

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Выбор альтернативного варианта схемы и оборудования собственных нужд  
высокого напряжения Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного

Студент

Д.И. Новиков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы (бакалаврской работы) является система электроснабжения собственных нужд на примере «Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного».

Целью данной выпускной квалификационной работы (бакалаврской работы) является изучение системы электроснабжения собственных нужд «Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного», в частности оборудования, режимов работы и некоторых особенностей схемы, для того, чтобы в результате сделать выбор новой схемы и оборудования собственных нужд, а также попытаться предложить универсальное решение для проектируемых гидроэлектростанций.

В связи с чем, исследование данного вопроса носит актуальный характер в современных условиях.

Рассмотрение указанного вопроса даёт наиболее полное представление о том, что в конечном итоге стоит за производством электроэнергии и как, такая часто упускаемая из внимания часть схемы, как собственные нужды станции, влияет на надёжность, оперативность, удобство эксплуатации и, в конечном счёте, экономические показатели гидроэлектростанции.

Данная выпускная квалификационная работа (бакалаврская работа) включает в себя введение, основную часть, состоящую из семи разделов, заключение, приложения и список используемых источников.

## Содержание

Введение .....	5
1 Характеристика схемы и оборудования собственных нужд «Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного».....	8
1.1 Общая характеристика систем электроснабжения собственных нужд электростанций.....	8
1.2 Схема собственных нужд Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного.....	10
1.3 Требования действующих нормативов .....	12
2 Современное оборудование систем электроснабжения собственных нужд электростанций.....	14
2.1 Вакуумные выключатели .....	14
2.2 Обзор производства и конструкционных особенностей вакуумных выключателей напряжением 6-10 кВ отечественного производства .....	14
3 Формирование направлений модернизации схемы и их анализ.....	16
3.1 Обобщение накопленного опыта эксплуатации схемы собственных нужд .....	16
3.2 Краткий анализ недостатков схемы и намеченных изменений .....	19
3.3 Расчёт уравнивающего тока в схеме собственных нужд .....	21
3.4 Расчёт ущерба от ненадёжности блока в исходном варианте схемы и в случае переприсоединения агрегатных трансформаторов собственных нужд за генераторный выключатель .....	32
4 Выбор оборудования схемы электроснабжения собственных нужд по условиям нормального режима .....	48
4.1 Выбор оборудования схемы электроснабжения собственных нужд по условиям нормального режима работы .....	48
4.2 Обобщение замеров потребления электроэнергии на собственных нужд .....	49

5 Мероприятия по снижению затрат электроэнергии в системе электроснабжения собственных нужд .....	51
5.1 Экономия электроэнергии в силовых трансформаторах .....	51
5.2 Экономия электроэнергии в осветительном оборудовании и сетях.....	54
6 Расчет токов короткого замыкания для выбора коммутационных аппаратов .....	56
6.1 Расчёт начального значения периодической составляющей тока короткого замыкания .....	63
6.2 Определение интеграла Джоуля и термически эквивалентного тока короткого замыкания .....	68
7 Окончательный выбор оборудования схемы собственных нужд гидроэлектростанции на стороне 6 кВ.....	73
7.1 Проверка электрических аппаратов на коммутационную стойкость .....	73
7.2 Окончательный выбор оборудования .....	74
Заключение .....	75
Список используемых источников.....	77

## Введение

Вопросы проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий, гражданских сооружений, довольно широко освещаются в учебной и научной энергетической литературе. Но, если в существующей литературе, учебных пособиях по электроснабжению достаточно полно и хорошо отображены методы проектирования и порядок расчетов для систем электроснабжения заводов, содержащих в своем составе большое количество вспомогательных цехов, то практически нет или они сильно разрознены сведений по проектированию и расчету систем электроснабжения собственных нужд крупных гидроэлектростанций.

Между тем, в настоящее время возрождается отечественная гидроэнергетика, в то время как за период перестройки были значительно потеряны темпы строительства новых гидроэлектростанций, а точнее, вообще не велось нового строительства, то сейчас ситуация в стране качественно изменилась. Была построена и запущена в эксплуатацию Бурейская гидроэлектростанция, Богучанской гидроэлектростанции, создана одна из крупнейших в мире по установленной мощности гидрогенерирующая компания ПАО «РусГидро». Кроме этого у ПАО «РусГидро» значительные планы, направленные на техническое перевооружение и замену устаревшего и износившего свой ресурс оборудования станций.

Все это уже в ближайшем будущем потребует создания новых инженерных проектов, использующих самые современные достижения в энергетике, гидростроительстве, а также применения новейшего оборудования и аппаратов. Совместив это с большим опытом эксплуатации системы электроснабжения собственных нужд крупнейшей в стране Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного можно получить универсальное проектное решение и применять его при проектировании новых гидроэлектростанций.

В связи с этим, в данной работе проведён анализ системы электроснабжения собственных нужд стороны 6 кВ, предложены меры по модернизации оборудования собственных нужд и на основании этого предложена схема и оборудование для аналогичной вновь проектируемой гидроэлектростанции со схожими параметрами.

В частности, в первом разделе данной бакалаврской работе поэтапно произведено изучение схемы собственных нужд, эксплуатируемого оборудования и режимов работы системы собственных нужд «Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного». Приведены требования и рекомендации ПАО «РусГидро» для существующих и вновь сооружаемых гидроэлектростанций.

Во втором разделе работы приведено описание современного оборудования систем электроснабжения напряжением 6-10 кВ. В том же разделе произведён анализ отечественных производителей вакуумных выключателей, в соответствии с рекомендациями и требованиями ПАО «РусГидро», и выбрана фирма производитель.

В третьем разделе работы обобщены и проанализированы достоинства и недостатки схемы собственных нужд «Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного», затронуты такие вопросы как перевод присоединений трансформаторов агрегатных собственных нужд за выключатель генератора к обмотке низкого напряжения блочного трансформатора. Произведён расчёт и сравнение ущерба от ненадёжности элементов схемы блока по двум методикам. В том же разделе рассмотрен вопрос о циркуляции уравнительных токов в схеме собственных нужд, проанализированы причины возникновения, величина тока и его влияние на шинопроводы, кабели и оборудование.

На основании первых трёх разделов выбрана схема и намечено оборудование, подлежащее замене в рамках технического перевооружения, осуществляемого в ближайшее время.

В четвертом разделе приведены замеры мощности потребления электроэнергии на собственные нужды и расчёт нагрузок для нормального режима. На основании этого произведён выбор оборудования по номинальным параметрам.

Пятый раздел посвящён вопросам экономии электроэнергии в электроустановках напряжением 0,4-10 кВ.

В шестом и седьмом разделах приведён расчёт токов коротко замыкания и выбор электрооборудования по условиям электродинамической и термической стойкости.

Разработанный проект – это модель системы электроснабжения собственных нужд электростанции, представленная в схемах, чертежах, таблицах и описаниях, которые созданы в результате анализа исходных данных, расчетов и сопоставления с уже существующими схемами собственных нужд гидроэлектростанций.

# **1 Характеристика схемы и оборудования собственных нужд «Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного»**

## **1.1 Общая характеристика систем электроснабжения собственных нужд электростанций**

Надежная работа гидроэлектростанций существенно зависит от схем электроснабжения собственных нужд, являющихся важной частью главных схем электрических соединений. Электрическое оборудование собственных нужд относится к ответственной подсистеме станции (подстанции), отказы которой способствуют аварийным ситуациям на станциях и в электроэнергетической системе. Значительная часть вырабатываемой электроэнергии потребляется электроустановками собственных нужд [6].

По завершении выбора электродвигателей, расчета освещения и определения нагрузок других потребителей переменного (на напряжениях 6-10 и 0,4 кВ) и постоянного (0,23 кВ) тока проектируется система электроснабжения потребителей собственных нужд.

Система электроснабжения потребителей собственных нужд проектируется, начиная с выбора принципиальной схемы электрических соединений и ее привязки к главной схеме [15]. Питание электрических приемников собственных нужд осуществляется посредством отбора мощности от главной схемы при помощи понижающих трансформаторов или реакторов. Последние применяются при питании схемы собственных нужд от общих шин генераторного напряжения находящимися с шинами собственных нужд на одной ступени напряжения. Особо ответственные потребители собственных нужд требуют наличия независимых резервных источников питания, таких как: дизель-генераторы, аккумуляторные батареи с преобразователями и инверторами и прочие.



В процессе проектирования системы электроснабжения собственных нужд необходимо учесть состав электроприёмников собственных нужд на всех напряжениях, их мощность и категорию в соответствии с правилами устройства электроустановок.

Номинальные напряжения сетей собственных нужд станций составляет 6 или 10 кВ – высшее и 0,4 или 0,66 кВ – низшее. Основные механизмы гидроэлектростанций запитаны от сети 0,4 кВ, а отдельные крупные механизмы – от сети 6 или 10 кВ. На подстанциях напряжение сети собственных нужд составляет 0,4 кВ.

Предельная мощность трансформатора собственных нужд 6-10 кВ принята 1000 кВА при напряжении короткого замыкания 8 %. При меньшей мощности напряжения короткого замыкания составляют 4,5-5,5 %. Автоматические выключатели 0,4-0,66 кВ используются в качестве коммутационной аппаратуры в цепях электродвигателей и питающих линий сборок и щитов.

Существуют общие требования к схемам электроснабжения собственных нужд гидроэлектростанции:

- обеспечение надежной работы отдельных агрегатов, блоков и всей гидроэлектростанции производится рабочим и резервным питанием схемы;
- при любых режимах работы гидроэлектростанции в схеме не должно быть элементов, отключение которых может привести к отключению больше чем одного блока;
- схема должна быть достаточно гибкой и ремонтпригодной;
- схема должна быть экономически целесообразной [11].

Незначительное количество механизмов собственных нужд гидроэлектростанции работает непрерывно в продолжительном режиме, исключение составляют насосы водяного охлаждения генераторов и маслонасосы трансформаторов [9].

В целях электроснабжения собственных нужд гидроэлектростанции требуется два и более независимых источников питания.

## 1.2 Схема собственных нужд Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного

На Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного агрегатные и общестанционные собственные нужды питаются отдельно по схеме, имеющей две ступени напряжения – 6 и 0,4 кВ, как показано на рисунке 1 [20].

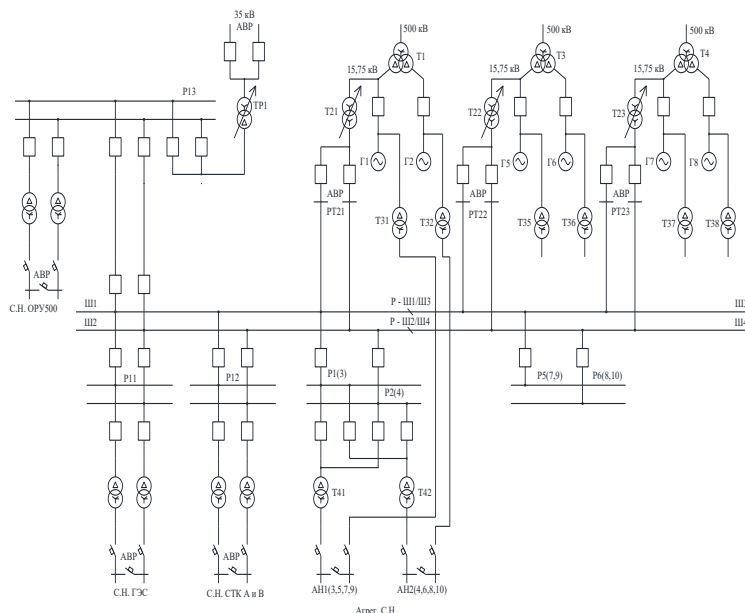


Рисунок 1 – Упрощенная схема собственных нужд Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного

Трансформаторы ТДНС-16000/35У1 (ТР1) и ТДНС-10000/35 (Т21, Т22, Т23) питают потребителей общестанционных собственных нужд. Трансформаторы Т21, Т22, Т23 (15,75/6,3) связаны на генераторном напряжении 15,75 кВ с укрупненным блоком, трансформатор ТР1 (35/6,0) связан с двумя высоковольтными линиями ВЛ-35 кВ, которые запитаны от подстанции Главной понижающей подстанции 2 (далее по тексту – ГПП2) в

поселке Черемушки. Трансформаторы с напряжением 6 кВ соединены с двумя секционированными токопроводами сборными шинами общестанционных собственных нужд (Ш1-Ш3 и Ш2-Ш4) через выключатели комплектного распределительного устройства 6 кВ РТ-21, РТ-23 и РТ-13.

К сборным шинам 6 кВ Ш1-Ш4 общестанционных собственных нужд подключены к комплектным распределительным устройствам:

- КРУ-6 кВ Р1-Р10 (агрегатных нужд машинного зала и плотины),
- КРУ-6 кВ Р11 (для нужд здания гидроэлектростанции и плотины),
- КРУ-6 кВ Р12 (для нужд служебно-технологических корпусов),
- КРУ-6 кВ Р13 (нужд основного распределительного устройства).

В машинном зале для каждого укрупненного блока установлены два комплектных распределительных устройства 6 кВ – по одному на каждый гидроагрегат. От них получают питание вторые секции щитов 0,4 кВ агрегатных собственных нужд.

Перечень основного оборудования собственных нужд представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Оборудование схемы собственных нужд

Наименование оборудования	Тип оборудования
Выключатель масляный	ВМК-35Э-1000/16
Выключатель маломасляный	ВМПЭ-10
КРУ (Р1-Р10)	КТПСН-630/161
КРУ (Р11, Р12, Р13, Р-Т-21, Р-Т-22, Р-Т-23)	Ячейки К12, К24
Понижающий трансформатор (6/0,4).	ТСЗ-1000/15, ТСЗ-630/10 ТСЗП-4000/20П ТСЗС-1000/10 ТСЗС-630/10, ТСЗС-630/15
Понижающий трансформатор (15,75/6, 35/6)	ТДНС-16000/35У1, ТДНС-10000/35
Автоматические выключатели серии «Электрон»	Э16В-У3, Э16В-ХЛ3, Э16В-Т4
КРУ 0,4 кВ	КТП-СН-0,5

Трансформатор ТСЗ-630/15В используется качестве понижающих трансформаторов 15,75/0,4 агрегатных собственных нужд.

### 1.3 Требования действующих нормативов

В соответствие с современными нормативными документами схема и оборудование собственных нужд гидроэлектростанции должны удовлетворять определённым требованиям и условиям [19].

Выбор вида воздействий на основные фонды осуществляется дифференцированно в зависимости от морального и физического износа, определяемых согласно возрасту, типу и конструктивным особенностям оборудования и гидротехнических сооружений и другие.

Граничные характеристики применяемого оборудования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Граничные характеристики применяемого оборудования

Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	Отсутствие ремонтов трансформатора в течение всего гарантированного ресурсного срока службы
Конструкция трансформатора	Обеспечение проведения сервисного обслуживания в течение срока службы
Типы вводов	Герметичные с твердой изоляцией для классов напряжения 110 и 220 кВ и герметичные для остальных классов напряжения
Трансформаторы тока с классом точности обмотки измерения	0,2
Трансформаторное масло	Масло с наименьшей кислотностью и возможностью смешивания с другими типами масел
Система пожаротушения	Современная система защиты от взрывов и пожаров (под управлением SCADA-системы), с использованием непосредственного впрыска азота в бак трансформатора
Аварийный слив масла	Обязанность предусмотреть
Максимальная длительная перегрузка, МВА	Не ниже указанной в правилах технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации
Покраска трансформатора	Маслотермостойкая краска со сроком службы не менее десяти лет
Требования к производителю выбранного оборудования	Соответствие требованиям стандарта качества ISO9001, наличие сертификата, наличие в РФ технического центра (помощь в проектировании, наладке, ремонту и эксплуатации)

Управление состоянием производственных активов действующих гидроэлектростанций возможно проводить следующими путями:

- поддержание работоспособности гидроэлектростанций, снижение физического износа оборудования за счет своевременного ремонтного обслуживания с восстановлением полной работоспособности и частичной модернизацией, с увеличением гарантированного срока эксплуатации;
- повышение технического и технологического уровня, своевременное техническое перевооружение, внедрение нового технологического, электрического и гидромеханического оборудования. Внедрение нового оборудования и технологий с целью снижения затрат на ремонты, техническое обслуживание и эксплуатацию.

Наиболее предпочтительным является возможность применения оборудования, капитальный ремонт которого в течение всего срока службы не требуется.

В современных условиях, оснащение электротехнического оборудования гидроэлектростанций комплексными диагностическими системами управления является необходимостью, так как оно обеспечивает строгий контроль за состоянием оборудования и режимом его работы.

Соблюдение законодательства по охране природы является обязательным требованием к вновь поставляемому оборудованию.

Выводы по первому разделу: в данном разделе поэтапно произведено изучение схемы собственных нужд, эксплуатируемого оборудования и режимов работы системы электроснабжения собственных нужд Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного. Приведены требования и рекомендации ПАО «РусГидро» для существующих и вновь сооружаемых гидроэлектростанций.

