

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Выбор высоковольтного электрооборудования вновь сооружаемой
ГТЭС «КНС-27»

Студент	<u>В.К. Котов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Руководитель	<u>Д.Л. Спиридонов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Консультанты	<u>О.А. Головач</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) _____
(личная подпись)
« _____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

В данной квалификационной работе «Проектирование электрической части ГТЭС для питания нефтеперерабатывающих предприятий» предстоит задача рассчитать электрическую часть электростанции, на которой в качестве топлива используется попутный нефтяной газ.

Данная электростанция предназначена для электроснабжения предприятий ПАО НК «Роснефть», занимающихся добычей и переработкой нефти, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Причинами для установки электростанции послужили:

- экологическая обстановка в районах нефтедобычи, связанная с сжиганием попутного нефтяного газа на факельных установках, так как возникают трудности с его переработкой и транспортировкой;

- нехватка электрической мощности в связи с быстрым темпом освоения новых месторождений, расположенных на большом расстоянии друг от друга и неблагоприятных климатических и географических условиях;

- повышение тарифов на электроэнергию.

Целью данной работы является:

1. определить оптимальное место расположения электростанции;
2. выбрать тип электростанции с возможностью работы на попутном нефтяном газе;
3. разработать варианты схем связи электростанции с существующей энергосистемой и по технико-экономическому расчету выбрать наиболее выгодную схему;
4. определить наиболее выгодный режим работы электростанции с энергосистемой и потребителями;
5. выбрать коммутационное и измерительное оборудование распределительных устройств и его тип;
6. выбрать средства защиты основного и вспомогательного оборудования

электростанции с расчётом уставок срабатывания.

Работа содержит в себе пояснительную записку объёмом 81 листов, включая 27 таблиц и 22 рисунка, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

ABSTRACT

The title of the graduation project is “Designing of electric part of GTES for feeding of oil refineries”.

The aim of the work is to develop electrical part of the power plant, which uses associated petroleum gas as a fuel.

The object of the graduation work is the electric substation.

The subject of the graduation work is calculation and selection of high-voltage equipment.

The work contains determination of the optimal location of the power plant. We look at the selection of the type of power plant with the ability to work on associated petroleum gas and develop options for communication schemes of the power plant with the existing power system and for technical and economic calculations. We analyze the selection of the most advantageous scheme; determine the most favorable operating mode of a power plant with a power system and consumers. We also study the selection of switching and measuring equipment of switchgears and their type and choice of means of protection of the main and auxiliary equipment of the power plant with the calculation of the settings.

Overall, the results suggest that enterprises involved in the extraction and processing of oil will receive high-quality electricity.

The diploma paper consists of 81 pages, 27 tables, 22 figures, the list of 25 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположение «Красноленинского месторождения»	10
2 Выбор места расположения электростанции	11
3 Выбор газовой силовой установки	12
4 Разработка структурной схемы электростанции	14
4.1 Основные данные для разработки электрической схемы РУ	14
4.1.1 Составляем графики загрузки ГТЭС и рассчитываем переток мощности через силовые трансформаторы связи	16
4.1.2 Выбор типа распределительного устройства 35/10 кВ	19
4.1.3 Выбор мощности и количество турбогенераторов.....	20
4.1.4 Выбор газотурбинной электростанции	21
4.2 Выбор структурной схемы ГТЭС	23
4.3 Расчёт перетока мощности через силовые трансформаторы	24
4.4 Выбор силовых трансформаторов связи.....	27
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем ГТЭС	29
6 Выбор сечения провода линий электропередач.....	33
6.1 Выбор сечения провода ВЛ-35 кВ.....	33
6.2 Выбор сечения провода КЛ-10 кВ.....	34
7 Расчёт токов короткого замыкания	35
8 Расчёт параметров коммутационного оборудования	46
8.1 Выбираем параметры выключателя в ГРУ-10,5 кВ.....	49
8.2 Выбираем номинальные данные выключателя в РУ-35 кВ.....	51
9 Расчёт мощности трансформаторов собственных нужд КТП-35/10 кВ.....	53
10 Выбор предохранителей для защиты трансформатора СН	56
11 Выбор токоведущей части КРУ 10/35 кВ	57
11.1 Выбор соединительного кабеля 10 кВ	57
11.2 Выбор сборных шины в КРУ-10/35 кВ.....	58

12 Выбор контрольно измерительных приборов	61
12.1 Выбор трансформаторов тока.....	62
12.2 Выбор трансформаторов напряжения.....	65
13 Расчёт релейной защиты	69
13.1 Расчёт релейной защиты генераторов.....	69
13.1.1 Расчёт дифференциальной защиты генератора	69
13.1.2 Расчет защиты от замыканий на землю в обмотке статора	70
13.1.3 Расчёт уставки защиты от внешних токов КЗ.....	71
13.1.4 Защита от симметричной перегрузки обмотки статора	71
13.2 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов.....	72
13.2.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ	72
13.2.2 Расчёт уставки токовая отсечка от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	74
13.2.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	76
13.2.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ	79

ВВЕДЕНИЕ

Наша страна – один из мировых лидеров по добыче нефти и газа. В Западно-Сибирском регионе в настоящее время добывается около 70% нефти и 92% природного газа нашей страны, а суммарные запасы нефти и газа составляют более четверти мировых запасов.

ПАО НК «Роснефть» – одна из крупнейших нефтяных компаний Российской Федерации. Предприятие осуществляет деятельность на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Предприятие ведет добычу нефти и газа на 50 месторождениях и 18 месторождений находятся в разработке.

Перед тем, как приступить к транспортированию добытой нефти по магистральным нефтепроводам, она должна соответствовать определённым качествам – качествам товарной нефти.

Одним из процессов по подготовки нефти является её дегазация – отделение попутного нефтяного газа (ПНГ) от нефтесодержащей жидкости. В зависимости от места расположения месторождения с 1 тонны нефти отделяют от 30 до 700 м³ ПНГ. После отделения ПНГ от сырой нефти, газ содержит в своём составе массу других углеводородов, таких как: пропан, бутан, этан, и др. Газ в данном виде сложно транспортировать и трудно использовать без дополнительной очистки.

Из-за сложности технологического процесса переработки и транспортировки ПНГ, нефтедобывающим предприятиям дешевле было просто сжечь этот побочный продукт на факельных установках. При сжигании ПНГ выделяется газ – метан, являющийся парниковым газом, который неблагоприятно влияет на экологическую обстановку в нефтедобывающих регионах. В связи с этим на нефтеперерабатывающие предприятия государство наложила штрафные санкции.

В России за счёт сжигания ПНГ потери в экономике составляют около 600 миллиардов рублей в год. Министерство природных ресурсов и экологии,

совместно с Министерством промышленности и энергетики РФ, обязали крупные нефтяные компании с 2001 по 2015 год повысить полезную утилизацию ПНГ до 95 % [1]. Так же борясь за экологическую безопасность, в начале 2013 года, правительство РФ повысило плату за нерациональное использование ПНГ. И по этой причине для нефтеперерабатывающих предприятий, находящихся в районах крайнего севера, возникло две проблемы – энергообеспечение и утилизация ПНГ.

Самым оптимальным и эффективным способом утилизации ПНГ является, использование его в качестве топлива для электростанций.

В августе 2011 года, в офисе компании ПАО «НК «Роснефть», состоялось совещание, на котором рассматривалась возможность строительства собственных объектов генерации электроэнергии, работающих на ПНГ.

Так, как данная компания электроэнергию для обеспечения собственных нужд закупает из внешней сети, устанавливая электростанции непосредственно на своих нефтеперерабатывающих объектах, решают таким образом, обе проблемы:

1. снижают или полностью исключают потребление электроэнергии из внешней сети.

2. за счет того, что в камерах сгорания силовой установки газ полностью окисляется и объемы выбросов углеводородов в атмосферу, в том числе и метан, значительно сокращаются, по сравнению с факельным сжиганием.

В числе прочих была рассмотрена возможность строительства таких объектов на Красноленинском месторождении Ханты-Мансийского автономного округа.

Предложенные на совещании проекты были одобрены, и вскоре началась их поэтапная реализация.

Цель данной работы является – обеспечить электроснабжением нефтеперерабатывающее предприятие ПАО «НК «Роснефть» на «Красноленинском месторождении», от электростанции, работающей на ПНГ.

Для этого необходимо:

1. выбрать оптимальное место расположения электростанции;
2. выбрать установку для выработки электроэнергии, использующую в качестве топлива попутный нефтяной газ;
3. составить вариант структурной схемы электростанции и её связь с энергосистемой;
4. рассчитать и составить графики нагрузок нефтеперерабатывающих предприятий компании ПАО «НК «Роснефть»;
5. рассчитать переток мощности через силовые трансформаторы связи в различных режимах;
6. выбрать силовые трансформаторы;
7. рассчитать токи короткого замыкания;
8. выбрать коммутационное и измерительное оборудование станции;
9. выбрать релейную защиту с расчётом уставок.

1 Геологическая и климатическая характеристика местности расположение «Красноленинского месторождения»

«Красноленинское месторождение» расположено в районе с суровыми климатическими условиями: где максимальная температура в зимний период опускается до $(-50) ^\circ\text{C}$, а в летнее время поднимается до $(+34) ^\circ\text{C}$. Снежный покров достигает 1,7 метров, земля промерзает на глубину более 2 м.

Климатические особенности района расположения «Красноленинского месторождения» указаны в таблице 1.1 [2].

Таблица 1.1 – Расчётные климатические и геологические условия района

Наименование	Значение
$T_{\text{макс}}$ воздуха $^\circ\text{C}$	(+34)
$T_{\text{мин}}$ воздуха $^\circ\text{C}$	(-50)
$T_{\text{ср}}$ воздуха $^\circ\text{C}$	(-2,3)
Относительная влажность воздуха %	80,0
Продолжительность зимнего периода, N_z , суток	200
Продолжительность летнего периода, N_l , суток	165
Степень загрязнения изоляции оборудования	I
Район по гололеду	III (20 мм)
Район по ветру	III (650 Па)
Средняя скорость ветра, м/с	3,0
Район по пляске проводов	II
Район по грозовой деятельности, час	от 10 до 20
Грунт	Песчаный

2 Выбор места расположения электростанции

Так как основным топливом для электростанции является ПНГ, а станция предназначена для обеспечения электроэнергией объектов нефтедобычи, то выгодней всего проектировать месторасположение электростанции в непосредственной близости к месту переработки нефти и газа.

Наиболее подходящим местом для размещения ГТЭС подошла площадка расположенная близ кустовой насосной станции № 27 (КНС-27). На КНС-27 происходит отделение газа от нефти, с последующим сжиганием его на факельной установке.

Место расположения выбрано с учётом того, что кустовая насосная станция до реализации проекта питалась от ПС-110/35/10,5 кВ «КНС-27», принадлежащая МРСК ПАО «Тюменьэнерго». ПАО НК «Роснефть» не планирует строительство новых линий электропередач так, как это потребует дополнительных финансовых вложений, а пропускная способность имеющихся линий позволит их использовать, то через данную ПС появится возможность по существующей сети 110/35/10,5кВ, передавать электроэнергию потребителям, расположенным на «Красноленинском месторождении».

Имея возможность подключения к сети «Красноленинского РЭС», у потребителей ГТЭС появится надёжный резервный источник электроэнергии, который сможет «подхватить» нагрузку при падении напряжения ниже минимально допустимого уровня, и подпитать в часы максимальной нагрузки, во время пусконаладочных операциях. Так же избыток электрической мощности будет возможность продавать данной сетевой компании.

3 Выбор газовой силовой установки

На КНС-27 в среднем на факельных установках сжигается $5700 \text{ м}^3/\text{ч}$.

На электростанции планируется применять ПНГ с собственных месторождений, с рабочим давлением на входе в газовую силовую установку $P_{\min} = 4 \text{ МПа}$, а $P_{\max} = 4,5 \text{ МПа}$ и температурой $10 - 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Очистку и подготовку газа планируется производить на установках подготовки газа, которые будут расположены непосредственно на КНС-27. В ПНГ, который планируется использовать в силовых установках, содержится незначительное количество капельной жидкости, и в дальнейшем нет необходимости в его осушении [10].

Выбираем газовую силовую установку, способную бесперебойно работать на ПНГ в суровом климате Западной Сибири, из двух типов – газотурбинная установка (ГТУ) и газопоршневая установка (ГПУ). При выборе руководствуемся следующими фактами [14]:

1. ГТЭС способна безаварийно работать в широком диапазоне мощностей, от холостого хода до полной загрузки, недостатком является падение КПД при минимальной загрузке газотурбинного агрегата [22].

