейская ГЭС ГГ1	14					13,7			
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 02	Нижне-Бурейская ГЭС ГГ2	14			40,0	3,7	13,7	-66,0	64,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Ген	3 5 03	Нижне-Бурейская ГЭС ГГ3	14			40,0	3,7	13,7	-66,0	64,0	
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 5 04	Нижне-Бурейская ГЭС ГГ4	14					13,7			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	Но	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 6 24	ПС 220 кВ НПС-24	220	10,8	0,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 6 25	Свободненская ТЭС 1СШ	220								
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	3 6 26	отп. на Свободненскую ТЭС	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 01	ПС 220 кВ Тында ОРУ 35 кВ	35								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 02	ПС 220 кВ Дипкун ОРУ 35 кВ	35	1,0	0,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 04	ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 35 кВ	35	0,3	0,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 05	ПС 220 кВ Призейская ОРУ 35	35	1,7	0,4						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 07	ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 35 кВ	35	0,1							
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 11	ПС 220 кВ Февральская ОРУ 35	35								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 14	ПС 220 кВ Новокиевка ОРУ 35	35	2,7	0,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 15	ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 35 кВ	35	6,0	0,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 16	ПС 220 кВ Лопча ОРУ 35 кВ	35	0,7	0,3						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 17	ПС 220 кВ Юктали ОРУ 35 кВ	35	1,7	0,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 10	ПС 220 кВ Хани ОРУ 10 кВ	10	1,9	0,7						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 21	ПС 220 кВ Сковородино ОРУ 35	35								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 22	ПС 220 кВ Сковородино ОРУ 110	110	45,3	3,1						
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 22	ПС 220 кВ Сковородино ср.т.	220								
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Нагр	3 8 41	ПС 220 кВ Ключевая ОРУ 35 кВ	35	0,8	0,3						

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_а	БД
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	28	28	ПС 110 кВ ХЭС 1С 35 - ПС 110 кВ ХЭС 2С 35						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 110 кВ Ц 1 СШ 35 - ПС 35 кВ Ханкайская 1С-35 кВ	0,82	1,00	-24,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ СДВ 1С 35 - ПС 35 кВ БН 1СШ-35	0,75	1,31	-8,1			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ БН 1СШ-35 - ПС 35 кВ Интурист 1С-35 кВ	0,55	0,94	-7,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 110 кВ ХЭС 2С 35 - ПС 35 кВ Интурист 2С-35 кВ	0,38	0,66	-4,1			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	28	28	ПС 110 кВ ХЭС 2С 35 - ПС 35 кВ Ханкайская 1С-35 кВ	0,34	0,59	-3,9			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	28	28	ПС 35 кВ Интурист 2С-35 кВ - ПС 35 кВ Интурист 1С-35 кВ						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	28	28	ПС 35 кВ БН 2СШ-35 - ПС 35 кВ БН 1СШ-35						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ БН 2СШ-35 - ПС 35 кВ Интурист 2С-35 кВ	0,55	0,94	-7,8			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	28	28	ПС 35 кВ СДВ 2С 35 - ПС 35 кВ СДВ 1С 35						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ СДВ 2С 35 - ПС 35 кВ БН 2СШ-35	0,75	1,31	-8,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 110 кВ Ц 2 СШ 35 - ПС 35 кВ Ханкайская 2С-35 кВ	0,82	1,00	-24,8			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	28	28	ПС 110 кВ Ц 2 СШ 35 - ПС 110 кВ Ц 1 СШ 35						
<input type="checkbox"/>		Выкл	28	28	ПС 35 кВ Тишкино 1с-35 - ПС 35 кВ Тишкино 2с-35						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	23	ПС 35 кВ Тишкино 1с-35 - Майская ГРЭС I С.Ш.	6,25	8,92	-55,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ Тишкино 2с-35 - ПС 35 кВ Южная	1,44	2,52	-15,7			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ Тишкино 2с-35 - ПС 35 кВ Монгохто	4,10	7,16	-44,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	23	ПС 35 кВ Южная - Майская ГРЭС II С.Ш.	2,76	4,87	-30,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ Южная - ПС 35 кВ Лесозаводская	0,22	0,46	-3,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ Лесозаводская - ПС 35 кВ РП-4	1,32	2,66	-17,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	28	ПС 35 кВ РП-4 - ПС 35 кВ РП-1	0,96	1,97	-12,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	23	ПС 35 кВ РП-1 - Майская ГРЭС II С.Ш.	0,45	0,92	-6,0			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	31	ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Тында ОРУ 110 кВ	0,82	-10,62		0,520	14	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	38	ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Тында ОРУ 35 кВ	6,42	185,44		0,167		33
<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	31	ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Тында ОРУ 110 кВ	3,41	32,33		0,502	14	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	38	ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Тында ОРУ 35 кВ	8,16	229,65		0,167		33