## **2 Современное оборудование систем электроснабжения собственных нужд электростанций**

### **2.1 Вакуумные выключатели**

Наиболее перспективным направлением развития коммутационной аппаратуры в классах напряжения 3-10 кВ является использование вакуумных выключателей, в связи с их практически полным соответствием современным требованиям [10].

Вакуумные выключатели решают проблему гашения электрической дуги наиболее надежным способом, а также применяются в целях отключения сравнительно низких токов короткого замыкания [8].

Сегодня вакуум как дугогасящая среда является самым эффективным решением для выключателей среднего напряжения. Принцип гашения дуги в вакууме превосходит все остальные методы по всем параметрам.

### **2.2 Обзор производства и конструктивных особенностей вакуумных выключателей напряжением 6-10 кВ отечественного производства**

На сегодняшний день, высоковольтные выключатели 6-10 кВ с вакуумными дугогасительными камерами являются наиболее перспективными коммутационными аппаратами из данного класса напряжения.

К наиболее крупным отечественным предприятиям, выпускающим вакуумные выключатели, относятся такие предприятия как ФГУП НПП «Контакт», г. Саратов, ассоциация «Элвест», г. Екатеринбург, предприятие «Таврида-Электрик», г. Минусинск, сборочное предприятие Нижнетуринский электроаппаратный завод, г. Нижняя Тура, АО «Электрокомплекс».

Для наглядности, в таблицу 3 сведены основные достоинства и недостатки выключателей разных производителей.

Таблица 3 – Достоинства и недостатки выключателей различных производителей

Наименование производителя	Достоинства	Недостатки
ФГУП НПП «Контакт», г. Саратов	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выпуск выключателей на весь широкий спектр номинальных токов и токов отключения;</li> <li>– комплектация выключателей электромагнитными и пружинно-моторными приводами;</li> <li>– сертификация;</li> <li>– взаимозачет.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– неполная совместимость элементов с ячейками КРУ в части механических блокировок: при встраивании необходима доработка ячеек с использованием комплектов, выпускаемых заводом.</li> </ul>
«Элвест», НТЭАЗ, г. Нижняя Тура	<ul style="list-style-type: none"> <li>– полная совместимость выкатных элементов с ячейками КРУ и КРУП;</li> <li>– применение ВДК отечественного и импортного производства.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– вероятность самопроизвольного включения выключателя при неудачном взводе пружины;</li> <li>– отсутствие индикатора выработки контактов.</li> </ul>
АО «Электрокомплекс», г. Минусинск	<ul style="list-style-type: none"> <li>– широкий ассортимент;</li> <li>– различная комплектация;</li> <li>– малые габаритные размеры и вес выкатного элемента.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– изготовление элементов из нетермостойкого материала;</li> <li>– слабые входные контакты.</li> </ul>
«Таврида-Электрик», г. Севастополь	<ul style="list-style-type: none"> <li>– малые габариты и вес;</li> <li>– современные технологии и материалов;</li> <li>– широкий ассортимент;</li> <li>– взаимозачет;</li> <li>– сертификация.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– нет выключателей для тока более 1600 А и тока отключения более 20 кА;</li> <li>– блок управления ненадежен.</li> </ul>

Рекомендуется применять в опытную эксплуатацию преимущественно:

- для питающих центров – выключатели производства ГНПП «Контакт»;
- для неответственных потребителей в распределительных сетях – «Таврида-Электрик».

Выводы по второму разделу: в данном разделе приведено описание современного оборудования систем электроснабжения напряжением 6-10 кВ. Также произведён анализ отечественных производителей вакуумных выключателей, в соответствии с рекомендациями и требованиями ПАО «РусГидро», и выбрана фирма-производитель.

### **3 Формирование направлений модернизации схемы и их анализ**

Для времени своего создания схема собственных нужд Саяно-Шушенской гидроэлектростанции имени П.С. Непорожного была очень правильным и смелым (вследствие больших капиталовложений) решением. И, для того, чтобы понять почему же из множества возможных была выбрана именно эта схема необходимо выделить все её видимые достоинства и недостатки, возникающие вопросы, а также все «желания» улучшить схему, и попытаться проанализировать всё это.

#### **3.1 Обобщение накопленного опыта эксплуатации схемы собственных нужд**

За весь период времени эксплуатации системы электроснабжения собственных нужд подтверждена ее высокая надежность в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Надежность схемы обеспечивается:

- наличием двух независимых источников питания для станционных собственных нужд и трёх независимых – для агрегатных;
- секционированием шин распределительных устройств 6 и 0,4 кВ;
- распределением потребителей по разным секциям шин распределительных устройств 0,4 кВ;
- автоматическое включение резерва любой секции шин распределительных устройств всех напряжений (кроме собственных нужд);
- обеспечением автоматическое включение резерва механизмов ответственных потребителей;
- распределением источников питания по разным токопроводам 6 кВ и секциям шин распределительных устройств 0,4 кВ.

Устройство схемы собственных нужд обеспечивает питанием ответственных потребителей при помощи генераторов через



распределительные устройства 0,4 кВ агрегатных собственных нужд при полной потере источников питания общестанционных собственных нужд. Использование комплектных распределительных устройств 6 и 0,4 кВ обеспечивают простоту использования схемы, что практически исключает ошибки рабочих при оперативных переключениях в системе.

Каждый отдельный элемент системы можно вывести в ремонт без потерь надежности работы основного оборудования, что является прямым указанием на высокую ремонтпригодность схемы.

К недостатку проектной схемы собственных нужд можно отнести отсутствие резервных ячеек в распределительном устройстве 0,4 кВ в здании гидроэлектростанции, что потребовало установку дополнительного щита 0,4 кВ в блоке монтажной площадки для подключения дополнительной нагрузки при реконструкции компрессорной гидроэлектростанции. С другой стороны, некоторые щиты напротив, имеют очень слабую загрузку, что ведёт к неэффективному расходу электроэнергии [21].

Существенным недостатком схемы является необходимость производства ручных переключений в ячейках агрегатных собственных нужд при пусках и остановах гидроагрегатов и как следствие этого возможные ошибки оперативного персонала и повышенный износ выключателей. Сюда же можно отнести ненадёжность питания потребителей агрегатных собственных нужд при пусках и остановах гидроагрегата вследствие колебаний напряжения и частоты при отключенном генераторном выключателе. На гидроэлектростанции это имеет повышенное значение из-за характерных режимов их работы – частых пусках и остановах гидроагрегатов.

Схема собственных нужд высшего напряжения (6 кВ) – «две одиночных секционированных системы шин» по сути, работает как схема «две одиночных системы шин» и в случае аварии на одной из шин надёжность питания общестанционных потребителей собственных нужд снижается. Так же при внеплановом отключении одного из трансформаторов собственных нужд Т21 (Т22, Т23) схема автоматики построена так, что питание на обесточенный

шинопровод подаётся от резервного трансформатора ТР1, который имеет коэффициент трансформации и группу соединения обмоток отличную от трансформаторов Т21-Т23. Это приводит к необходимости ручного перевода питания на трансформатор Т23 во избежание возможной циркуляции уравнивающих токов в схеме собственных нужд при кратковременном соединении шин 6 кВ. Оценка величины уравнивающего тока при параллельной работе трансформаторов собственных нужд ТР1 и Т21 (Т22, Т23) приведена в третьем разделе.

В связи с этим возможными путями модернизации схемы являются:

- присоединение трансформаторов агрегатных нужд за выключатель генератора к обмотке низшего напряжения блочного трансформатора;
- установка выключателей вместо разъединителей, соединяющих шины Ш1-Ш3 и Ш2-Ш4 соответственно;
- установка выключателей между шинами комплектного распределительного устройства 6 кВ Р11-Р13 (превращение схемы двух систем шин в одну секционированную систему шин);
- укрупнение некоторых щитов 0,4 кВ, имеющих малую загрузку;
- оптимизация режимов работы электрооборудования с целью уменьшения потребления и потерь электроэнергии на собственных нужд [26];
- перевод автоматического включения резерва шинопроводов Ш1-Ш3, Ш2-Ш4 на подключение трансформатора Т21 (Т22, Т23) вместо ТР1 в случае аварийной потери питания одного из шинопроводов общестанционных собственных нужд;
- замена маломасляных выключателей 6 кВ на вакуумные или элегазовые, либо установка новых комплектных распределительных устройств с элегазовыми или вакуумными выключателями.

### 3.2 Краткий анализ недостатков схемы и намеченных изменений

При переводе присоединений трансформаторов агрегатных собственных нужд за выключатель генератора к обмотке низшего напряжения блочного трансформатора полученная схема будет иметь следующие достоинства и недостатки по сравнению с исходным вариантом:

Достоинства:

- уменьшение числа оперативных переключений при пусках и остановах агрегатов;
- увеличение стабильности питания потребителей агрегатных нужд при пусках и остановах гидроагрегата;
- упрощение самой операций переключения щита агрегатных собственных нужд, возможность его автоматизации;
- сохранение в работе одной секции щита при аварийном отключении генератора.

Недостатки:

- невозможность использовать агрегаты как один из независимых источников питания собственных нужд;
- теряется один из способов пуска станции с нуля в случае глубоких повреждений в схеме основного распределительного устройства;
- необходимость простоя блока при выводе в ремонт отпаечного трансформатора 15,75/0,4 на время его расшиновки-ошиновки от токопроводов ТЕКНЕ-20.

При установке выключателей вместо разъединителей, соединяющих шины Ш1-Ш3 и Ш2-Ш4 соответственно полученная схема будет иметь следующие достоинства и недостатки по сравнению с существующим вариантом. Достоинством является рост надёжности питания потребителей общестанционных собственных нужд, но существенна только при выведенной в ремонт одной из шин. Недостатком являются затраты на покупку и

установку выключателей, а также проектирование и монтаж схемы управления и автоматизации.

При установке выключателей между шинами распределительного устройства 6 кВ P11-P13 (превращение схемы двух одиночных систем шин в одну секционированную систему шин) полученная схема не будет обладать большей надёжностью чем исходная, так как на стороне 0,4 кВ предусмотрен автоматического системой включения резерва. Данное решение может иметь эффективность лишь в случае отключения шинопроводов Ш1 или Ш2 на время ремонта/осмотра, так как одна из секций P-11 остаётся без питания.

Укрупнение некоторых щитов 0,4 кВ, имеющих малую загрузку имеет достоинство в виде уменьшения потребления электроэнергии на собственных нужд вследствие уменьшения числа постоянно включенных трансформаторов. К недостаткам можно отнести вероятность недопустимого увеличения количества присоединений к одному щиту 0,4 кВ.

Оптимизация режимов работы электрооборудования с целью уменьшения потребления и потерь электроэнергии способствует уменьшению потребления электроэнергии. К недостатку можно отнести финансовые затраты на изыскания и возможное внедрение новых энергосберегающих технологий.

В аварийной ситуации, в случае потери питания одного из шинопроводов общестанционных собственных нужд осуществляется перевод защит на подключение трансформатора T23 вместо TP1, что в свою очередь обеспечивает исключение циркуляции уравнивающих токов в случае параллельной работы шин Ш1-Ш3 с шинами Ш2-Ш4 на стороне 0,4 или 6 кВ при питании собственных нужд от TP1 и одного из T21, T22, T23.

Помимо прочего, система автоматически срабатывает в случае снижения напряжения на шинопроводе на  $0,5 U_n$  и меньше, а также в случае повышения частоты более чем на 10 %. Эти показатели, в свою очередь непосредственно связаны с параметрами напряжения и частоты системы со стороны основного распределительного устройства 500 кВ. В случае

необходимости форсировать обстоятельства нельзя подключать резервный трансформатор собственных нужд Т21 (Т22, Т23) вместо отключившегося, так как это может только ухудшить питание схемы. При аварийном отключении одного из трансформатора собственных нужд Т21-Т23 резервным трансформатором является ТР1. Только убедившись, что причинами аварийной ситуации явилось не понижение напряжения и/или не повышение частоты, питание отключившейся шины переводится на один из резервных Т21-Т23.

Замена маломасляных выключателей 6 кВ на вакуумные или элегазовые, либо установка новых комплектных распределительных устройств с элегазовыми или вакуумными выключателями вместо Р-1-Р-13.

Достоинства:

- повышение надёжности работы схемы собственных нужд в целом, может иметь место как вариант схемы альтернативный существующему;
- существенное снижение эксплуатационных затрат, не требуется проведения ремонтов в течение срока службы или ресурса В-О (до 100000/100 операций).

Недостатком являются финансовые затраты на приобретение и установку дорогостоящих выключателей.

За время эксплуатации выключателей они морально и физически устарели (как на 6 кВ, так и на 0,4 кВ). Техническая политика ПАО «РусГидро» [12] рекомендует к установке отечественные образцы вакуумных выключателей, поэтому они будут рассматриваться в качестве приоритетных.

### **3.3 Расчёт уравнильного тока в схеме собственных нужд**

Для проверки допустимости параллельной работы трансформаторов ТР1 и Т21 (Т22, Т23) выполним расчёт уравнильного тока в схеме собственных нужд в случае питания Ш1, Ш3 (Ш2, Ш4) от трансформаторов Т21 и ТР1 [23].

Рассчитаем уравнильный ток в системе в ситуации, когда питание Ш1-Ш3, Ш2-Ш4 осуществляется от трансформаторов Т21 и ТР1 соответственно, как показано на рисунках 2 и 3.

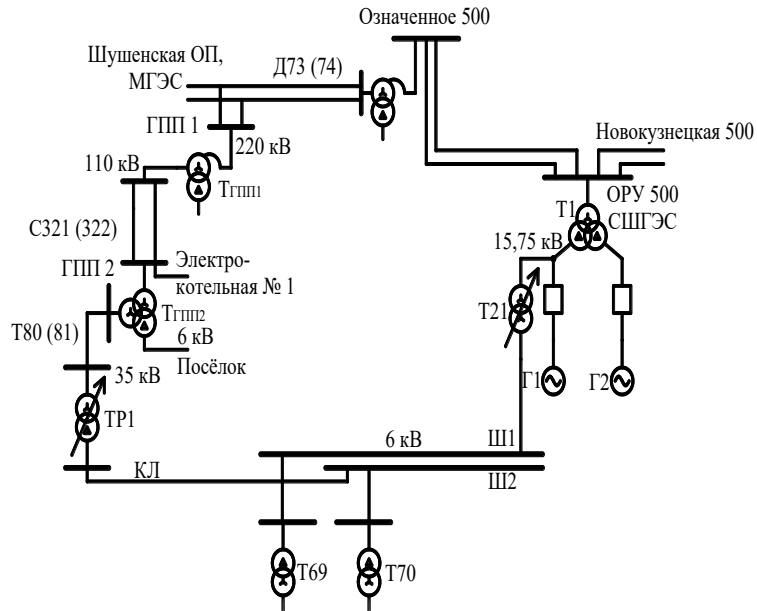


Рисунок 2 – Схема к расчёту уравнильных токов для аномального режима работы собственных нужд

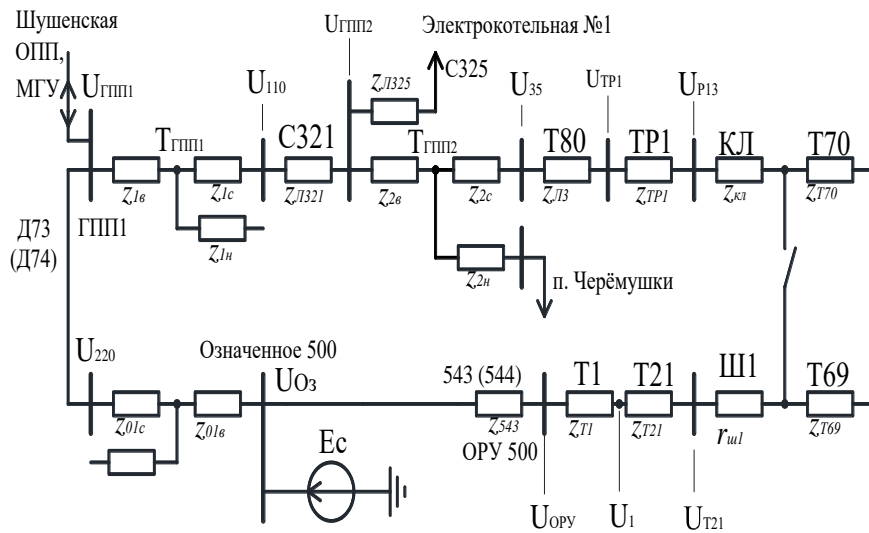


Рисунок 3 – Схема замещения к расчёту уравнильного тока

Уравнительный ток протекает от ТР1 по кабелю, далее по шинам распределительного устройства Р11 и шине Ш1 к трансформатору Т21. В этом контуре ток определяется параметрами системы, а его значение определяется по формуле:

$$I_{yp} = \frac{U_{yp}}{z_{yp}}, \quad (1)$$

где  $U_{yp}$  – напряжение небаланса контура, кВ;

$z_{yp}$  – полное сопротивление контура, Ом.

$$U_{yp} = U_{PT21} - U_{P13}, \quad (2)$$

где  $U_{PT21}$  и  $U_{P13}$  – напряжение на зажимах обмоток низкого напряжения трансформаторов Т21 и ТР1 соответственно, кВ.

$$z_{yp} = z_{кл} + z_{ш1}, \quad (3)$$

где  $z_{кл}$  и  $z_{ш1}$  – полные сопротивления кабельной линии связи и шинпровода Ш1, Ом.