Холостой ход ГПЭС ограничен временем и должен быть как можно коротким. ГПЭС может работать с частичной загрузкой газопоршневого двигателя, но не менее 40%, а уровень эмиссии (полное сгорание газа) соблюдается только при нагрузке больше 50%. [23]

2. Преимущество ГТУ перед ГПУ в том, что параметры электрической мощности ГТУ согласно стандартам ISO, измеряются при температуре $(+15)^\circ\text{C}$, и при понижении температуры воздуха мощность ГТУ увеличивается в среднем на 10 % [22]. Если заявленная мощность заводом изготовителем ГТЭС равна 6 МВт, то с учетом среднегодовой температуры в Тюменской области $(-2,3)^\circ\text{C}$ фактическая мощность будет равна 6,6 МВт. на 0,6 МВт больше оплаченной. Так же, на выходе ГТУ, газы имеют высокую температуру, что позволяет использовать паровую турбину, для максимального увеличения КПД

электроустановки (при одном и том же объеме выработанного газа КПД может достичь - 60%) [22].

3. В ГТУ отсутствует водяное охлаждение и поэтому не требуется дополнительного подогрева перед пуском (для запуска достаточно всего нескольких минут, что бы установку ввести в работы) [22]. У ГПУ используется моторное масло (600 - 800 литров на 1 МВт), которое требуется подогревать перед пуском не ниже (+7) °С, что увеличивает время запуска из состояния «холодного резерва», также отработанное масло требует дополнительных затрат на утилизацию [23].

Таблица 3.1 – Затрачиваемое время на обслуживание установок

Вид ремонта	ГПУ 1 мВт	ГТУ 1 мВт
ТО, час	500 - 1000	3 000 - 10 000
СР, час	ремонт головок цилиндров	через год работы замена фильтров
	8000 - 16000	нет
КР, час	20 000 - 40 000	25 000 - 35 000

Таблица 3.2 – Средние цены на 1 кВт электроустановки

Тип установки	Диапазон $S_{Г}$, мВт	КПД %	Затраты руб./1 кВт	Цена 1 кВт/ $S_{уст}$ руб.
ГТЭС	0,8 – 300	23 – 44	4.2	28000 - 66500
ГПЭС	0.003 – 15	25 – 40	101,5	42000 - 77000

Согласно данным фактам строительство ГТЭС в северных широтах работающей на выделенный район с разным типом нагрузки с экономической точки зрения имеет ряд преимуществ перед ГПЭС.

4 Разработка структурной схемы электростанции

4.1 Основные данные для разработки электрической схемы РУ

Основными потребителями станции являются нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия, являющиеся потребителями первой категории, для которых важна бесперебойность электроснабжения, с наличием резервного питания.

По месту расположения ГТЭС на генераторном напряжении – 10,5 кВ имеются потребители – компрессорно-насосная станции, являющиеся потребителями первой категории.

Удалённые объекты планируется питать напряжением 35 кВ, используя для этого уже имеющиеся ВЛ от ПС-110/35/10 КНС-27, схема ПС изображена на рисунке 4.1.

По режиму работы ПС-110/35/10 КНС-27 разрешается параллельная работа силовых трансформаторов по стороне 35 и 10,5 кВ, только на время перевода нагрузки [6].

Исходные данные энергосистемы и нагрузки указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Первичные данные для выполнения расчётов

Мощность электростанции	$P_{уст}$	24000	кВт
Напряжение электростанции	$U_{ном}$	10,5	кВ
Ток КЗ ЭС стороны 35 кВ	$S_{КЗ}$	12,5	кА
Мощность расходуемая на СН станции от $P_{уст}$	$P_{СН}$	6,5	%
Нагрузка на генераторном напряжении	$S_{расч\ 10,5}$	11700	кВА
Коэффициент нагрузки потребителей	$\cos\varphi$	0,8	
	$\tg\varphi$	0,75	
Связь с ЭС и схема ЭС	2×ВЛ-35 кВ		
Связь ГТЭС с потребителями	6×КЛ-10 кВ		

Так, как основная нагрузка является потребителем первой категории, проектируем РУ с двумя трансформаторами, для создания резерва [6].

Структурная схема ГТЭС зависит от соотношения между полной мощностью станции и минимума мощности на генераторном напряжении. Если

мощность распределяемая на генераторном напряжении составляет 50% и более полной мощности станции, то целесообразно рассматривать схему РУ на генераторном напряжении (ГРУ) [8].

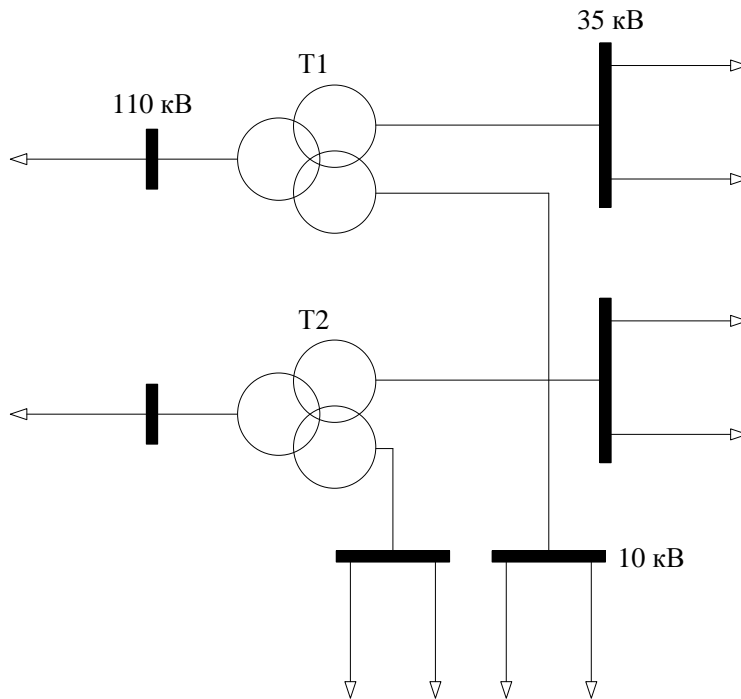


Рисунок 4.1 – Схема ПС-110/35/10 КНС-27

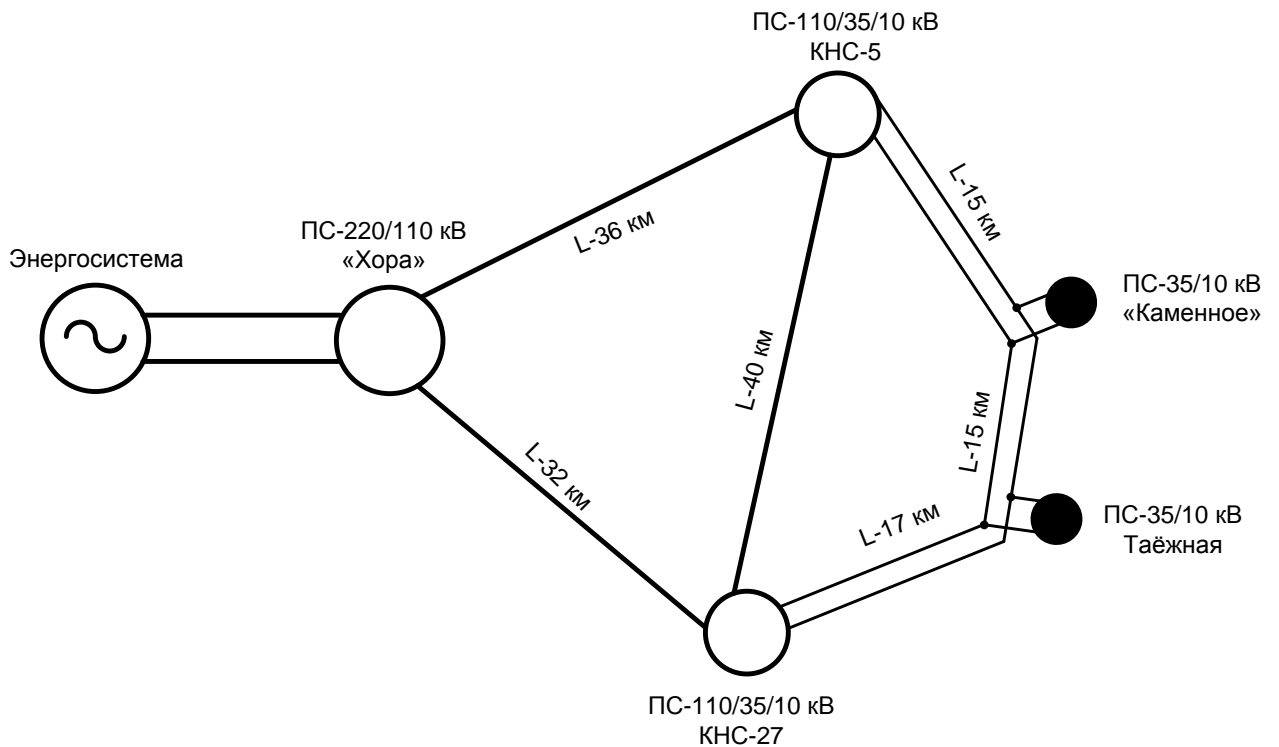


Рисунок 4.2 – Связь ПС КНС-27 с ЭС

Режим работы ГТЭС планируется постоянный, параллельно с ЭС.

4.1.1 Составляем графики загрузки ГТЭС и рассчитываем переток мощности через силовые трансформаторы связи

Так, как режим работы ГТЭС зависит от количества топлива, то график загрузки электростанции напрямую зависит от переработанной нефти на КНС-27 и соответствует графику работы этого предприятия.

Графики нагрузки КНС-27 указаны на рисунке 4.5; 4.6.

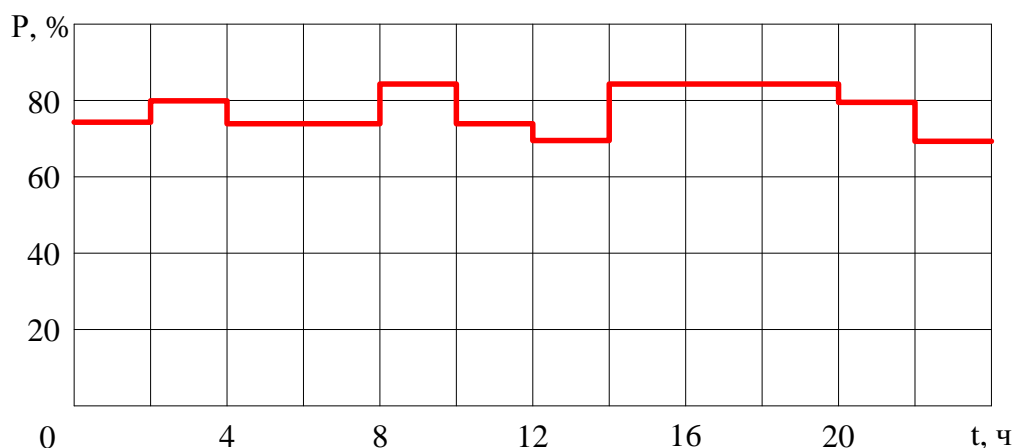


Рисунок 4.5 – Летний суточный график нагрузки КНС-27

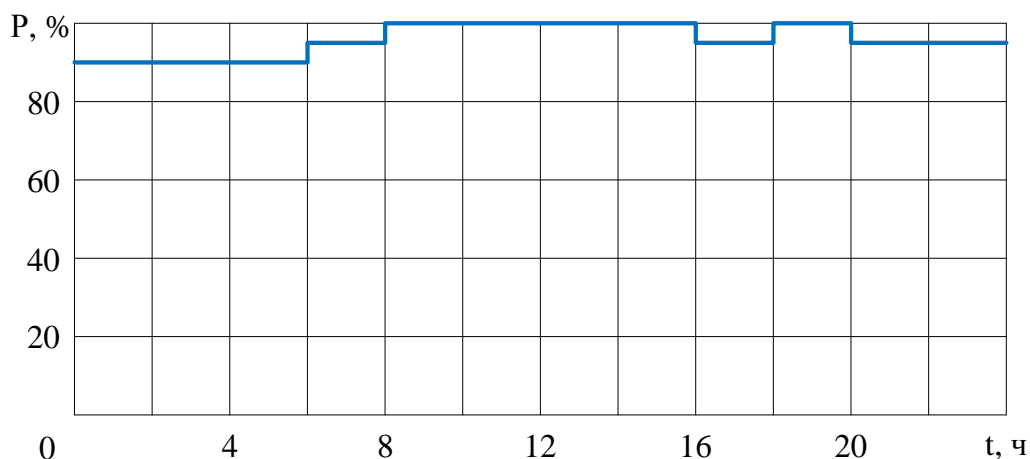


Рисунок 4.6 – Зимний суточный график нагрузки КНС-27

Пользуясь таблицей исходных данных (Таблица 4.1), графиками нагрузок в летний и зимний периоды (Рисунок 4.5, 4.6), рассчитываем активную, реактивную и полную мощность [9] по формулам 4.1 – 4.5, и полученные значения заносим в таблицу 4.2.