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	33	ПС 110 кВ Михайловка - Райчихинская ГРЭС ОРУ 110 кВ	14,68	30,27	-194,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Тамбовка - ПС 110 кВ Михайловка	9,44	25,68	-172,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Волково - ПС 110 кВ Центральная	3,17	8,24	-54,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Волково - ПС 110 кВ Тамбовка	4,31	11,19	-74,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Ивановка - ПС 110 кВ Полевая	8,05	14,09	-87,7			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Ивановка - ПС 110 кВ Волково	5,54	9,69	-60,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Полевая - ПС 110 кВ Озерная	10,83	18,96	-118,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Центральная - ПС 110 кВ Сетевая 2С-110 кВ	0,16	0,41	-2,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Центральная - ПС 110 кВ Сетевая 1С-110 кВ	0,16	0,41	-2,8			
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	31	31	ПС 110 кВ Сетевая 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Сетевая 2С-110 кВ						
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Выкл	31	31	ПС 110 кВ Северная 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Северная 1С-110 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Северная отп.1С-110 кВ - ПС 110 кВ Северная 1С-110 кВ	0,43	0,63	-52,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Северная отп.1С-110 кВ - ПС 110 кВ Центральная	0,47	1,21	-8,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Северная отп. 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Северная 2С-110 кВ	0,10	0,15	-12,7			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_a	БД
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Северная отп. 2С-110 кВ - ПС 110 кВ	0,47	1,21	-8,1			
<input type="checkbox"/>		Выкл	31	31	ПС 110 кВ Новая 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Новая 2С-110 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Новая 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Сетевая 1С-110 кВ	0,53	1,36	-9,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 110 кВ Новая 2С-110 кВ - ПС 110 кВ Сетевая 2С-110 кВ	0,53	1,36	-9,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-110 кВ - ПС 110 кВ	0,59	1,54	-10,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	81	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-110 кВ - ПС 110 кВ Хэйхэ	1,78	10,27	-66,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	33	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-110 кВ - Благовещенская	0,88	3,93	-24,3			
<input type="checkbox"/>		Выкл	31	31	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-110 кВ - ПС 220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-110 кВ - ПС 110 кВ	0,60	1,55	-10,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	33	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-110 кВ - Благовещенская	0,88	3,93	-24,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	31	31	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 110 кВ - ПС 110 кВ Озерная	8,96	15,67	-97,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	34	ПС 220 кВ Февральская ОРУ 110 кВ - ПС 110 кВ Стойба	21,63	37,85	-235,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	32	34	ПС 220 кВ Февральская ОРУ 110 кВ - ПС 110 кВ	7,66	13,40	-83,4			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	32	ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Февральская	1,36	-8,56		0,502	14	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	38	ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Февральская	6,25	185,99		0,167		22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	32	ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Февральская	1,36	1,30		0,502	14	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	38	ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Февральская	6,25	175,87		0,167		22
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34	Райчихинская ГРЭС ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Архара	5,22	23,34	-143,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34	Райчихинская ГРЭС ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Архара	5,35	23,89	-147,3			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ОРУ 220 кВ - Райчихинская ГРЭС ОРУ	1,02	42,32	6,6	0,516	6	70
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34	Райчихинская ГРЭС ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Завитая 2СШ-	4,35	19,12	-118,0			20
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	34	Райчихинская ГРЭС ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Завитая 1СШ-	4,34	19,05	-117,6			20
<input type="checkbox"/>		Выкл	33	33	Райчихинская ГРЭС ТГ 5 - Райчихинская ГРЭС ТГ 4						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ОРУ 110 кВ - Райчихинская ГРЭС	0,43	19,77	35,7	1,000		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ОРУ 110 кВ - Райчихинская ГРЭС	0,43	19,24	35,7	1,000		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ОРУ 35 кВ - Райчихинская ГРЭС ТГ 4	0,91	10,81	54,0	0,164		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ОРУ 35 кВ - Райчихинская ГРЭС ТГ 5	0,80	8,56	303,6	0,164		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ср.т.Т-6 - Райчихинская ГРЭС ТГ 6	0,39	12,63		0,051		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ср.т.Т-6 - Райчихинская ГРЭС ОРУ 35	0,25	-1,09		0,298	3	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ср.т.Т-7 - Райчихинская ГРЭС ТГ 7	0,39	12,50		0,051		20
