

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения предприятия «Приморский бекон»

Исполнитель

студент группы 242 об4

подпись, дата

Д.А. Бородавкин

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

П.П. Проценко

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ГОУВПО «АмГУ»)

Факультет _____

Кафедра _____

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой

подпись

И.О.Фамилия

« _____ » _____ 200_ г,

З А Д А Н И Е

К дипломной работе (проекту) студента _____

1. Тема дипломной работы (проекта): _____

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к дипломной работе (проекту): _____

4. Содержание дипломной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по дипломной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель дипломной работы (проекта): _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Проект: 88 с., 17 рисунков, 12 таблиц, 20 источников, 1 приложение

Электрическая сеть, подстанция, электрическая нагрузка, мощность, режим, высоковольтное оборудование, воздушная линия, напряжение, ток короткого замыкания, молниезащита, надежность

В данном дипломном проекте рассмотрена система электроснабжения проектируемых объектов комплекса «Спасский Бекон». Проведен технико-экономический анализ вариантов, и выбор оптимального варианта электроснабжения. В ходе проектирования решены такие задачи как: выбор и проверка оборудования; проектирование ВЛ; выбор устройств релейной защиты линии; оценка надежности электроснабжения; а так же вопросы автоматики, телемеханики, и диспетчерского управления.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
РП	-	распределительный пункт
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Географическая и климатическая характеристика района	8
2 Характеристика источников питания	10
3 Характеристика потребителей электроэнергии	11
4 Состояние электрических сетей	13
5 Прогнозирование нагрузки	14
6 Характеристика и анализ проектируемой сети	15
7 Разработка и технический анализ двух вариантов реконструкции электрических сетей	19
8 Выбор схем РУ 110 Кв и РУ 10 Кв	24
9 Расчет токов короткого замыкания	38
10 Оценка грозоупорности ВЛ	38
11 Молниезащита подстанции	49
12 Оценка надежности	52
13 Релейная защита	53
16 Автоматика, телемеханика и диспетчерское управления	64
Заключение	86
Библиографический список	87
Приложение А.	88

ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения – постоянно развивающаяся система. Для нее характерен непрерывный рост нагрузок, обусловленный появлением новых потребителей, увеличением степени электрификации быта, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами.

Функционирование электроэнергетики в Приморском крае в связи с большой территорией обслуживания потребителей характеризуется:

необходимостью транспортировки вырабатываемой электроэнергии на большие расстояния;

изолированностью энергорайонов;

большими расходами по содержанию электросетей, в основном выполненных в деревянном исполнении.

В Приморье идет развитие сети сельских и малоразвитых районов края, это прежде всего связано с постройкой производственных комплексов, перерабатывающих заводов и агропромышленных предприятий

В связи с этим постоянно возникает необходимость изменения структур, схем и параметров системы.

Целью дипломного проектирования является выбор и проектировка наиболее удачной схемы электроснабжения объектов комплекса по производству бекона, с учетом надежности снабжающей сети в целом, а также минимализированием затрат на ее постройку.

Для достижения данной цели необходимо разработать вариант реконструкции проектируемой электрической сети, который на основе технико-экономических расчетов будет являться оптимальным. В ходе проектирования решаются такие задачи как расчет токов короткого замыкания, выбор энергетического оборудования, выбор устройств релейной защиты и молниезащиты

подстанции. Также необходимо учесть вопросы автоматики, телемеханики и диспетчерского управления.

1 Географическая и климатическая характеристика района

В задании на курсовой проект указано, что географическое место расположения источников и нагрузок - Дальний Восток, Приморский край.

Климат Приморского края умеренный муссонный. Зимой территория края находится под влиянием холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области азиатского антициклона. В это время года преобладают северо-западные ветры. В летнее время перенос воздуха происходит со стороны океана, преобладают юго-восточные потоки воздуха.

Зима на севере Приморского края начинается в первых числах ноября, а на юге – ближе к середине месяца. Зима продолжается 4-5 месяцев и только в горах на севере края ее продолжительность может увеличиваться до шести месяцев. Погода зимой сухая, морозная, с большим количеством ясных дней. Характерной особенностью зимней погоды Приморского края являются частые оттепели, когда дневная температура может повышаться до +10 градусов.

Хребет Сихоте-Алинь играет существенную роль в географическом распределении зимних температур Приморского края, являясь климатической границей между прибрежными (Владивосток, Находка, Артем, Партизанск, Дальнегорск, Большой камень) и предгорными (Уссурийск, Арсеньев, Лесозаводск, Дальнереченск, Спасск-Дальний) районами. Ветры, дующие с гор в сторону моря, значительно повышают температуру воздуха зимой, поэтому наиболее тёплыми являются южное и восточное побережья края. Самая теплая зима бывает в окрестностях Находки, а самая холодная в горных районах центральной и северной частей края. Самый холодный месяц – январь, со средней дневной температурой от -14 градусов на побережье, до -23 градусов в глубине материка. Осадки зимой выпадают редко, и большая их часть приходится на вторую половину сезона.

Весна в Приморском крае начинается в конце марта на юге региона и в начале апреля – на севере. В среднем, весна длится от полутора месяцев в континентальных районах, до двух месяцев на побережье Японского моря. Снежный по-

кров сходит в первой половине апреля, когда температура воздуха составляет около +10 градусов. Для приморской весны характерны заморозки, которые прекращаются в конце апреля в прибрежных районах и в первых числах мая – на материковой территории края. В мае температура воздуха продолжает расти, увеличивается количество осадков, часто проходят ливни с грозами и градом.

Лето на юге Приморского края приходит в начале июня, а на севере – в середине месяца. Характерными особенностями лета Приморского Края являются обильные осадки и туманы. Кроме того, летом по территории края часто проходят тропические тайфуны, зарождающиеся над Тихим океаном. В первой половине лета в континентальной части Приморского края стоит обычно жаркая и сухая погода, а на побережье – прохладная, с частыми туманами и моросью. Вторая половина лета обычно жаркая и влажная, с обильными осадками. В это время наибольшую силу набирает летний муссон. В континентальных районах самым теплым летним месяцем является июль, со средними дневными температурами около +25 градусов, а на побережье самым теплым месяцем является август, с температурой воздуха +20 градусов. Летний муссон сопровождается сильными дождями, которые могут идти без перерыва более трех суток. Кроме того, ливневые осадки связаны с прохождением тайфунов, которые чаще всего проходят по территории края в августе и сентябре.

Осень в Приморском крае начинается в первых числах сентября на севере и в середине месяца – на юге. Погода осенью обычно сухая и ясная. В конце сентября возможны первые заморозки. В последней декаде октября обычно происходит переход температуры воздуха через ноль, и осадки начинают выпадать в виде снега или снега с дождем. В начале ноября уже возможны обильные снегопады, и наступает зима.

Место расположения объекта проектирования на карте Приморского края находится в ста километрах на северо-восток от города Уссурийск и в 20 км. на юго-восток от города Спасск –Дальний.

В конкретном данном месте климат характеризуется как умеренный муссонный. Зима относительно суровая, солнечная и малоснежная. Весна теплее, чем на побережье. Лето жаркое и влажное. Длится более 3,5 месяцев. Период без заморозков составляет 150-160 дней. Осень тёплая и солнечная, но короткая.

Абсолютный максимум +37...+38,5 °С

Абсолютный минимум -42...-43 °С

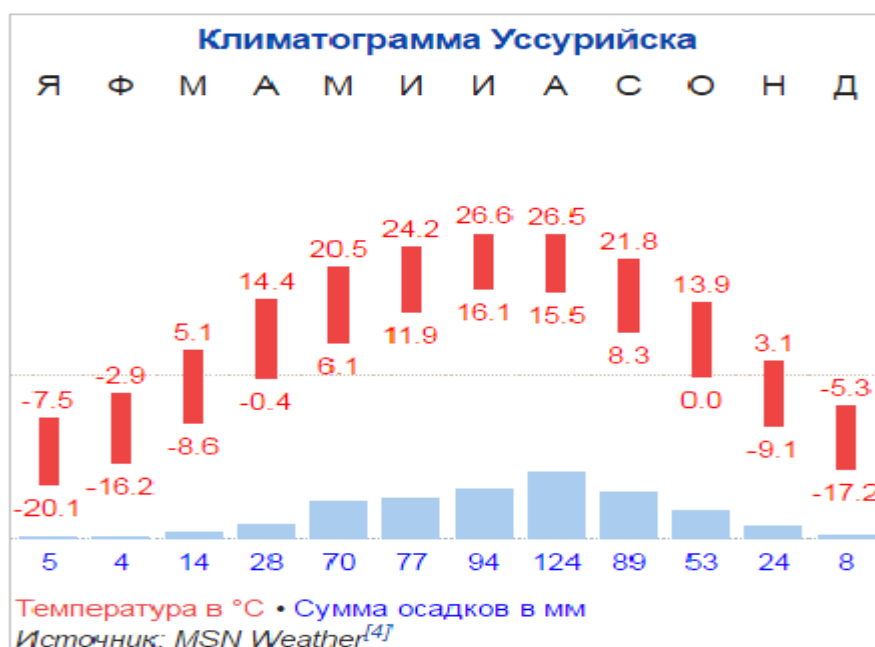
Средняя температура июля — около +21,2 °С

Средняя температура января -17,5...-18,0 °С

Среднегодовая влажность воздуха — около 70%

Среднегодовая скорость ветра 2,5-3,0 м/с

Высота расположения объектов комплекса над уровнем Моря составляет 90-120 метров.



2 Характеристика источников питания

В качестве источника электропитания объектов комплекса по производству «Спасский Бекон» в данном курсовом проекте рассмотрена ПС 110/10 кВ Ключи. Данная подстанция ещё находится в стадии проекта. Запитать её возможно от двухцепной ЛЭП 110 кВ «Дмитриевка-Спасск» по схеме (заход-выход), которая проходит в данном районе. Это будет Узловая распределительная подстанция (УРП) или центральная подстанция напряжением 110/10 кВ, получающая питание от энергосистемы.

3 Характеристика потребителей электроэнергии

В зависимости от выполняемых функции, возможностей обеспечения схемы питания от энергосистемы, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей принято делить на следующие основные группы:

промышленные и приравненные к ним;

производственные сельскохозяйственные;

бытовые;

общественно-коммунальные (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.).

Несмотря на тот факт что комплекс будет расположен в сельскохозяйственном районе Приморского края и заказчиком его является «Черниговский Агрохолдинг» его нельзя отнести к группе производственные и сельскохозяйственные. Особенности технологии производства мяса свинины в условиях промышленного свиного комплекса относит комплекс «Спасский бекон» к группе «промышленные и приравненные к ним».

Промышленные потребители являются наиболее энергоемкой группой потребителей электрической энергии.

Промышленные потребители являются наиболее энергоемкой группой потребителей электрической энергии.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству графиков электрических нагрузок.