Потери напряжения в элементе цепи определим по выражению:

$$\Delta U = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{ном}} + j \frac{P_i \cdot x_i - Q_i \cdot r_i}{U_{ном}}, \quad (4)$$

где  $P_i$  и  $Q_i$  – активная и реактивная мощность в элементе сети.

При отсутствии данных о передаваемой через элемент мощности будем определять её по формулам:

$$P_i = 1,4(S_i \cos \varphi) + \Delta P_{xx}, \quad (5)$$

$$Q_i = 1,4(\sin(\arccos \varphi) \cdot S_i) + \Delta Q_{xx}, \quad (6)$$

где  $S_i$  – суммарная мощность половины всех трансформаторов на противоположном конце линии, или в системе за данным трансформатором, или мощность самого трансформатора;

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности, принимается равным 0,85 для сети 6, 110 - 500 кВ, и равным 0,8 для сети 35 кВ;

$\Delta P_{xx}$  и  $\Delta Q_{xx}$  – потери активной и реактивной мощности.

Мощность блока Т1 примем равной  $S_{T1}=1400$  МВА. Мощность на приёмном конце ЛЭП 543, 544 (Подстанция «Означенное-500») примем равной  $S_{543}=2400+j600$  МВА.

Напряжение на шинах Подстанции «Означенное-500» примем равным 515 кВ. Параметры элементов схемы [7], расчётные данные и параметры оборудования сведём в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры элементов схемы

Элемент схемы	Тип оборудования	Основные параметры	Расчётные параметры						Передаваемая мощность	
			x, Ом			r, Ом			$\Delta P_r$ , МВт	$\Delta Q_r$ , Мвар
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
Т1	3×ОРНЦ-533000/500-74У1	$U_{ВН}=525/\sqrt{3}$ ; $U_{НН}=15,75$ ; $P_X=230$ ; $P_K=1260$ ; $u_{кВН}=13,5$ %; $u_{кНН}=44$ %; $I_X=0,15$ %	23,27			0,407			1260	602
Т <sub>Оз.</sub>	3×АОДЦТН-267000/500/220	$U_{ВН}=500/\sqrt{3}$ ; $U_{СН}=230/\sqrt{3}$ ; $U_{НН}=38,5$ ; $P_X=125$ ; $P_K=470$ ; $u_{кВС}=11,5$ %; $u_{кВН}=37$ %; $u_{кСН}=23$ %; $I_X=0,25$ %	39,8	–	75,7	0,55	0,55	1,10	953	595
ТГПП1	2×АТДЦТН-63000/220/110	$U_{ВН}=230$ ; $U_{СН}=121$ ; $U_{НН}=38,5$ ; $P_X=37$ ; $P_K=200$ ; $u_{кВС}=11$ %; $u_{кВН}=35$ %; $u_{кСН}=22$ %; $I_X=0,45$ %	101	0	193	1,43	1,43	2,86	75	47



Продолжение таблицы 4

Элемент схемы	Тип оборудования	Основные параметры	Расчётные параметры							
			x, Ом			r, Ом			Передаваемая мощность	
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	$\Delta P_{\Gamma}$ , МВт	$\Delta Q_{\Gamma}$ , Мвар
ТГПП2	2×ТДТН-40000/110	U <sub>ВН</sub> =115; U <sub>СН</sub> =38,5; U <sub>НН</sub> =6,6; P <sub>X</sub> =39; P <sub>K</sub> =200; u <sub>KBC</sub> =10,5 %; u <sub>KВН</sub> =17,5 %; u <sub>KСН</sub> =6,5 %; I <sub>x</sub> =0,6 %	35,5	0	22,3	0,9	0,9	0,9	24	15
ТР1	ТДНС-16000/35	U <sub>ВН</sub> =36,75; U <sub>НН</sub> =6,6; P <sub>X</sub> =17; P <sub>K</sub> =85; u <sub>K</sub> =10 %; I <sub>x</sub> =0,7 %	8,44			0,448			4,2	2,0
Т21	ТДНС-10000/35	U <sub>ВН</sub> =15,75; U <sub>НН</sub> =6,3; P <sub>X</sub> =12; P <sub>K</sub> =60; u <sub>K</sub> =8 %; I <sub>x</sub> =0,75 %	1,98			0,149			3,3	1,9
Т69 (Т70)	ТСЗС-630/10	U <sub>ВН</sub> =6,3; U <sub>НН</sub> =0,4; P <sub>X</sub> =2,0; P <sub>K</sub> =8,5; u <sub>K</sub> =8 %; I <sub>x</sub> =2 %	5,04			0,85			0,54	0,35
КЛ 6 кВ	4×ААШВ-3х185	l=1400 м, s <sub>0</sub> =185 мм <sup>2</sup> , n=4, r <sub>0</sub> =0,167 Ом/км, x <sub>0</sub> = 0,073 Ом/км	0,027			0,063			4,2	1,9
КЛ 0,4 кВ	—	l=2·20=40 м, s <sub>0</sub> =95 мм <sup>2</sup> , n=1, r <sub>0</sub> =0,326 Ом/км, x <sub>0</sub> = 0,078 Ом/км	0,0031			0,013			0,538	0,346
Ш1	—	s <sub>0</sub> =1800 мм <sup>2</sup>	0			0,0033			3,3	1,8
543 (544)	3 × АС - 500/61	l=30,8 (31) км	4,71			0,31			2400	600
Д73 (Д74)	АС - 240/32	l=59,825 км	13,0			3,62			—	—
С321 (С322)	АС - 120	l=44 км	9,39			5,48			52	32
С325 (С326)	АС - 120	l=0,4 км	0,085			0,05			—	—
Т80 (Т81)	АС - 95	l=4,0 км	1,98			1,17			10,2	5,7
ГПП 1	U <sub>ВН</sub> =235 кВ; U <sub>СН</sub> =117 кВ; U <sub>НН</sub> =37-38 кВ									
ГПП 2	—									
Примечание – Сопротивления трансформаторов указаны для единичного элемента, а сопротивления ЛЭП как сумма сопротивлений всех идущих параллельных линий.										

С учётом сдвига вектора напряжения, потерь в линиях электропередач 543, 544 напряжение на шинах основного распределительного устройства вычислим по формуле (4):

$$U_{OPV} = (U_{O3,500} + \frac{P_{543} \cdot r_{543} + Q_{543} \cdot x_{543}}{|U_{O3,500}|} + \frac{P_{543} \cdot x_{543} - Q_{543} \cdot r_{543}}{|U_{O3,500}|}) =$$

$$= (515,0 + \frac{2400 \cdot 4,71 + 600 \cdot 0,31}{515,0} + j \frac{2400 \cdot 4,71 - 600 \cdot 0,31}{515,0}) = 522,38 e^{j2,4^\circ} \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах генератора, с учётом потерь и коэффициента трансформации Т1, равно:

$$U_G = (U_{OPV} + \frac{P_{T1} \cdot r_{T1} + Q_{T1} \cdot x_{T1}}{|U_{OPV}|} + j \frac{P_{T1} \cdot x_{T1} - Q_{T1} \cdot r_{T1}}{|U_{OPV}|}) \cdot (k_T) \cdot e^{j30^\circ} =$$

$$= (522,38 e^{j2,4^\circ} + \frac{1260 \cdot 0,407 + 602 \cdot 23,27}{522,38} + j \frac{1260 \cdot 23,27 - 602 \cdot 0,407}{522,38}) \cdot (\frac{15,75}{525}) \cdot e^{j30^\circ} =$$

$$= 16,66 \cdot e^{j38,0^\circ} \text{ кВ,}$$

где  $\Delta P_{T1}$ ,  $\Delta Q_{T1}$  – активная и реактивная мощности блока Т1, МВт, Мвар;  
 $r_{T1}$ ,  $x_{T1}$  – эквивалентное активное и реактивное сопротивления трансформатора Т1, Ом.

Учитывая потери напряжения в ТСН определим напряжение  $U_{PT21}$ :

$$U_{PT21} = (U_G - \frac{P_{T21} \cdot r_{T21} + Q_{T21} \cdot x_{T21}}{|U_G|} - j \frac{P_{T21} \cdot x_{T21} - Q_{T21} \cdot r_{T21}}{|U_G|}) \cdot k_T \cdot (1 + 0,015n) =$$

$$(16,66 \cdot e^{j38,0^\circ} - \frac{3,12 \cdot 0,149 + 1,88 \cdot 1,98}{16,66} - j \frac{3,12 \cdot 1,98 - 1,88 \cdot 0,149}{16,66}) \times$$

$$\times \frac{6,3}{15,75} \cdot (1 - 0,015 \cdot 2) = 6,30 e^{j37,5^\circ} \text{ кВ,}$$

где  $k_T$  – коэффициент трансформации;  
 $n$  – число отпаяк РПН с учётом нормального эксплуатационного режима.

Напряжение со стороны 0,4 кВ за трансформатором Т69 равно:

$$U_{H10} = (U_{PT21} - \frac{P_{T69} \cdot r_{T69} + Q_{T69} \cdot x_{T69}}{|U_{PT21}|} - j \frac{P_{T69} \cdot x_{T69} - Q_{T69} \cdot r_{T69}}{|U_{PT21}|}) \cdot \frac{0,4}{6,3} \cdot e^{-j30^\circ} =$$

$$= 0,38e^{j6,6^\circ} \text{ кВ.}$$

Напряжение на первой секции щита агрегатных нужд будет равно:

$$U_{AH-1} = (U_G - \frac{P_{T31} \cdot r_{T31} + Q_{T31} \cdot x_{T31}}{|U_G|} - j \frac{P_{T31} \cdot x_{T31} - Q_{T31} \cdot r_{T31}}{|U_G|}) \cdot \frac{0,4}{15,75} \cdot e^{-j30^\circ} =$$

$$= 0,39e^{j7,2^\circ} \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 220 кВ Подстанции «Означенное – 500» с учётом потерь в автотрансформаторе:

$$U_{220} = (U_{O3,500} - \frac{P_{AT,O3} \cdot r_{AT,O3} + Q_{AT,O3} \cdot x_{AT,O3}}{|U_{O3,500}|} - j \frac{P_{AT,O3} \cdot x_{AT,O3} - Q_{AT,O3} \cdot r_{AT,O3}}{|U_{O3,500}|}) \times$$

$$\times \frac{230}{500} \cdot (1 - 0,015 \cdot 5) = 232,17e^{-j2,7^\circ} \text{ кВ.}$$

Вследствие наличия системной связи главной понижающей подстанцией 1 (далее по тексту – ГПП1) с Маинским гидроузлом примем напряжения  $U_{ГПП1} = U_{220}$ .

Напряжение на шинах 110 кВ Подстанции «Означенное - Районная»:

$$U_{110} = U_{220} - (\frac{P_{AT,ГПП1} \cdot r_{1\epsilon} + Q_{AT,ГПП1} \cdot x_{1\epsilon}}{|U_{220}|} + j \frac{P_{AT,ГПП1} \cdot x_{1\epsilon} - Q_{AT,ГПП1} \cdot r_{1\epsilon}}{|U_{220}|}) \times$$

$$\times \frac{121}{230} \cdot (1 - 0,015 \cdot 2) = 117,41e^{-j7,0^\circ} \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах 110 кВ ГПП2 с учётом потерь в линиях электропередач С321 (322), при её максимальной нагрузке равной 0,7 от суммарной мощности трансформаторов главных понижающих подстанций 2 и

4, подстанции «Гладенькая» и подстанции «Электростанция №1», будет равно:

$$U_{ГПП2} = (U_{110} - \frac{P_{C321} \cdot r_{Л321} + Q_{C321} \cdot x_{Л321}}{|U_{110}|} + j \frac{P_{C321} \cdot x_{Л321} - Q_{C321} \cdot r_{Л321}}{|U_{110}|}) = 112,57e^{-j8,4^\circ} \text{ кВ},$$

где  $P_{C321}$ ,  $Q_{C321}$  – суммарная активная и реактивная мощность, пропускаемая по обоим линиям электропередач С321 и С322;  
 $r_{Л321}$ ,  $x_{Л321}$  – суммарное активное и реактивное сопротивление обоих ЛЭП.

Напряжение на шинах 35 кВ ГПП2 будет равно:

$$U_{35} = (U_{ГПП2} - \frac{P_{Т.ГПП2} \cdot (r_{2\epsilon} + r_{2c}) + Q_{Т.ГПП2} \cdot x_{2\epsilon}}{|U_{ГПП2}|} + j \frac{P_{Т.ГПП2} \cdot x_{2\epsilon} - Q_{Т.ГПП2} \cdot (r_{2\epsilon} + r_{2c})}{|U_{ГПП2}|}) \cdot \frac{38,5}{115} \cdot (1 - 0,015 \cdot 0) = 36,92e^{-j10,4^\circ} \text{ кВ}.$$

С учётом потерь в линиях электропередач Т80/Т81 напряжение, подводимое к ТР1 будет равно:

$$U_{ТР1} = U_{35} - \frac{P_{Т80} \cdot r_{Т80} + Q_{Т80} \cdot x_{Т80}}{|U_{35}|} - j \frac{P_{Т80} \cdot x_{Т80} - Q_{Т80} \cdot r_{Т80}}{|U_{35}|} = 36,66e^{-j10,0^\circ} \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах Р-13:

$$U_{Р13} = (U_{ТР1} - \frac{P_{ТР1} \cdot r_{ТР1} + Q_{ТР1} \cdot x_{ТР1}}{|U_{ТР1}|} - j \frac{P_{ТР1} \cdot x_{ТР1} - Q_{ТР1} \cdot r_{ТР1}}{|U_{ТР1}|}) \times \frac{6,6}{36,75} \cdot e^{j30^\circ} \cdot (1 - 0,015 \cdot 2) = 6,33e^{j18,6^\circ} \text{ кВ}.$$

Напряжение на стороне 0,4 кВ за трансформатором Т70 будет равно:

$$U'_{H10} = (U_{P13} - \frac{P_{T70} \cdot r_{T70} + Q_{T70} \cdot x_{T70}}{|U_{P13}|} - j \frac{P_{T70} \cdot x_{T70} - Q_{T70} \cdot r_{T70}}{|U_{P13}|}) \cdot \frac{0,4}{6,3} \cdot e^{-j30^\circ} = 0,38e^{-j14^\circ} \text{ кВ.}$$

Напряжение на второй секции щита агрегатных нужд будет равно:

$$U'_{AH-1} = (U_{P13} - \frac{P_{T31} \cdot r_{T31} + Q_{T31} \cdot x_{T31}}{|U_{P13}|} - j \frac{P_{T31} \cdot x_{T31} - Q_{T31} \cdot r_{T31}}{|U_{P13}|}) \cdot \frac{0,4}{6,3} \cdot e^{-j30^\circ} = 0,38e^{-j14^\circ} \text{ кВ.}$$

Суммарное сопротивление контура циркуляции уравнительного тока на стороне 6 кВ будет вычисляем по формуле (3):

$$z_{yp} = z_{кл} + z_{ул} = 0,066 + j0,027 = 0,071e^{j23^\circ} \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление контура циркуляции уравнительного тока на стороне 0,4 кВ будет равно:

$$z'_{yp} = z_{кл} = (0,326 + j0,078) \cdot 0,04 = 0,013e^{j13,4^\circ} \text{ Ом.}$$

Разность напряжений трансформаторов собственных нужд для стороны 6 кВ:

$$U_{yp.6.3} = U_{P13} - U_{PT21} = 6,33e^{j18,6^\circ} - 6,30e^{j37,5^\circ} = 1,01 + j1,81 = 2,07e^{-j60,9^\circ} \text{ кВ.}$$

Разность напряжений трансформаторов собственных нужд щита Н10 для стороны 0,4 кВ:

$$U_{yp.H10} = U_{H10} - U'_{H10} = 0,38e^{-j14^\circ} - 0,38e^{j6,6^\circ} = 0,0025 + j0,137 = 0,137e^{j89^\circ} \text{ кВ.}$$

Разность напряжений трансформаторов собственных нужд щита АН-1 для стороны 0,4 кВ:

$$U_{\text{ур.АВ-1}} = U_{\text{АВ-1}} - U'_{\text{ав-1}} = 0,38e^{-j14^\circ} - 0,38e^{j6,6^\circ} = 0,016 + j0,143 = 0,144e^{j83,7^\circ} \text{ кВ.}$$

Уравнительный ток вычислим, подставив данные в формулу (1):

$$I_{\text{ур.нач.6,3}} = \frac{U_{\text{ур.6,3}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{ур}}} = \frac{2,07e^{-j60,9^\circ}}{\sqrt{3} \cdot 0,071e^{j22,5^\circ}} = 1,91 + j16,65 = 16,76e^{-j84,4^\circ} \text{ кА,}$$

$$I'_{\text{ур.нач.Н10}} = \frac{U_{\text{ур.Н10}}}{\sqrt{3} \cdot z'_{\text{ур}}} = \frac{0,137e^{j89^\circ}}{\sqrt{3} \cdot 0,013e^{j13,4^\circ}} = 1,475 + j5,705 = 5,89e^{j75,5^\circ} \text{ кА,}$$

$$I'_{\text{ур.нач.АВ-1}} = \frac{U_{\text{ур.АВ-1}}}{\sqrt{3} \cdot z'_{\text{ур}}} = \frac{0,144e^{j83,7^\circ}}{\sqrt{3} \cdot 0,013e^{j13,4^\circ}} = 2,094 + j5,826 = 6,19e^{j70,2^\circ} \text{ кА.}$$

Для того, чтобы рассчитать установившееся значение уравнительного тока необходимо значения всех сопротивлений и напряжений привести к одному базисному напряжению и определить ток, циркулирующий в простейшем контуре.

$$I_{\text{ур.уст.}} = \frac{E_{* \text{ур}}}{z_{* \text{ур}}}, \quad (7)$$

где  $E_{* \text{ур}}$  и  $z_{* \text{ур}}$  – небаланс напряжений и величина сопротивления приведённые к стороне 500 кВ и определяемые по формуле:

$$E_{* \text{ур}} = U_{\text{ур}} \cdot n_i, \quad (8)$$

$$z_{* \text{ур}} = z_i \cdot n_i^2 \cdot n_k^2 \cdot \dots \cdot n_m^2, \quad (9)$$

где  $U_{\text{ур}}$  и  $z_i$  – истинные значения напряжения и сопротивления какого-либо элемента исходной расчётной схемы;

$n_i, n_k, n_m$  – коэффициенты трансформации трансформаторов.