Определяем мощность ступеней, пользуясь выражением:

$$P_i = \frac{P_i\%}{100} \times P_{уст}, \quad (4.1)$$

где $P_i\%$ - определяем по графику (рис. 4.5, 4.6);

$P_{уст}$ – установленная мощность КНС-27 равная 11.7 мВт.

Определяем длительность периода по выражению:

$$T_i = t_i n, \quad (4.2)$$

где, t_i – время ступени, согласно графикам;

n – число суток, $n_{зим}$ – зимних, $n_{лет}$ – летних.

$$Q_{расч} = P_{расч} \times tg\phi, \quad (4.3)$$

$$S_{расч} = \frac{P_{расч}}{\cos\phi}, \quad (4.4)$$

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (4.5)$$

Таблица 4.2 – Расчётные данные нагрузок КНС-27

Часы суток	Летний период				Зимний период			
	$P_{ном}$ %	$P_{ном}$ МВт	$Q_{ном}$ МВар	$S_{ном}$ МВА	$P_{ном}$ %	$P_{ном}$ МВт	$Q_{ном}$ МВар	$S_{ном}$ МВА
1-2	75	8,78	6,58	10,97	90	10,53	7,90	13,16
3-4	80	9,36	7,02	11,70	90	10,53	7,90	13,16
5-6	75	8,78	6,58	10,97	90	10,53	7,90	13,16
7-8	75	8,78	6,58	10,97	95	11,12	8,34	13,89
9-10	85	9,95	7,46	12,43	100	11,70	8,78	14,63
11-12	75	8,78	6,58	10,97	100	11,70	8,78	14,63
13-14	70	8,19	6,14	10,24	100	11,70	8,78	14,63
15-16	85	9,95	7,46	12,43	100	11,70	8,78	14,63
17-18	85	9,95	7,46	12,43	95	11,12	8,34	13,89

Продолжение таблицы 4.2

19-20	85	9,95	7,46	12,43	100	11,70	8,78	14,63
21-22	80	9,36	7,02	11,70	95	11,12	8,34	13,89
23-24	70	8,19	6,14	10,24	95	11,12	8,34	13,89

Таблица 4.3 - Годовые данные нагрузки КНС-27

P, МВт	t, ч	n, сутки	T, ч
8,19	4	165	660
8,78	8	165	1320
9,36	4	165	660
9,95	8	165	1320
10,53	6	200	1200
11,12	8	200	1600
11,7	10	200	2000

На основании таблицы годовых данных нагрузки КНС-27 составляем годовой график продолжительности потребления мощности [9], рисунок 4.7.

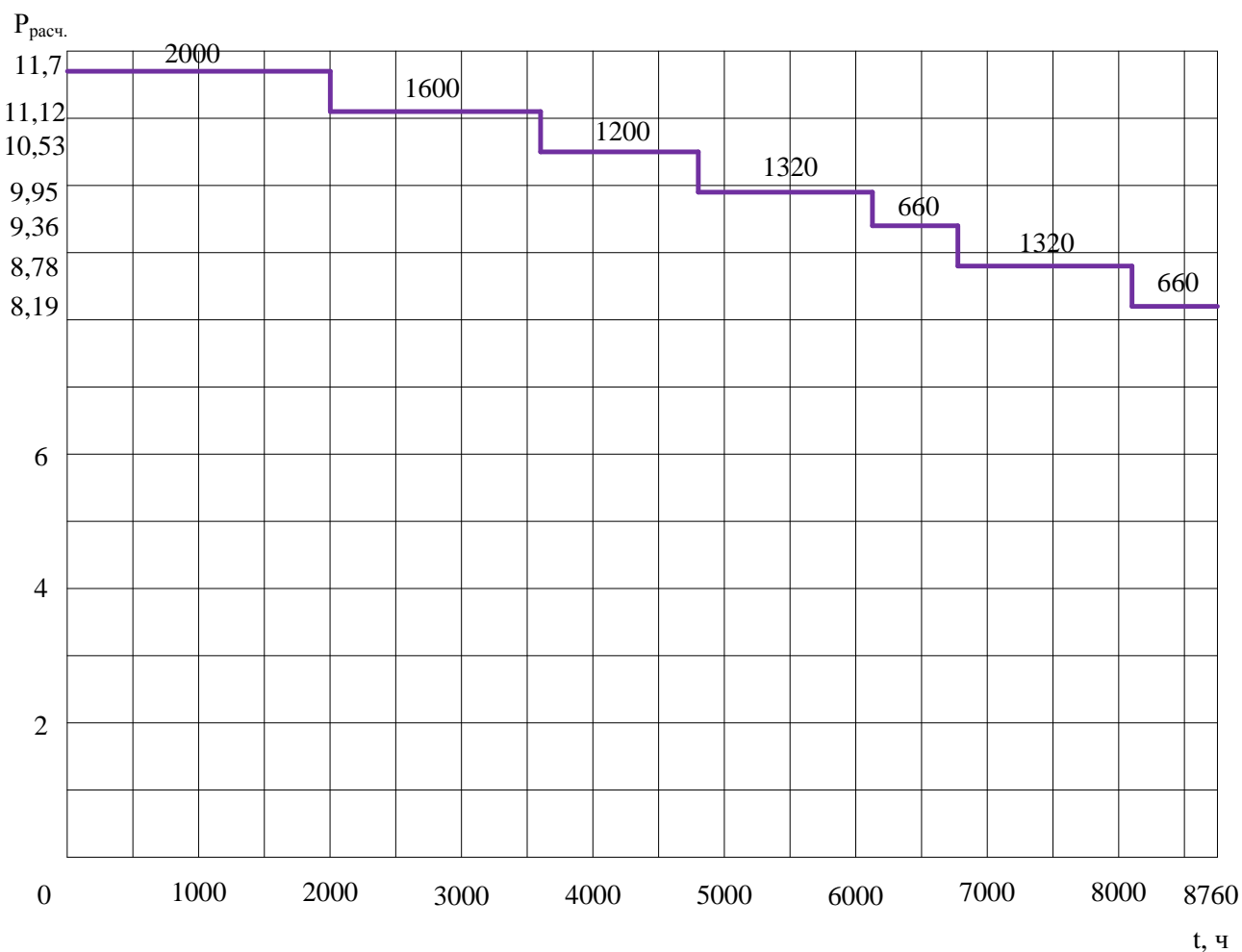


Рисунок 4.7 - Эквивалентный годовой график нагрузки КНС-27

4.1.2 Выбор типа распределительного устройства 35/10 кВ

Распределительное устройство планируется выполнить на базе КТП-35/10 закрытого типа, серии «Волга», российского производственного объединения «Элтехника» в городе Санкт-Петербург.

КРУ данного типа, предназначено для распределения электрической энергии, трехфазного переменного тока, с частотой 50 Гц, и широким диапазоном номинальных напряжений, включая 10, 35 кВ в сетях с изолированной или заземленной нейтралью, и так же с широким рабочим диапазоном токовой нагрузки, что не ограничивает конструкторских решений в части цены.

Экономическая эффективность КРУ перед другими видами РУ в том, что модульная конструкция обеспечивает быструю замену элемента схемы, что сокращает время на профилактическое обслуживание и ремонт в аварийных ситуациях [11].

КРУ «Волга» оснащено кассетными выкатными элементами, силовыми вакуумными выключателями и системой сборных шин с воздушной изоляцией [19].

Наличие выкатных элементов, как в схеме 10 кВ, так и в схеме 35 кВ, даёт возможность не устанавливать разъединители, что очень сильно удешевляет цену как самого РУ, так и его обслуживание.

Так же, не мало выгодным решением является применение РУ комплектного типа в том, что трансформаторы тока, напряжения со своими вторичными устройствами и цепями расположены непосредственно в ячейке коммутационного аппарата.

Преимущества вакуумных выключателей в схеме КРУ:

- а) высокий коммутационный и механический ресурс,
- б) большой межремонтный срок эксплуатации,
- в) небольшой объём обслуживания,
- г) отсутствие вредных выбросов,

е) высокая заводская готовность: выключатель поставляется на место установки укрупненным узлом, готовый к работе, в отрегулированном и испытанном состоянии.

4.1.3 Выбор мощности и количество турбогенераторов

При выборе мощности ГТЭС руководствуемся объёмом ПНГ [13] добываемого на «Красноленинском месторождении».

На КНС-27 в среднем подготовленного для использования в качестве топлива ПНГ – 7500 м³/ч ПНГ. Так как удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии составляет 0,3 кг на 1 кВт/ч, а средний вес ПНГ равен от 0,8 до 1,3 кг/м³, то на КНС-27 существует возможность установить ГТЭС суммарной мощностью 24 МВт.

Единичную мощность генераторов выбираем с учётом того, что газотурбинная установка работает с максимальным КПД и максимальной загрузкой, условия выбора должны зависеть от возможного режима работы электростанции на выделенный участок с минимальной нагрузкой [8], ориентируясь на данные указанные в таблице 4.2; 4.3.

Номинальные мощности выпускаемых турбогенераторов соответствуют ряду указанным в таблице 4.4 [18].

Таблица 4.4 – Ряд типовой мощности выпускаемых турбогенераторов

$S_{\text{НОМ}}$ МВт	2,5	4	6	12
$U_{\text{НОМ}}$ кВ	6,3/10,5	6,3/10,5	6,3/10,5	6,3/10,5
$\cos\varphi$	0,8	0,8	0,8	0,8

Согласно всем перечисленным требованиям и руководствуясь таблицей 4.4, выбираем для установки 4 турбогенератора с номинальной мощностью 6 МВт.

4.1.4 Выбор газотурбинной электростанции

Газотурбинная блочная электростанция ГТЭС "Урал-6000" разработана на базе газотурбинной установки ГТУ-4П, соответствует всем экологическим требованиям, обладает низким уровнем воздействия на окружающую среду [22]. Внешний вид и структурная схема работы ГТЭС показаны на рисунке – 4.8; 4.9.



Рисунок 4.8 – Внешний вид ГТЭС

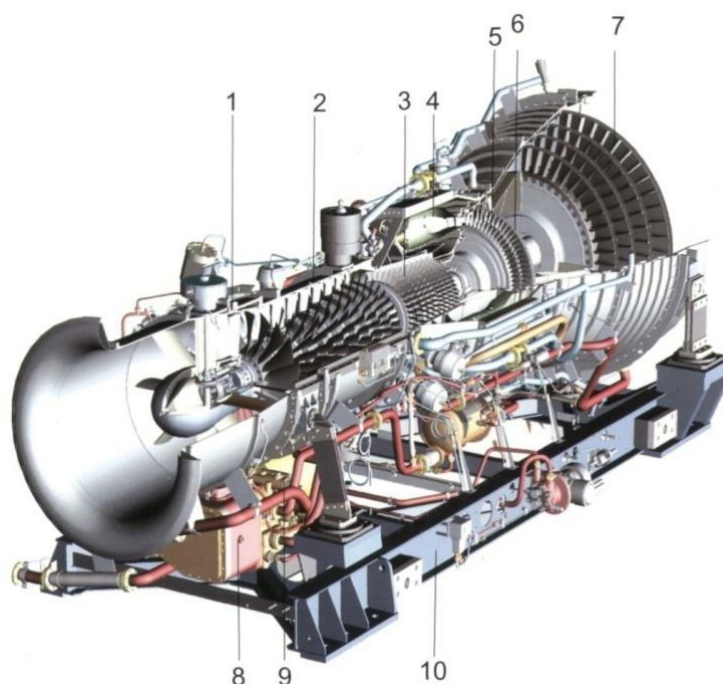


Рисунок 4.9 – Конструктивная схема газотурбинной силовой установки

1 – поворотный входной направляющий аппарат; 2 – компрессор низкого давления; 3 – компрессор высокого давления; 4 – камера сгорания; 5 – турбина высокого давления; 6 – турбина низкого давления; 7 – силовая турбина; 8 – коробка приводов; 9 – электростартер; 10 – рама.