Анализ режимов работы потребителей показал, что большинство электродвигателей, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме (например, электродвигатели компрессоров, вентиляторов, насосов и других непрерывных механизмов).

Кратковременный режим характерен для электродвигателей электроприводов вспомогательных механизмов, механизмов подъема, гидравлических заслонок, зажимов, затворов.

Повторно-кратковременный режим характерен для электродвигателей мостовых кранов, подъемников, сварочных аппаратов.

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей с преимущественно осветительной нагрузкой отличается большой неравномерностью в различное время суток. Электрическая нагрузка промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима работы и числа смен.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения комплекс «Спасский бекон» отнесен к группе электроприемники II категории. Перерыв электроснабжения комплекса приведет к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов.

4 Состояние электрических сетей

При проектировании электрической сети должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Поэтому необходимо дать характеристику электрической сети, а именно: ее конфигурацию, характеристику линий электропередачи, а также перечень ближайших подстанций.

На рисунке 2 представлен район расположения рассматриваемой сети.

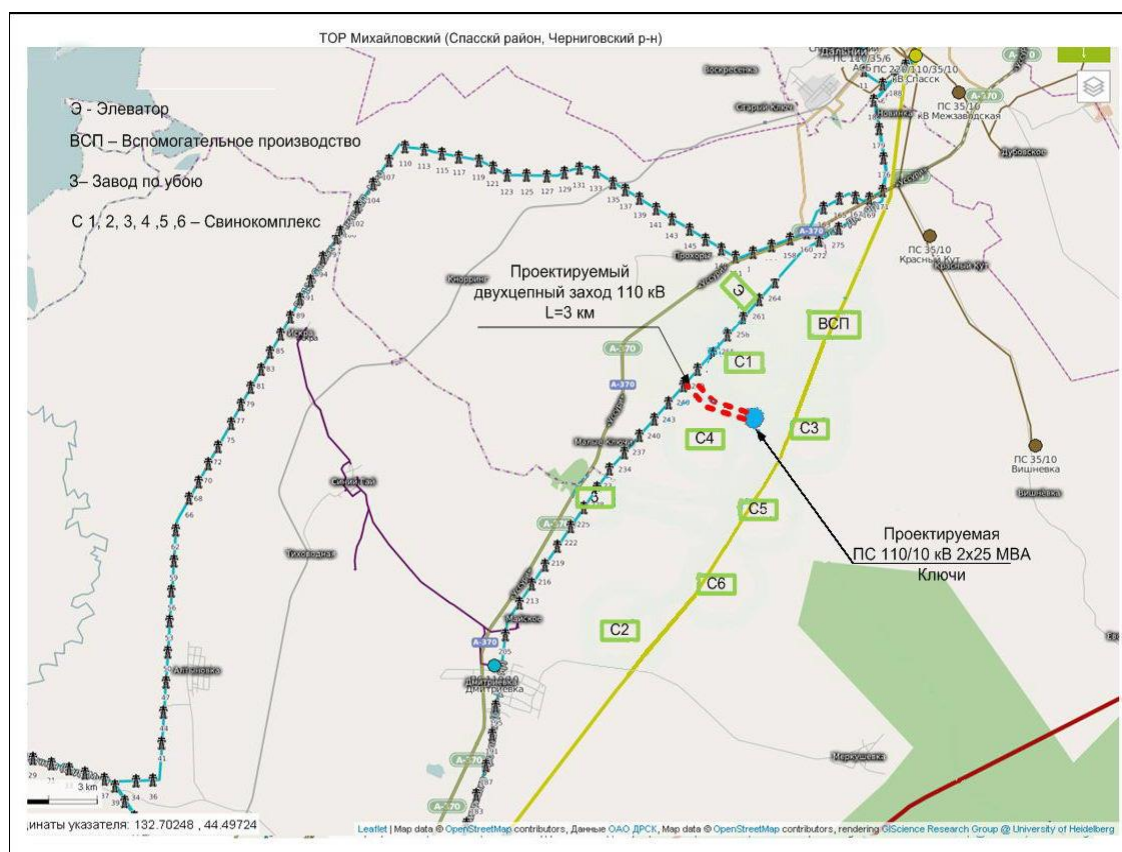


Рисунок 2 – Район расположения сети

Район расположения сети характеризуется рассредоточенностью сравнительно мощных потребителей электроэнергии на значительной территории, а также малонаселенные пункты, где нагрузка очень мала.

Исходя из типа конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС в рассматриваемой сети можно выделить следующие схемы присоединения:

– тупиковые – питаемые по одной или по двум радиальным линиям. К таким подстанциям относится ПС Вишневка, ПС Межзаводская;

– ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим ВЛ на ответвлениях : ПС 110 кВДмитриевка;

– проходные – присоединяемые к сети путем захода одной линии с двухсторонним питанием: ПС Спасск, ПС Красный Кут.

5 Прогнозирование нагрузки

Для полного и качественного решения задачи проектирования электрической сети необходимо учитывать динамику роста нагрузок во времени, которое осуществляется применением методов прогнозирования. К ним относятся: метод прямого счета, который основан на определении ожидаемого электропотребления по отдельным отраслям народного хозяйства и последующем суммировании полученных результатов; методы, основанные на непосредственной экстраполяции электропотребления; экономико-математические методы; метод технологического графика (используется для крупных заводских установок); метод удельных нагрузок на 1 м² производственной площади для применения к силовой нагрузке машиностроительных предприятий; статистический метод применяющийся для определения электрических нагрузок городов.

Исходными данными для служит информация по нагрузкам, которая представлена ниже:

Элеватор – 1,2 МВт

Завод по убою скота – 3,2 МВт

Вспомогательный комплекс – 1,2 МВт

Свинокомплекс 1 – 1,94 МВт

Свинокомплекс 2 – 1,94 МВт

Свинокомплекс 3 – 1,94 МВт

Свинокомплекс 4 – 1,94 МВт

Свинокомплекс 5 – 1,94 МВт

Свинокомплекс 6 – 1,94 МВт

6 Характеристика и анализ проектируемой сети

Целью электрического расчета сети является определение параметров, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов дальнейшего развития сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций.

Расчет начинается с составления схемы замещения электрической сети и определения параметров эквивалента сети. Данная схема является эквивалентом электрической сети, 110 кВ.

Для каждой линии рассчитываем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостную реактивную проводимость. Для трансформаторов подстанций находим активное и реактивное сопротивления и активные и индуктивные проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем погонные сопротивления и проводимости проводов используемых в рассматриваемой сети.

Таблица 8 – Погонные параметры ВЛ

$U_{\text{ном}}$	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм
10кВ	СИПЗ-150	0,12	0,405	2,81
	СИПЗ-50	0,198	0,42	2,7
	СИПЗ-95	0,249	0,427	2,66

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (11)$$

где l – длина линии, км

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (12)$$

$$B = b_0 \cdot l, \text{ мкСм.} \quad (13)$$

Для определения параметров трансформаторов используем данные измерений. В качестве примера определим параметры двухобмоточного трансформатора на подстанции Ключи.

Активное сопротивление:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{25 \cdot 115^2 \cdot 1000}{6300^2} = 14,7 \text{ Ом} \quad (14)$$

где ΔP_k – потери активной мощности в режиме короткого замыкания;

U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения;

$S_{m \text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление:

$$X_m = \frac{u_{к, \%} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10}{6300} = 220,4 \text{ Ом} \quad (15)$$

где $u_{к, \%}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость:

$$G_m = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{BH}^2} = \frac{11,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,87, \text{ мкСм.} \quad (16)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_m = \frac{I_{x, \%} \cdot S_{m \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2} = \frac{0,8 \cdot 6300 \cdot 10}{115^2} = 3,8 \text{ мкСм.} \quad (17)$$

где $I_{x, \%}$ – ток холостого хода, %.

Определим параметры двухобмоточного трансформатора на подстанции Ключи.

Потери мощности короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\Delta P_{\kappa,B} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\kappa,BC} + \Delta P_{\kappa,BH}) = 0,5 \cdot (245 + 260) = 252,5 \text{ кВт}, \quad (18)$$

$$\Delta P_{\kappa,H} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\kappa,BH} + \Delta P_{\kappa,CH}) = 0,5 \cdot (260 + 200) = 230 \text{ кВт}. \quad (20)$$

Активные сопротивления:

$$R_{mBH} = \frac{\Delta P_{\kappa,B} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{252,5 \cdot 220^2 \cdot 1000}{63000^2} = 1,86 \text{ Ом}, \quad (21)$$

$$R_{mHH} = \frac{\Delta P_{\kappa,H} \cdot U_{BH}^2 \cdot 1000}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{1230 \cdot 110^2 \cdot 1000}{63000^2} = 1,3 \text{ Ом}. \quad (23)$$

Напряжения короткого замыкания обмоток :

$$u_{\kappa,B} = 0,5 \cdot (u_{\kappa,BC} + u_{\kappa,BH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,4) = 10,65 \%, \quad (24)$$

$$u_{\kappa,H} = 0,5 \cdot (u_{\kappa,BH} + u_{\kappa,CH}) = 0,5 \cdot (17,4 + 6,6) = 10,75 \%. \quad (26)$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{mBH} = \frac{u_{\kappa,B} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{10,65 \cdot 220^2 \cdot 10}{63000^2} = 32,99 \text{ Ом}, \quad (27)$$

$$X_{mHH} = \frac{u_{\kappa,H} \cdot U_{BH}^2 \cdot 10}{S_{m \text{ ном}}^2} = \frac{10,75 \cdot 110^2 \cdot 10}{63000^2} = 20,91 \text{ Ом}. \quad (29)$$

Активная проводимость:

$$G_m = \frac{\Delta P_x \cdot 1000}{U_{BH}^2} = \frac{57,6 \cdot 1000}{110^2} = 1,19 \text{ мкСм}. \quad (30)$$

Индуктивная проводимость:

$$B_m = \frac{I_{x,\%} \cdot S_{m \text{ ном}} \cdot 10}{U_{BH}^2} = \frac{0,79 \cdot 63000 \cdot 10}{110^2} = 10,28 \text{ мкСм}. \quad (31)$$

Важным средством регулирования напряжения является выбор ответвлений на трансформаторах. Для осуществления операции переключения ответвлений необходимо отключение трансформатора от сети. Этот способ регулирования

принято называть переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка регулировочных ответвлений во время текущей эксплуатации неудобна и не пригодна для оперативного регулирования.

Одним из важнейших средств регулирования напряжения является применение трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования такой же, как и при регулировании с ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Число регулировочных ступеней силовых трансформаторов с РПН обычно бывает больше, чем у трансформаторов с ПБВ (число ступеней регулирования у ПБВ составляет 5), а диапазон регулирования напряжения значительно шире.