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Райчихинская ГРЭС ср.т.Т-7 - Райчихинская ГРЭС ОРУ 35	0,25	-1,06		0,298	3	70
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	31	Благовещенская ТЭЦ - ПС 110 кВ Новая 2С-110 кВ	0,16	0,73	-4,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	31	Благовещенская ТЭЦ - ПС 110 кВ Новая 1С-110 кВ	0,16	0,73	-4,5			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская ТЭЦ ТГ 3	0,39	12,71	43,5	0,087		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская ТЭЦ ТГ 4	0,29	5,44	6,8	0,087		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская ТЭЦ ТГ 2	0,38	12,78	40,1	0,087		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	33	Благовещенская ТЭЦ - Благовещенская ТЭЦ ТГ 1	0,62	18,07	36,9	0,055		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	31	Благовещенская ТЭЦ - ПС 110 кВ Западная	0,25	0,85	-5,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	33	31	Благовещенская ТЭЦ - ПС 110 кВ Западная	0,25	0,85	-5,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ Сковородино 1С-220	5,70	49,17	-561,3			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_a	БД
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 01	34 10	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-20	2,30	8,48	-50,8			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 01	31 01	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-1	1,85	102,90	1,5	1,000		
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 01	34 02	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ Тында 2С-220						
<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	34 01	34 16	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ Лопча ОРУ 220 кВ	15,36	68,64	-423,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 01	43 14	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-19 отп.	17,28	77,23	-476,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 02	34 10	ПС 220 кВ Тында 2С-220 - ПС 220 кВ НПС-20	2,30	8,48	-50,8			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 02	31 02	ПС 220 кВ Тында 2С-220 - ПС 220 кВ Тында ср.т. АТ-2	1,70	58,36	2,1	1,000		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 02	34 03	ПС 220 кВ Тында 2С-220 - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,35	-390,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 02	34 15	ПС 220 кВ Тында 2С-220 - ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 220 кВ	7,15	31,94	-196,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 02	43 16	ПС 220 кВ Тында 2С-220 - ПС 220 кВ НПС-19 отп.	17,28	77,23	-476,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 02	34 04	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 220 кВ	5,21	23,29	-143,6			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 02	38 02	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Дипкун ОРУ 35 кВ	32,38	269,58	0,9	0,166	12	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 02	38 02	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Дипкун ОРУ 35 кВ	32,38	269,90	0,8	0,166	10	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 04	38 04	ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 35 кВ	11,08	269,37	4,3	0,166	3	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 04	38 04	ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 35 кВ	11,08	268,63	4,3	0,152	3	70 22
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 05	45 01	ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Эльгауголь	25,73	114,97	-708,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 05	34 07	ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 220 кВ	14,09	62,95	-388,1			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 05	38 05	ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Призейская ОРУ 35 кВ	11,08	269,68	4,2	0,166	12	70 22
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 05	34 06	ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Призейская 2С-220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 06	34 04	ПС 220 кВ Призейская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Тутаул ОРУ 220 кВ	9,41	42,32	-261,3			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 06	38 05	ПС 220 кВ Призейская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Призейская ОРУ 35 кВ	11,08	268,94	4,2	0,156	6	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 07	38 07	ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 35 кВ	11,01	272,86	3,7	0,161	9	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 07	38 07	ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 35 кВ	11,01	268,31	3,4	0,152	3	70 22
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 07	34 11	ПС 220 кВ Тунгала ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Февральская 1С-220 кВ	16,33	71,49	-440,8			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 11	32 11	ПС 220 кВ Февральская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-1	1,13	100,93	5,5	1,000		