Определим ток на стороне 6,3 и 0,4 кВ:

$$I_{ур.уст.6,3} = \frac{164,43 \cdot e^{-j60,9^\circ}}{5341 \cdot e^{j78,6^\circ}} \cdot \frac{500}{6,3} = 1,425 \cdot e^{-j139,7^\circ} \text{ кА,}$$

$$I_{ур.уст.H10} = \frac{171 \cdot e^{j89^\circ}}{69730 \cdot e^{j80^\circ}} \cdot \frac{500}{0,4} = 1,77 \cdot e^{j8,7^\circ} \text{ кА,}$$

$$I_{ур.уст.AH-1} = \frac{179,73 \cdot e^{j83,7^\circ}}{69750 \cdot e^{j80,2^\circ}} \cdot \frac{500}{0,4} = 1,86 \cdot e^{j3,5^\circ} \text{ кА.}$$

Сопоставим полученное значение с допустимым длительным током для кабеля и шин 6 кВ [16]. Для шин 6 кВ допустимый продолжительный (длительный) ток составляет 3500 А. Необходимо учесть добавку от тока нагрузки потребителей, которую оценим, как половину суммарного тока:

$$I_{ном} = \frac{S_{\Sigma}}{2\sqrt{3} \cdot U_{PT21}}, \quad (10)$$

$$I_{ном} = \frac{4,2 + j1,9 + 3,3 + j1,8}{2\sqrt{3} \cdot 6,3e^{j28^\circ}} = 0,445e^{-j17^\circ} \text{ кА.}$$

Сумма номинального и уравнивающего тока на стороне 6 кВ будет равна:

$$I_{\Sigma} = 1,425 \cdot e^{-j139,7^\circ} + 0,445e^{-j9,7^\circ} = 1,31e^{-j121,6^\circ} \text{ кА.}$$

Приведённые к напряжению 500 кВ значения сопротивлений и напряжений представим в таблице 5.

Таблица 5 – Величины приведённых значений напряжения

Элемент схемы	x, Ом			r, Ом		
	ВН	СН	ВН	СН	ВН	СН
T1	23,27			0,407		
T <sub>Оз</sub>	39,8	0	75,7	0,55	0,55	1,10
T <sub>ГПП1</sub>	521,7	0	–	7,39	7,39	–
T <sub>ГПП2</sub>	733,5	0	–	18,6	18,6	–
TP1	1723			91,5		
T21	2000			150		

Продолжение таблицы 5

Элемент схемы	x, Ом			r, Ом		
	ВН	СН	ВН	СН	ВН	СН
КЛ	172,4			394,5		
Ш1	–			20,6		
543 (544)	4,7			0,31		
Д73 (Д74)	67,2			18,7		
С321 (С322)	194,1			113,2		
Т80 (Т81)	403,8			238,8		
$Z_{* \text{ ур.6,3}}, \text{ Ом}$	5236			1055		
Т69 (Т70)	31750			5354		
$Z_{* \text{ ур.Н10}}, \text{ Ом}$	68730			11760		
$Z_{* \text{ ур.АН-1}}, \text{ Ом}$	31750			5480		
$E_{* \text{ ур}}, \text{ В}$	$166,13 \cdot e^{-j60,9^\circ}$					
$E_{* \text{ ур.Н10}}, \text{ В}$	$171,04 \cdot e^{j89^\circ}$					
$E_{* \text{ ур.АН-1}}, \text{ В}$	$179,73 \cdot e^{j83,7^\circ}$					

Полученное значение тока превышает допустимый длительный ток для кабеля, но ниже допустимого длительного тока для шинпровода.

При анализе векторной диаграммы можно сделать вывод, что замена схемы соединения ТР1 Y/Δ на схему Y/Y только увеличит модуль уравнительного тока, что говорит о правильности выбранной схемы.

### **3.4 Расчёт ущерба от ненадёжности блока в исходном варианте схемы и в случае переприсоединения агрегатных трансформаторов собственных нужд за генераторный выключатель**

#### **3.4.1 Расчёт ущерба от ненадёжности элементов схемы блока по методу дерева отказов**

Определим вероятность недоотпуска электроэнергии [18], в случае полного и частичного отключения генерирующей мощности на примере блока №1, в соответствии с рисунком 4.



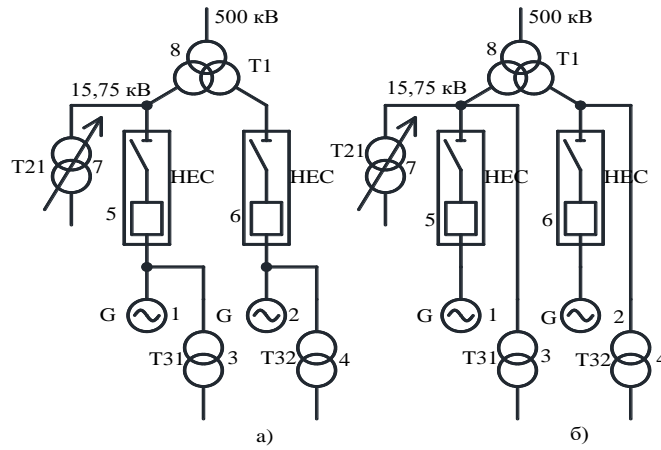


Рисунок 4 – Схемы присоединения агрегатных трансформаторов собственных нужд а) – исходный вариант, б) – присоединение за генераторный выключатель.

Вероятность отключения блока в случае «а»:

$$p'_a = p_{T21} + 2p_{BG} + p_{T1} + p_{T31}^2 + p_{Г1}^2. \quad (11)$$

Вероятность отключения блока в случае «б»:

$$p'_б = p_{T21} + 2p_{BG} + p_{T1} + 2p_{T31} + p_{Г1}^2. \quad (12)$$

Вероятность потери половины мощности блока в случае «а» и «б»:

$$p''_a = 2p_{T32} + 2p_{Г1}, \quad (13)$$

$$p''_б = 2p_{Г1}. \quad (14)$$

Вероятность аварийного простоя элементов схемы гидроэлектростанции в течение года определим по формуле:

$$p^{as} = \lambda \cdot t_b / 8760, \quad (15)$$

где  $\lambda$  – параметр потока отказов, 1/год;

$t_b$  – среднее время восстановления, ч.

Вероятности простоя элементов схемы станции определяется по формуле:

$$p^{nl} = \lambda_n \cdot t_n / 8760, \quad (16)$$

где  $\lambda_n$  – частота ремонтов, 1/год;

$t_n$  – продолжительность ремонтов, ч.

Рассчитаем ущерб от ненадёжности элементов схемы блока по методу дерева отказов, как показано на рисунке 5.

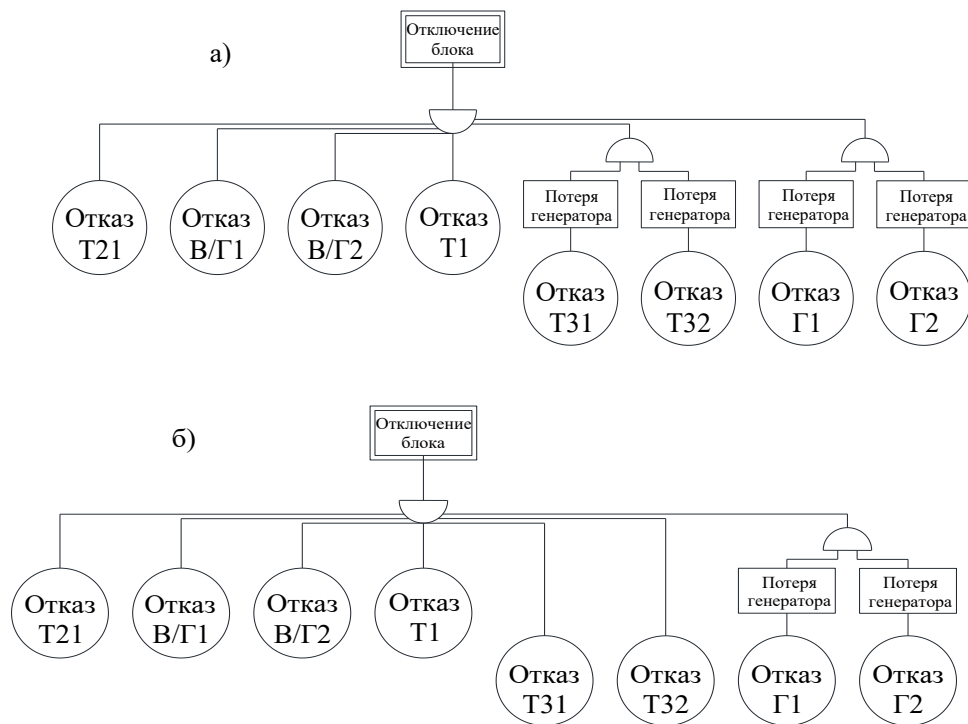


Рисунок 5 – Дерево отказов для схем присоединения агрегатных трансформаторов собственных нужд, а) – для исходного варианта, б) – при переприсоединении  $T_{сн}$  за генераторный выключатель.

Результаты расчёта вероятностей аварийного и планового простоев сведём в таблицу 6.

Таблица 6 – Показатели надежности работы элементов блока и их аварийные отказы

Элемент схемы	i	$\lambda, \text{год}^{-1}$	$\tau, \text{ч}$	$p^{\text{ав}} \times 10^{-5}, \text{о.е.}$	$\lambda_{\text{п.р}}, \text{год}^{-1}$	$\tau_{\text{п.р}}, \text{ч}$	$p^{\text{пл}} \times 10^{-5}, \text{о.е.}$	$p \times 10^{-5}, \text{о.е.}$
Генератор	Г1	0,667	66	502	0,350	158	631,0	1133,6
ТСН 630 кВА	T32	0,014	42/6	6,71/0,96	0,250	6	17,10	23,8
Генераторный комплекс НЕС-8	ВГ	0,0054	216	13,3	0,067	193	148,0	161
ТСН 10000 кВА	T21	0,017	87/6	16,9/1,16	0,750	26	17,10	239,5
Блочный трансформатор 1600 МВА	T1	0,072	171	141	1,000	50	571,0	711
Сумма:								2269,1
Примечание – в знаменателе указано время восстановления элемента с учётом особенностей схемы и режима работы оборудования.								

В случае отключения блока полностью  $\varepsilon'$  составит  $\varepsilon' = \frac{1280}{4200} = 0,304$ , а в случае отключения одного гидроагрегата  $\varepsilon'' = \frac{640}{4200} = 0,152$ .

Математическое ожидание среднегодового ущерба составит [13]:

$$Y = \varepsilon \sum_{i=1}^k (\alpha_i p_i^{\text{ав}} \varepsilon_i + \beta_i p_i^{\text{пл}} \varepsilon_i), \quad (17)$$

где  $\varepsilon$  – количество потребляемой (вырабатываемой) энергии;

$\alpha_i = f(\varepsilon_i)$  – удельное значение ущерба в зависимости от аварийного ограничения  $\varepsilon_i$  в  $i$ -м состоянии системы (блока);

$p_i^{\text{ав}}, p_i^{\text{пл}}$  – значение средних вероятностей системы (блока) при аварийном и преднамеренном отключении элементов;

$\beta_i = f(\varepsilon_i)$  – удельное значение ущерба при преднамеренном отключении элементов в  $i$ -м состоянии системы (блока).

Характеру нагрузки в данном случае наиболее соответствует кривая «г», как показано на рисунке 6.

Состав нагрузки: 43 % промышленной, 32 % коммунально-бытовой, 25 % прочей нагрузки [4].

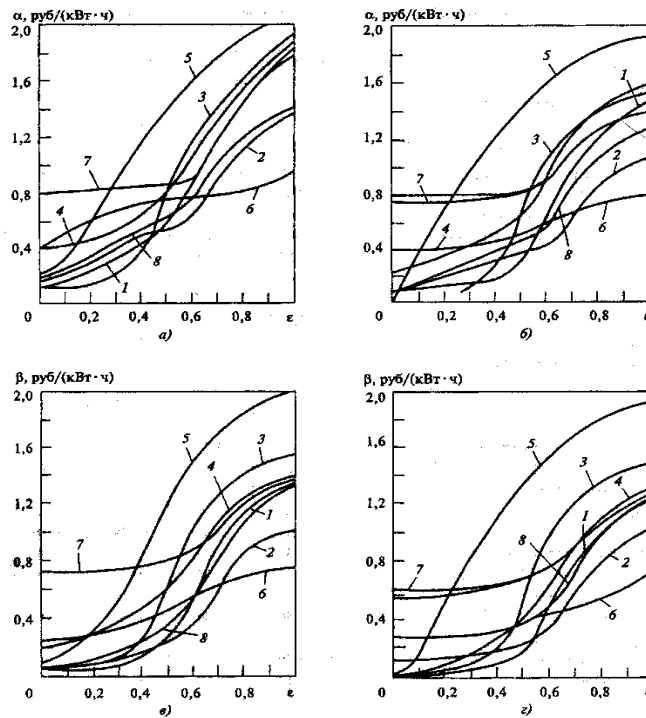


Рисунок 6 – Зависимость удельного ущерба потребителями с различными структурами электропотребления от степени ограничения:  
 а – при внезапных нарушениях электроснабжения длительностью до 3 ч, б – то же, но длительностью более 3 ч, в – с предупреждением в течение суток, г – при плановых ограничениях

Для исходного варианта схемы формула примет вид:

$$Y'_a = T_{max} \cdot P'_{max} \cdot (\alpha' p'_{a.ав} \varepsilon' + \beta' p'_{a.нл} \varepsilon'), \quad (18)$$

$$Y''_a = T_{max} \cdot P''_{max} \cdot (\alpha'' p''_{a.ав} \varepsilon'' + \beta'' p''_{a.нл} \varepsilon''). \quad (19)$$

Для исследуемого варианта схемы формула примет вид:

$$Y'_{\bar{o}} = T_{max} \cdot P'_{max} \cdot (\alpha' p'_{\bar{o}.ав} \varepsilon' + \beta' p'_{\bar{o}.нл} \varepsilon'), \quad (20)$$

$$Y''_{\bar{o}} = T_{max} \cdot P''_{max} \cdot (\alpha'' p''_{\bar{o}.ав} \varepsilon'' + \beta'' p''_{\bar{o}.нл} \varepsilon''), \quad (21)$$

где  $T_{max}$  – продолжительность использования установленной мощности

генераторов, ч;

$P'_{\max} = P_{\max}$  – максимальная активная мощность генератора блока, определяемая по формуле, МВт.

$$P_{\max} = n_{\Gamma} \cdot (P_{\Gamma, \text{ном}} - 0,01 \cdot P_{\Gamma, \text{ном}}) \quad (22)$$

где  $P_{\Gamma, \text{ном}}$  – номинальная активная мощность генератора, МВт;

$n_{\Gamma}$  – количество генераторов блока.

$$P'_{\max} = 2(640 - 0,01 \cdot 640) = 1267,2 \text{ МВт,}$$

$$P''_{\max} = 640 - 0,01 \cdot 640 = 633,6 \text{ МВт,}$$

$$T_{\max} = \frac{\Xi}{P_{\Sigma \max}} = \frac{21787,5 \cdot 10^3}{4200} = 5187,5 \text{ ч.}$$

Определим величину математического ожидания ущерба по варианту «а» для состава нагрузки №4 по формулам (18) и (19):

$$Y'_a = 5187,5 \cdot 1267,2 \cdot (0,41 \cdot 1,87 \cdot 10^{-3} \cdot 0,304 + 0,18 \cdot 5,75 \cdot 10^{-3} \cdot 0,304) = 3605 \text{ руб./год.,}$$

$$Y''_a = 5187,5 \cdot 633,6 \cdot (0,31 \cdot 0,01 \cdot 0,152 + 0,05 \cdot 0,013 \cdot 0,152) = 1897 \text{ руб./год.,}$$

$$Y_a = Y'_a + Y''_a = 5502 \text{ руб./год.}$$

Аналогично рассчитаем величины математического ожидания ущерба для других кривых и варианта «б», данные сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчётов математического ожидания ущерба по обоим вариантам схемы, для различных потребителей

Удельный ущерб, руб./(кВт·ч)	$\alpha'$	$\alpha''$	$\beta'$	$\beta''$	$Y_a$ , руб./год	$Y_b$ , руб./год	$\delta$ , %
Кривая 1	0,12	0,1	0,05	0,02	$1,661 \cdot 10^3$	$1,686 \cdot 10^3$	-1,54
Кривая 4	0,41	0,31	0,18	0,05	$5,502 \cdot 10^3$	$5,591 \cdot 10^3$	-1,62
Кривая 5	0,99	0,59	0,8	0,31	$1,788 \cdot 10^4$	$1,811 \cdot 10^4$	-1,27
Кривая 7	0,79	0,78	0,63	0,62	$1,810 \cdot 10^4$	$1,826 \cdot 10^4$	-0,88

Величина ущерба от ненадежности увеличивается на 0,9-1,6 % по сравнению с исходной схемой для потребителей различной структуры.