7 Разработка и технический анализ двух вариантов реконструкции электрических сетей

7.1 Проверка трансформаторов

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. Поскольку на каждой ПС, мы имеем потребителей электроэнергии II категории, то на этих всех ПС необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (32)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как в рассматриваемой сети установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Ключи:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{17^2 + 13^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,152 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТРДН-20000/110

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{\text{з п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (33)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 п/а} \geq 1,4$

$$k_{3 п/а} = \frac{\sqrt{17^2 + 13^2}}{20} = 1,08$$

Аналогично рассчитываем трансформаторы 10/0,4 ,

Таблица 11 – Трансформаторы, выбранные для установки на подстанциях

Наименование подстанции	Тип силового трансформатора
Элеватор	ТМ-1600
Завод по убою	ТМ-2500
Вспомогат ком-плекс	ТМ-1250
Свинокомплекс 1	ТМ-1600
Свинокомплекс 2	ТМ-1600
Свинокомплекс 3	ТМ-1600
Свинокомплекс 4	ТМ-1600
Свинокомплекс 5	ТМ-1600
Свинокомплекс 6	ТМ-1600

7.2 Разработка вариантов конфигурации электрических сетей

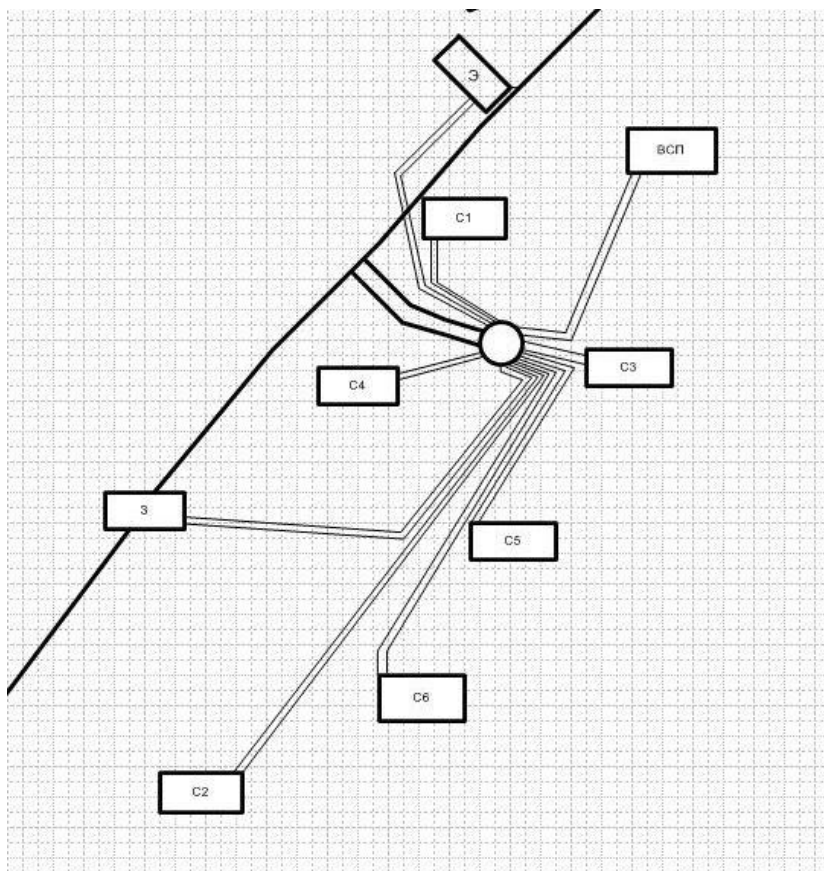
Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей

намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Рассмотрим первый вариант, который предусматривает строительство индивидуальной двухцепных линий 10кВ непосредственно от ПС Ключи и до каждого комплекса .

Рисунок 5 – 1 Вариант развития электрической сети



Данный вариант является наиболее простым. От ПС Ключи протянуты ВЛ 10 Кв до каждого комплекса индивидуально. Данная схема отвечает всем требованиям надежности. Минусом данной схемы является большая общая протяженность линий.

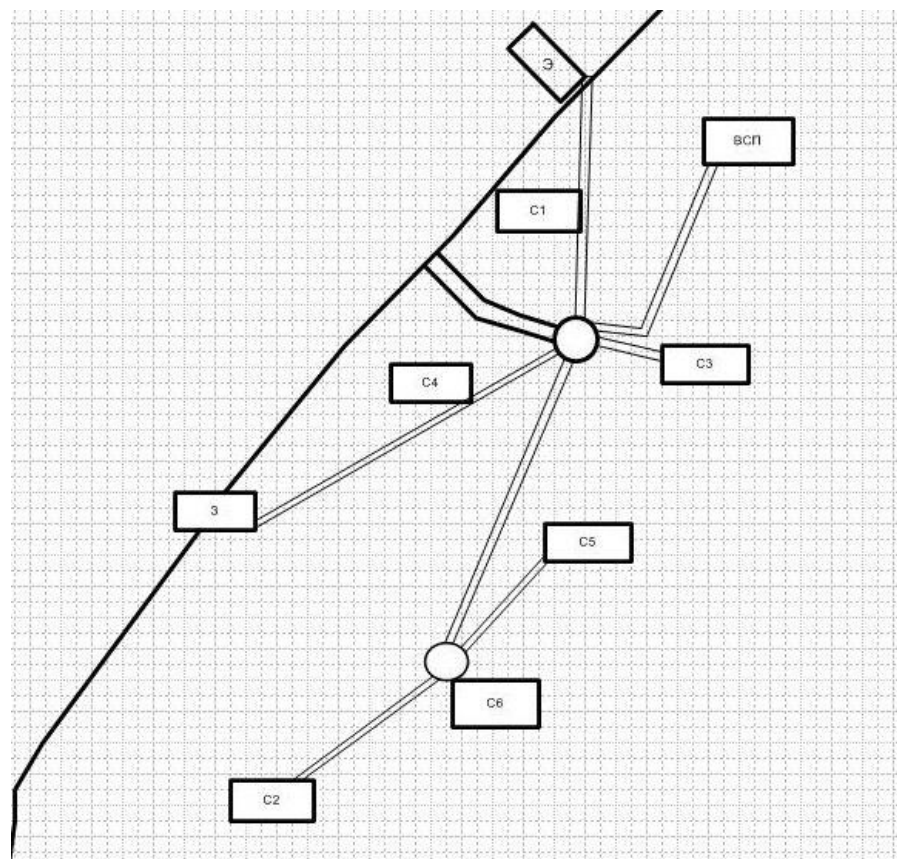
Участок	Протяженность, м
ПС-С1	2200
ПС-С2	9100
ПС-С3	2000

ПС-С4	1000
ПС-С5	3500
ПС-С6	5150
ПС-3	8100
ПС-Э	4700
ПС-ВСП	3650

Итого: 39400 метров (39,4 км)

2 Вариант предусматривает строительство линии 10 кВ. В данную схему добавлен распределительный пункт около Свинокомплекса 6, а также подключение Свинокомплексов 4 и 6 методом отпайки. Давный вариант сохраняет надежность на должном уровне, но значительно сокращает протяженность ВЛ.

Рисунок 6 – 2 Вариант развития электрической сети



Участок	Протяженность, м
ПС-С3	2000
ПС-Э	4700
ПС-ВСП	3650
ПС-3	8100
ПС-РП	5000
РП-С5	2000
РП-С2	3000

7.3 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

9.1 Определение капитальных вложений в сеть

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \quad (35)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{П/С}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен электросетевого строительства взят за основу Приказ Минэнерго №75.

Стоимость постройки ВЛ 10кв согласно приказу составляет- 2182 тыс руб за километр.

Так как силовое оборудование одинаково в обоих вариантах, будет учитываться разница капиталовложений в постройку ВЛ 10кв

Для 1 варианта:

$$K = 36,4 * 2182000 = 79424,8 \text{ тыс. руб}$$

Для второго варианта:
 $K = 24,4 \cdot 2182000 = 70956,8$ тыс. руб

Затраты двух вариантов отличаются на 12%, поэтому выбираем второй вариант электрической сети.

8 Выбор схем РУ 110 и РУ 10 кв

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

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

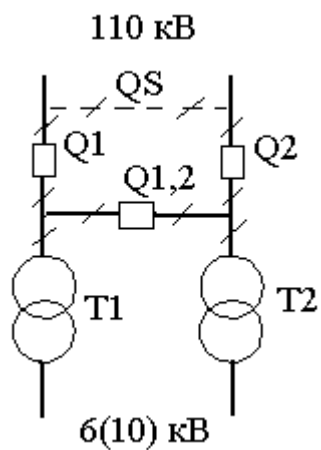
Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

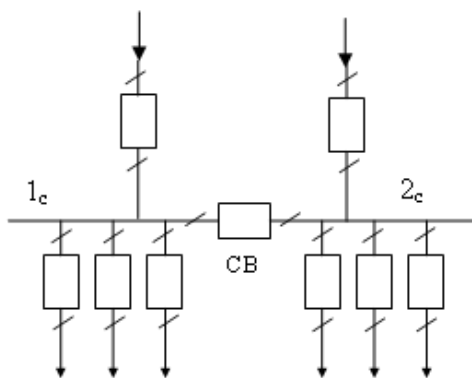
Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт.

Для РУ 110 Кв ПС Ключи выбрана типовая схема: № 110 – 5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»

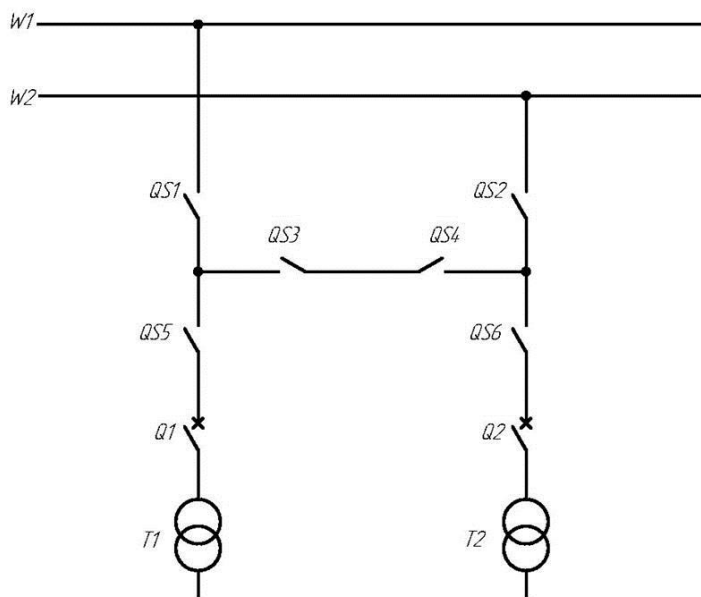


Для РУ 10 Кв выбрана схема: № 10 - 1 «одна, секционированная выключателем, система шин».



Подключение ПС Ключи произведено от ЛЭП 110 кв Спасск-Ярославка.
При подключении используется метод отпайки.