ГТЭС "УРАЛ-6000" удовлетворяет всем современным требованиям, предъявляемым к установкам данного типа. ГТЭС имеет возможность при сбросе 100% нагрузки, автоматически выйти в режим "холостого хода", также сохранить нормальный режим работы при 50 % набросе нагрузки. Система автоматизации установки позволяет управлять электроустановкой дистанционно [22].

Преимущество данной ГТЭС перед другими производителями в том, что она выпускается в контейнерном исполнении, специально подготовленном для установки в северных широтах, и транспортируется к месту установки блоками. Имеет возможность размещения в помещениях, так и на подготовленных для установки открытых площадках: длиной – 17,0 м, шириной – 10,5 м, высотой – 11,0 м. ГТЭС. На место установки ГТЭС в высокой степени эксплуатационной готовности и имеет низкую стоимость обслуживания, так как всё оборудование производится в России.

Таблица 4.5 – Основные технические характеристики ГТЭС "Урал-6000"

$F_{\text{ном}}$	50±0,5 Гц
$U_{\text{ном}}$	10500 В
cosφ	0,8
Удельный расход топлива	0,3 кг/кВт/ч
Номинальная частота вращения: ротора силовой турбины ротора генератора	5520±11 об/мин 3000±6 об/мин
Ресурс ГТУ: до капремонта общетехнический	25000 ч. 100000 ч
Переходное отклонение напряжения при сбросе-набросе симметричной нагрузки 50% номинальной мощности и время восстановления	±10 %, 5 сек
Переходное отклонение частоты при сбросе-набросе симметричной нагрузки 50% номинальной мощности и время восстановления	±8%, 5 сек
Мощность электропитания СН ГТЭС при работе с нагрузкой	37,5 кВт
Допустимые параметры окружающего воздуха	(-60) – (+45)°С
Габариты турбоблока, L×B×H	12x3,2x2,8 м

4.2 Выбор структурной схемы ГТЭС

Выбираем структурную схему ГТЭС согласно требованиям ПУЭ [2], схема выбирается в зависимости от соотношения суммарной мощности вырабатываемой генераторами и суммарной мощности нагрузки на генераторном напряжении. Если мощность нагрузки на генераторном напряжении не менее 50% суммарной мощности генераторов, то целесообразно соорудить РУ генераторного напряжения – ГРУ [13].

При выборе схемы присоединения ГТЭ к ЭС по стороне 10 кВ, через ПС КНС-27 не рассматриваем так, как согласно ПУЭ, максимальная мощность, передаваемая по линиям 10 кВ, составляет 5 МВт [2].

Рассматриваем два варианта структурных схем присоединения ГТЭС к ЭС, выполненные на рисунке 4.10; 4.11.

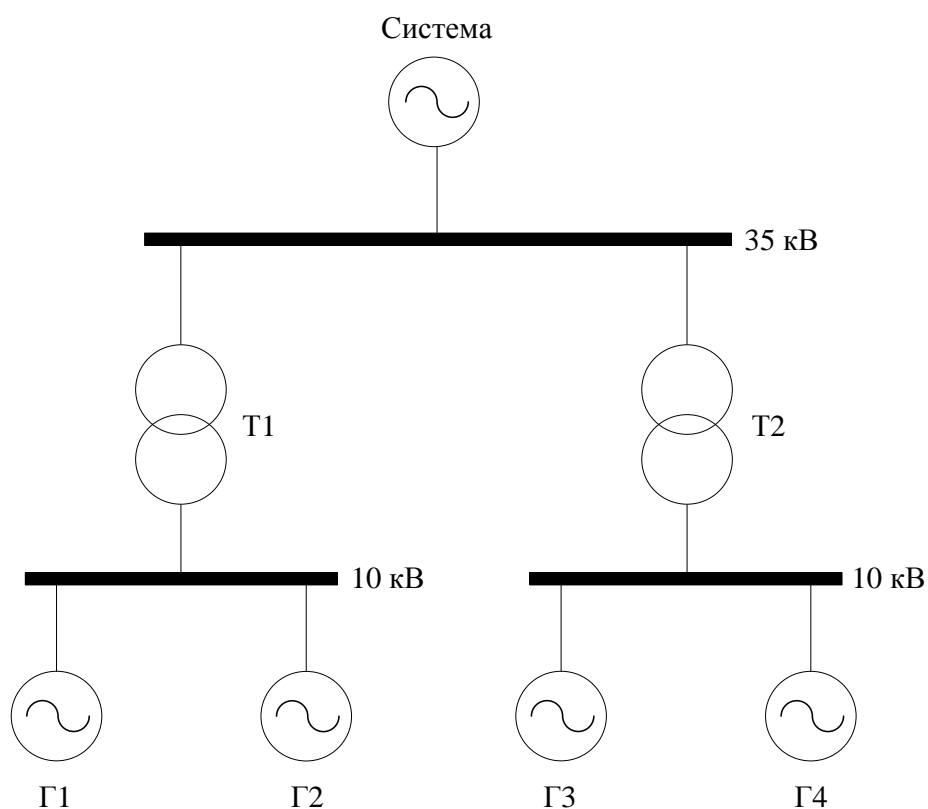


Рисунок 4.10 – Вариант схемы 1 без ГРУ

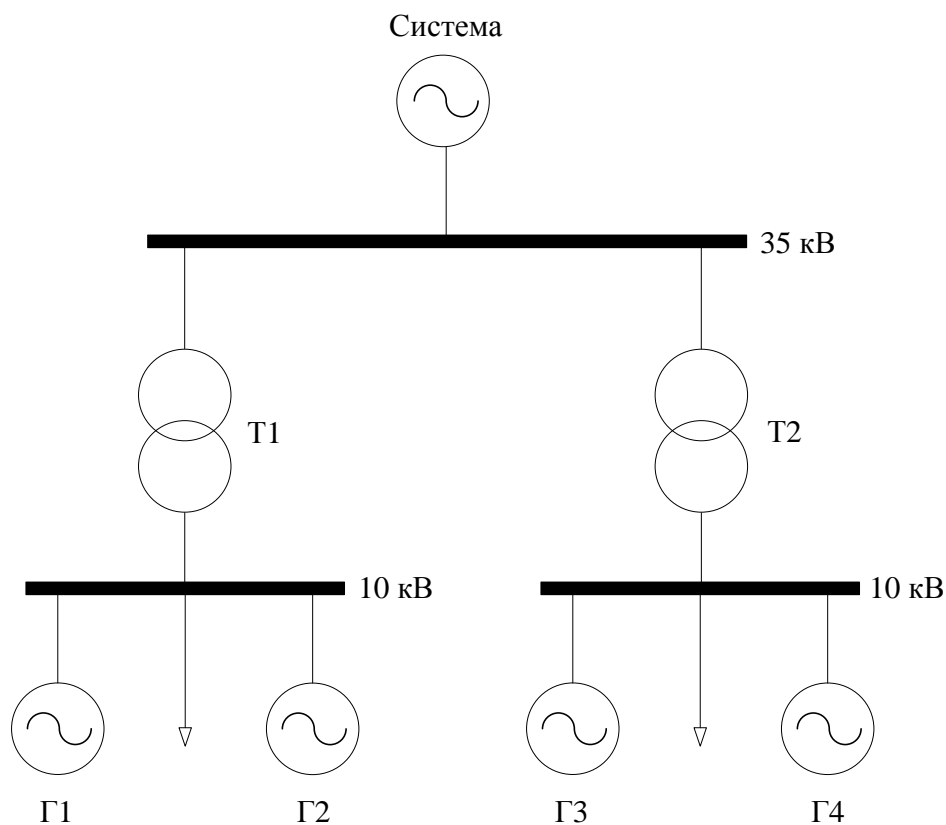


Рисунок 4.11 – Вариант схемы 2 с ГРУ

Энергия вырабатываемая генераторами поступает на шины ГРУ, а затем передаётся потребителям собственных нужд (СН) и потребителям расположенным на не большом расстоянии. Более удалённые потребители питаются на напряжении 35 кВ при помощи трансформаторов связи.

4.3 Расчёт перетока мощности через силовые трансформаторы

Рассчитываем переток мощности через силовые трансформаторы в сеть [6] 35кВ по формуле 4.6 – 4.8 и полученные значения заносим в таблицу 4.6.

Расчёты производим с учётом того, что в зимнее время года ГТЭС способна вырабатывать электроэнергии на 10 % больше.

$$P_{\text{Тр}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{СН}} - P_{\text{ГРУ}}}{2}, \quad (4.6)$$

$$P_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{СН}}\%}{100} \times P_{\text{ген}}, \quad (4.7)$$

$$S_{\text{Тр}} = \frac{P_{\text{Тр}}}{\cos\varphi}, \quad (4.8)$$

где $P_{\text{Тр}}$ – активная мощность перетока через силовой трансформатор,
 $P_{\text{ген}}$ – мощность вырабатываемая всеми четырьмя генераторами,
 $P_{\text{СН}}$ – мощность потребляемая на собственные нужды электростанции,
 $P_{\text{СН}\%}$ – мощность собственных нужд ГТЭС в %, равная 6,5 % от $P_{\text{ген}}$,
 $P_{\text{ГРУ}}$ – мощность потребляемая на шинах генераторного РУ,
 $S_{\text{Тр}}$ – полная мощность перетока через силовой трансформатор,

Таблица 4.6– Переток мощности через трансформаторы в сеть 35 кВ

Часы суток	Летний режим					Зимний режим				
	$P_{\text{ген}}$ МВт	$P_{\text{СН}}$ МВт	$P_{\text{ГРУ}}$ МВт	1 вар $P_{\text{Тр.}}$ МВт	2 вар $P_{\text{Тр.}}$ МВт	$P_{\text{ген}}$ МВт	$P_{\text{СН}}$ МВт	$P_{\text{ГРУ}}$ МВт	1 вар $P_{\text{Тр.}}$ МВт	2 вар $P_{\text{Тр.}}$ МВт
1-2	18,00	1,17	8,78	16,83	4,03	23,76	1,54	10,53	22,22	5,84
3-4	19,20	1,25	9,36	17,95	4,30	23,76	1,54	10,53	22,22	5,84
5-6	18,00	1,17	8,78	16,83	4,03	23,76	1,54	10,53	22,22	5,84
7-8	18,00	1,17	8,78	16,83	4,03	25,08	1,63	11,12	23,45	6,16
9-10	20,40	1,33	9,95	19,07	4,56	26,40	1,72	11,70	24,68	6,49
11-12	18,00	1,17	8,78	16,83	4,03	26,40	1,72	11,70	24,68	6,49
13-14	16,80	1,09	8,19	15,71	3,76	26,40	1,72	11,70	24,68	6,49
15-16	20,40	1,33	9,95	19,07	4,56	26,40	1,72	11,70	24,68	6,49
17-18	20,40	1,33	9,95	19,07	4,56	25,08	1,63	11,12	23,45	6,16
19-20	20,40	1,33	9,95	19,07	4,56	26,40	1,72	11,70	24,68	6,49
21-22	19,20	1,25	9,36	17,95	4,30	25,08	1,63	11,12	23,45	6,16
23-24	16,80	1,09	8,19	15,71	3,76	25,08	1,63	11,12	23,45	6,16

На основании таблице 4.6, составляем годовые графики перетока мощности через силовые трансформаторы, показанные на рисунке 4.12; 4.13.