<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	34 11	34 08	ПС 220 кВ Февральская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Рудная ОРУ 220 кВ	18,72	83,66	-515,8			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 11	34 12	ПС 220 кВ Февральская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Февральская 2С-220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 12	26 25	ПС 220 кВ Февральская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Этеркан ОРУ 220 кВ	12,47	54,57	-335,8			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 12	32 12	ПС 220 кВ Февральская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Февральская ср.т. АТ-2	1,13	91,40	3,9	1,000		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 12	34 12	ПС 220 кВ Февральская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Уландочка	10,14	34,61	-218,3			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 14	38 14	ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Новокиевка ОРУ 35 кВ	11,00	278,36	3,1	0,167		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 14	34 12	ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Уландочка	11,69	39,91	-251,7			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 14	38 14	ПС 220 кВ Новокиевка - ПС 220 кВ Новокиевка ОРУ 35 кВ	10,92	313,17	3,1	0,167		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 15	38 15	ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 35 кВ	11,43	269,47	2,8	0,163	12	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 15	38 15	ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 35 кВ	11,43	270,00	2,8	0,163	12	70 22
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 15	34 16	ПС 220 кВ Хорогочи ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Лопча ОРУ 220 кВ	8,36	37,37	-230,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 16	34 17	ПС 220 кВ Лопча ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Юктали ОРУ 220 кВ	14,02	62,66	-386,4			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 16	38 16	ПС 220 кВ Лопча ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Лопча ОРУ 35 кВ	11,08	269,68	4,2	0,172	16	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 16	38 16	ПС 220 кВ Лопча ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Лопча ОРУ 35 кВ	11,08	271,06	4,2	0,172	16	70 22
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 17	38 17	ПС 220 кВ Юктали ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Юктали ОРУ 35 кВ	11,00	270,53	4,2	0,172	16	70 22

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_а	БД
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 17	38 17	ПС 220 кВ Юктали ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Юктали ОРУ 35 кВ	11,09	278,25	4,2	0,172	16	70 22
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 17	34 18	ПС 220 кВ Юктали ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Олекма	8,22	36,75	-226,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 18	34 10	ПС 220 кВ Олекма - ПС 220 кВ Хани ОРУ 220 кВ	4,69	20,96	-129,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 10	60 20	ПС 220 кВ Хани ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Чара	12,55	54,07	-343,9			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 10	38 10	ПС 220 кВ Хани ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хани ОРУ 10 кВ	10,41	399,93	4,2	0,045		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 10	38 10	ПС 220 кВ Хани ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хани ОРУ 10 кВ	10,41	408,39	4,2	0,045		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 21	34 22	ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ - ПС 220 кВ БАМ/Т	2,53	11,09	-68,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 21	34 20	ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,28	-14,0			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 21	38 22	ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино ОРУ 110 кВ	5,01	107,48	2,4	0,482	20	70 22
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 21	34 22	ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 21	34 22	ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220	4,38	19,57	-120,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 22	34 02	ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Тында 2С- 220	14,90	66,59	-410,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 22	34 30	ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Ульручы/т	3,49	12,30	-77,2			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 22	38 22	ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино с.т. АТ-2	1,74	102,86	2,7	1,000		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 22	34 24	ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Уруша/т	7,26	32,43	-199,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 22	34 20	ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,28	-14,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 22	34 25	ПС 220 кВ БАМ/Т - ПС 220 кВ Большая Омутная/т	10,06	44,96	-277,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 24	34 27	ПС 220 кВ Уруша/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	6,20	27,72	-170,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 25	34 27	ПС 220 кВ Большая Омутная/т - ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т	2,32	10,35	-63,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 27	34 20	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Аячи/т	2,54	11,35	-70,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 27	60 30	ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ПС 220 кВ Чичатка	5,26	22,67	-144,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 20	34 21	ПС 220 кВ Ульручы/т - ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220	5,76	19,65	-123,7			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 21	34 22	ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220 - ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 25	34 22	ПС 