Схема подключения ПС Ключи:



9 Расчет токов короткого замыкания

9.1 Определение параметров схемы замещения

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в относительных единицах в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения. Допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей:

- Не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- Пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- Не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- Считают, что трехфазная система является симметричной;
- Влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- При вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

Как правило, электрооборудование выбирается в два этапа. Первый – предварительный выбор электрооборудования по параметрам продолжительных режимов, включая режимы допустимых перегрузок. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по параметрам (условиям) кратковременных режимов, определяющим из которых является режим расчетного короткого замыкания (КЗ).

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость и невозгораемость, а коммутационные аппараты – на коммутационную способность и износостойкость. При этом предварительно нужно правильно определить расчетные условия КЗ, учитываемые параметры электрооборудования, выбрать модель расчета токов КЗ и выбора электрооборудования, оценить методы и средства ограничения токов КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников (вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями) на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ. При этом в общем случае допускается не учитывать механические колебания шинных конструкций.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание должен производиться с уче-

том конструкции системы гибких проводников, значения тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

В качестве расчетных точек КЗ выбираем шины 110кВ ПС Ключи (К-1) и ПС Нежданинская (К-2). На примере ПС Ключи покажем расчет КЗ.

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации. Данный метод подробно изложен в [11].

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: S_6 – базовой мощностью, МВ·А; U_6 – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_6 = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_6 = U_{cp}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание.

Составим схему замещения сети для прямой последовательности:

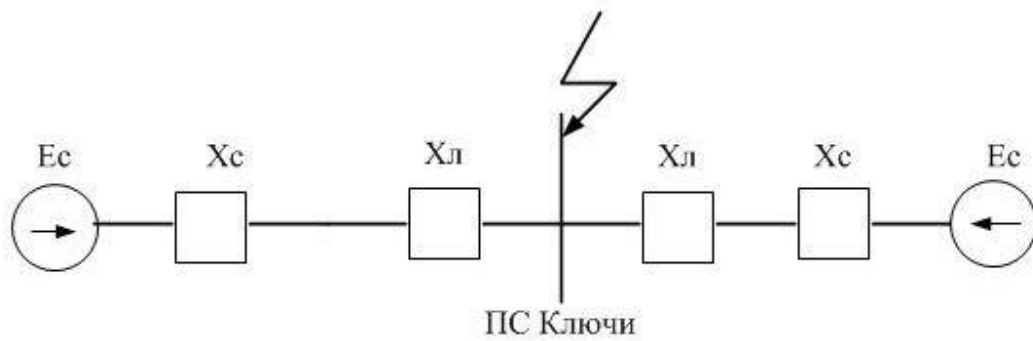


Рисунок 7 – Схема замещения

Определим величины сопротивлений всех элементов схемы замещения.

Значения сопротивления системы со стороны г.Спасска-дальнего

$$X_{Cc} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 9,4} = 6,7 \quad (46)$$

Сопротивление системы со стороны Ярославки:

$$X_{Cя} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 6,1} = 10,47 \quad (47)$$

Определяем сопротивление линии Спасск-Ключи:

$$X_{лс-н} = X_0 \cdot l = 0,4 \cdot (10,5 + 3) = 5,4 \text{ ом / км}$$

Определяем сопротивление линии Ярославка-Ключи:

$$X_{л} = X_0 \cdot l = 0,4 \cdot (17,6 + 30,4 - 12) = 24$$

Определим суммарное сопротивление:

$$X_{сл} = X_{с} + X_{лс-н} = 6,7 + 5,4 = 12,1 \quad (48)$$

$$X_{яр} = X_{л} + X_{ся} = 10,47 + 24 = 34,47 \quad (51)$$

Далее мы находим общее сопротивление:

$$X = \frac{X_{сл} \cdot X_{яр}}{X_{сл} + X_{яр}} = \frac{12,1 \cdot 34,47}{12,1 + 34,47} = 8,9 \quad (52)$$

Расчет тока КЗ:

$$I_{кз} = \frac{U}{X \cdot \sqrt{3}} = \frac{110}{8,9 \cdot \sqrt{3}} = 7,14 \quad (54)$$

Далее нужно найти ток КЗ на низкой стороне трансформатора

В результате преобразований получаем следующую расчетную схему :

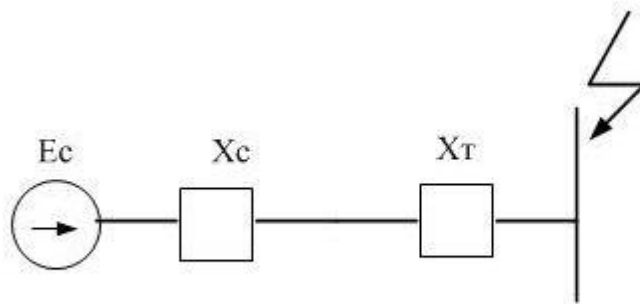


Рисунок 9 – Результирующая схема замещения

$$X_T = \frac{U_K \cdot U^2}{100 S_{тр.ном}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 20 \cdot 10^3} = 0,55$$

$$X_{сис} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 7,14} = 8,9$$

$$X_{общ} = 8,9 + 0,051 = 9,41$$

Ток КЗ будет равен:

$$I_{кз} = \frac{110}{9,41 \cdot \sqrt{3}} = 6,7$$

9.1 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Выбор разъединителей проводится как и выключателей, но без проверок на отключающую способность т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На ПС Хандыга выбираем разъединитель РГН-110/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПДГ-9УХЛ1.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные по выбору разъединителя РГН-110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{сет.ном}=110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=230$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=28,38$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА ² ·с	$B_k = 25,97$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА ² ·с	$B_k = 25,97$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

9.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{расч}$;

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

- конструкции и классу точности;

- электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;
- по термической стойкости: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (100)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Выбираем на ПС Ключи элегазовый трансформатор тока TG245.

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 28,38 \text{ кА}, \quad (101)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \geq B_{\text{к}} = 25,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (102)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (103)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (104)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Согласно [15, с.277] определяем вторичную нагрузку трансформатора тока.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-

Ваттметр, варметр	СВ3020, СР3020	0,07 0,07	-	0,07 0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
Суммарная нагрузка	-	8,24	7,5	7,64

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho=0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,12 - 0,05 = 0,63 \text{ Ом.} \quad (105)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 100}{0,63} = 2,78 \text{ мм}^2. \quad (106)$$

Принимаем стандартное сечение 3 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,028 \cdot 100}{3} = 0,7 \text{ мм}^2. \quad (107)$$

Результаты выбора трансформатора тока сведены в таблице 21.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока TG245 на подстанции Хандыга

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=328 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=28,38$	$i_{\text{а\text{э}т}} \geq i_{\text{о\text{а}}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=25,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,75$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

9.3 Выбор трансформаторов напряжения на подстанции

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

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

Выбираем емкостной трансформатор напряжения СРА-245. Согласно таблице [15, с.277] определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Приборы	Тип	S, В·А	cosφ	sinφ	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Вольтметр регистрирующий	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр, ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ, РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0,38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ, РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0,38	0,925	5	75	183
$S_{2\Sigma}$, В·А	445,5						

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=1000 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=445.5 \text{ В·А}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

9.4 Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности

Эти устройства предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии к этим устройствам предъявляются также требования в отношении обеспечения заданных пределов статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки. Данные устройства по принципу действия делятся на статические и электромашинные.

К статическим устройствам относятся простейшие батареи статических компенсаторов (БСК) и шунтирующие реакторы (ШР), обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности, управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК),

Шунтирующий реактор (ШР) - это статическое электромагнитное устройство, обладающее большой индуктивностью и очень малым активным сопротивлением. ШР применяют для повышения пропускной способности линий сверхвысокого напряжения, регулирования реактивной мощности и напряжения. Шунтирующие реакторы рассчитаны на напряжения 35— 750 кВ и могут как присоединяться к линии рисунок 14, так и включаться на шины подстанции. Реактор потребляет реактивную мощность, которая в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от напряжения:

$$Q_p = U^2 \cdot B_p, \quad (108)$$

где B_p — индуктивная проводимость реактора.

При расчете режимов для учета шунтирующего реактора вводится его индуктивная проводимость (положительный шунт).

$$B_p = \frac{Q_p}{U^2}, \quad (109)$$

Получаемая из паспортных данных реактора: номинальных значений реактивной мощности Q_p и напряжения $U_{ном}$.

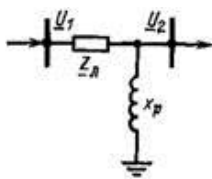


Рисунок 14 - Схема замещения реактора, включенного в линию

Используются нерегулируемые и регулируемые шунтирующие реакторы.

С точки зрения регулирования нерегулируемый реактор характеризуется лишь двумя дискретными состояниями: «включено» - при этом потребляется номинальная реактивная мощность $Q_{p,ном}$ или близкая к ней, «отключено» - при этом $Q_p=0$. При допустимых отклонениях напряжения на шинах высшего напряжения подстанции, к которым подключаются шунтирующие реакторы, потребляемая реактивная мощность Q_p изменяется в пределах $(0,8-1,1)Q_{p,ном}$.

Регулируемые или управляемые реакторы изменяют потребляемую реактивную мощность по сигналам управления, что более эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности. Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров с помощью подмагничивания. Такое подмагничивание возможно для управления только реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала.

Для нашей сети согласно режиму для снижение напряжения в сети 220 кВ до допустимого значения, выберем шунтирующий реактор мощностью 45 Мвар.

Находим индуктивную проводимость реактора:

$$B_p = \frac{45}{220^2} = 930 \text{ См}$$

9.5 Выбор гибкой ошиновки на подстанции Ключи

В РУ 110 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном ме-

ханическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (110)$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (111)$$

где q_{\min} – минимальное сечение проводника, которое при заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры;

C – коэффициент, для алюминиевых проводов $C = 90$.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА. Так как рассчитанные токи трехфазного КЗ не превышают данного значения, то проверку на электродинамическое действие тока КЗ производить не будем.

10 Оценка грозоупорности ВЛ

10.1 Заземление ВЛ

Заземляющие устройства линии предназначены в основном для отвода в землю импульсных токов, возникающих при ударе в опору или трос, и снижения напряжения на изоляции линии при этом. Заземление характеризуется значением сопротивления, которое окружающая земля оказывает стекающему с него току. Сопротивление заземлителя зависит от его геометрических размеров и удельного сопротивления грунта ρ в котором он находится.