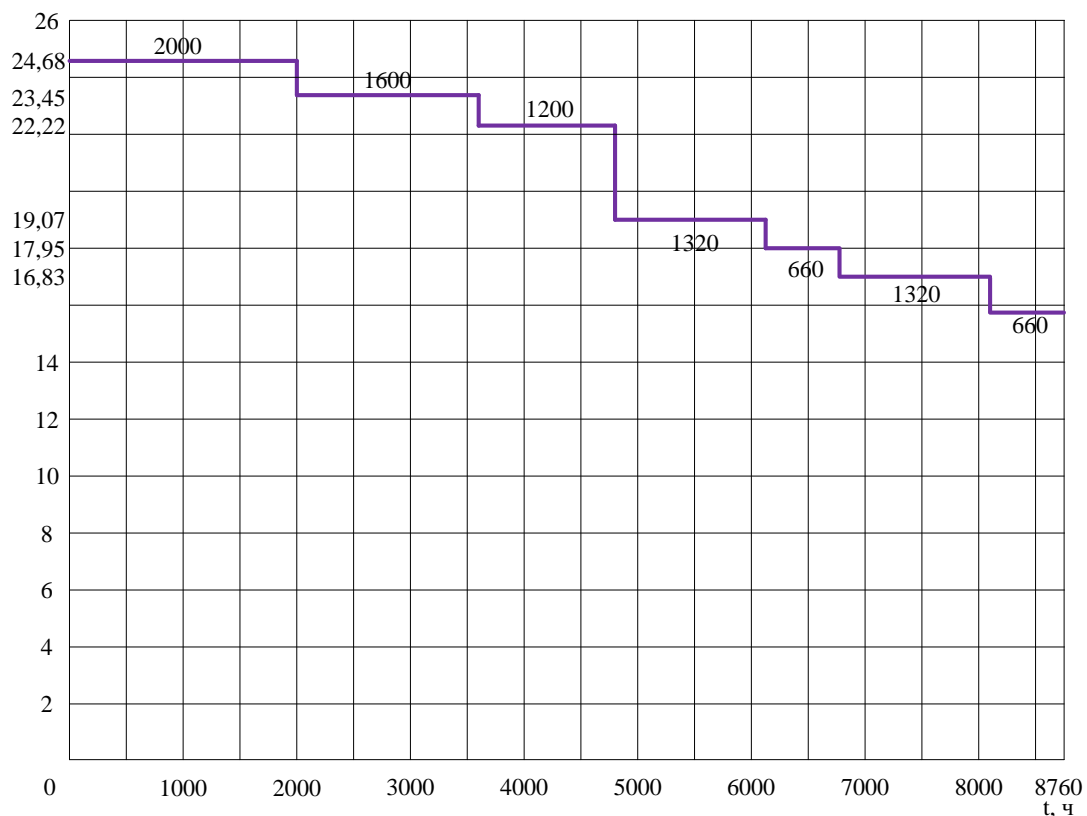


Рисунок 4.12 – Годовой график перетока мощности через силовые трансформаторы, вариант схемы 1

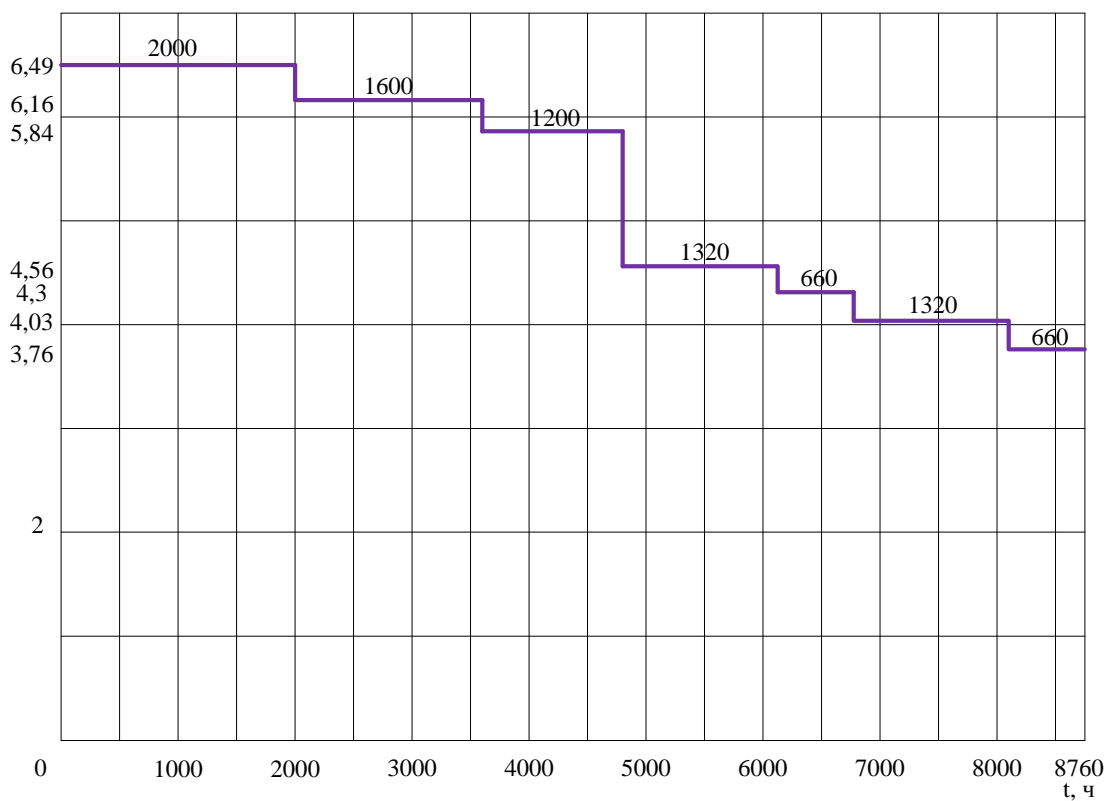


Рисунок 4.13 – Годовой график перетока мощности через силовые трансформаторы вариант схемы 2

4.4 Выбор силовых трансформаторов связи

Согласно требованиям ПУЭ – если при нарушении связи, между РУ низшего и среднего напряжения повлечёт к недоотпуску электроэнергии потребителям, предусматривают два трансформатора связи [2].

Выбираем мощность трансформаторов, по максимальному перетоку мощности между шинами 10кВ и шинами 35 кВ, который определяем по наиболее тяжёлому режиму [6], в нашем случае для 1-го варианта схемы все генераторы в работе, время года зима, один трансформатор в работе, второй в ремонте; для 2-го варианта схемы все генераторы аварийно отключились, максимальная нагрузка на шинах ГРУ, СН ГТЭС – максимальная нагрузка для запуска одного генератора.

Максимальной переток мощности через трансформатор для 1-го варианта схемы на шины 35 кВ является согласно таблице 4.6 $P_{\text{макс}}$ 24,68 МВт:

$$S_{\text{макс.ген}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\cos\varphi}, \quad (4.9)$$

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{ген}} - S_{\text{СН}}, \quad (4.10)$$

Выбор номинальной мощность одного трансформатора производим с учётом его нагрузочной способности с допустимой 40% перегрузкой, по формуле [6]:

$$S_{\text{Тр}} = \frac{S_{\text{макс}}}{k_3}, \quad (4.11)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальный переток мощности через трансформатор из сети 10 кВ в сеть 35 кВ;

k_3 – коэффициент загрузки, равный 1,4, для 40% перегрузки трансформатора.

$$S_{\text{макс.}} = \frac{24,65}{0,8} = 30,85 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{Тр}} = 30,85 \div 1,4 = 22 \text{ МВА}.$$

Максимальной нагрузкой для 2-го варианта схемы на шинах ГРУ является, согласно таблице 4.2, $S_{\text{макс}} = 14,63$ МВА и нагрузкой на СН одного генератора для запуска с $S_{\text{макс}} = 0,53$ МВА.

Выбор номинальной мощность одного трансформатора производим с учётом его нагрузочной способности с учётом 40% перегрузкой [6], по формуле:

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{номКНС-27}} + S_{\text{ном1генСН}},$$

$$S_{\text{макс}} = 14,63 + 0,53 = 15,16 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{Тр}} = 15,16 \div 1,4 = 11,4 \text{ МВА}.$$

Выбираем два силовых трансформатора связи для 1 варианта с номинальной мощностью 25 МВА, и для 2 варианта 16 МВА, марки ТДНС с номинальными данными указанными в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Номинальные данные трансформатора ТДНС-16000/35

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{к}}\%$	Цена тыс. руб
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{\text{кз}}$		
ТДНС-25000/35	25	36,75	10,5	25	115	10,5	62
ТДНС-16000/35	16	36,75	10,5	17	81	10	49

5 Технико-экономическое сравнение вариантов схем ГТЭС

Технико-экономическое сравнение выбранных вариантов структурных схем РУ ГТЭС производим на основе расчёта приведённых затрат на каждый вариант схемы выдачи мощности [13] по выражению 5.1, и экономически выгодный вариант определяем по минимальным затратам:

$$З = E_n \times K + И, \quad (5.1)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, для расчёта в электроэнергетике принимаем как 0,12;

K – единовременные капитальные затраты на сооружение РУ, т. р.;

$И$ – стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах, т. р.;

Капитальные затраты для выбранного варианта схемы вычисляем по укрупнённым показателям. При расчёте учитываем стоимость ячеек выключателей РУ, ячеек трансформаторов связи.

$$K = \sum_{i=1}^n C_{Тр.i} + \sum_{i=1}^m C_{яч.i}, \quad (5.2)$$

$C_{Тр.i}$ – заводская стоимость i -го трансформатора и его монтаж, т. р.;

$C_{яч.j}$ – стоимость i -й ячейки выключателя с монтажом, т. р.

$$И = \frac{P_a + P_o}{100} K + И_{пот.Тр} \quad (5.3)$$

$$P_a = a \times K$$

где P_a – амортизационные отчисления 1/год. принимаем $a = 6.4\%$;

$$P_o = o \times K$$

где P_o – издержки на обслуживание электроустановки до 35 кВ в течении 1/год. принимаем $O = 3\%$.

Согласно сборнику укрупненных показателей стоимости строительства ПС и линий электропередачи для нужд ПАО «холдинг МРСК Тюменьэнерго» от 2015 года, рассчитываем стоимость капиталовложений на строительство и обслуживание РУ двух вариантов схем по ценам указанных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Средняя стоимость силового оборудования на напряжение 10 – 35 кВ

оборудование	тыс. р.
Силовой трансформатор 16 МВА	3270
Силовой трансформатор 25 МВА	4417
Ячейка выключателя 10 кВ	300
Ячейка выключателя 35 кВ	998
Токоограничивающий реактор	1130
Одноставочный тариф электроэнергии (руб./МВт×ч)	2,105

В стоимость ячейки выключателя входит: оборудование (60%); РЗ и А, кабели (22%); ошиновка, строительно-монтажные работы (18%).

Стоимость первого варианта РУ рассчитываем согласно выражению 5.2:

$$K = 2 \times 4417 + 7 \times 300 + 2 \times 998 = 12930 \text{ тыс. р.}$$

Рассчитываем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах для 1 варианта схемы:

$$I_{\text{пот}} = \beta \Delta W_{\text{Тр}\Sigma}, \quad (5.4)$$

где $\Delta W_{\text{Тр}\Sigma}$ - суммарные годовые потери активной энергии в силовом трансформаторе, МВт×ч/год;

β - стоимость 1 кВт·ч потерь энергии, тыс. руб./МВт×ч, равный 2,105.

Рассчитываем потери электроэнергии в силовых трансформаторах связи, используя графики нагрузок летнего и зимнего периода перетока мощности через трансформаторы.