### 3.4.2 Расчёт ущерба от ненадёжности таблично - логическим методом

Используя таблично-логического метод, отказы элементов установки в различных режимах и их последствия записываются как аварии (k). Для каждой расчетной аварии составим таблицу 8.

Таблица 8 – Характеристики расчетных аварий

Авария	Код (k)	Снижение (дефицит) мощности ΔP, МВт
Отключение блока	1	1280
Отключение гидроагрегата	2	640

Для всех элементов значения приняты с учетом существующих условий и режимов работы [3].

Относительную длительность расчетных режимов определим по формуле:

$$q_j = q_{авj} + q_{n.pj} = \lambda_j \cdot \tau_j + \lambda_{n.pj} \cdot \tau_{n.pj}, \quad (23)$$

Относительная длительность расчетных режимов для варианта «а»:

$$q_1 = \lambda_8^{пл} \times \tau_8^{пл},$$

$$q_2 = \lambda_1^{пл} \times \tau_1^{пл},$$

$$q_3 = q_2,$$

$$q_4 = \lambda_8^{аб} \times \tau_8^{аб},$$

$$q_5 = \lambda_1^{аб} \times \tau_1^{аб},$$

$$q_6 = q_5,$$

$$q_7 = \lambda_5^{аб} \times \tau_5^{аб},$$

$$q_8 = q_7,$$

$$q_9 = \lambda_3^{ab} \times \tau_3^{ab},$$

$$q_{10} = q_9,$$

$$q_{11} = \lambda_7^{ab} \times 6.$$

Относительная длительность режима нормальной работы:

$$q_0 = 1 - \sum_{j=1}^n q_j \quad (24)$$

Каждый j-ый режим работы главной схемы электрических соединений отражен в таблице 9, в которой приведена относительная длительность режима.

Таблица 9 – Расчетные режимы работы оборудования (вариант «а»)

Режим		Состав отключенных элементов (обозначение на схеме)	q <sub>j</sub> , о.е.
Описание	Номер (j)		
Нормальный режим	0	–	0,97
Плановый ремонт:			
Т 1, (В/Г1, В/Г2, Т21)	1	1-8	5,708 · 10 <sup>-3</sup>
Г 1 (Т 31)	2	1;3	6,313 · 10 <sup>-3</sup>
Г 2 (Т 32)	3	2;4	6,313 · 10 <sup>-3</sup>
Аварийный ремонт:			
Т 1	4	1-8	1,405 · 10 <sup>-3</sup>
Г 1	5	1;3;5	5,023 · 10 <sup>-3</sup>
Г 2	6	2;4;6	5,023 · 10 <sup>-3</sup>
ВГ 1	7	1-8	1,332 · 10 <sup>-4</sup>
ВГ 2	8	1-8	1,332 · 10 <sup>-4</sup>
Т 32	9	1;3	6,712 · 10 <sup>-5</sup>
Т 33	10	2;4	6,712 · 10 <sup>-5</sup>
Т 21	11	1-8	1,164 · 10 <sup>-5</sup>

Составим таблицу связей – таблица 10.

Таблица 10 – Расчетные связи первого варианта

Отказавший элемент (i)	Код аварии (кратковременной) (k) в режиме (j)											
	Нормальный	Ремонтный, аварийный										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2	–	–	2	1	2	1	1	1	2	1	1
2	2	–	2	–	1	1	2	1	1	1	2	1

Продолжение таблицы 10

Отказавший элемент (i)	Код аварии (кратковременной) (k) в режиме (j)											
	Нормальный	Ремонтный, аварийный										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	2	-	-	2	1	2	1	1	1	2	1	1
4	2	-	2	-	1	1	2	1	1	1	2	1
5	1	-	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	-	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	-	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	-	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Определим расчет значений частоты аварий:

$$\Lambda(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_j \cdot \lambda_{ji} \cdot L(j, i, k), \quad (25)$$

где  $L(j, i, k) = 1$ , если в таблице расчетных связей на пересечении  $i$ -ой строки и  $j$ -го столбца находится соответствующий код или группа кодов вида  $k$ ;

$L(j, i, k) = 0$  в остальных случаях (если код другой).

Запишем формулы для расчета частоты расчетных аварий: (вариант «а»).

Авария 1:

$$\Lambda(1)_a = (2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_0 + (2 \cdot \lambda_1^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot (q_4 + q_7 + q_8 + q_{11}) + (\lambda_2^{a6} + \lambda_4^{a6} + \lambda_5^{a6} + \lambda_6^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot (q_5 + q_9) + (\lambda_1^{a6} + \lambda_3^{a6} + \lambda_5^{a6} + \lambda_6^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot (q_6 + q_{10}).$$

Так как  $q_6 = q_5$ ,  $q_2 = q_3$ ,  $\lambda_1 = \lambda_2$ ,  $\lambda_3 = \lambda_4$ ,  $\lambda_5 = \lambda_6$ ,  $q_7 = q_8$  и  $q_{10} = q_9$ , то:

$$\Lambda(1)_a = (2\lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_0 + (2 \cdot \lambda_1^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \times (q_4 + 2q_7 + q_{11}) + 2 \cdot (\lambda_1^{a6} + \lambda_3^{a6} + 2\lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot (q_5 + q_9). \quad (26)$$

Авария 2:



$$\Lambda(2)_a = (\lambda_1^{a6} + \lambda_3^{a6}) \cdot (q_0 + q_3 + q_5 + q_9) + (\lambda_2^{a6} + \lambda_4^{a6}) \cdot (q_0 + q_2 + q_6 + q_{10}) + (\lambda_5^{a6} + \lambda_6^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot (q_2 + q_3).$$

Так как  $q_2 = q_3$ ,  $\lambda_1 = \lambda_2$ ,  $\lambda_3 = \lambda_4$  и  $\lambda_5 = \lambda_6$ , то:

$$\Lambda(2)_a = 2 \cdot ((\lambda_1^{a6} + \lambda_3^{a6}) \cdot (q_0 + q_3 + q_5 + q_9) + (2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_2). \quad (27)$$

Среднее время восстановления нормального режима работы после  $k$ -й аварии определим по формуле:

$$\tau(k) = \frac{1}{\Lambda(k)} \cdot \left/ \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_i \cdot \lambda_{ji} \cdot \tau_{jik} \cdot L(j, i, k) \right/ \quad (28)$$

Для того чтобы высчитать среднее время восстановления нормального режима выдачи мощности после длительных нарушений, запишем формулы:

$$\begin{aligned} \tau(1)_a = & \frac{(2 \cdot \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} + \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \cdot \tau_8^{a6}) \cdot q_0}{\Lambda(1)_a} + \\ & + \frac{(2 \cdot \lambda_1^{a6} \cdot \tau_1^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} \cdot \tau_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} + \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \cdot \tau_8^{a6}) \cdot (q_4 + 2q_7 + q_{11})}{\Lambda(1)_a} + \\ & + \frac{2 \cdot (\lambda_2^{a6} \cdot \tau_2^{a6} + \lambda_4^{a6} \cdot \tau_4^{a6} + \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} + \lambda_6^{a6} \cdot \tau_6^{a6} + \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \cdot \tau_8^{a6}) \cdot (q_5 + q_9)}{\Lambda(1)_a}, \end{aligned} \quad (29)$$

$$\begin{aligned} \tau(2)_a = & \frac{2 \cdot ((\lambda_1^{a6} \cdot \tau_1^{a6} \cdot \lambda_3^{a6} \cdot \tau_3^{a6}) \cdot (q_0 + q_3 + q_5 + q_9))}{\Lambda(2)_a} + \\ & \frac{(2 \cdot \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} \cdot \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \times \tau_8^{a6}) \cdot q_2}{\Lambda(2)_a}. \end{aligned} \quad (30)$$

Вычислим частоты расчетных аварий для варианта «а» схемы блока:

$$\Lambda(1)_a = (2 \cdot 0,0054 + 0,017 + 0,072) \cdot 0,97 + (2 \cdot 0,667 + 2 \cdot 0,014 + 2 \cdot 0,0054 + 0,017 + 0,072) \times \\ \times (1,405 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 1,332 \cdot 10^{-4} + 1,164 \cdot 10^{-5}) + 2 \cdot (0,667 + 0,014 + 2 \cdot 0,0054 + 0,017 + 0,072) \times \\ \times (5,023 \cdot 10^{-3} + 6,712 \cdot 10^{-5}) = 0,107$$

$$\Lambda(2)_a = 2 \cdot ((0,667 + 0,014) \cdot (0,97 + 5,708 \cdot 10^{-3} + 5,023 \cdot 10^{-3} + 6,712 \cdot 10^{-5}) + \\ + (2 \cdot 0,0054 + 0,017 + 0,072) \cdot 6,313 \cdot 10^{-3}) = 1,337$$

Недоотпуск электроэнергии определим по формуле:

$$\Delta W(1)_a = \Lambda(1)_a \cdot \tau(1)_a \cdot \Delta P(1) = 0,107 \cdot 140,7 \cdot 1280 = 1,931 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год},$$

$$\Delta W(2)_a = \Lambda(2)_a \cdot \tau(2)_a \cdot \Delta P(2) = 1,337 \cdot 65,6 \cdot 640 = 5,613 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Среднее время восстановления нормального режима выдачи мощности:

$$\tau(1)_a = \frac{(2 \cdot 0,0054 \cdot 0,025 + 0,017 \cdot 9,932 \cdot 10^{-3} + 0,072 \cdot 0,02) \cdot q_0}{0,107} + \\ + \frac{(2 \cdot 0,667 \cdot 7,534 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,014 \cdot 4,795 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,0054 \cdot 0,025 + 0,017 \cdot 9,932 \cdot 10^{-3} + \\ + 0,072 \cdot 0,02) \cdot (1,405 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 1,332 \cdot 10^{-4} + 1,164 \cdot 10^{-5})}{0,107} + \\ + \frac{2 \cdot (0,667 \cdot 7,534 \cdot 10^{-3} + 0,014 \cdot 4,795 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,0054 \cdot 0,025 + 0,017 \cdot 9,932 \cdot 10^{-3} + \\ + 0,072 \cdot 0,02) \cdot (5,023 \cdot 10^{-3} + 6,712 \cdot 10^{-5})}{0,107} \cdot 8760 = 140,7 \text{ ч},$$

$$\tau(2)_a = \frac{2 \cdot ((0,667 \cdot 7,534 \cdot 10^{-3} + 0,014 \cdot 4,795 \cdot 10^{-3}) \times \\ \times (0,97 + 6,313 \cdot 10^{-3} + 5,023 \cdot 10^{-3} + 6,712 \cdot 10^{-5}) + \\ + (2 \cdot 0,0054 \cdot 0,025 + 0,017 \cdot 9,932 \cdot 10^{-3} + 0,072 \cdot 0,02) \cdot 6,313 \cdot 10^{-3})}{1,337} \cdot 8760 = 66 \text{ ч}.$$

Аналогичный расчёт проведём для варианта «б». Относительная длительность расчетных режимов:

$$\begin{aligned}
q_1 &= \lambda_8^{\text{пл}} \times \tau_8^{\text{пл}}, \\
q_2 &= \lambda_1^{\text{пл}} \times \tau_1^{\text{пл}}, \\
q_3 &= q_2, \\
q_4 &= \lambda_8^{\text{аб}} \times \tau_8^{\text{аб}}, \\
q_5 &= \lambda_1^{\text{аб}} \times \tau_1^{\text{аб}}, \\
q_6 &= q_5, \\
q_7 &= \lambda_5^{\text{аб}} \times \tau_5^{\text{аб}}, \\
q_8 &= q_7, \\
q_9 &= \lambda_3^{\text{аб}} \times \tau_3, \\
q_{10} &= q_9.
\end{aligned}$$

Значения частот аварий (вариант «б») будут равны:

$$\begin{aligned}
\Lambda(1)_{\bar{o}} &= (2 \cdot \lambda_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_0 + \\
&+ (2 \cdot \lambda_1^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot (q_4 + 2q_7 + q_9 + q_{10} + q_{11}) + \\
&+ 2 \cdot (\lambda_2^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_5, \\
\Lambda(2)_{\bar{o}} &= (\lambda_2^{a6} + \lambda_3^{a6} + \lambda_4^{a6} + \lambda_5^{a6} + \lambda_6^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_2 + (\lambda_1^{a6} + \lambda_3^{a6} + \lambda_4^{a6} + \lambda_5^{a6} + \lambda_6^{a6} + \\
&+ \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_3 + (\lambda_1^{a6} + \lambda_2^{a6}) \cdot q_0 + \lambda_1^{a6} \cdot q_5 + \lambda_2^{a6} \cdot q_6 + \lambda_3^{a6} \cdot (q_5 + q_6) + \lambda_4^{a6} \cdot (q_5 + q_6) = \\
&= 2 \cdot ((\lambda_1^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} + \lambda_7^{a6} + \lambda_8^{a6}) \cdot q_2 + \lambda_1^{a6} \cdot (q_5 + q_0) + 2 \cdot \lambda_3^{a6} \cdot q_5).
\end{aligned}$$

Среднее время восстановления нормального режима выдачи мощности после длительных нарушений вычисляем по формуле:

$$\begin{aligned}
\tau(1)_{\bar{o}} &= \frac{(2 \cdot \lambda_3^{a6} \cdot \tau_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} + \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \cdot \tau_8^{a6}) \cdot q_0}{\Lambda(1)_{\bar{o}}} + \\
&+ \frac{(2 \cdot \lambda_1^{a6} \cdot \tau_1^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} \cdot \tau_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} + \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \cdot \tau_8^{a6}) \cdot (q_4 + 2q_7 + q_9 + q_{10} + q_{11})}{\Lambda(1)_{\bar{o}}} + \\
&+ \frac{2 \cdot (\lambda_2^{a6} \cdot \tau_2^{a6} + 2 \cdot \lambda_3^{a6} \cdot \tau_3^{a6} + 2 \cdot \lambda_5^{a6} \cdot \tau_5^{a6} + \lambda_7^{a6} \cdot \tau_7^{a6} + \lambda_8^{a6} \cdot \tau_8^{a6}) \cdot q_5}{\Lambda(1)_{\bar{o}}},
\end{aligned}$$

$$\tau(2)_{\delta} = \frac{2 \cdot ((\lambda_1^{ae} \cdot \tau_1^{ae} + 2 \cdot \lambda_3^{ae} \cdot \tau_3^{ae} + 2 \cdot \lambda_5^{ae} \cdot \tau_5^{ae} + \lambda_7^{ae} \cdot \tau_7^{ae} + \lambda_8^{ae} \cdot \tau_8^{ae}) \cdot q_2 + \frac{\lambda_1^{ae} \cdot \tau_1^{ae} \cdot (q_5 + q_0) + 2 \cdot \lambda_3^{ae} \cdot \tau_3^{ae} \cdot q_5}{\Lambda(2)_{\delta}}}{\Lambda(2)_{\delta}}$$

Определим относительную разность полученных значений величины снижения электроэнергии по вариантам:

$$\delta = \frac{\Delta W_a - \Delta W_{\delta}}{\Delta W_a} \cdot 100\% = 0,77\% . \quad (31)$$

В данном случае величина ущерба от ненадежности снижается, на 0,77 % по сравнению с исходной схемой, что лежит в пределах погрешности инженерных расчётов ( $\epsilon=3\%$ ), а варианты считаются равнонадёжными.