Сопротивление заземления для фундамента из четырех грибовидных подножников определяется по следующей формуле:

$$R_{\phi} = k_f \cdot \frac{\rho}{H_{\pi}}, \quad (116)$$

где k_f – коэффициент формы, который определяется с учетом расстояния между осями подножников и геометрических размеров стойки и основания подножника [12], $k_f=0,1$;

H_{π} – высота подножника;

ρ – удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{изм}}=500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (таблица 1).

$$R_{\phi} = k_f \cdot \frac{\rho}{H_{\pi}} = 0,1 \cdot \frac{500}{3,4} = 14,71 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземления комбинированного заземлителя (фундамент и лучи) рассчитывается по формуле:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\phi} \cdot R_{\text{л}}}{R_{\phi} + R_{\text{л}}} \cdot \frac{1}{k_{\text{ис}}}, \quad (117)$$

где $k_{\text{ис}}$ - коэффициент использования, равный 0,9; $R_{\text{л}}$ - сопротивление заземления лучей, рассчитывающееся по формуле:

$$R_{\text{л}} = \rho \cdot \frac{k_{\text{под}}}{l_{\text{л}}}, \quad (118)$$

где $l_{л}$ – длина лучей, $l_{л}=10$ м [12, п.15];

$k_{\text{под}}$ – коэффициент подобия, $k_{\text{под}}=0,595$ [12, п.15].

$$R_{л} = \rho \cdot \frac{k_{\text{под}}}{l_{л}} = 500 \cdot \frac{0,595}{10} = 29,75 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\phi} \cdot R_{л}}{R_{\phi} + R_{л}} \cdot \frac{1}{k_{\text{ис}}} = \frac{14,71 \cdot 29,75}{14,71 + 29,75} \cdot \frac{1}{0,9} = 10,94 \text{ Ом}.$$

При стекании тока молнии происходит изменение значения сопротивления заземления по сравнению с измеренным на частоте 50 Гц вследствие нелинейности удельного сопротивления грунта при импульсном воздействии, процесса искрообразования при стекании тока.

Пробивная напряженность грунта:

$$E_{\text{пр}} = 6,9 \cdot \lg \rho - 0,6(\lg \rho)^2 - 3,4 = 6,9 \cdot \lg 500 - 0,6(\lg 500)^2 - 3,4 =$$

$$= 10,85 \text{ кВ/см} \quad (119)$$

Расчету сопротивления заземления с учетом искрообразования предшествует определение критического значения стекающего с заземлителя тока, при котором начинается процесс искрообразования. Для этого рассчитываются критериальные параметры Π_1 и Π_2 для стационарного значения сопротивления заземления по формулам:

$$\Pi_1 = \frac{R \cdot S}{\rho} = \frac{10,94 \cdot 13}{500} = 0,284, \quad (120)$$

$$\Pi_2 = e^{\left(\frac{\ln \frac{0,256}{\Pi_1}}{0,354} \right)} = e^{\left(\frac{\ln \frac{0,256}{0,284}}{0,354} \right)} = 0,74. \quad (121)$$

С использованием полученного параметра Π_2 критическое значение тока $I_{\text{иск}}$ определяется по формуле:

$$I_{иск} = \frac{\Pi_2 \cdot S^2 \cdot E_{пр}}{\rho} = \frac{0,74 \cdot 13^2 \cdot 10,85}{500} = 2,73 \text{ кА.} \quad (122)$$

Ток через опоры больше $I_{иск}$, расчет импульсного сопротивления заземления ведется следующим образом:

– рассчитывается значение критериального параметра Π_2 по формуле:

$$\Pi_2 = \frac{I \cdot \rho}{S^2 \cdot E_{пр}}, \quad (123)$$

где I – среднее значение амплитуды тока молнии:

$$I = 20 + 0,32(h_{оп} - 20) = 20 + 0,32(36 - 20) = 25 \text{ кА}$$

$$\Pi_2 = \frac{I \cdot \rho}{S^2 \cdot E_{пр}} = \frac{25 \cdot 500}{S^2 \cdot 10,85} = 6,85$$

Определяется соответствующее значение Π_1 :

$$\Pi_1 = 0,256 \cdot \Pi_2^{-0,354} = 0,256 \cdot \Pi_2^{-0,354} = 0,048. \quad (124)$$

Импульсное сопротивление заземления определяется по формуле:

$$R_{и} = \frac{\Pi_1 \cdot \rho}{S} = \frac{0,048 \cdot 500}{13} = 2 \text{ Ом.} \quad (125)$$

Число отключений ВЛ при обратных перекрытиях с опоры на провод.

Средняя высота подвеса троса над землей определяется по формуле:

$$h_{ср} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр}, \quad (126)$$

где $f_{тр}$ – стрела провеса троса.

При $h_{тр-пр} > h_{тр} - h_{пр}^B$:

$$f_{тр} = h_{тр} - h_{г} - (h_{пр}^B - h_{пр}^H) - h_{тр-пр}, \quad (127)$$

где $h_{тр}$ – высота подвеса троса, $h_{тр}=36$, [20, с.784];

h_r – наименьшее расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли в нена-селенной и труднодоступной местности, $h_a=7$ [10, р. 2];

$h_{пр}^B, h_{пр}^H$ – высота подвеса верхнего и нижнего проводов на опоре, $h_{пр}^B=32$, $h_{пр}^H=25,5$ [20, с.784];

$h_{тр-пр}$ – расстояние между тросом и проводом в середине пролета.
 $h_{тр-пр}=6,7$ м [10, р. 2].

$$f_{тр} = h_{тр} - h_r - (h_{пр}^B - h_{пр}^H) - h_{тр-пр} = 36 - 7 - (32 - 25,5) - 6,7 = 15,8 \text{ м};$$

$$h_{ср} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр} = 36 - \frac{2}{3} \cdot 15,8 = 25,47 \text{ м}.$$

Плотность разрядов молнии на землю равна:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.}, \quad (128)$$

где $N_{г.ч.}$ – число грозových часов в год, $N_{г.ч.}=20$ ч. (таблица 1).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.} = 0,05 \cdot 29 = 1.$$

Число ударов молнии на 100 км длины ВЛ рассчитывается по формулам:

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right), \quad (129)$$

где $d_{тр-тр}$ - расстояние между тросами, для ВЛ с одним тросом $d_{тр-тр} = 0$;

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right) = 0,15 \cdot 1 \cdot (25,47 + 90) = 17.$$

Число ударов молнии на 10,21 км длины ВЛ равно $N=1,74$

Число ударов в опору:

$$N_{\text{оп}} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{I_{\text{прол}}} = 4 \cdot 17 \cdot \frac{36}{360} = 7. \quad (130)$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в опору можно определить по значению критического тока:

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}}, \quad (131)$$

где $U_{50\%}$ – пятидесяти процентное импульсное разрядное напряжение, для полимерного изолятора исходя из технических характеристик $U_{50\%} = 1000$ кВ;

$\delta = 0,3$ для линий с одним тросом [20, с.311];

$h_{\text{и}}$ – высота опоры, $h_{\text{и}} = 36$ м [20, с.784].

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = \frac{1000}{10 + 0,3 \cdot 36} = 48,08 \text{ кА.}$$

Вероятность того что амплитуда тока молнии при одном ударе молнии превысит заданное значение $I_{\text{кр}}$ равно:

$$P_{\text{оп}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}} = e^{-0,04 \cdot 48,08} = 0,146. \quad (132)$$

Ожидаемое удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударах молнии в опору определяется по формуле

$$n_{\text{оп}} = 4 \cdot N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}), \quad (133)$$

где $P_{\text{АПВ}}$ – вероятность успешной работы АПВ, $P_{\text{АПВ}} = 0,75$;

η – коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты, определяется по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{I_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-3}, \quad (134)$$

где $l_{\text{разр}}$ - длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, $l_{\text{разр}} = 1,85$ м

U - наибольшее длительно допустимое линейное напряжение, $U = 252$ кВ.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{l_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-3} = \left(0,92 \cdot \frac{252}{1,85} - 6 \right) \cdot 10^{-3} = 1,19,$$

так как $\eta > 0,9$ то принимаем $\eta = 0,9$.

$$n_{\text{оп}} = N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}) = 7 \cdot 0,146 \cdot 0,9 \cdot (1 - 0,75) = 0,007$$

10.2 Число отключений при ударе молнии в трос в середине пролета

Отключение ВЛ при грозовом поражении в середине пролета возможно из-за перекрытия изоляции на опорах, ограничивающий пораженный пролет, так как выбор воздушного промежутка трос-провод в соответствии с требованиями ПУЭ исключает его перекрытия при ударах молнии в середину пролета.

Собственное волновое сопротивление троса:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{\text{ср}}}{r_{\text{тр}}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 25,47}{0,006} = 548,01 \text{ Ом.} \quad (135)$$

Взаимное волновое сопротивление троса относительно провода:

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d_{12'}}{d_{12}}, \quad (136)$$

где $d_{12'}$ – расстояние между проводом и зеркальным отражением троса относительно земли $d_{12'} = 68$ м [20, с. 784];

d_{12} – расстояние между тросом и верхним проводом, $d_{12} = 5,3$ м [20, с. 784].

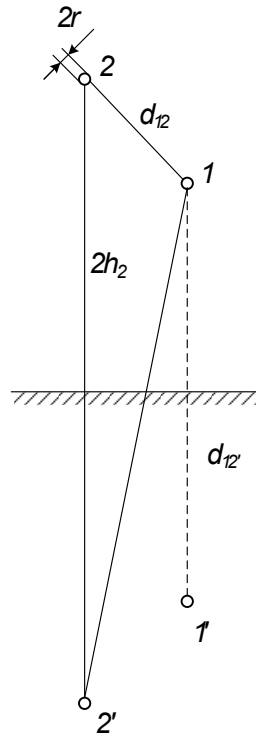


Рисунок 15 – К расчету волновых сопротивлений проводов и тросов

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d_{12'}}{d_{12}} = 60 \cdot \ln \frac{68}{5,3} = 153,11 \text{ Ом.}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии :

$$Z_{\text{тр.г}} = \frac{Z_{11} \cdot Z_{12}}{2} = \frac{548,01 \cdot 153,11}{2} = 350,45 \text{ Ом.} \quad (137)$$

Волновое сопротивление коронирующей линии:

$$Z_{\text{тр.к}} = Z_{\text{тр.г}} \cdot \beta, \quad (138)$$

где β – коэффициент затухания электромагнитной волны:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}}}, \quad (139)$$

где $E_{\text{ср}}$ – средняя напряженность электрического поля на границе чехла короны

$$E_{\text{ср}} = 21 \text{ кВ/см.}$$

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}}} = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 3600 \cdot 21}{252}}{\ln \frac{2 \cdot 3600}{0,55}}} = 0,93;$$

$$Z_{\text{тр.к}} = Z_{\text{тр.г}} \cdot \beta = 350,56 \cdot 0,93 = 326,45 \text{ Ом.}$$

Геометрический коэффициент связи провода с тросом рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{г}} = \frac{Z_{12}}{Z_{11}} = \frac{153,11}{339,59} = 0,28; \quad (140)$$

$$K_{\text{к}} = K_{\text{г}} \cdot \frac{Z_{\text{тр.г}}}{Z_{\text{тр.к}}} = 0,28 \cdot \frac{350,56}{326,45} = 0,3. \quad (141)$$

Критическая крутизна фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:

$$a_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - K_{\text{к}}) \cdot I_{\text{прол}}}, \quad (142)$$

где $E_{\text{расч.ср}}$ – средний разрядный градиент промежутка трос – провод, $E_{\text{расч.ср}} = 750 \text{ кВ/м}$;

v – скорость распространения волны, $v = 250 \text{ м/мкс}$;

Δh – расстояние между тросом и проводом в середине пролета, $\Delta h = 4 \text{ м}$:

$$a_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - K_{\text{к}}) \cdot I_{\text{прол}}} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 4 \cdot 250}{326,45 \cdot (1 - 0,3) \cdot 360} = 18,23 \text{ кА / мкс.}$$

Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета рассчитывается по формуле:

$$n_{\text{тр}} = N_{\text{тр}} \cdot P_{\text{тр}} \cdot \eta, \quad (143)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км;

$P_{тр}$ – вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос, определяемая по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}} = e^{-0,08 \cdot 46,36} = 0,23. \quad (144)$$

$$N_{тр} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{тр}}{l_{прол}}\right) = 1,74 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 36}{360}\right) = 1,04;$$

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta = 1,04 \cdot 0,23 \cdot 0,9 = 0,22.$$

Число отключений при обратных перекрытиях с троса на провод.