220 кВ Гонжа/т - ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220	6,65	29,71	-183,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 27	34 20	ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Сулус/т	4,01	13,91	-87,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 27	34 21	ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Талдан/т 1С- 220	9,40	32,10	-202,1			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 27	34 28	ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Магдагачи 2С- 220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 28	34 25	ПС 220 кВ Магдагачи 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 41	34 28	ПС 220 кВ Ключевая 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Магдагачи 2С- 220 кВ	5,24	23,43	-144,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 41	34 42	ПС 220 кВ Ключевая 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Светлая	10,78	48,17	-297,0			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 41	38 41	ПС 220 кВ Ключевая 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Ключевая ОРУ 25 кВ	11,09	296,23	1,8	0,159	8	70 21
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 41	34 42	ПС 220 кВ Ключевая 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Ключевая 2С- 220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 42	34 20	ПС 220 кВ Ключевая 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Сулус/т	2,43	8,53	-55,1			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34 42	38 41	ПС 220 кВ Ключевая 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Ключевая ОРУ 25 кВ	11,36	282,90	1,8	0,159	8	70 21
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 45	34 43	ПС 220 кВ Энергия 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Светлая	0,63	2,82	-17,4			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34 45	34 46	ПС 220 кВ Энергия 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Энергия 2С-220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 46	34 42	ПС 220 кВ Энергия 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 50	34 52	ПС 220 кВ Чалганы/т - ПС 220 кВ Сиваки/т 1С-220	5,96	21,65	-131,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 50	34 41	ПС 220 кВ Чалганы/т - ПС 220 кВ Ключевая 1С-220 кВ	2,92	9,95	-62,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34 51	34 42	ПС 220 кВ Сиваки ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Ключевая 2С- 220 кВ	7,44	33,24	-204,9			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_a	БД
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Сиваки ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Сиваки/т 2С-220	0,01	0,02	-0,1			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34	34	ПС 220 кВ Сиваки/т 1С-220 - ПС 220 кВ Сиваки/т 2С-220						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	36	ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ НПС-24	1,67	6,15	-36,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Мухинская/т - ПС 220 кВ Сиваки/т 2С-220	5,52	24,33	-142,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Шимановск/т - ПС 220 кВ Мухинская/т	6,63	22,61	-142,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Ледяная/т 2С-220	3,56	15,05	-96,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Шимановск - ПС 220 кВ Мухинская/т	5,47	22,87	-146,0			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Рудная ср. т. - ПС 220 кВ Рудная ОРУ 6 кВ	1,30	193,13		0,027		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Рудная ср. т. - ПС 220 кВ Рудная ОРУ 110 кВ	0,43	-8,40		0,500		
<input type="checkbox"/>		Выкл	34	34	ПС 220 кВ Ледяная/т 1С-220 - ПС 220 кВ Ледяная/т 2С-220						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Ледяная/т 1С-220 - ПС 220 кВ Шимановск/т	4,99	17,02	-107,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,69	2,83	-17,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Восточная	0,69	2,82	-17,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ ГПП	1,86	8,07	-49,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	36	ПС 220 кВ Ледяная - отп. на Свободненскую ТЭС	1,87	7,85	-50,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Ледяная - ПС 220 кВ Ледяная/т 2С-220	0,30	1,29	-8,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	81	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Айгунь	2,00	10,81	-71,9			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34	34	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Благовещенская 2С-220 кВ - ПС 220 кВ	0,60	45,01	11,8	1,000		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ	10,40	46,56	-287,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	81	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Айгунь	2,00	10,81	-71,9			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Благовещенская 1С-220 кВ - ПС 220 кВ	0,81	54,59	2,2	1,000		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Благовещенская ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ	2,75	80,26		0,167		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	31	ПС 220 кВ Благовещенская ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ	0,38	-2,81		0,516	6	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Благовещенская ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ	2,82	130,35		0,167		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	31	ПС 220 кВ Благовещенская ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ	0,27	-7,62		0,516	8	70