Потери электроэнергии в трансформаторах состоят из суммы потерь в стали и в меди [9] и рассчитываем по формуле 5.5:

$$\Delta W_{\text{Тр}} = \Delta W_{\text{ст}} + \Delta W_{\text{нагр}}, \quad (5.5)$$

Считаем, что трансформаторы связи не отключаются в течение всего года, то потери в стали трансформаторов рассчитываем по формуле 5.6:

$$\Delta W_{\text{ст}} = n \times P_{\text{хх.ном}} \times t, \quad (5.6)$$

где n – число трансформаторов;

$P_{\text{хх.но}}$ – потери холостого хода, заданные в таблице 4.7

t – число часов в году (8760 ч)

Нагрузочные потери в обмотке трехфазных двухобмоточных трансформаторов рассчитываем согласно формуле 5.7:

$$\Delta W_{\text{нагр}} = \frac{1}{n} \times P_{\text{кз}} \times \frac{S_{\text{макс.нагр}}^2}{n \times S_{\text{ном.тр}}} \times t, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{макс.нагр}}$ – ступени нагрузки согласно годовому графику перетока мощности через силовые трансформаторы;

$S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность силовых трансформаторов;

t – время продолжительности работы силовых трансформаторов.

$$\Delta W_{\text{ст}} = 2 \times 25 \times 8760 = 43,8 \text{ МВт},$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{нагр}} &= \frac{1}{2} \times 0,115 \times \\ &\times \left(\frac{30,86^2}{25} \times 2000 + \frac{29,3^2}{25} \times 1600 + \frac{27,8^2}{25} \times 1200 + \right. \\ &+ \frac{23,84^2}{25} \times 1320 + \frac{22,44^2}{25} \times 660 + \frac{21,04^2}{25} \times 1320 + \\ &\left. + \frac{19,64^2}{25} \times 660 \right) = \\ &= 563,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} = 43,8 + 563,6 = 607,5 \text{ МВт} \times \text{ч.}$$

$$I_{\text{пот.Тр.}} = 2,105 \times 607,5 = 1278,8 \text{ т.р.},$$

$$З = 0,12 \times 12930 + 0,064 + 0,03 \times 12930 + 1278,8 = 4045 \text{ т.р.}$$

Рассчитываем стоимость схемы РУ для второго варианта:

$$K = 2 \times 3270 + 9 \times 300 + 2 \times 998 = 11236 \text{ т.р.}$$

$$\Delta W_{\text{ст}} = 2 \times 17 \times 8760 = 29,7 \text{ МВт},$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{нагр}} &= \frac{1}{2} \times 0,081 \times \\ &\times \left(\frac{8,1^2}{16} \times 2000 + \frac{7,7^2}{16} \times 1600 + \frac{7,3^2}{16} \times 1200 + \right. \\ &+ \frac{5,7^2}{16} \times 1320 + \frac{5,4^2}{16} \times 660 + \frac{5,03^2}{16} \times 1320 + \\ &\left. + \frac{4,7^2}{16} \times 660 \right) = 37,5 \text{ МВт} \times \text{ч}, \end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{Тр}} = 29,7 + 63,3 = 93 \text{ МВт} \times \text{ч.},$$

$$I_{\text{пот.Тр.}} = 2,105 \times 93 = 195,8 \text{ т.р.},$$

$$З = 0,12 \times 11236 + 0,064 + 0,03 \times 11236 + 195,8 = 2600 \text{ т.р.}$$

Согласно произведённым расчётам выбираем второй вариант схемы РУ для ГТЭС, так как данный вариант экономически выгоден.

6 Выбор сечения провода линий электропередач

6.1 Выбор сечения провода ВЛ-35 кВ

Рассчитываем максимальный ток по двухцепной ВЛ-35 кВ [2]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{макс.}}}{n \times \sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}, \quad (6.1)$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{n}{n-1} \times I_{\text{норм.раб}}, \quad (6.2)$$

где $I_{\text{норм}}$ – нормальный рабочий ток в линии;

$S_{\text{макс}}$ – максимальная мощность передаваемая по линии МВА,

$U_{\text{ном}}$ – номинальное рабочее напряжение ПС с высокой стороны, кВ;

$I_{\text{макс}}$ – максимальный рабочий ток линии, при аварийном или ремонтном режиме.

Рассчитываем сечения провода по экономической плотности тока [2]:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{макс.раб}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.2)$$

где $S_{\text{эк}}$ – сечение провода, мм²;

$j_{\text{эк}}$ – определяем согласно ПУЭ в зависимости от материала жил провода и числа часов использования максимума нагрузки $T_{\text{ма}}$ час, экономическая плотность тока для алюминиевого провода с использованием выше 3000 до 5000 часов равна 1,1, а для КЛ с алюминиевым проводом равна 1,4.

Для ВЛ-35 кВ экономическую площадь провода рассчитываем как:

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{30850}{2 \times \sqrt{3} \times 35} = 254 \text{ А,}$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{2}{2-1} \times 254 = 508 \text{ А},$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{254}{1,1} = 230 \text{ мм}^2,$$

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{14630}{2 \times \sqrt{3} \times 35} = 120 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{2}{2-1} \times 120,6 = 240 \text{ А},$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{120}{1,1} = 109,7 \text{ мм}^2.$$

6.2 Выбор сечения провода КЛ-10 кВ

Согласно проектируемой схеме РУ, $S_{\text{макс}}$ потребителей 14,63 МВА, и будет запитана шестью кабельными линиями, протяжённостью 2,2 км.

$S_{\text{эк}}$ для КЛ-10 кВ рассчитываем согласно выражению 6.1:

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{14630}{6 \times \sqrt{3} \times 10} = 211 \text{ А},$$

Для КЛ-10 кВ питания потребителей $I_{\text{норм}} = I_{\text{макс}}$

$$S_{\text{эк}} = \frac{211}{1,4} = 151 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ ближайшее сечение алюминиевого провода [2] указаны в таблице 6.1.

Таблиц 6.1 – Характеристики провода и кабеля линий электропередач

$U_{\text{ном}}$ кВ	$S_{\text{ном}}$ сечение провода, мм ²	$I_{\text{доп}}$ А	r_0 Ом/км при +20 ⁰ С	x_0 Ом/ км
35	120/19	390	0,24	0,4
10	185/3	310	0,16	0,075

7 Расчёт токов короткого замыкания

Для расчета токов короткого замыкания (КЗ) составляем расчетную схему энергосистемы и путём преобразования, приводим схему замещения, так чтобы каждый источник питания ЭДС, связанный с точкой КЗ, характеризовался одним результирующим сопротивлением [15].

При расчёте токов КЗ секционный выключатель на шинах 10 кВ ГРУ, для уменьшения токов КЗ, при работе двух трансформаторов связи, по режиму работы, принимаем нормалью отключен и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов.

Принимаем за базисное напряжение $U_6 = 35$ кВ и зададим базисную мощностью энергосистемы $S_6 = 1000$ МВА, ток КЗ по проекту, согласно таблице 4.1, на сборных шинах 35 кВПС-110/35/10 КНС-27 равен 12,5 кА.

При составлении схемы замещения все элементы заменяем на активные и реактивные сопротивления [15] и расчёт производим пользуясь схемой указанной на рисунке 7.1.

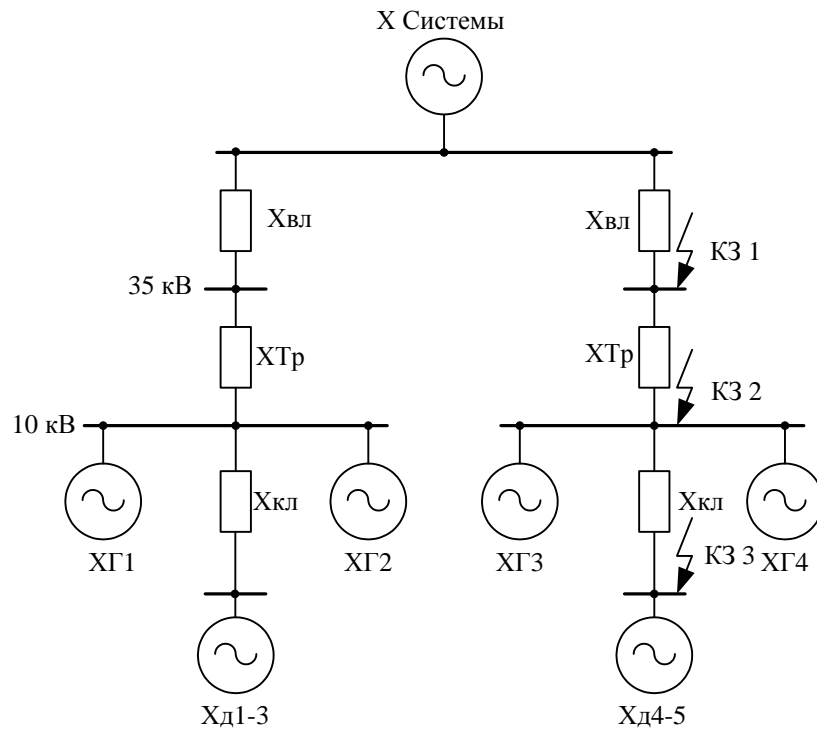


Рисунок 7.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Рассчитываем базисные токи I_6 – для каждой ступени напряжений по выражению 7.1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} \quad (7.1),$$

где I_6 – базисный ток,

S_6 – мощность базисная, равная 1000 МВА,

U_6 – базисное напряжение, равное 37 и 10,5 кВ.

$$I_{635} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15,6 \text{ кА},$$

$$I_{610} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА},$$

Рассчитываем сопротивление ЭС по выражению:

$$X_C = \frac{I_{635}}{I_{КЗС}} = \frac{15,6}{12,5} = 1,24 \text{ Ом},$$

Рассчитываем полное сопротивление ВЛ-35 кВ от ПС до силового трансформатора, длина которой составляет 1,7 км:

$$R_{ВЛ35} = r_0 \times l \times \frac{S_6}{U_{НОМ}^2} = 0,24 \times 1,7 \times \frac{1000}{37^2} = 0,3 \text{ Ом},$$

$$X_{ВЛ35} = x_0 \times l \times \frac{S_6}{U_{НОМ}^2} = 0,4 \times 1,7 \times \frac{1000}{37^2} = 0,5 \text{ Ом},$$

$$Z_{ВЛ35} = \sqrt{R_{ВЛ35}^2 + X_{ВЛ35}^2} = \sqrt{0,3^2 + 0,5^2} = 0,6 \text{ Ом},$$

где $R_{ВЛ}$, $X_{ВЛ}$ – активное и реактивное сопротивление ВЛ;

r_0 , x_0 – удельное активное и реактивное сопротивление линий электропередач указанные в таблице 6.1,

l – длина линии,

Z – полное сопротивление линии.

Рассчитываем сопротивление трансформатора связи марки ТДНС-16000/35 согласно данным указанные в таблице 4.7:

$$X_{Тр} = \frac{U_K \%}{100} \times \frac{S_6}{S_{ном.Тр}} = \frac{10}{100} \times \frac{1000}{16} = 6,25 \text{ Ом},$$

где: $X_{Тр}$ – сопротивление трансформатора;

$U_{К Тр} \%$ – напряжение КЗ силового трансформатора в %;

$S_{ном. Тр}$ – номинальная, полная мощность трансформатора;

Рассчитываем суммарное сопротивление 4-х генераторов:

$$X_{Ген} = x_d'' \times \frac{S_6}{S_{ном.Ген}} = 0,153 \times \frac{1000}{30} = 5,1 \text{ Ом},$$

где x_d'' – среднее значение сверхпереходного сопротивления для генераторов данного типа равное 0,153, для асинхронных двигателей – 0,20.

Рассчитываем полное сопротивление КЛ-10 кВ от ГРУ-10 кВ до РУ-10 кВ потребителя, длина которой, составляет 2,2 км:

$$R_{КЛ 10} = r_0 \times l \times \frac{S_6}{U_{ном}^2} = 0,16 \times 2,2 \times \frac{1000}{10,5^2} = 3,1 \text{ Ом},$$

$$X_{КЛ 10} = x_0 \times l \times \frac{S_6}{U_{ном}^2} = 0,075 \times 2,2 \times \frac{1000}{10,5^2} = 1,5 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{КЛ10}} = \sqrt{R_{\text{КЛ10}}^2 + X_{\text{КЛ10}}^2} = \sqrt{3,1^2 + 1,5^2} = 3,5 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление электродвигателей потребителя, мощностью 2 МВА в количестве 4-х штук:

$$X_{\text{Д}} = x_{\text{д}}'' \times \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном,Д}}} = 0,2 \times \frac{1000}{8} = 25 \text{ Ом},$$

Все полученные значения сопротивлений элементов схемы замещения заносим в таблицу – 7.1

Таблица 7.1 – Расчетные сопротивления элементов схемы замещения

Элемент схемы	Расчётные данные, Ом
$Z_{\text{С}}$	1,24
$Z_{\text{ВЛ35}}$	0,6
$Z_{\text{Тр}}$	6,25
$Z_{\text{Ген}}$	5,1
$Z_{\text{КЛ10}}$	3,5
$Z_{\text{Д1}}$	100