По мере удаления точки удара молнии в трос от опоры вероятность перекрытия линейного изолятора снижается, но возрастает вероятность перекрытия воздушного промежутка вблизи точки удара.

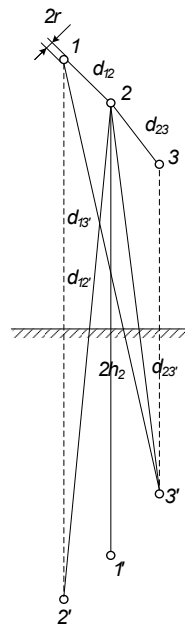


Рисунок 16 – К расчету волновых сопротивлений проводов и тросов

Взаимное сопротивление троса относительно провода другой фазы, определяемое по формуле:

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \frac{d_{13'}}{d_{13}}, \quad (145)$$

где $d_{13'}$ – расстояние между тросом и зеркальным отражением нижнего провода относительно земли, $d_{13'} = 61,8$;

d_{13} – расстояние между тросом и нижним проводом, определяемое конструкцией опоры, $d_{13} = 12,14$ м.

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \frac{d_{13'}}{d_{13}} = 60 \cdot \ln \frac{61,8}{12,14} = 97,64 \text{ Ом}.$$

Волновое сопротивление коронирующего провода:

$$Z_{\text{пр.г}} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3} = \frac{548,01 + 153,11 + 97,64}{3} = 266,25 \text{ Ом}; \quad (146)$$

$$Z_{\text{пр.к}} = Z_{\text{пр.г}} \cdot \beta = 266,25 \cdot 0,93 = 247,94 \text{ Ом}.$$

Число прорывов молнии:

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (147)$$

где P_{α} – вероятность прорыва молнии на провода при положительных углах защиты троса, определяется по эмпирической формуле:

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)}, \quad (148)$$

где D определяем по формуле:

$$D = 1 + U_{\text{ном}} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{дл.доп}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r_{\text{пр}}}} \right)^3 = 1 + 220 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{36}{4} \times$$

$$\times \left(\frac{(252 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{4 \cdot 3,5 \cdot \ln \frac{2 \cdot 25,5}{0,012}} \right) = 1; \quad (149)$$

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{пр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = e^{3,2 \cdot \frac{0,55}{4} \cdot \sqrt{41,19 \cdot 36 \cdot 3,5} - 9} = 0,89;$$

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha} = 1,74 \cdot 0,51 = 0,89$$

Крутизна тока молнии, определяемая по формуле:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{пр.к}}} = \frac{2 \cdot 1000}{247,94} = 8,07 \text{ кА}. \quad (150)$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод, определяемая по формуле:

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}} = e^{-0,08 \cdot 8,066} = 0,72. \quad (151)$$

Удельное число грозových отключений (на 100 км линии) при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta = 0,89 \cdot 0,72 \cdot 0,9 = 0,58. \quad (152)$$

Суммарное число грозových отключений в год равно:

$$n_{\Sigma} = n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}} = 0,007 + 0,21 + 0,58 = 0,81 \quad (153)$$

Приближенная оценка числа лет безаварийной работы τ равно:

$$\tau = \frac{1}{n_{\Sigma}} = \frac{1}{0,81} = 1,23. \quad (154)$$

11 Молниезащита подстанций

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте.

13.1 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (155)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м} \quad (156)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельный молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (157)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Определим для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$r_{cr12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \times \\ \times (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м}. \quad (158)$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}}\right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5}\right) = 11,01 \text{ м} \quad (159)$$

Радиус зоны защиты на уровне шинного портала равен 17,74 м.

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии распредустройства представлены в следующей таблице:

Таблица 24 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты h_{cr} , м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19

2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

11.2 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений могут быть установлены на открытых и закрытых распределительных устройствах (шины, секции, присоединения электродвигателей, силовых трансформаторов, батарей поперечной компенсации, синхронных компенсаторов, фазокомпенсирующих устройств, дугогасящих реакторов), на тепловых, гидравлических и атомных электростанциях, на столбах, в комплектных подстанциях типа КТП и КТПН, а также на линиях для защиты ослабленных мест 4 (пересечения линий высокого напряжения между собой, пересечения линий ВН с линиями связи, с электрифицированной и не электрифицированной железной дорогой, на высоких переходных опорах, на разъединителях секционирования, вблизи кабельных вставок, на ослабленных (железобетонных и металлических) опорах линий, имеющих смешанные опоры и т.д.).

Ограничители перенапряжений могут быть подключены: - между токоведущими частями и землей, например, между вводами силовых трансформаторов и землей; - параллельно электрооборудованию вдоль передачи, например, параллельно токоограничивающим реакторам или заградителям высокочастотной связи; - между фазами электрооборудования и линий, например, между фазами распределительного устройства с уменьшенными относительно общепринятых междуфазными расстояниями.

Так как наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение у ОПН меньше чем у вентильного разрядника, то необходимо проверить ОПН по данной характеристике.

Наибольшее допустимое напряжение U_{np} на подстанциях в нормальном режиме равно:

$$U_{np} = \frac{1,15}{\sqrt{3}} \cdot 10 = 6,7 \text{ кВ}, \quad (160)$$

Поскольку аппарат установлен в присоединении трансформатора (на подстанции), то наибольшее действующее значение напряжения, которое может быть приложено между выводами ограничителя равно: $U_{\text{рнр}} = U_{\text{нр}} = 6,7 \text{ кВ}$, что не превышает каталожного значения $U_{\text{рнр}}$ ОПН.

Допускается установка ограничителей на место заменяемых разрядников, если значения остающихся напряжений ограничителей при токе 10 кА отличается не более, чем на 15% от соответствующих параметров разрядников. Для данных ограничителей отличие составляет: 2,8%.

Исходя из полученных результатов, принимаем к установке ограничитель перенапряжения ОПН-П1-220/154/10/2УХЛ1.

12 Оценка надежности сети электроснабжения

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Данная сеть выполнена полностью в двухцепном исполнении. На опорах двухцепных ВЛ подвешивают две параллельно идущие цепи, то есть 6 проводов.

ПС Ключи питается от двухцепной линии. Также каждая ТП на каждом из комплексов имеет по два понижающих трансформатора. Схема подключения ПС Ключи и каждой из потребительских ТП позволяет сохранять стабильность передачи электроэнергии до непосредственного потребителя.

13 Релейная защита

13.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защи-

ты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

4. Защиты фирмы SIEMENS.

Дистанционные защиты 7SA511, 513 имеют 5 ступеней дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с прямоугольными характеристиками срабатывания. Устройство 7SA513 реализует различные дополнительные функции, обычно требуемые для выполнения защиты и автоматики присоединения (ступенчатая токовая защита от междуфаз-

ных КЗ и замыканий на землю, АПВ, ОМП, защита от перенапряжения и т. д.). интегрированная функция определения места повреждения на линии электропередачи. Имеется:

- компенсация токов параллельной линии при выполнении дистанционных измерительных органов и определении расстояния до места повреждения, логика приема/передачи телесигналов по каналу связи (нормально-присутствующих / отсутствующих, блокирующих / разрешающих);

- блокировка от качаний и/или отключение электропередачи при потере устойчивости (два органа полного сопротивления: “чувствительный” и “грубый” для идентификации качаний, измерение и контроль скорости изменения сопротивления);

- защита от повышения /понижения напряжения;

- однофазное и/или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ), одно- или многократное, свободно программируемое. Контроль синхронизма при АПВ и включении линии под нагрузку;

- защита от повреждения выключателя (УРОВ);

5. Дистанционные защиты фирмы SEL.

Фирма SEL предлагает 3 модификации дистанционной защиты разной степени сложности:

- SEL 311А имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с круговыми характеристиками направленными вперед;

- SEL 311В имеет еще одну реверсивную ступень дистанционной защиты;

- SEL 311С имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с четырехугольными и круговыми характеристиками направленными вперед 2 реверсивных ступени с такими же характеристиками.

- Защиты имеют также дополнительные ступени токовой направленной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю - соответственно по 1, 3 и 4.

- Защиты модификации В и С имеют четырехкратное АПВ.

Согласно ПУЭ [10, г. 3.2] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных

КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП.

Для линии 110 кВ ЛЭП- ПС Ключи комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;
- осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. В рассматриваемой схеме согласуются между собой защиты на подстанции.

15.3 Защита трансформатора

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на вводах;

- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Продольная дифференциальная токовая защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него, действующая на отключение.

На трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусмотреть максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на вводах трансформатора устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и пониже-

нии уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Рассматриваем защиту трансформатора ТРДН – 20000/110, установленного на ПС Ключи.

Алгоритмы защит терминала RET 521 выполняют расчеты в первичных величинах [18].

Расчет продольной дифференциальной токовой защиты

Для защиты трансформаторов высокого и сверхвысокого напряжения применяется блок микропроцессорной релейной защиты RET 521 производства фирмы АВВ. Терминал RET 521 может применяться для защиты двухобмоточных, трехобмоточных, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов [18].

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

Номинальные токи обмоток защищаемого силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (177)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

$$I_{ном.СН} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 115,5} = 115 \text{ A};$$

$$I_{ном.НН} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1107 \text{ A}.$$

Для подключения терминала используются трансформаторы тока со следующими номинальными токами обмоток:

- на высокой стороне 1000/1;
- на низкой стороне 4000/5.