Результаты вычислений сведём в таблицы 11-13.

Таблица 11 – Расчетные режимы оборудования (вариант «б»)

Режим		Состав отключенных элементов (обозначение на схеме)	q <sub>j</sub> , о.е.
Описание	Номер (j)		
Нормальный режим	0	–	0,97
Плановый ремонт:			
Т 1 (В/Г1, В/Г2, Т21)	1	1-8	5,708·10 <sup>-3</sup>
Г 1	2	1	6,313·10 <sup>-3</sup>
Г 2	3	2	6,313·10 <sup>-3</sup>
Аварийный ремонт:			
Т 1	4	1-8	1,405·10 <sup>-3</sup>
Г 1	5	1	5,023·10 <sup>-3</sup>
Г 2	6	2	5,023·10 <sup>-3</sup>
ВГ 1	7	1-8	1,332·10 <sup>-4</sup>
ВГ 2	8	1-8	1,332·10 <sup>-4</sup>
Т 32	9	1-8	9,589·10 <sup>-6</sup>
Т 33	10	1-8	9,589·10 <sup>-6</sup>
Т 21	11	1-8	1,164·10 <sup>-5</sup>

Таблица 12 – Расчетные связи варианта «б»

Отказавший элемент (i)	Код аварии (кратковременной) (k) в режиме (j)											
	Нормальном	Ремонтном										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2	–	–	2	1	2	1	1	1	1	1	1
2	2	–	2	–	1	1	2	1	1	1	1	1
3	1	–	2	2	1	1\2	1\2	1	1	1	1	1
4	1	–	2	2	1	1\2	1\2	1	1	1	1	1
5	1	–	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	–	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	–	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	–	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1

Таблица 13 – Результаты расчета надежности

Код аварии k	Частота расчетной аварий $\Lambda(k)$ , год <sup>-1</sup>	Среднее время восстановления $\tau(k)$ , ч	Снижение мощности $\Delta P(k)$ , МВт	Снижение энергии за год $\Delta W(k)$ , МВт·ч/год
Вариант «а»				
1	0,107	140,7	1280	$1,93 \cdot 10^4$
2	1,337	65,6	640	$5,61 \cdot 10^4$
Сумма				$7,54 \cdot 10^4$
Вариант «б»				
1	0,134	113,3	1280	$1,95 \cdot 10^4$
2	1,31	66,0	640	$5,54 \cdot 10^4$
Сумма				$7,48 \cdot 10^4$
$\delta = 0,77 \%$				

Выводы по третьему разделу:

Учитывая отмеченные выше достоинства и недостатки существующего и альтернативного вариантов, можно заключить, что предложенный «новый» вариант схемы присоединения отпаечного трансформатора 15,75/0,4 позволит обеспечить щит собственных нужд устройством автоматического включения резерва, а при подключении отпаечного трансформатора собственных нужд до генераторного выключателя автоматического включения резерва собственных нужд должен быть выведен из работы.

Для существующей схемы перевод присоединения отпаечного трансформатора собственных нужд за генераторный выключатель является

неоправданной мерой при существующем оборудовании щита собственных нужд. Кроме того, исключается возможность использования генератора в качестве одного из независимых источников питания собственных нужд, а также пуска станции с «нуля» в случае глубоких повреждений в главной схеме станции.

Таким образом, предложенный «новый» вариант схемы присоединения отпаечного трансформатора 15,75/0,4 позволит обеспечить щит собственных нужд устройством автоматического включения резерва с применением современных выключателей (контакторов) обладающих коммутационной износостойкостью не менее 2 млн. циклов ВО номинальные тока (1000 А).

Установка выключателей вместо разъединителей шинопроводов так же не оказывает существенного влияния на надёжность питания, так как все ответственные потребители имеют резервирование на стороне 0,4 кВ. Установка же выключателей для целей вывода отдельного шинопровода в ремонт экономически не целесообразна.

Установка выключателей между шинами P11-P13 целесообразна лишь для ремонтной схемы, так как при выведенном в ремонт шинопроводе Ш1 (Ш2) теряют питание Секция1(2) P11 и P12, а Секцию1(2) P13 необходимо будет присоединить к резервному TP1 (к тому же к Секциям P13 присоединена нагрузка, не имеющая резервирования).

Перевод автоматического включения резерва шинопроводов на подключение трансформатора T21 (T22, T23) вместо TP1 в случае аварийной потери питания одного из шинопроводов общестанционных собственных нужд не оправдан по причинам, рассмотренным выше и так же не вносит изменений в существующую схему собственных нужд. Возникновение уравнительного тока в схеме собственных нужд возможно вследствие режимных особенностей переключению трансформатора, и действительно представляет опасность для кабелей 6 кВ и вероятность этого режима необходимо свести к минимуму.

В качестве коммутационных аппаратов для схем собственных нужд необходимо использовать вакуумные выключатели отечественных фирм производителей. Таким аппаратам соответствует продукция фирмы ФГУП НПП «Контакт», к установке предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ-10. Использование выключателей зарубежных производителей приведет к неизбежному удорожанию схемы и противоречит политике импортозамещения. К тому существуют несоответствие технических характеристик электрооборудования по нормативным документам разных стран.

В отношении выбора величины напряжения 6 или 10 кВ, то для гидроэлектростанций с их небольшим потреблением электроэнергии и как следствие малыми токами нагрузки замена сети 6 кВ на сеть 10 кВ не принесёт существенного материально экономического эффекта. Но для проектируемых гидроэлектростанций применение напряжения 10 кВ является более оправданным.

## 4 Выбор оборудования схемы электроснабжения собственных нужд по условиям нормального режима

### 4.1 Выбор оборудования схемы электроснабжения собственных нужд по условиям нормального режима работы

В таблице 14 указаны потребители агрегатных нужд [20].

Таблица 14 – Потребители агрегатных нужд

Щит АН	№ АВ	Потребитель	Кол-во на ГА	$P_{НОМ}$ , кВт	$I_{НОМ}$ , А	$K_{СП}$	$P_{НОМ}$ , кВт	$I_{НОМ}$ , А	
Секция 1	1	Резерв	–	–	–	–	–	–	
	2	Резерв	–	–	–	–	–	–	
	3	Электродвигатель МНУ1	1	100	178,7	0,2	20,0	35,7	
	4	Электродвигатель МНУ2	1	100	178,7	0,2	20,0	35,7	
	5	Электродвигатель ВД	1	95	169,8	0,2	19,0	34,0	
	6	Электродвигатель НС1	1	135	241,3	0,7	94,5	168,9	
	7	ШПОТ1	1	–	–	–	–	–	
Секция 2	8	Электродвигатель МНУ3	1	100	178,7	0,2	20,0	35,7	
	9	Сборка АН		1	–	–	–	–	–
		1	Розетки шахты турбины		–	–	–	–	–
		4	МОУ МНУ		4	7,1	0,2	0,8	1,4
		5	НПР		10	17,9	0,2	2,0	3,6
		6	ДН-1		11	19,7	0,2	2,2	3,9
		10	ШМЗ-7-1 (№6;32)		2×1,3	4,6	0,2	0,52	0,9
		11	ШМЗ-7-2 (№10;13;21)		3×1,3	7,0	0,2	0,78	1,4
		12	ШМЗ-7-3 (№31;2)		0,6;3,2	6,8	0,2	0,76	1,4
		13	ШМЗ-7-4 (№4;1;3)		3,2;1,7;1,3	11,1	0,2	1,24	2,2
		14	Система возб. (резерв. питание)		4МВЗ	–	–	–	–
	16	Задв. ПТ генератора	–	–	–	0,0	0,0		
	17	Лекажный насос шахты турбины	0,75	1,3	0,2	0,15	0,3		
	10	Электродвигатель НС2	1	135	241,3	0,7	94,5	143,6	
	11	Резерв	–	–	–	–	0,0	0,0	
	12	Резерв	–	–	–	–	0,0	0,0	
	13	ШПОТ2	1	12×10,5; 3×6,4	259,5	0,2	29,0	44,1	
Сумма:				852,5	1523,7		305,5	546,1	



К первой группе отнесены электроприёмники с повторно – кратковременным и кратковременным режимами работы (подавляющее большинство электроприёмников агрегатных нужд). Коэффициент спроса ( $k_{сп}$ ) для указанной группы потребителей принят равным 0,2. Ко второй группе отнесены электроприёмники, длительно находящиеся в работе (насосы статора, например) коэффициент спроса которых близок к единице в течении продолжительного периода времени. Расчётное значение этого коэффициента принято равным 0,7. Расчётную активную нагрузку группы приёмников с переменным графиком нагрузки определим по выражению:

$$P_{расч} = P_i \cdot k_{сп}, \quad (32)$$

$$I_{расч} = I_i \cdot k_{сп}. \quad (33)$$

Таким образом, расчётная нагрузка щита агрегатных нужд составляет 305,5 кВт, что соответствует току на стороне 6 кВ равному:

$$I_{PI} = \frac{\sum P_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{305,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,85} = 33 \text{ А.}$$

Полученная величина в два раза ниже номинального тока трансформатора агрегатных нужд, и это при условии подключения к нему обеих секций щита.

#### **4.2 Обобщение замеров потребления электроэнергии на собственных нужд**

Определим номинальный ток выключателей распределительного устройства РТ-21-РТ-23, используя данные замеров нагрузки для зимнего месяца работы.

$$I_{PT21} = \frac{S_{\text{раб. max}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4,61 e^{j24,3^\circ}}{\sqrt{3} \cdot 6,3 e^{j37,5^\circ}} = 422,8 e^{j13,2^\circ} \text{ А.}$$

В таблице 15 представлены результаты замеров мощности и величины напряжения по Т21-Т23 для двух месяцев в году с максимумом и минимумом нагрузок, для нормального эксплуатационного режима работы.

Таблица 15 – Сводная таблица замеров напряжения и мощности по трансформаторам собственных нужд

Трансформатор	Время замера	Напряжение	Мощность
Т21	04:00	6,3	1,8+j1,5
	11:00	6,3	2,0+j1,5
	18:00	6,3	1,9+j1,5
	22:00	6,3	1,7+j1,5
Среднее			$1,85+j1,5 = 2,38e^{j39,0^\circ}$
Т22	04:00	6,3	1,5+j1,2
	11:00	6,3	1,6+j1,3
	18:00	6,3	1,6+j1,3
	22:00	6,3	1,4+j1,2
Среднее			$1,525+j1,25 = 1,97e^{j39,3^\circ}$
На 20 декабря 2020 года			
Т22	04:00	6,3	4,0+j1,7
	11:00	6,3	$4,2+j1,9 = 4,61 e^{j24,3^\circ}$
	18:00	6,3	3,7+j1,7
	22:00	6,3	3,7+j1,7
Среднее			$3,9+j1,75 = 4,27e^{j24,2^\circ}$
Т23	04:00	6,3	2,7+j1,7
	11:00	6,3	3,3+j1,8
	18:00	6,3	3,3+j1,7
	22:00	6,3	3,0+j1,6
Среднее			$3,08+j1,7 = 3,51e^{j28,9^\circ}$

Выводы по четвертому разделу: для всех распределительных устройств 6 кВ по номинальным параметрам выключателя должны удовлетворять условиям:

- номинальное напряжение 6-10 кВ;
- номинальный ток для КРУ Р1-Р10 не менее 33 А, для КРУ Р11- Р13 не менее 50 А, для КРУ РТ21-РТ23 не менее 425 А.

## **5 Мероприятия по снижению затрат электроэнергии в системе электроснабжения собственных нужд**

Экономить электроэнергию подразумевает, прежде всего, снижение потерь электрической энергии во всей системе электроснабжения и непосредственно в электроприемниках [24].

Основные направления снижения потерь электроэнергии в промышленности представлены ниже:

- рациональный подход в построении системы электроснабжения в результате ее реконструкции;
- уменьшение уровня потерь электроэнергии в действующих системах электроснабжения, которое включает в себя регулирование режимов электропотребления и напряжения, модернизацию оборудования, внедрение автоматического управления, оптимизация холостого хода электроприемников, и другие;
- нормирование потребления электроэнергии, расчет норм удельных расходов электроэнергии на единицу продукции, наличие систем учета и контроля расходования электроэнергии;
- ведение балансов электроэнергии.

### **5.1 Экономия электроэнергии в силовых трансформаторах**

Капитальные затраты на систему электроснабжения в большей степени определяются заданной надежностью электроснабжения потребителей. Стремление обеспечить бесперебойное питание потребителей, отнесенных не только к особой и первой категории, но и ко второй и третьей, приводит к 70-100 % резервирования установленной мощности трансформаторов, сетей, коммутационной аппаратуры и так далее. Недогрузка трансформаторов в ряде случаев определяется схемой электроснабжения, требованиями высокой степени надежности питания потребителей электроэнергии.

При работе силового трансформатора в неполную мощность (загрузка 30 %) потери электроэнергии приравниваются к потерям как при холостом ходе (примерно равны 7 % передаваемой мощности). Режим холостого хода трансформатора (или близком к нему) влечет излишние потери электроэнергии в трансформаторе, и, как следствие, во всей системе электроснабжения (от источника питания до самого трансформатора).

Своевременное отключение в резерв трансформаторов при снижении их нагрузки и включение при росте нагрузки (может являться сезонным) также является значимым мероприятием по экономии потерь в электросетях. В целях снижения потерь холостого хода загруженных не в полную мощность цеховых трансформаторов, их отключают, а питание нагрузок осуществляется по переключкам (резервным связям) низкого напряжения включенных в работу трансформаторов.

Отключение малозагруженных трансформаторов при сезонном снижении нагрузок целесообразно для экономии электроэнергии. По результатам исследований, в целом по стране, путем сезонного отключения трансформаторов на 35 и 110 кВ можно сэкономить электроэнергии порядка 190 млн кВт · ч в год [25].

Потери активной мощности в трансформаторе определяют по выражению:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_K \cdot k_3^2, \quad (34)$$

где  $\Delta P_T$  – активные потери холостого хода при номинальном напряжении;

$\Delta P_K$  – активные нагрузочные потери (активные потери короткого замыкания) при номинальной нагрузке;

$k_3 = S_{T,\phi} / S_{T,\text{НОМ}}$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{T,\phi}$  – фактическая нагрузка трансформатора;

$S_{T,\text{НОМ}}$  – его номинальная мощность;

$\Delta P_x$ ,  $\Delta P_K$ ,  $S_{T,\text{НОМ}}$  – каталожные данные трансформатора.

Потери электроэнергии в трансформаторе равны:

$$\Delta \mathcal{E}_m = \Delta P_x \cdot T_n + \Delta P_k \cdot k_3^2 \cdot T_{\text{раб}}, \quad (35)$$

где  $T_n$  – полное число часов работы трансформатора в году;

$T_{\text{раб}}$  – число часов работы трансформатора в году с номинальной нагрузкой (например при одной смене  $T_{\text{раб}}=2400$  ч, при двух –  $T_{\text{раб}}=5400$  ч; при трех –  $T_{\text{раб}}=8400$  ч).

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов определяет в зависимости от суммарной нагрузки и числа параллельно включенных трансформаторов, обеспечивающих минимум потерь электроэнергии в этих трансформаторах

В целях экономии электроэнергии, при использовании в эксплуатации экономически целесообразного режима работы трансформаторов следует исходить из следующих положений [1]:

- надежность электроснабжения потребителей не должна снижаться;
- трансформаторы должны быть снабжены устройством автоматического включения резерва;
- автоматизация отключения и включения трансформаторов (в целях сокращения числа оперативных переключений рекомендуется отключать трансформаторы не более 2-3 раз в сутки).

Экономить электроэнергию возможно если применять при реконструкции системы электроснабжения для потребителей второй категории однитрансформаторные подстанции с резервированием по низшему напряжению вместо двухтрансформаторных подстанций. Возможно использование одной трехтрансформаторной подстанции вместо двух двухтрансформаторных.

Значительную экономию электроэнергии также можно получить путем уменьшения мощности цеховых трансформаторов используя компенсацию

реактивной мощности, но для гидроэлектростанции это имеет малое значение. Так же возможна экономия электроэнергии в кабельных сетях, экономия электроэнергии путем замены малозагруженных электродвигателей на электродвигатели наименьшей мощности.

Необходимо принимать во внимание и схему соединения их обмоток, так как эти два фактора влияют на надежность срабатывания реактивной защиты трансформаторов. Обмотки трансформаторов могут соединяться по схеме звезда – звезда с нулем и треугольник – звезда с нулем.