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	35	ПС 220 кВ Белогорск 1С-220 кВ - ПС 500 кВ Амурская 1СШ-	6,74	28,48	-181,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Белогорск 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Короли/т	8,38	28,60	-180,0			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34	34	ПС 220 кВ Белогорск 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Белогорск 2С-						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Белогорск 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Белогорск/т	0,88	3,71	-23,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Белогорск 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Свободный	6,11	25,81	-164,9			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Белогорск/т - ПС 220 кВ Хвойная отп. 1С-220 кВ	4,77	21,30	-131,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Короли/т - ПС 220 кВ Хвойная отп. 1С-220 кВ	1,19	5,29	-32,6			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	31	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хвойная ОРУ	10,82	186,90	2,0	0,500	18	70
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	31	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хвойная ОРУ	10,31	186,91	1,2	0,500	18	70
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хвойная отп.	0,07	0,22	-1,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Хвойная ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Хвойная отп.	0,09	0,38	-2,4			
<input type="checkbox"/>		Выкл	34	34	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220 - ПС 220 кВ Завитая 2СШ-220						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220 - ПС 220 кВ НПС-27	5,76	25,74	-158,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	35	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220 - Бурейская ГЭС 2С-220	5,53	31,81	-204,6			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_а	БД
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220 - ПС 220 кВ Створ отп.	4,18	24,05	-154,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220 - ПС 220 кВ Хвойная отп. 1С-	3,78	16,91	-104,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Завитая 1СШ-220 - ПС 220 кВ Варваровка	7,60	33,98	-209,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Завитая 2СШ-220 - ПС 220 кВ НПС-27	5,76	25,74	-158,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	35	ПС 220 кВ Завитая 2СШ-220 - Бурейская ГЭС 1С-220	5,53	31,81	-204,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Завитая 2СШ-220 - ПС 220 кВ Хвойная отп. 1С-	6,69	29,91	-184,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Архара - Нижне-Бурейская ГЭС	3,77	21,67	-139,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Архара - ПС 220 кВ НПС-29	2,53	14,54	-93,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Тарманчукан/т СШ1-220 - ПС 220 кВ Архара	5,40	23,24	-142,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Тарманчукан/т СШ2-220 - ПС 220 кВ Архара	4,54	19,88	-122,3			
<input checked="" type="checkbox"/>	X	Выкл	34	34	ПС 220 кВ Тарманчукан/т СШ2-220 - ПС 220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Ядрин/т - ПС 220 кВ Тарманчукан/т СШ2-220	4,51	19,72	-121,4			
<input checked="" type="checkbox"/>	X	Тр-р	34	34	ПС 220 кВ Рудная ОРУ 220 кВ - ПС 220 кВ Рудная ср. т.	2,24	100,76		1,000		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Рудная ОРУ 110 кВ - ПС 110 кВ Коболдо	10,74	18,79	-117,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Рудная ОРУ 110 кВ - ПС 110 кВ Коболдо	10,74	18,79	-117,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 220 кВ Створ - ПС 220 кВ Створ отп.	0,01	0,06	-0,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Коболдо - ПС 110 кВ Албын	18,30	32,03	-199,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Коболдо - ПС 110 кВ Албын	18,30	32,03	-199,4			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35	Нижне-Бурейская ГЭС - Нижне-Бурейская ГЭС ГГ4	1,42	51,54	8,5	0,057		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35	Нижне-Бурейская ГЭС - Нижне-Бурейская ГЭС ГГ3	1,42	51,54	8,5	0,057		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35	Нижне-Бурейская ГЭС - Нижне-Бурейская ГЭС ГГ2	1,42	51,54	8,5	0,057		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35	Нижне-Бурейская ГЭС - Нижне-Бурейская ГЭС ГГ1	1,42	51,54	8,5	0,057		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	Нижне-Бурейская ГЭС - ПС 220 кВ НПС-29	5,67	32,61	-209,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	Нижне-Бурейская ГЭС - ПС 220 кВ Створ отп.	0,03	0,16	-1,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Стойба - ПС 110 кВ Маломыр	7,24	14,91	-96,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Стойба - ПС 110 кВ Маломыр	9,76	17,08	-106,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Стойба - ПС 220 кВ Рудная ОРУ 110 кВ	21,51	37,64	-234,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Стойба - ПС 220 кВ Рудная ОРУ 110 кВ	21,51	37,64	-234,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	34	34	ПС 110 кВ Селемджинск - ПС 110 кВ Стойба	13,97	24,45	-152,2			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС Ш-АТ-220	1,11	58,87	4,4	0,479	5	70
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Зейская ГЭС Р-Ам. 1 - Зейская ГЭС 500						20
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	35	Зейская ГЭС Р-Ам. 1 - ПС 500 кВ Амурская ЗС 500	9,86	107,98	-			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	35	Зейская ГЭС Р-Ам. 2 - ПС 500 кВ Амурская ЗС 500	9,95	109,25	-			