Определим коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{T.CH} = \frac{1000}{5} = 200;$$

$$K_{T.HH} = \frac{4000}{5} = 800.$$

Находим вторичные токи в номинальном режиме:

$$I_{CH.2} = \frac{I_{ном.CH}}{K_{T.CH}} = \frac{315}{1000} = 0,315 A; \quad (179)$$

$$I_{HH.2} = \frac{I_{ном.HH}}{K_{T.HH}} = \frac{3307}{800} = 4,134 A. \quad (180)$$

Исходя из полученных значений, принимаем номинальный ток входного ТТ терминала с высокой стороны 1 А, со средней и низкой – 5 А.

Необходимо проверить установленные ТТ на предельно допустимую кратность токов. Это можно выполнить через приведенную кратность токов следующим образом:

$$K'_{10} = \frac{I_{номТТ} \cdot K_m}{I_{ном.T}} \geq \frac{I_{КЗ.вн. max*}}{I_{ном.T}}; \quad (181)$$

где K' – приведенная кратность токов;

$I_{КЗ.вн. max*}$ – максимальный ток внешнего КЗ.

Для ТТ на высокой стороне:

$$K'_{10.ВН} = \frac{600 \cdot 600}{158} = 2279 A \geq 120 A.$$

Для ТТ на низкой стороне:

$$K'_{10.НН} = \frac{4000 \cdot 800}{983} = 3255 A \geq 40,367 A.$$

Т.о., все выбранные трансформаторы проходят по условию установки.

Расчет минимального тока срабатывания I_{dmin}^* выполняется в относительных единицах. При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dcp}^* \geq K_{отс} I_{нб.расч}^* , \quad (182)$$

где $K_{отс}=1,1$ – коэффициент отстройки.

Поскольку тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до относительного тормозного тока, равного 1,25, то необходимо использовать уточненную формулу для расчета тока небаланса

$$I_{нб.расч}^* = \sqrt{(K_{неп} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2} ; \quad (183)$$

где $K'_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс; для трансформатора номинальной мощностью 10 МВА принимаем $K'_{ПЕР} = 1,5$,

$$K''_{ПЕР} = 2,5 ;$$

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$;

$\Delta U_{РЕГ}^*$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ}^* = 0,02$;

$\Delta f_{ВЫР}^*$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР}^* = 0,02$.

Минимальный ток срабатывания $I_{d.min}^*$ следует выбирать по условию отстройки от тока небаланса при $I_{bias}^*=1,25$

$$I_{d.min}^* = 1,25 \cdot K_{отс} \cdot \sqrt{(K_{неп} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2} ; \quad (184)$$

$$I_{d.min}^* = 1,25 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,221 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{d.min}^*=0,25$.

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведен в таблице 28.

Таблица 11 – Тормозные характеристики.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
K_{TI}	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{T.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Ток небаланса равен:

$$I_{нб.расч}^* = \sqrt{(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,02 + 0,02)^2 + (0,02 + 0,02)^2} = 0,263 \text{ о.е.}$$

Проверяем соответствие методом последовательных приближений. Сначала проверяем по третьей тормозной характеристике, то есть находим коэффициент торможения (K_{TI}) через $I_{T.расч}^*$ по формуле:

$$K_{TI,3} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}^* \cdot I_{скв}^* - 0,7}{I_{скв}^* - I_{T.расч}^*} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,4. \quad (185)$$

Поскольку полученное значение больше 0,3, то по таблице выбираем $I_{T.расч}^* = 2,25$ для характеристики №4.

$$K_{TI,4} = \frac{1,1 \cdot 0,263 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,224 \leq 0,3. \quad (186)$$

Условие выполнено для тормозной характеристики №4.

Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий. Максимальная токовая защита устанавливается со всех сторон трансформатора [18].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{P.max}, \quad (187)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, $K_{над} = 1,1$;

K_B – коэффициент возврата, $K_B = 0,8$;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам.з} = 1$;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А.

Максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН равен 400 А.

$$I_{СЗ.МТЗ} = \frac{1 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 158 = 494 \text{ А.} \quad (188)$$

Чувствительность проверяется по минимальному току двухфазного КЗ за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Покажем пример для защиты, установленной на стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ.МТЗ}}} = \frac{600}{550} = 1,21. \quad (189)$$

Чувствительность соответствует необходимому значению.

Выдержку времени принимаем равной 0,5 с.

Защита трансформатора от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту от перегрузки устанавливаем со всех сторон трансформатора. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступенью с низкой уставкой.

$$I_{\text{СЗ.пер}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (190)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,05$.

$$I_{\text{СЗ.пер}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 158 = 207,375 \text{ А.}$$

В терминале так же присутствует тепловая защита, которая действует при повышении температуры обмоток, сердечника или других элементов трансформатора. Повышение температуры может сигнализировать о наличии невы-

явленных газовой защитой межвитковых замыканий обмоток, неисправности системы охлаждения, протекании сверхтоков, пожаре в стали и т.д.

Выбор газовой защиты трансформатора

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q. Реле имеет некоторые конструктивные особенности. Однако принцип действия его такой же, как и других газовых реле.

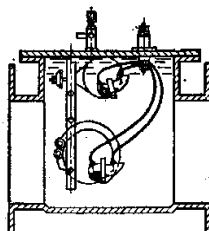


Рисунок 20 – Газовое реле типа BF-80/Q

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; относительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в райо-

нахподверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

На защищаемом трансформаторе устанавливаем газовое реле типа ВФ-80/Q.

14 Автоматика, телемеханика и диспетчерское управления

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися

в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации и осуществляющих деятельность на основании договоров с данной организацией. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

Территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу настоящих Правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами или правопреемниками в части осуществления управления технологическими режимами работы принадлежащих иным лицам объектов электроэнергетики), в уставном капитале которых доля Российского акционерного общества "ЕЭС России" на указанную дату составляла менее 25 процентов, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих акционерных обществ энергетики и электрификации (их дочерних или зависимых обществ или правопреемников).

Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона

должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам.

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;

обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских ко-

манд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;

переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;

локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;

подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, - путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

время, когда дается команда;

требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;

фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;
фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;
содержание команды;
наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее - объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации в соответствии с настоящими Правилами.

Диспетчерский центр включает в перечень объектов диспетчеризации

оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратуру противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации включается в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, в случае если изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния данного объекта осуществляются непосредственно с помощью технических устройств этого диспетчерского центра или если эти изменения требуют координации этим диспетчерским центром действий или согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации.

Объекты диспетчеризации, не включенные в перечень объектов, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, включаются в перечень объектов, находящихся в его диспетчерском ведении.

Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней.

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских центров.

В случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных зонах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой, которому принадлежит этот объект, а также по инициативе диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации подлежит согласованию со всеми диспетчерскими центрами, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

Информация о результатах согласования в указанных случаях представляется в диспетчерский центр, в диспетчерском управлении которого находится данный объект диспетчеризации, для принятия соответствующего решения.

Если объект диспетчеризации не находится в диспетчерском управлении ни одного из диспетчерских центров, информация о результатах согласования (разрешение или отказ в разрешении) доводится до соответствующего субъекта электроэнергетики или потребителя электрической энергии с управляемой нагрузкой.

При наличии разногласий по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации решение об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации принимается вышестоящим диспетчерским центром.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи разрешений, подачи диспетчерских команд и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Действия диспетчеров и дежурных работников в чрезвычайных обстоятельствах определяются в соответствующих инструкциях субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой и субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

14.1 Организация автоматического противоаварийного управления

В ЕЭС России и изолированно работающих энергосистемах России должно быть организовано автоматическое противоаварийное управление, предназначенное для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством противоаварийной автоматики, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращения нарушения устойчивости;

- ликвидации асинхронных режимов;
- ограничения снижения или повышения частоты;
- ограничения снижения или повышения напряжения;
- предотвращения недопустимых перегрузок оборудования.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень ЕЭС России - координирующая система противоаварийной автоматики;
- уровень объединенной или региональной энергосистемы - централизованная система противоаварийной автоматики;
- уровень объектов электроэнергетики - локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

Автоматику ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования выполняют в виде локальных противоаварийных автоматов.

К устройствам противоаварийной автоматики относятся:

- устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления;
- пусковые устройства (органы);
- исполнительные устройства (органы);
- устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор УВ;
- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

Функции противоаварийного управления реализуются противоаварийной автоматикой посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС;
- отключение генераторов;

- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- деление энергосистемы (ДС) на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

Действие противоаварийной автоматики должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима. Алгоритм функционирования и противоаварийная автоматика параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной автоматики должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечить передачу диспетчерскому центру субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике телесигналов о срабатывании устройств и комплексов противоаварийной автоматики являющихся объектами диспетчеризации.

Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства противоаварийной автоматики, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания противоаварийной автоматики

14.2 Виды противоаварийной автоматики энергосистем

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны устанавливаться на объектах электроэнергетики. Должна быть предусмотрена возможность работы комплексов локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в автономном режиме и/или в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики.

При работе комплекса локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости в качестве низового устройства централизованная система противоаварийной автоматики должен быть обеспечен его автоматический перевод в автономный режим работы при выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи с ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики. Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости должны обеспечивать выбор УВ из таблицы УВ, рассчитываемой ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или заданной субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, или осуществлять расчеты УВ на основе заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике функциональных зависимостей объема УВ от противоаварийная атоматика параметров электроэнергетического режима (принцип П-ДО).

В комплексах локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости используются следующие пусковые факторы:

- отключение ЛЭП;

- одновременное отключение двух ЛЭП;
- отключение системы шин;
- отключение энергоблока;
- отключение трансформатора (автотрансформатора);
- близкое к шинам электростанции или затяжное короткое замыкание;
- превышение перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины;
- другие факторы при необходимости.

Централизованная система противоаварийной автоматики

Централизованная система противоаварийной автоматики предназначена для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования.

Архитектура централизованная система противоаварийной автоматики должна предусматривать:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- одно или несколько низовых устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики и каждым из низовых устройств.

ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики должен обеспечивать выполнение в циклическом режиме следующих функций:

- приема и обработки телеметрической информации из ОИК;
- оценивания состояния и формирования текущей расчетной модели энергосистемы;
- определения УВ для заданного набора пусковых органов на основе рас-

четов режимов и устойчивости с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-ДО);

- передачи в низовые устройства централизованная система противоаварийной автоматики таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;

- обмена технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей централизованная система противоаварийной автоматики, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с координирующей системой противоаварийной автоматики, а также с централизованная система противоаварийной автоматики смежных энергосистем.

Предельная величина расчетного цикла централизованная система противоаварийной автоматики не должна превышать 30 с.

Расчетная модель централизованная система противоаварийной автоматики должна быть наблюдаемой (объем передаваемой в ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики телеметрической информации должен обеспечивать корректное формирование текущей расчетной модели энергосистемы).