Более благоприятна вторая схема соединения обмоток трансформатора 6-10/0,4 кВ, в которой обеспечен путь для замыкания токов нулевой последовательности в треугольнике. Благодаря этому сопротивление нулевой последовательности трансформатора становится на порядок ниже, а ток однофазного короткого замыкания  $I_K^{(1)}$  – выше. Поэтому минимальная мощность трансформаторов, при которой ток  $I_K^{(1)}$  достаточен для селективного действия защиты сети 0,4 кВ предохранителями, составляет 400 кВ · А.

## **5.2 Экономия электроэнергии в осветительном оборудовании и сетях**

В зависимости от отрасли промышленности, в среднем, на освещение расходуется 5-10 % общего потребления электроэнергии.

Применение энергосберегающих технологий и светильников, нормализация режимов напряжения в сетях освещения, комбинирование систем естественного и искусственного освещения являются наиболее значимыми направлениями экономии электроэнергии в осветительных установках и сетях.

Выбор системы внутреннего освещения определяется технологическими особенностями производства и способом организации рабочих мест, что является одной из наиболее важных проблем, позволяющей сэкономить на внутреннем освещении. Еще одним направлением экономии

энергетических ресурсов, расходуемых на освещение, является применение энергоэффективных технологий и светильников.

В отличие от ламп накаливания, наиболее энергосберегающими являются газоразрядные лампы.

В качестве осветительных приборов в промышленных производствах применяются люминесцентные, ртутные, металлогалогенные, натриевые и другие лампы. Однако возможно достичь значительной экономии электрической энергии посредством перехода на более эффективные источники света.

Условия среды освещаемого помещения, а также технические требования, связанные с технологическим процессом производства, являются определяющими условиями при выборе типа светильника для внутреннего освещения. Подбор освещения производится на основании светотехнических и технико-экономических расчетов.

Освещение внутри производства рекомендуется выполнять натриевыми лампами высокого давления в сочетании с другими лампами высокого давления.

Также возможно сократить потребление электроэнергии (до 12-13 %) на цели освещения, осуществив их питание напряжением 380 В вместо 220 В.

Выводы по пятому разделу: в данном разделе рассмотрены наиболее эффективные способы снижения потерь электроэнергии в промышленности, а также предложены способы сокращения потерь электроэнергии, в частности, своевременное отключение в резерв трансформаторов при снижении их нагрузки и включение при росте нагрузки (может являться сезонным) является наиболее значимым мероприятием по экономии потерь в электросетях.

## **6 Расчет токов короткого замыкания для выбора коммутационных аппаратов**

Выбор электрооборудования осуществляется в соответствии с параметрами продолжительных режимов, проверка осуществляется согласно параметров кратковременных режимов, основным из которых является режим короткого замыкания.

Допускается производить приближенный расчет токов короткого замыкания, с учетом ряда допущений, при этом погрешность расчетов токов короткого замыкания не должна превышать 5-10 % [14].

В расчёте будем учитывать элементы схемы, влияющие на ток короткого замыкания – генераторы, главные повышающие трансформаторы, трансформаторы общестанционных собственных нужд (Т21, Т22, Т23 и ТР1), шины 6 кВ (без учёта их активного и реактивного сопротивлений), кабели, соединяющие Р-11-Р-13 и элементы энергосистемы вплоть до подстанции «Означенное-500». При этом не принимаем к рассмотрению такие элементы как: генераторные выключатели и отпаечные трансформаторы. Нагрузку, подключённую к системе 6 кВ принимаем в качестве комплексной величины с электродвижущей силой равной  $E=0,85$  о.е. и комплексным сопротивлением  $z=0,35$  о.е. Ток подпитки от влияния нагрузки будем учитывать при его доле не менее 5 % от общего тока короткого замыкания.

Так как сеть 6 кВ имеет изолированную нейтраль, то за расчётный вид короткого замыкания примем трёхфазное короткое замыкание. Расчётные точки короткого замыкания примем на отходящих присоединениях, в соответствии с рисунком 7:

- КРУ Р-13 (точка 1);
- КРУ Р-Т-21 (точка 2);
- Щит Р 1 (точка 3).





- численно уравнивать активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента исходной расчетной схемы;
- при расчетах токов короткого замыкания необходимо учитывать влияние нагрузки, в случае, если ток в месте короткого замыкания составляет не менее 5 % от этой нагрузки к току в месте короткого замыкания, определенного без учета нагрузки.

Для расчёта тока короткого замыкания в схеме собственных нужд 6 кВ выделим два расчётных режима.

Режим №1 – питание схемы осуществляется от трансформаторов ТР1 и Т21, при этом работают 3 генератора Г1, Г5 и Г7.

Режим №2 – питание схемы осуществляется от трансформаторов Т21 и Т23, включённых кратковременно на параллельную работу при работе всех генераторов с номинальной мощностью.

Предварительно принимаем базисную мощность,  $S_6=1000$  МВА.

В качестве базисного напряжения примем среднеэксплуатационное напряжение той ступени, на которой предполагается короткое замыкание, кВ:

$$U_{6I}=515 \text{ кВ,}$$

$$U_{6II}=230 \text{ кВ,}$$

$$U_{6III}=115 \text{ кВ,}$$

$$U_{6IV}=37 \text{ кВ,}$$

$$U_{6V}=18 \text{ кВ,}$$

$$U_{6VI}=6,3 \text{ кВ.}$$

Базисный ток для каждой ступени, кА:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (36)$$

$$I_{6V} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6VI}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА.}$$

Все источники, то есть генераторы, двигатели, а также обобщенную нагрузку вводим в однолинейную схему замещения со своими сверхпереходными параметрами –  $E''$  и  $x''$ .

Для упрощения расчета можно принять, что сверхпереходные индуктивные сопротивления генератора по продольной ( $x_d''$ ) и поперечной ( $x_q''$ ) осям одинаковы:  $x_d''$  равно  $x_q''$  равно  $x''$ .

Для синхронного генератора:

$$x_{*G}'' = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = 0,295 \cdot \frac{1000}{711} = 0,415 \text{ о.е.}, \quad (37)$$

где  $x_d''$  – относительное сверхпереходное сопротивление по продольной оси [16], равное 0,295 о.е.;

$S_{ном}$  – номинальная мощность генератора, МВА.

Фазная сверхпереходная электродвижущая сила генератора:

$$E_{*G}'' = U_{\phi 0} + I_{\phi 0} \cdot x_d'' \cdot \sin(\arccos(\varphi_0)), \quad (38)$$

$$E_{*G}'' = 1 + 1 \cdot 0,295 \cdot \sin(\arccos(0,9)) = 1,129 \text{ о.е.},$$

где  $U_{\phi 0}$ ,  $I_{\phi 0}$ ,  $\varphi_0$  – фазное напряжение, ток и угол сдвига между ними в предшествующем режиме.

Активное сопротивление генератора определим по выражению:

$$R_{*G} = \frac{1,22 \cdot x_{*G}''}{T_{a,G} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{1,22 \cdot 0,415}{0,45 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,00358 \text{ о.е.}, \quad (39)$$

где  $T_{a,G}$  – среднее значение постоянной времени затухания апериодической составляющей. Для гидрогенератора принимается равной 0,45 с.

Электродвижущая сила источника неограниченной мощности принимаем равным единице [17], а сверхпереходное активное и реактивное сопротивление равным нулю.

Параметры блока, состоящего из трёх силовых трансформатора ОРНЦ – 533000/500-74У1 определим по выражениям:

$$x_{*T1,6} = \frac{u_{кв} - 0,25u_{кн}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} =$$

$$= \frac{13,5 - 0,25 \cdot 44}{100} \cdot \frac{(525 / \sqrt{3})}{533} \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,016 \text{ о.е.}, \quad (40)$$

$$x_{*T1,н} = 2 \cdot x_{*T1,6} = 0,032 \text{ о.е.}, \quad (41)$$

$$R_{*T1,6} = \frac{\Delta P_K}{2} \cdot \frac{U_n^2}{S_{ном}^2} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = \frac{1,26}{2} \cdot \frac{(525 / \sqrt{3})^2}{533^2} \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,0008 \text{ о.е.}, \quad (42)$$

$$R_{*T1,н} = 2 \cdot R_{*T1,6} = 2 \cdot 0,0008 = 1,54 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.}, \quad (43)$$

где  $u_{кв}$ ,  $u_{кн}$  – напряжение короткого замыкания обмоток высшего и низшего напряжения трансформатора;

$R_K$  – мощность короткого замыкания трансформатора.

Параметры трансформаторов линий электропередач и кабелей с известными номинальными параметрами [22] определим по формулам:

$$x_{*T} = x_{ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (44)$$

$$R_{*T} = r_{ном} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}. \quad (45)$$

Активное и реактивное сопротивления трансформатора собственных нужд ТДНЦ-10000/35 определим по формулам:

$$R_{*T21} = 0,149 \cdot \frac{1000}{18^2} = 0,459 \text{ о.е.},$$

$$x_{*T21} = 1,98 \cdot \frac{1000}{18^2} = 8,0 \text{ о.е.}$$

Активное и реактивное сопротивления трансформатора собственных нужд ТДНЦ-16000/35:

$$R_{*TP1} = 0,448 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0,328 \text{ о.е.},$$

$$x_{*TP1} = 8,44 \cdot \frac{1000}{37^2} = 6,17 \text{ о.е.}$$

Активное и реактивное сопротивления двух параллельно работающих трансформаторов АДЦТН-63000/220/110:

$$R_{*T,ГПП1} = \frac{1,43}{2} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,0135 \text{ о.е.},$$

$$x_{*T,ГПП1} = \frac{101}{2} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,955 \text{ о.е.}$$

Активное и реактивное сопротивления двух параллельно работающих трансформаторов ТДТН-40000/110 определяется:

$$R_{*T,ГПП2} = \frac{0,9}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,034 \text{ о.е.},$$

$$x_{*T,ГПП2} = \frac{35,5}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,342 \text{ о.е.}$$

Активное и реактивное сопротивление кабеля 6 кВ определим по формулам:

$$x_{*кл} = 0,027 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 1,578 \text{ о.е.},$$

$$R_{*_{кл}} = 0,063 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,690 \text{ о.е.}$$

Активное и реактивное сопротивление линий электропередач Т80, Т81 определим по формулам:

$$x_{*_{Л,Т80}} = 1,98 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,445 \text{ о.е.},$$

$$R_{*_{Л,Т80}} = 1,17 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,051 \text{ о.е.}$$

Активное и реактивное сопротивление линий электропередач С321, С322 определим по формулам:

$$x_{*_{Л,С321}} = 9,39 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,71 \text{ о.е.},$$

$$R_{*_{Л,С321}} = 5,48 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,414 \text{ о.е.}$$

Величина индуктивного сопротивления комплексной нагрузки определяется формулой:

$$x_{*_{н}} = x_{н} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н}} = 0,35 \cdot \frac{1000}{4,61} = 75,92 \text{ о.е.}$$

Расчётные параметры всех элементов сведём в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчётные параметры элементов схемы замещения

Элемент схемы	ЭДС	Реактивное сопротивление x, о.е.	Активное сопротивление r, о.е.
Система 1	1,0	0	0
Генератор	1,129	0,415	0,00358
Т1	–	0,016/0,032	0,0008/0,0016

Продолжение таблицы 16

Элемент схемы	ЭДС	Реактивное сопротивление $x$ , о.е.	Активное сопротивление $r$ , о.е.
T21	–	8,0	0,459
КЛ	–	1,578	0,690
Система 2	1,0	0	0
Автотрансформатор на ПС ГПП1	–	0,955/0	0,0135/0,0135
Трансформатор на ПС ГПП2	–	1,342/0	0,034/0,034
ТР1	–	6,17	0,328
ЛЭП С321	–	0,710	0,414
ЛЭП Т80	–	1,445	1,051
Нагрузка	0,85	75,92	–

Примечание – в числителе указано сопротивление обмотки ВН, в знаменателе сопротивление обмотки НН для Т1 и СН для Т<sub>ГПП1</sub> и Т<sub>ГПП2</sub>.

В данном разделе произведён расчёт параметров схемы замещения.

### 6.1 Расчёт начального значения периодической составляющей тока короткого замыкания

Определим ток короткого замыкания в точке К1 по формуле:

$$I_{по} = \frac{E''}{z''} \cdot I_{б}, \quad (46)$$

где  $E''_*$ ,  $x''_*$  – результирующая эквивалентная ЭДС и эквивалентное сопротивление.

$I_{б}$  – базисный ток на рассматриваемой ступени напряжения.

Определим ток короткого замыкания в точке К1 от трансформатора Т21.

Суммарное активное и реактивное сопротивление расчётной ветви схемы:

$$R'' = R_{*T1,в} + R_{*T1,н} + R_{*T21} + R_{*кл} = 0,0008 + 0,0016 + 0,459 + 0,69 = 1,151,$$

$$x'' = x_{*T1,в} + x_{*T1,н} + x_{*T21} + x_{*кл} = 0,016 + 0,032 + 8,0 + 1,578 = 9,627.$$

Полное комплексное сопротивление схемы равно:

$$z_*'' = x_*'' + R_*'' = 1,151 + j9,627 = 9,695e^{j83,2^\circ} = 9,7e^{j83,2^\circ}.$$

Для расчётов будем использовать лишь модуль полного сопротивления  $z_*''$ , так как учитываем допущение, что ток в начальный момент времени имеет максимальную величину.

Суммарная эквивалентная приведённая электродвижущая сила рассчитывается следующим образом:

$$E_{* \text{ЭК}}'' = \frac{E_C \cdot (x_{* T1, \delta} + x_{* T1, H}) + E_G \cdot x_{* G}}{x_{* T1, \delta} + x_{* T1, H} + x_{* G}} = \frac{1,0 \cdot (0,016 + 0,032) + 1,0 \cdot 0,415}{0,016 + 0,032 + 0,415} = 1,115.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в точке К1 составит:

$$I_{no} = \frac{1,115}{9,7} \cdot 91,64 = 0,115 \cdot 91,64 = 10,54 \text{ кА}.$$

Теперь определим ток короткого замыкания в точке К1 при питании распределительного устройства Р13 от трансформатора ТР1:

Активное и реактивное сопротивления ветви схемы равны:

$$x_*'' = x_{* T, ГПП1} + x_{* Л, С321} + x_{* T, ГПП2} + x_{* Л, Т80} + x_{* ТР1} = 10,62,$$

$$R_*'' = R_{* T, ГПП1} + R_{* Л, С321} + R_{* T, ГПП2} + R_{* Л, Т80} + R_{* ТР1} = 1,834.$$

Полное комплексное сопротивление ветви равно:

$$z_*'' = x_*'' + R_*'' = 1,834 + j10,62 = 10,78e^{j80^\circ}.$$



Ток равен:

$$I_{no} = \frac{1,0}{10,78} \cdot 91,64 = 0,093 \cdot 91,64 = 8,56 \text{ кА.}$$

Очевидно, что, даже в наиболее электрически удалённой точке схемы собственных нужд 6 кВ, периодическая составляющая тока короткого замыкания при питании Р-13 от шинопроводов машинного зала больше, чем при питании от резервного трансформатора ТР1. Поэтому дальнейшие расчеты будем вести при условии питания собственных нужд от трансформаторов Т21, Т22 и/или Т23. Определим величину подпитки, к общему току короткого замыкания, от комплексной нагрузки:

$$I_{no.n} = \frac{0,85}{75,92} \cdot 91,64 = 0,00112 \cdot 91,64 = 1,026 \text{ кА.}$$

Погрешность расчета периодической составляющей тока короткого замыкания без учета нагрузки по отношению к полученному значению тока составит:

$$\delta_{no} = \frac{1,026}{10,54} \cdot 100\% = 9,7\% > 5\%.$$

Таким образом, для точки К1 необходимо учитывать влияние нагрузки.

$$I_{no} = 10,54 + 1,026 = 11,57 \text{ кА.}$$

Определим апериодическую составляющую тока короткого замыкания в точке К1:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t}{T_{a.э.кв}}}, \quad (47)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания; она определяется по формуле:

$$T_{a.экв} = \frac{X_{эк}}{\omega_c R_{эк}}, \quad (48)$$

где  $X_{эк}$  и  $R_{эк}$  – соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки короткого замыкания;

$\omega_c$  – синхронная угловая частота напряжения сети;

$t$  – время короткого замыкания.

Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания выполним в момент времени  $t$  (расчетный момент расхождения контактов выключателя). Ориентировочно примем к установке вакуумный выключатель типа ВБ-10-31,5/630-1600, для которого собственное время отключения составляет:

$$t_{c.o.} = 0,04 \text{ с.}$$

Расчетное время короткого замыкания определим по формуле:

$$t = t_{p.z,min} + t_{c.o.}, \quad (49)$$

где  $t_{p.z,min}$  – минимальное время действия основной релейной защиты данного присоединения, с, тогда:

$$t = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Постоянная времени будет равна:

$$T_{a.экв} = \frac{9,63}{314,2 \cdot 1,151} = 0,027.$$

Апериодический ток:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 10,57 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,027}} = 2,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания связан с начальным действующим значением периодическим значением тока короткого замыкания соотношением:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{н\partial} k_{y\partial}, \quad (50)$$

где  $k_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

При  $\frac{X_{\text{эк}}}{R_{\text{эк}}} > 5$  ударный коэффициент определяют по формуле [17]:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/Ta.экв}. \quad (51)$$

При  $\frac{X_{\text{эк}}}{R_{\text{эк}}} < 5$  ударный коэффициент определяют по формуле:

$$k_{y\partial} = 1,02 + 0,98e^{0,01/Ta}. \quad (52)$$

Для данного расчётного случая  $\frac{X_{\text{эк}}}{R_{\text{эк}}} = \frac{9,63}{1,151} = 8,36 > 5$ , поэтому воспользуемся формулой (39):

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,027}} = 2,46.$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11,57 \cdot 2,46 = 40,17 \text{ кА.}$$

Аналогично определим токи трёхфазного короткого замыкания для остальных точек и режимов. Результаты сведём в таблицу 17.

Таблица 17 – Сводная таблица результатов расчётов токов короткого замыкания

Расчётные режимы	1	2	–	–	–	–
Номер точки	1	2	3	1	2	3
$x''_*$ , о.е.	9,63	8,05	8,05	5,6	4,20	4,20
$R''_*$ , о.е.	1,151	0,462	0,462	0,92	0,230	0,230
$E''_*$ , о.е.	1,115	1,115	1,115	1,128	1,128	1,128
$I''_{по}$ , кА	0,115	0,139	0,139	0,093	0,281	0,281
$I_{по}$ , кА	10,54	12,70	12,70	18,22	25,71	25,71
$I''_н$ , кА	0,011	0,022	–	–	–	–
$I_н$ , кА	1,026	2,048	–	–	–	–
$\sum I_{по}$ , кА	11,57	13,72	13,72	20,27	27,76	27,76
$T_a$ , с	0,027	0,018	0,018	0,019	0,056	0,056
$i_a$ , кА	2,50	7,88	7,88	2,17	15,96	15,96
$k_{уд}$	2,46	2,20	2,20	2,68	2,20	2,20
$I_{уд}$ , кА	40,17	42,64	42,64	76,70	79,1	79,1

Для дальнейших расчетов будем использовать полученные данные.

## 6.2 Определение интеграла Джоуля и термически эквивалентного тока короткого замыкания

При помощи интеграла Джоуля произведем количественную оценку степени термического воздействия тока короткого замыкания на проводники и электрические аппараты [15]:

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{кт}^2 dt, \quad (53)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность короткого замыкания, с;

$i_{кт}$  – ток короткого замыкания в произвольный момент времени  $t$ , А.

Этот ток связан с интегралом Джоуля простым соотношением:

$$I_{\text{тер.эк}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{t_{\text{откл}}}}. \quad (54)$$

Интеграл Джоуля определим по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.с}}^2 \left[ t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}} \left( 1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а.эк}}}} \right) \right], \quad (55)$$

где  $I_{\text{п.с}}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от эквивалентного источника энергии (системы), А;

$T_{\text{а.эк}}$  – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с.

Термически эквивалентный ток короткого замыкания в рассматриваемом случае составляет:

$$I_{\text{тер.эк}} = I_{\text{п.с}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а.эк}}}{t_{\text{откл}}} \left( 1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_{\text{а.эк}}}} \right)}. \quad (56)$$

В тех случаях, когда  $t_{\text{откл}} \geq 3 T_{\text{а.эк}}$ , интеграл Джоуля и термически эквивалентный ток короткого замыкания допустимо определять по формулам:

$$B_{\text{к}} \approx I_{\text{п.с}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}}), \quad (57)$$

$$I_{\text{тер.эк}} \approx I_{\text{п.с}} \sqrt{1 + \frac{T_{\text{а.эк}}}{t_{\text{откл}}}}. \quad (58)$$

Система, по отношению к месту короткого замыкания, будет являться удалённым источником, так как расположена за двумя трансформациями.

Удалённость генератора Г1 оценим по соотношению:

$$\frac{I_{\text{ПО,G}}}{I_{\text{ном,G}}}, \quad (59)$$

где  $I_{\text{ПО,G}}$  – действующее значение периодической составляющей тока генератора;

$I_{\text{ном,G}}$  – номинальный ток генератора.

$$I_{\text{ном,G}} = S_{\text{ном,G}} / S_{\sigma} = 711 / 1000 = 0,71,$$

$$I_{\text{ПО,G}} = \frac{E_G - U_a}{x_G}, \quad (60)$$

где  $U_a$  – остаточное напряжение на шинах генератора при короткого замыкания в точке К2.

$$U_a = I''_{\text{ПО}} \cdot x_{T21} = 0,139 \cdot 8 = 1,108,$$

$$I_{\text{ПО,G}} = \frac{1,129 - 1,108}{0,415} = 0,049.$$

Отношение:

$$\frac{0,049}{0,71} = 0,069 < 2$$

Генераторы, как и система являются удалённым источником по отношению к точкам короткого замыкания К2 и К3. Для проверки условия  $t_{\text{откл}} \geq 3 T_{\text{а.эк}}$ , время действия основной релейной защиты принимаем равным 0,2 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,2 + 0,04 = 0,24 \text{ с} > 3 \cdot 0,056 = 0,167 \text{ с}.$$

Интеграл Джоуля и термически эквивалентный ток короткого замыкания составят:

$$B_{\kappa} \gg 27,76^2 (0,24 + 0,056) = 227,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{тер.эк}} \approx 27,76 \sqrt{1 + \frac{0,056}{0,24}} = 30,80 \text{ кА.}$$

Чтобы проверить электрический аппарат на термическую стойкость в условиях короткого замыкания, необходимо сравнить найденное при расчёте значение интеграла Джоуля  $B_k$  с его допустимым для проверяемого аппарата значением  $B_{\text{тер.доп}}$ .

В случае выполнения условия  $B_k$  меньше или равно  $B_{\text{тер.доп}}$ , электрический аппарат удовлетворяет условию термической стойкости.

Если  $t_{\text{откл}}$  меньше или равно  $t_{\text{тер.норм}}$ , то допустимое значение интеграла Джоуля равно:

$$B_{\text{тер.доп}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}}. \quad (61)$$

поэтому условием термической стойкости коммутационного аппарата является выполнение соотношения:

$$B_k \leq I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}}. \quad (62)$$

Если же  $t_{\text{откл}}$  больше или равно  $t_{\text{тер.норм}}$ , то допустимое значение интеграла Джоуля равно:

$$B_{\text{тер.доп}} = I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}}, \quad (63)$$

и условием термической стойкости коммутационного аппарата является выполнение соотношения:

$$B_k \leq I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{откл}}. \quad (64)$$

При установке в схему выключателей ВБ-10 время отключения тока короткого замыкания меньше времени предельно допустимого воздействия нормированного тока термической стойкости, поэтому коммутационные аппараты подлежат проверке по условию (45).

$$B_{тер.дон} = 31,5^2 \cdot 3 = 2980 \text{кА}^2 \text{с} \quad B_{\kappa} = 227,7 \text{кА}^2 \text{с}.$$

Выводы по шестому разделу:

Исходя из полученных значений токов КЗ, производим выбор коммутационных аппаратов. Для Р1-Р13, где возможен повышенный ток короткого замыкания (вследствие кратковременной параллельной работы каких-либо двух из Т21, Т22, Т23), номинальный ток отключения выключателя должен составлять не менее 25,5 кА, а ток электродинамической стойкости не менее 90 кА. Для РТ-21, РТ-22, РТ-23 номинальный ток отключения выключателя должен быть не менее 9,4 кА, а ток электродинамической стойкости не менее 29 кА.



## 7 Окончательный выбор оборудования схемы собственных нужд гидроэлектростанции на стороне 6 кВ

Во всех цепях схемы, в которых необходимо коммутировать ток, предусматриваются выключатели. В целях удобства компоновки и эксплуатации распределительных устройств 35 кВ и напряжением выше, выключатели во всех цепях устанавливаются одинаковые. Также устанавливаются однотипные разъединители и трансформаторы тока, которые выбираются по суммарному току короткого замыкания на сборных шинах (за выключателем тупикового присоединения) и по максимальному рабочему току наиболее мощного присоединения в нормальном режиме.

В распределительных устройствах 6-10 кВ целесообразно каждый выключатель выбирать индивидуально.

### 7.1 Проверка электрических аппаратов на коммутационную стойкость

Главной отличительной чертой коммутационных аппаратов должна быть способность включать и отключать соответствующие цепи в аварийных ситуациях, в том числе в режиме короткого замыкания [5]. Выполним проверку выключателя ВБ-10-31,5/630 на коммутационную стойкость используя результаты расчётов шестого раздела и сведём их в таблицу 18.

Таблица 18 – Сравнительная таблица по выбору коммутационных аппаратов

Расчетные данные	Данные справочные
	Выключатель ВБ-10-31,5/630
$U_{\text{сети ном}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,0 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 425 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 27,8 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 79,1 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 80 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 14,8 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 0,36 \cdot 31,5 = 16 \text{ кА}$
$B_k = 227,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2980 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, подобранный выключатель полностью удовлетворяет расчётным условиям.

## **7.2 Окончательный выбор оборудования**

По отношению к рассматриваемой схеме окончательно к установке принимаем вакуумный выключатель ВБ-10-31,5/630 производства ФГУП НПП «Контакт», способный заменить собой существующие маломасляные выключатели ВМПЭ-10 без замены существующих ячеек серии КХИ. Кабели требующие замены целесообразно заменить на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Учитывая номинальные и аварийные расчётные условия приведём перечень оборудования для схемы собственных нужд производства АВВ:

- КРУ распределительное устройство среднего напряжения серии ZX2;
- Вакуумные выключатели серии VD4;
- Комплектные трансформаторные подстанции на напряжение 6 кВ серии ANSI;
- Кабели 6 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ);
- Совместимые автоматизированные системы управления и мониторинга электрооборудования, включая релейную защиту и автоматику сетей 6 кВ.

Выводы по седьмому разделу: в данном разделе произведен выбор электрооборудования по условиям электродинамической и термической стойкости.

## Заключение

Задачей данной бакалаврской работы являлось изучение системы электроснабжения собственных нужд с целью выбора её схемы и оборудования. Анализ построения схемы показал её высокую надёжность как в плане питания агрегатных, так и общестанционных нужд. В частности, был рассмотрен такой вопрос как переприсоединение отпаечных трансформаторов агрегатных нужд к обмотке НН блочного трансформатора. В связи с этим был произведён расчёт математического ожидания недоотпуска электроэнергии и ущерба от ненадёжности двух схем по «таблично – логической» методике и используя «метод дерева отказов». Результаты, полученные обоими методами, показали равнонадёжность исходной схемы (вариант «а») со схемой при переприсоединении отпаечных трансформаторов (вариант «б»). Если проанализировать эти варианты по удобству эксплуатации, то можно выявить незначительные преимущества варианта схемы «б» над вариантом «а».

Таким образом, анализируя причины возникновения вопроса, можно заключить, что предложенный «новый» вариант схемы присоединения отпаечного трансформатора 15,75/0,4 позволит обеспечить щит собственных нужд устройством аварийного включения резерва, а при подключении отпаечного трансформатора до генераторного выключателя аварийного включения резерва собственных нужд должен быть выведен из работы.

Расчёт величины уравнильного тока показал опасность как начального, так и его установившегося значения для оборудования, входящего в возможный контур его циркуляции.

Полученное значение тока превышает допустимый длительный ток для кабеля, но ниже допустимого длительного тока для шинпровода. Поэтому установившееся значение уравнильного тока может вызвать повышенный, недопустимый нагрев кабелей связи. Так же возникновение уравнильного тока приведёт к повышенному расходованию электроэнергии, ускоренному старению изоляции, а при резком увеличении номинальной нагрузки может

произойти отключение кабелей связи P11-P13. Таким образом вероятность появления уравнильного тока в схеме собственных нужд должна быть сведена к минимуму.

При анализе векторной диаграммы можно, сделать вывод, что замена схемы соединения TP1 Y/Δ на схему Y/Y только увеличит величину уравнильного тока, что говорит о правильности выбранной схемы. Но перевод защит на подключение трансформатора машзала вместо TP1, в случае потери питания одного из шинопроводов 6 кВ, не является обоснованным по условиям обеспечения бесперебойного питания общестанционных нужд.

Анализ других конструктивных изменений в схеме так же не выявил необходимость изменения схемы питания собственных нужд.

Что касается выбора величины напряжения 6 или 10 кВ, то для гидроэлектростанции с их небольшим потреблением электроэнергии и как следствие малыми токами нагрузки замена сети 6 кВ на сеть 10 кВ не принесёт существенного материально экономического эффекта. Но для проектируемых гидроэлектростанции считаю применение напряжение 10 кВ более оправданным, так как оборудование с таким номиналом вытесняет оборудование с номинальным напряжением 6 кВ.

В результате вышеперечисленного была выбрана система электроснабжения собственных нужд без изменений соответствующая существующей схеме собственных нужд за исключением подключения трансформатора за генераторный выключатель и с установкой современного оборудования. Для существующей схемы считаю перевод присоединения отпаечного трансформатора за генераторный выключатель неоправданной мерой при существующем оборудовании щита собственных нужд.

## Список используемых источников

1. Бартоломей П. И., Тащилин В. А. Электроэнергетика. Информационное обеспечение систем управления : учебное пособие. М. : Юрайт, изд. Уральского Университета, 2015. 110 с.
2. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М. И. Дворецкая, А. П. Жданова, О. Г. Лушников, И. В. Слива / под общей ред. к. т. н., проф. В. В. Берлина. СПб. : изд. Политехн. ун-та, 2018. 224 с.
3. Возовик В. П., Тремясов В. А. Проектирование главной схемы электрических соединений станций : учебное пособие по курсовому и дипломному проектированию. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. 131 с.
4. Гидротехнические сооружения (речные) : учебник для вузов в 2 ч. Ч. 2 / Л. Н. Рассказов , В. Г. Орехов , Н. А. Анискин [ и др.]. М. : АСВ, 2011. 576 с.
5. ГОСТ РФ 55260.4.1-2013 Гидроэлектростанции. Технологическая часть гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. М. : Стандартинформа, 2015. 20 с.
6. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций : учебное пособие для вузов. Л. : Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1985. 312 с.
7. Игнатович В. М., Ройз Ш. С. Электрические машины и трансформаторы : учебное пособие. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 182 с.
8. Конавалов Е. Ф., Дроздов Н. В. Вакуумные выключатели в сетях 6, 10 кВ // Электрические станции. 2003. № 4. С. 53–55.
9. Лыбина Т. А., Ульянова Н. П., Затеев В. Б. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла : методические указания по выполнению курсового проекта и

выпускной квалификационной работы. Саяногорск. Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2016. 64 с.

10. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. : в 5 т. Т. 5. М. : Папирус Про, 2005. 624 с.

11. Нормы проектирования технологической части ГЭС и ГАЭС . РАО «ЕЭС России», 1995. 80 с.

12. Положение о технической политике ОАО «ГидроОГК». М. : ОАО «ГидроОГК», 2005. 68 с.

13. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск : Норматика, 2018. 462 с.

14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: изд. ЭНАС, с изм. 2019. 272 с.

15. Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. М. : изд. НЦ ЭНАС, 2004. 102 с.

16. Рукосуева А. А., Толстихина Л. В. Предпроектное обоснование выбора агрегатов гидроэлектростанции, Саяно-Шушенский филиал СФУ, Материалы Юбилейной X международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи 2019» (Иркутск, 16-20 сентября 2019 г.); в 3 т. Т. 2. Иркутск : изд. ИРННТУ, 2019. 50 с.

17. СТО 56947007-29.240.1.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. М. : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 19 с.

18. СТО 70238424.27.140.020-2010 Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. М. : НП «ИНВЭЛ», 2010. 29 с.

19. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. М. : 2012. 296 с.

20. Саяно-Шушенская ГЭС на р. Енисее: технический проект. т.4. Основное оборудование ГЭС. Книга 2. Ленгидропроект, 1970. 68 с.

21. Тремясов В. А. Надежность электроснабжения : учебное пособие. Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. 163 с.
22. Ушаков В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие для бакалавриата и магистратуры. М. : Юрайт, 2017. 448 с.
23. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования ; учеб. пособие для вузов ; под ред. Б. Н. Неклепаева. 2 изд., перераб. М. : Энергия, 1972. 640 с.
24. Allen J. W., Bruce F. W., Gerald B. Sh. Power Generation, operation, and control : New York : John Wiley & Sons, 2013. 658 p.
25. Jizhong Z. Optimization of Power System Operation : New Jersey : Inc., Publication, 2009. 623 p.
26. Tasks of optimal performance of hydroelectric in power system / A. G. Rusina, E. A. Sovban, J. K. Khujasaidov, T. A. Filippova // 11 International forum on strategic technology (IFOST 2016): proc., Novosibirsk, 1–3 June 2016. – Novosibirsk : NSTU, 2016. Pt. 2. P. 251–254.