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Зейская ГЭС Р-Ам. 2 - Зейская ГЭС 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Зейская ГЭС Ш-АТ-220 - Зейская ГЭС 2С-220						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Зейская ГЭС Ш-АТ-220 - Зейская ГЭС 1С-220						
<input checked="" type="checkbox"/>	X	Выкл	35	35	Зейская ГЭС 1С-220 - Зейская ГЭС 2С-220						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	34	Зейская ГЭС 1С-220 - ПС 220 кВ Магдагачи 2С-220 кВ	9,88	54,75	-360,1			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Зейская ГЭС 1С-220 - Зейская ГЭС ГА1	0,49	29,72	9,1	0,065		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	34	Зейская ГЭС 1С-220 - ПС 220 кВ Энергия 1С-220 кВ	0,34	1,51	-9,3			

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_a	БД
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 22	34 46	Зейская ГЭС 2С-220 - ПС 220 кВ Энергия 2С-220 кВ	0,34	1,52	-9,4			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 22	35 02	Зейская ГЭС 2С-220 - Зейская ГЭС ГА2	0,51	23,87	18,6	0,065		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 22	34 05	Зейская ГЭС 2С-220 - ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ	17,64	78,85	-486,2			
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 22	35 00	Зейская ГЭС 1С-500 - Зейская ГЭС 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 22	35 25	Зейская ГЭС 1С-500 - Зейская ГЭС 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 22	35 07	Зейская ГЭС 1С-500 - Зейская ГЭС Р-Ам. 1						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 24	35 08	Зейская ГЭС 2С-500 - Зейская ГЭС Р-Ам. 2						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 24	35 00	Зейская ГЭС 2С-500 - Зейская ГЭС 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 24	35 26	Зейская ГЭС 2С-500 - Зейская ГЭС 500						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 25	35 28	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС 500	0,10					
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 26	35 27	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС 500	0,10					
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 27	35 04	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ГА4	2,78	146,63	3,3	0,030		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 27	35 02	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ГА3	2,71	146,63	3,7	0,030		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 28	35 06	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ГА6	2,32	132,09	1,9	0,030		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 28	35 05	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ГА5	2,81	146,63	4,5	0,030		
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 20	35 26	ПС 500 кВ Амурская 2С 500 - ПС 500 кВ Амурская 7С 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 20	35 25	ПС 500 кВ Амурская 2С 500 - ПС 500 кВ Амурская 6С 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 20	35 21	ПС 500 кВ Амурская 2С 500 - ПС 500 кВ Амурская 3С 500						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 30	35 22	ПС 500 кВ Амурская 2С 500 - ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-1	0,54	54,89	2,2	1,000		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 22	35 65	ПС 500 кВ Амурская 5С 500 - Бурейская ГЭС т.с. В2-500 В3-500	8,08	85,32	-	1,066		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 22	35 42	ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-1 - ПС 500 кВ Амурская С-10	2,65	119,76		0,022		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 22	35 41	ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-1 - ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ	0,41	7,49		0,469	6	70 20
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 24	35 44	ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-2 - ПС 500 кВ Амурская С-10	2,65	119,76		0,022		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 24	35 42	ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-2 - ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ	0,41	7,48		0,469	6	70 20
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 25	35 40	ПС 500 кВ Амурская 6С 500 - ПС 500 кВ Хэйхэ	4,82	51,51	-627,1			
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 25	35 22	ПС 500 кВ Амурская 6С 500 - ПС 500 кВ Амурская 5С 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 30	35 26	ПС 500 кВ Амурская 1С 500 - ПС 500 кВ Амурская 7С 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 30	35 22	ПС 500 кВ Амурская 1С 500 - ПС 500 кВ Амурская 5С 500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 30	35 21	ПС 500 кВ Амурская 1С 500 - ПС 500 кВ Амурская 3С 500						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35 20	35 24	ПС 500 кВ Амурская 1С 500 - ПС 500 кВ Амурская ср.т. АТ-2	0,54	54,89	2,2	1,000		
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 41	35 42	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 41	34 64	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - ПС 220 кВ Благорешенская 2С-220 кВ	12,76	53,91	-344,4			