Низовые устройства централизованная система противоаварийной автоматики должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- приема и запоминания рассчитанных ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;

- фиксации срабатывания пусковых органов;

- выбора УВ из таблицы УВ для конкретного пускового органа;

- реализации УВ посредством централизованная система противоаварийной автоматики;

- передачи в ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики информации о срабатывании и реализованных УВ.

Между каждым из низовых устройств централизованная система противоаварийной автоматики и ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики должны быть организованы каналы связи. При

выявлении неисправности ПТК верхнего уровня централизованная система противоаварийной автоматики или каналов связи низовые устройства должны автоматически переходить в автономный режим работы.

Координирующая система противоаварийной автоматики

Координирующая система противоаварийной автоматики предназначена для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем в целях оптимизации параметров настройки централизованная система противоаварийной автоматики и минимизации управляющих воздействий.

Координирующая система противоаварийной автоматики должна осуществлять координацию централизованная система противоаварийной автоматики путем задания централизованная система противоаварийной автоматики следующих противоаварийная параметров:

- внешних эквивалентов для расчетных моделей централизованная система противоаварийной автоматики;
- максимально допустимых небалансов мощности при реализации управляющих воздействий централизованная система противоаварийной автоматики.

Координирующая система противоаварийной автоматики должна устанавливаться в ДЦ субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в операционную зону которого входят координируемые централизованная система противоаварийной автоматики энергосистем.

Между координирующей системой противоаварийной автоматики и ПТК верхнего уровня каждой из координируемых централизованная система противоаварийной автоматики должны быть организованы каналы связи. При выявлении неисправности координирующая система противоаварийной автоматики или каналов связи централизованная система противоаварийной автоматики должны автоматически переходить в автономный режим работы.

Автоматика ликвидации асинхронного режима

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов,

электростанций и частей энергосистем.

Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронных полнофазных и неполнофазных режимов электрической сети.

Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем ДС.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает УВ на ОГ или ОН в целях ресинхронизации, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС.

На всех ЛЭП напряжением 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На всех связях напряжением от 110 до 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

В случае если логика действия устройства АЛАР предусматривает ДС на другом объекте электроэнергетики, должно быть предусмотрено действие этого устройства АЛАР последней ступенью на ДС на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при коротких замыканиях;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.

В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания

устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение.

Для устройств АЛАР, не использующих действие на ОН или ОГ в целях ресинхронизации, действие на ДС должно реализовываться не позднее четырех циклов асинхронного режима.

Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше.

Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

Автоматика ограничения снижения частоты

Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или ее части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или ее части на изолированную работу.

В зависимости от выполняемых функций устройства АОСЧ подразделяют на устройства:

- автоматического частотного ввода резерва (АЧВР);
- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- дополнительной автоматической разгрузки (ДАР);
- частотной делительной автоматики (ЧДА);
- частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ).

Автоматический частотный ввод резерва

Устройства АЧВР предназначены для снижения дефицита активной мощности в целях исключения или уменьшения объема срабатывания устройств АЧР на отключение потребителей электрической энергии.

Устройства АЧВР должны действовать на АЗГ при снижении частоты в энергосистеме до значений в диапазоне от 49,4 до 49,7 Гц.

Все гидроагрегаты единичной мощностью 10 МВт и выше и ГЭС и ГАЭС мощностью 50 МВт и выше, кроме ГЭС, не имеющих регулирующего водохранилища, должны быть оснащены устройствами АЧВР.

Автоматическая частотная разгрузка

Устройства АЧР предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и ее последующего восстановления.

Устройства АЧР должны действовать на ОН очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

Устройства АЧР функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-1, предназначенные для прекращения процесса снижения частоты, в том числе устройства специальной очереди АЧР;
- АЧР-2, предназначенные для восстановления частоты после действия устройств АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

Уставки по частоте устройств АЧР-1 должны находиться:

- для устройств АЧР-1 - в диапазоне от 46,5 до 48,8 Гц;
- для устройств специальной очереди АЧР - в диапазоне от 49,0 до 49,2 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-1 и специальной очереди АЧР должны находиться в диапазоне от 0,15 до 0,3 с и должны исключать действие устройств АЧР-1 (в том числе специальной очереди АЧР) при коротких замыканиях в электрической сети.

Устройства АЧР-2 функционально подразделяются на устройства:

- АЧР-2 несовмещенной;
- АЧР-2 совмещенной.

Объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 совмещенной, входит в объем ОН, отключаемый АЧР-1.

К устройствам АЧР-2 совмещенной должно быть подключено не менее

60% объема ОН, подключенного к устройствам АЧР-1.

Уставки по частоте устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне аварийной автоматиказоне от 48,7 до 49,1 Гц.

Уставки по времени устройств АЧР-2 должны находиться в диапазоне аварийной автоматиказоне от 5 до 70 с.

Общий объем ОН, отключаемый устройствами АЧР, должен быть не менее 60% максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций (далее - расчетный объем потребления), в том числе:

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-1, - не менее 50% расчетного объема потребления (из них устройствами специальной очереди АЧР - не менее 3% расчетного объема потребления);

- объем ОН, отключаемый устройствами АЧР-2 несовмещенной, - не менее 10% расчетного объема потребления.

Дополнительная автоматическая разгрузка

Устройства ДАР предназначены для обеспечения эффективной работы устройств АЧР-1.

Устройства ДАР могут устанавливаться в энергосистеме (части энергосистемы) в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45% нагрузки потребления энергосистемы (части энергосистемы) и скорости снижения частоты более 1,8 Гц/с.

Устройства ДАР должны реализовывать ОН без выдержки времени в объеме, необходимом для обеспечения эффективной работы АЧР.

Частотная делительная автоматика

Устройства ЧДА предназначены для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

Устройства ЧДА должны действовать на ДС в целях выделения ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечением устойчивой работы выделяемого генерирующего

оборудования.

Устройства ЧДА должны устанавливаться на всех ТЭС мощностью 25 МВт и выше, за исключением ТЭС, на которых по условиям их работы установка устройств ЧДА невозможна.

Невозможность установки устройств ЧДА должна оформляться решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем ТЭС после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Недопустима установка измерительных органов ЧДА на объектах электросетевого хозяйства.

Уставки срабатывания устройств ЧДА по частоте и времени должны находиться в диапазоне:

- 1-я ступень: от 46,0 до 47,0 Гц/от 0,3 до 0,5 с;
- 2-я ступень: от 47,0 до 47,5 Гц/от 30 до 40 с.

При выделении энергоблока ТЭС на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 мин.

Действие устройств ЧДА на выделение ТЭС или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе.

Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС с учетом действия АЧР.

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении действием ЧДА на питание собственных нужд или на изолированный район. Указанная проверка должна выполняться собственником или иным законным владельцем ТЭС в рамках создания ЧДА, а также при значительном изменении схемы электрической сети или нагрузки потребителей выделяемого района. Проверку выполняют путем проведения испытаний или имитационным моделированием.

При необходимости на ТЭС должна устанавливаться автоматика, предназначенная для предотвращения полного останова ТЭС при недопустимом снижении напряжения на ее шинах. Указанная автоматика:

- должна контролировать величину и продолжительность снижения напряжения на шинах ТЭС, величину тока статора генераторов ТЭС, а также при необходимости величину и скорость изменения реактивной мощности генераторов ТЭС и может использоваться в качестве дополнительных пусковых органов фиксации отключения ЛЭП прилегающей к ТЭС электрической сети;

- может выполняться апротивоаварийная автоматика ратно совмещенной с ЧДА.

Частотное автоматическое повторное включение

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапротоаварийная атоматика зоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их очередное включение с интервалами времени не менее 1 с.

Устройства ЧАПВ должны устанавливаться прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

Автоматика ограничения повышения частоты

Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопротоаварийная ато-

матикасности турбин ТЭС и АЭС.

Устройства АОПЧ должны устанавливаться на ТЭС, АЭС и ГЭС, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 53,0 Гц, с учетом действия первичного регулирования частоты.

Уставки устройств АОПЧ по частоте должны находиться в диапазоне аварийная атоматиказоне от 51,0 до 53,0 Гц.

Устройства АОПЧ должны действовать на ОГ.

Настройка устройств АОПЧ, установленных на ГЭС, должна обеспечивать их первоочередное действие по отношению к устройствам АОПЧ, установленным на ТЭС и АЭС.

Действие устройств АОПЧ должно производиться ступенями с разными уставками по частоте и времени.

Автоматика ограничения снижения напряжения

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения.

Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Строительство комплекса по производству бекона «Приморский Бекон» предусматривало строительство новых участков линий электропередач, а также подстанции 110 Кв Ключи: Для построения рациональной конфигурации сети были предложены два варианта электрической сети:

- 1) Индивидуальные двухцепные линии от ПС Ключи до каждого комплекса;
- 2) Двухцепные линии с использованием распределительного пункта и подключением двух комплексов методом отпайки.

Основываясь на технико-экономическом анализе вариантов, выбран как наиболее экономичный второй вариант реконструкции электрической сети.

В дипломном проекте решены следующие основные задачи:

- составлен план электроснабжения предприятия;
- произведен выбор рабочих схем подключения;
- расчет нагрузок, выбор кабелей;
- выбор силового оборудования;
- расчет молниезащиты вводимой ВЛ;
- выбор устройств релейной защиты ВЛ;
- оценка надежности электрической сети после реконструкции;

Таким образом разработан вариант модернизации электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения всех производственных комплексов предприятия «Приморский Бекон».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин В. В. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах/ В. В. Базуткин, В. П. Ларионов.–М.: Энергоатомиздат, 1986.–464с.
- 2 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 3 Кожевников Н.Н. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов.– ВЗ-х т. Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова.–М.: Издательство МЭИ, 1998.–368с.
- 4 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ.
- 5 Письмо № 3652-СК/08. О рекомендуемых к применению в I квартале 2009 года индексы изменения сметной стоимости СМР, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ, индексы изменения сметной стоимости прочих работ и затрат, а также индексы изменения сметной стоимости технологического оборудования. – М.: Министерство регионального развития РФ – 2009.
- 6 ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В.Т. Федин.– М.: Выш. шк., 1988.–308с.
- 8 Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326. Об организации в министерстве энергетики российской федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.
- 9 Приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) №315-э/6 от 2 декабря 2008 г. Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической

энергии по единой национальной электрической сети, оказываемые ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

10 Правила устройства электроустановок.

11 РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М., 2001.

12 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

13 РД 34.03.122-93. Правила обеспечения защиты и охраны труда персонала при проведении работ под напряжением на ВЛ 110-1150 кВ.

14 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

15 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

16 СанПиН2971-84. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты.

17 СНиП II-12-77. Строительные нормы и правила. Защита от шума

18 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем

19 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.– 320с.

20 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.