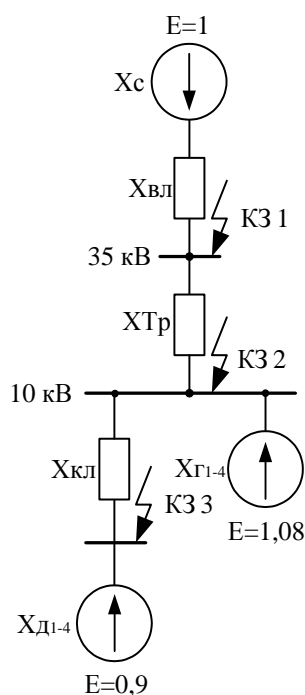


Рисунок 7.2 – Свёрнутая схема замещения для расчета токов КЗ

Рассчитываем периодическую составляющую тока 3-х фазного КЗ на шинах 35 кВ силового трансформатора [15], со стороны ЭС, пользуясь таблицей 7.1 и рисунком 7.2:

$$Z_{35} = Z_C + Z_{ВЛ35} = 1,24 + 0,6 = 1,9 \text{ Ом},$$

Ток КЗ в точке КЗ1 от ЭС рассчитываем как:

$$I_{п,(0)35} = \frac{I_{635}}{Z_{35}} = \frac{15,6}{1,9} = 8,2 \text{ кА},$$

Рассчитываем периодическую составляющую тока 3-х фазного КЗ на шинах 35 кВ силового трансформатора со стороны ГТЭС:

$$Z_{35} = Z_{Ген} + Z_{Тр} = 5,1 + 6,25 = 11,35 \text{ Ом},$$

В схеме замещения за электрическим сопротивлением источников питания, определяем из справочной литературы [18] электродвижущую силу (ЭДС) – которая для ЭС имеет значение 1, а для генераторов до 100 МВт – 1,08, для асинхронных электродвигателей 0,9.

$$I_{п,(0)35Ген} = \frac{E}{Z_{35}} \times I_{635} = \frac{1,08}{11,35} \times 15,6 = 1,56 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток подпитки КЗ от электродвигателей потребителя, принимая в расчетах электродвигатели, которые с местом КЗ имеют прямую электрическую связь [15]:

$$Z_{35} = Z_D + Z_{КЛ10} + Z_{Тр} = 25 + 3,5 + 6,25 = 34,75 \text{ Ом},$$

$$I_{п,(0)35Д} = \frac{E}{Z_{35}} \times I_{635} = \frac{0,9}{34,75} \times 15,6 = 0,4 \text{ кА},$$

Суммарный ток КЗ в точке КЗ1 при полной загрузке станции рассчитываем как сумму токов КЗ:

$$I_{п,(0)КЗ1} = I_{п,(0)35} + I_{п,(0)35Ген} + I_{п,(0)35Д} = 8,2 + 1,56 + 0,4 = 10,1 \text{ кА}.$$

Рассчитываем ток КЗ на шинах РУ генераторного напряжения, в точке КЗ 2 со стороны ЭС:

$$Z_{10} = Z_C + Z_{ВЛ35} + Z_{Тр} = 1,3 + 0,6 + 6,25 = 8,15 \text{ Ом},$$

$$I_{п,(0)10} = \frac{I_{610}}{Z_{10}} = \frac{55}{8,15} = 6,74 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток КЗ на шинах РУ генераторного напряжения, в точке КЗ 2 со стороны ГТЭС:

$$I_{п,(0)10Ген} = \frac{E}{Z_{35}} \times I_{610} = \frac{1,08}{5,1} \times 55 = 11,6 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток подпитки КЗ на шинах РУ генераторного напряжения, в точке КЗ 2 со стороны потребителя:

$$Z_{10} = Z_D + Z_{КЛ10} = 25 + 3,5 = 28,5 \text{ Ом},$$

$$I_{п,(0)10Д} = \frac{E}{Z_{10}} \times I_{655} = \frac{0,9}{28,5} \times 55 = 1,73 \text{ кА},$$

Суммарный ток КЗ в точке КЗ 2 при полной загрузке станции рассчитываем как сумму токов КЗ:

$$I_{п,(0)К2} = I_{п,(0)10} + I_{п,(0)10Ген} + I_{п,(0)10Д} = 6,74 + 11,6 + 1,73 = 20,07 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток КЗ на шинах РУ-10 кВ потребителя, в точке КЗ 3, со стороны ЭС:

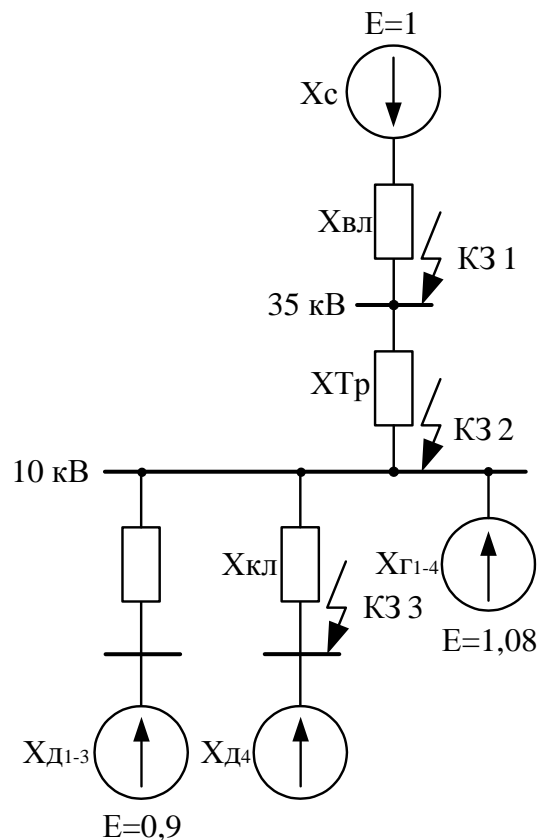


Рисунок 7.3 – Свёрнутая схема замещения для расчёта тока КЗ в точке КЗ 3

$$Z_{10} = Z_C + Z_{ВЛ35} + Z_{Тр} + Z_{КЛ10} = 1,3 + 0,6 + 6,25 + 3,5 = 11,65 \text{ Ом},$$

$$I_{п,(0)10} = \frac{I_{610}}{Z_{10}} = \frac{55}{11,65} = 4,72 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток КЗ на шинах РУ-10 кВ потребителя, в точке КЗ 3 со стороны ГТЭС:

$$Z_{10} = Z_{Ген} + Z_{КЛ10} = 5,1 + 3,5 = 8,6 \text{ Ом},$$

$$I_{п,(0)10Ген} = \frac{I_{610}}{Z_{10}} = \frac{55}{8,6} = 6,39 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток подпитки КЗ на шинах РУ-10 кВ потребителя, в точке КЗ 3 со стороны 3-х асинхронных электродвигателей:

$$X_{д} = x_{д}'' \times \frac{S_{6}}{S_{ном,д}} + Z_{кЛ10} = 0,2 \times \frac{1000}{2} + 3,5 + 3,5 = 107 \text{ Ом},$$

$$I_{п,(0)10Д} = \frac{E}{Z_{10}} \times I_{635} \times 3 = \frac{0,9}{107} \times 55 \times 3 = 1,38 \text{ кА},$$

Суммарный ток КЗ в точке КЗ 3 рассчитываем:

$$I_{п,(0)КЗ} = I_{п,(0)10} + I_{п,(0)10Ген} + I_{п,(0)10Д} = 4,72 + 6,39 + 1,38 = 12,49 \text{ кА},$$

Все полученные значения токов КЗ заносим в таблицу 8.2.

Рассчитываем ударный ток КЗ по формуле:

$$i_{уд} = \bar{2} \times I_{п(0)} \times k_{уд}, \quad (7.2)$$

где $I_{п(0)}$ – начальное значение периодической составляющей тока к.з.;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент определён для каждого места и источника в отдельности из справочной литературы.

Ударный ток КЗ в точке КЗ 1 от ЭС рассчитываем согласно выражению 7.2 [15]:

$$i_{удКЗ 1 ЭС} = \bar{2} \times 8,2 \times 1,6 = 18,5 \text{ кА},$$

Все расчёты ударного тока КЗ в точках КЗ 1 – КЗ 3 рассчитываем аналогичным образом и полученные значения заносим в таблицу 7.2.

Апериодическую составляющую токов КЗ рассчитываем по формуле:

$$i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \times I_{п0} \times e^{-\tau/T_{\alpha}}, \quad (7.3)$$

где T_{α} – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ,

τ – расчетное время равное $t_{з.мин} + t_{с.в.}$,

где $t_{з.мин} = 0,01$ с – минимальное время срабатывания релейной защиты,

$t_{с.в.}$ – время отключения выключателя.

Рассчитываем ток апериодической составляющей тока КЗ в точке КЗ 1 от ЭС [15]:

$$\tau = 0,01 + 0,065 = 0,075,$$

$$i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \times 8,2 \times e^{-0,075/0,05} = 2,58 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток апериодической составляющей тока КЗ в точке КЗ 1 от ГТЭС:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04,$$

$$i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \times 1,56 \times e^{-0,04/0,04} = 0,81 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток апериодической составляющей тока КЗ в точке КЗ 1 от асинхронных электродвигателей:

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04,$$

$$i_{\alpha,\tau} = \bar{2} \times 0,4 \times e^{-0,04/0,04} = 0,2 \text{ кА},$$

Для остальных точек КЗ ток апериодической составляющей рассчитываем аналогичным методом и все полученные значения заносим в таблицу 8.2.

Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ в момент отключения выключателя пользуясь типовыми кривыми для определения затухания периодической составляющей тока КЗ [15] (указанные в справочной литературе), которые зависят от отношения $I_{п(0)}/I_{ном}$.

Рассчитываем ток периодической составляющей в момент времени отключения выключателя, где $\tau = 0,075$ в точке КЗ 1 от ЭС:

Данное место КЗ 1 для ЭС является удалённым поэтому для любого момента времени можно считать равным $I_{п(0)}$.

Рассчитываем ток периодической составляющей в момент времени отключения выключателя, где $\tau = 0,04$ в точке КЗ 1 от ГТЭС:

$$I_{ном.Ген35} = \frac{S_{ном.Ген}}{3 \times U_{ср.}}, \quad (7.4)$$

Отношение начального значения тока $I_{п(0)}$ к $I_{ном}$ рассчитываем как:

$$\frac{I_{п 0 ген}}{I_{ном.Ген}} = \frac{1,56}{0,254} = 6,1,$$

По расчётным кривым в справочной литературе [15] определяем, что:

$$I_{п,\tau} = 0,85 \times I_{п 0 ген} = 0,85 \times 1,56 = 1,32 \text{ кА},$$

Остальные токи периодической составляющей рассчитываю аналогичным образом и полученные результаты заносим в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Расчётные значения токов КЗ

Точка КЗ	$U_{\text{ср.кз}}$, кВ	Источник	$I_{\text{п.}(0)}$, кА	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{у}}$, кА	$I_{\text{п.т}}$, кА	$I_{\text{а.т}}$, кА
КЗ 1	37	ЭС	8,2	1,6	18,5	8,2	2,6
		Σ ГТЭС	1,56	1,85	3,7	1,32	0,8
		Асинхронные ЭД	0,4	1,3	0,9	0,3	0,2
	Суммарное значение		10,1	4,75	23,1	9,82	3,6
	$\tau = t_{3.\text{min}} + t_{\text{с.в.}} = 0,075$ сек.						
КЗ 2	10,5	ЭС	6,74	1,7	15,2	6,74	3,5
		Σ ГТЭС	11,6	1,9	27,9	9,28	6
		Асинхронные ЭД	1,73	1,7	4,1	1,2	0,9
	Суммарное значение		20,07	5,3	47,3	17,22	10,4
	$\tau = t_{3.\text{min}} + t_{\text{с.в.}} = 0,04$ сек.						
КЗ 3	10,5	ЭС	4,72	1,36	10,7	4,72	2,4
		Σ ГТЭС	6,39	1,7	15,4	5,1	3,3
		Асинхронные ЭД	1,38	1,7	3,3	0,96	0,7
	Суммарное значение		12,49	4,76	29,3	10,78	6,4
	$\tau = t_{3.\text{min}} + t_{\text{с.в.}} = 0,04$ сек.						