<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	35 41	36 25	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - Свободненская ТЭС	4,12	18,40	-113,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 42	34 14	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - ПС 220 кВ Новокиевка	10,24	35,12	-221,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 42	34 65	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - ПС 220 кВ Благорешенская 1С-220 кВ	9,73	52,67	-350,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 42	34 70	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - ПС 220 кВ Свободный	0,36	1,54	-9,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35 42	34 61	ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ - ПС 220 кВ Ледяная/т 1С-220	5,72	19,53	-123,0			
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 51	35 52	Бурейская ГЭС Ш-АТ-220 - Бурейская ГЭС 1С-220						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35 51	35 52	Бурейская ГЭС Ш-АТ-220 - Бурейская ГЭС 2С-220						
<input checked="" type="checkbox"/>		Выкл	35 52	35 52	Бурейская ГЭС 2С-220 - Бурейская ГЭС 1С-220						

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Исходные данные для расчета режима

О	S	Тип	N_	N_	Название	R	X	B	Кт/г	N_а	БД
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	34	Бурейская ГЭС 2С-220 - ПС 220 кВ Талакан	0,41	1,44	-9,1			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС 2С-220 - Бурейская ГЭС ГА2	0,31	19,14	13,0	0,065		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	34	Бурейская ГЭС 1С-220 - ПС 220 кВ Талакан	0,40	1,39	-8,7			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС 1С-220 - Бурейская ГЭС ГА1	0,31	19,14	13,8	0,065		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В3-500 В4-500 - Бурейская ГЭС ГА4	1,36	101,98	2,6	0,030		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В3-500 В4-500 - Бурейская ГЭС ГА3	1,39	101,64	1,9	0,030		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В5-500 В6-500 - Бурейская ГЭС ГА5	1,36	102,67	2,9	0,030		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В5-500 В6-500 - Бурейская ГЭС ГА6	1,49	103,36	1,3	0,030		
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	25	Бурейская ГЭС т.с. В4-500 В5-500 - ПС 500 кВ Хабаровская Р-511	11,57	126,88	-			
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В4-500 В5-500 - Бурейская ГЭС т.с. В5-500 В6-500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В4-500 В5-500 - Бурейская ГЭС т.с. В3-500 В4-500						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	35	25	Бурейская ГЭС (1-6) - ПС 500 кВ Хабаровская Р-514	11,44	125,33	-			
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Бурейская ГЭС (1-6) - Бурейская ГЭС т.с. В5-500 В6-500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Бурейская ГЭС (1-6) - Бурейская ГЭС т.с. В1-500 В2-500						
<input type="checkbox"/>		Тр-р	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В1-500 В2-500 - Бурейская ГЭС Ш-АТ-220	0,80	51,90	2,1	0,460	7	70 20
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В2-500 В3-500 - Бурейская ГЭС т.с. В1-500 В2-500						
<input type="checkbox"/>		Выкл	35	35	Бурейская ГЭС т.с. В2-500 В3-500 - Бурейская ГЭС т.с. В3-500 В4-500						
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	34	ПС 220 кВ НПС-24 - ПС 220 кВ Сиваки/т 1С-220	4,72	17,17	-104,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	36	Свободненская ТЭС 1СШ - отп. на Свободненскую ТЭС	1,54	6,50	-41,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	34	Свободненская ТЭС 1СШ - ПС 220 кВ Ледяная	3,21	14,37	-88,6			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	36	35	отп. на Свободненскую ТЭС - ПС 500 кВ Амурская 1СШ-220 кВ	2,67	11,30	-72,2			
<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	38	ПС 220 кВ Сковородино ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Сковородино ОРУ 25 кВ	8,12	188,51		0,166		
<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	38	ПС 220 кВ Сковородино ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Сковородино ОРУ 110 кВ	3,26	-10,50		0,520	14	70 33
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Большой Нимныр	11,45	19,64	-122,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Хатыми	10,29	17,58	-109,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Большой Нимныр - ПС 110 кВ Юхта	4,93	8,45	-52,7			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Юхта - ПС 110 кВ Лебединый	9,26	15,88	-99,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Лебединый - ПС 110 кВ Верхний Куранах отп.	7,79	13,37	-83,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	2,34	4,01	-25,0			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 110 кВ Верхний Куранах	0,05	0,10	-0,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Верхний Куранах - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	3,06	4,34	-26,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Денисовская	0,01	0,03	-0,2			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Дежневская отп.	0,44	1,12	-7,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Денисовская	0,02	0,05	-0,3			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Денисовская отп. - ПС 110 кВ Дежневская отп.	0,43	1,10	-7,4			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Дежневская отп. - ПС 110 кВ Дежневская	0,62	1,58	-10,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Дежневская отп. - ПС 110 кВ Дежневская	0,60	1,60	-10,5			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Инаглинская отп.	1,94	3,33	-20,8			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Угольная	0,01	0,02	-0,1			
<input type="checkbox"/>		ЛЭП	41	41	ПС 110 кВ Угольная отп. - ПС 110 кВ Хатыми	11,85	20,33	-126,6			