8 Расчёт параметров коммутационного оборудования



Рисунок 8.1 – Внешний вид ячеек вакуумных выключателей VF12«Элтехника» и VF37«Элтехника»

Таблица 8.1 – Техническая характеристика выключателей серии «Волга» Элтехника

Наименование параметра	ВН	СН	
Номинальное напряжение, кВ	35	10	
Максимально рабочее напряжение, кВ	37	12	
Номинальный ток, А	630	630	2000
Номинальный ток отключения, кА	20	31	40
Сквозной ток короткого замыкания, наибольший пик, кА	51	85	100
Время отключения полное, сек, не более.	0,065	0,03	0,03
Время протекания термической стойкости, сек.	3	3	3

Параметры выключателей выбираем по следующим параметрам [11]:
по рабочему напряжению электроустановки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (8.1)$$

по длительному току:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (8.2)$$

по отключающей способности периодического тока отключения к моменту времени (τ), размыкания дугогасительных контактов;

$$I_{п.т} \leq I_{откл.ном} \quad (8.3)$$

по отключающей способности аperiodического тока отключения к моменту времени (τ), размыкания дугогасительных контактов;

$$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,ном} = \bar{2}\beta_{ном} I_{откл.ном} \quad (8.4)$$

Если по условию отключения аperiodического тока выключатель не подходит, то согласно ГОСТ допускается проверка выключателя по полному току:

$$\bar{2}I_{п.т} + i_{\alpha,\tau} \leq \bar{2}I_{откл.ном} (1 + \beta_{ном}) \quad (8.5)$$

где $i_{\alpha,ном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе КЗ для времени τ ;

$\beta_{ном}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, в %, для выключателей с $\tau = 0,04$ сек составляет = 0,4; для $\tau = 0,075$ сек составляет 0,2, определяем по нормированной кривой аperiodической составляющей указанной в справочной литературе;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения контактов.

По включающей способности проверку производим по условию:

$$I_{уд} \leq I_{вкл} \quad (8.6)$$

$$I_{п(0)} \leq I_{вкл} \quad (8.7)$$

На электродинамическую стойкость КА проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (8.8)$$

$$I_{п(0)} \leq I_{дин}, \quad (8.9)$$

где $i_{дин}$ – наибольший ток электродинамической устойчивости,
 $I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую устойчивость КА проверяем по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (8.10)$$

где W_K – тепловой импульс тока к.з. по расчету;

$$W_K = I_{п0}^2 \times t_{откл} + T_{\alpha}, \quad (9.11)$$

$I_{тер}$ – ток термической стойкости;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости.

Для удобства расчетов схему РУ-35/10 кВ разделим на расчетные зоны указанные на рисунке 8.1.

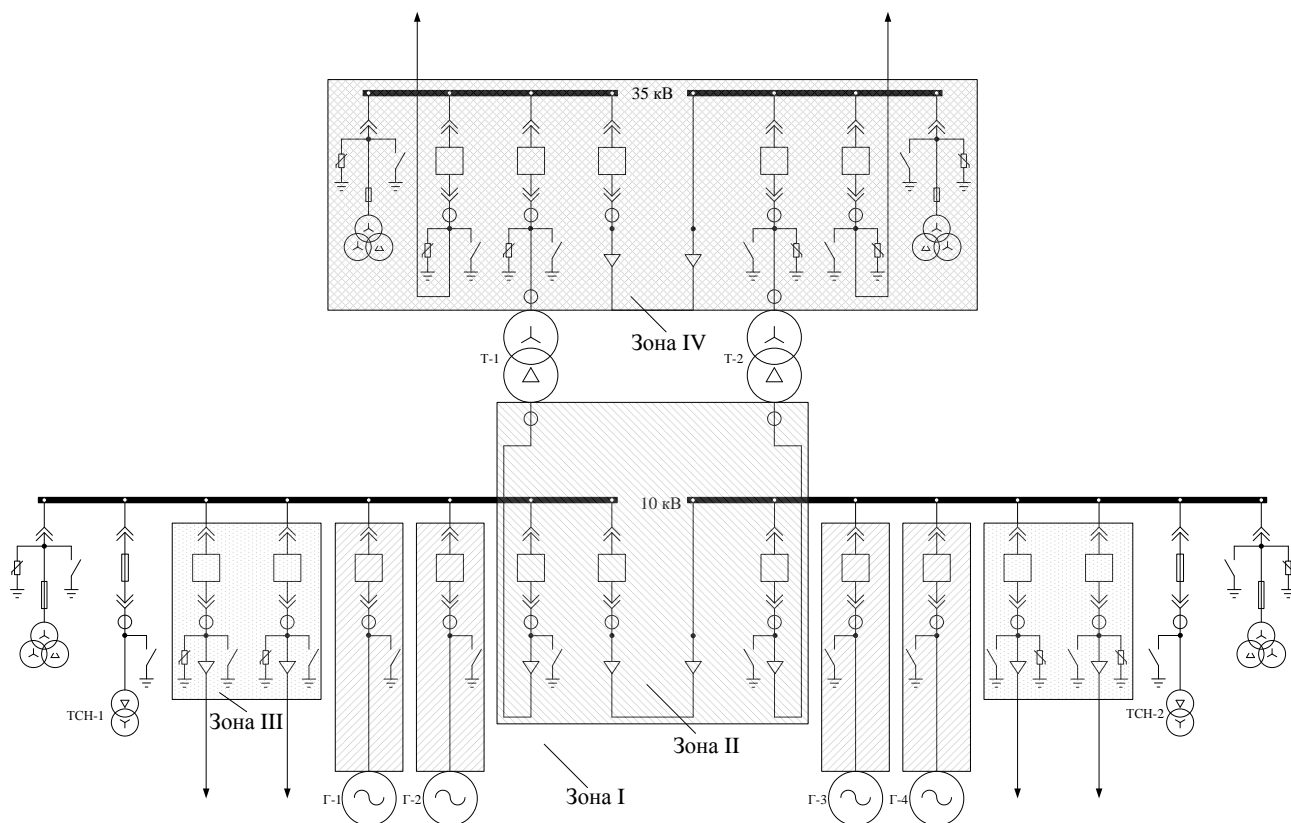


Рисунок 8.2 – Расчётные зоны по току КЗ

8.1 Выбираем параметры выключателя в ГРУ-10,5 кВ

Согласно рисунку 8.2 все четыре генераторных выключателя находятся в расчётной зоне I, и в одинаковых условиях.

Максимальный ток генератора в нормальном режиме работы определяем как [13]:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}} \times \cos\varphi}, \quad (8.12)$$
$$I_{\text{НОМ.Ген}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,8} = 412 \text{ А.}$$

Определяем наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима при снижении напряжения на 5% [2]:

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}} \times \cos\varphi \times 0,95}, \quad (8.13)$$
$$I_{\text{макс.Ген}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,8 \times 0,95} = 433 \text{ А.}$$

Генераторные выключатели выбираем по наиболее тяжёлом условию: при токе от всех генераторов и от системы шин [11].

Выбираем выключатель по максимальному току отключения токов КЗ на шинах генератора, который меньше токов КЗ в точке КЗ 2 на ток КЗ генерирующего одним генератором, пользуясь таблицей 7.2.

Ток периодической составляющей на шинах генератора, рассчитываем как:

$$I_{\text{п, 0}} = I_{\text{п, 0 КЗ 2}} - I_{\text{п, 0 1Ген}} = 20,07 - 2,76 = 17,3 \text{ кА,}$$

$$i_{\alpha, \tau} = i_{\alpha, \tau \text{КЗ.2}} - i_{\alpha, \tau 1\text{Ген}} = 10,04 - 1,5 = 8,9 \text{ кА,}$$

$$i_{\text{п, } \tau} = i_{\text{п, } \tau \text{КЗ.2}} - i_{\text{п, } \tau 1\text{Ген}} = 17,22 - 2,32 = 14,9 \text{ кА,}$$

$$i_{уд} = i_{удКЗ 2} - i_{удКЗ 1Ген} = 47,3 - 6,97 = 40,3 \text{ кА},$$

Полученные значения токов КЗ на СШ генератора заносим в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Условия выбора выключателя в цепи генераторов, зона I

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	10,5 кВ	12 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном}, \text{ А}$	433 А	630 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{н. \tau} \leq I_{ном. откл}}{2\beta_{ном} I_{откл. ном}} = \bar{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр, с}$	14,9 кА	31 кА
	8,9 кА	22,6 кА
	17,3 кА	31 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_{уд} \leq i_{дин},$	40,3 кА	85 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{тер}^2 t_{тер},$	909,8 кА ² с	2883 кА ² с

Таблица 8.3 – Условия выбора выключателя в цепи трансформатора, зона II

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном},$	10,5 кВ	12 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном},$	1696 А	2000 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{н. \tau} \leq I_{ном. откл}}{2\beta_{ном} I_{откл. ном}} = \bar{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{п, 0} \leq I_{пр, с}$	17,22 кА	40 кА
	10,04 кА	22,6 кА
	20,07 кА	40 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_{уд} \leq i_{дин}, \text{ кА}$	47,3 кА	100 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{тер}^2 t_{тер},$	1224 кА ² с	4800 кА ² с

Таблица 9.4 – Условия выбора выключателя в цепи потребителя, зона III

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$,	10,5 кВ	12 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном}$,	211 А	630 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{n, \tau} \leq I_{ном.откл}}{2\beta_{ном} I_{откл.ном}} = \bar{2} \times 0,4 \times 31$ $I_{п, 0} \leq I_{пр,с}$	17,22 кА	31 кА
	10,04 кА	22,6 кА
	20,07 кА	31 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_{y} \leq i_{дин}$,	47,3 кА	85 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$В_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{тер}^2 t_{тер}$,	1224 кА ² с	2883 кА ² с

8.2 Выбираем номинальные данные выключателя в РУ-35 кВ

Согласно рисунку 8.1 все три выключателя находятся в расчётной зоне IV, и в аварийных режимах работы могут работать в одинаковых условиях.

Определяем максимальный ток протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме, (когда одна из ВЛ-35 кВ в работе, другая в ремонте):

$$I_{норм} = \frac{S_{макс.}}{n \times \sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (8.14)$$

$$I_{макс} = \frac{n}{n-1} \times I_{норм.раб}, \quad (8.15)$$

$$I_{норм.раб} = \frac{14630}{2 \times \sqrt{3} \times 35} = 120 \text{ А,}$$

$$I_{макс} = \frac{2}{2-1} \times 120,6 = 240 \text{ А,}$$

Таблица 8.5 – Условия выбора выключателя в цепи 35 кВ, зона IV

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$,	37 кВ	40 кВ

Продолжение таблицы 8.5

Длительный номинальный ток		
$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$	240А	630 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, \text{ном}} = \frac{I_{n, \tau} \leq I_{\text{ном.откл}}}{\sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}} = \sqrt{2} \times 0,2 \times 10$	8,2 кА	10 кА
	2,6 кА	2,8 кА
$I_{п, 0} \leq I_{\text{пр,с}}$	8,2 кА	10 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_{\gamma} \leq i_{\text{дин}}$	18,5 кА	51 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$	205 кА ² с	300 кА ² с

9 Расчёт мощности трансформаторов собственных нужд КТП-35/10 кВ

Так, как трансформаторы собственных нужд, для питания компрессоров высокого давления и всего оборудования ГТЭС одного блока, входят в комплект ГТУ, в данной работе необходимо рассчитать схему и мощность трансформаторов собственных нужд для КТП-35/10 кВ [11].

В КТП-35/10 кВ планируется установить 2 трансформатора собственных нужд (ТСН) внутренней установки, по одному трансформатору на каждую секцию 10 кВ.

Мощность одного трансформатора должна обеспечить нормальную работу всего КТП-35/10 кВ.

Параметры нагрузки собственных нужд указаны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Нагрузка собственных нужд КТП-35/10 кВ

Тип нагрузки	$S_{\text{нагр}}$ кВА.	K_c	$S_{\text{рас}}$ кВА
Освещение помещения КТП-35 кВ	1,2	0,9	1,08
Освещение помещения КТП-10 кВ	1,6	0,9	1,44
Освещение помещения силовых трансформаторов	1	0,5	0,5
Освещение территории ГТЭС	4	0,5	2
Аварийное освещение	0,5	1	0,5
АСУ и пожарная сигнализация	1	1	1
Обогрев здания КТП	24	0,7	16,8
Система кондиционирования здания КТП	48	0,5	24
Всего:			47,32

Нагрузка на трансформатор СН по данным таблицы, с учетом коэффициента спроса k_c , составляет 47,32 кВА.

Рассчитываем мощность трансформаторов собственных нужд с учётом того, что в случае вывода одного из трансформаторов, оставшийся в работе мог взять на себя всю нагрузку с допустимой перегрузкой [6]:

$$S_{\text{ном.т}} \leq \frac{S_{\text{нагр}}}{0,7 \times n} = \frac{47,32}{0,7 \times 2} = 33,8 \text{ кВА,}$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора СН,

n – количество трансформаторов СН.

Выбираем трансформатор СН, с учетом допустимой 40 % перегрузкой, мощностью 40 кВА внутренней установки марки ТС 40/10.



Рисунок 9.1 – Внешний вид трансформатора собственных нужд

Таблица 9.2 – характеристики трансформатора ТС-40/10

Тип	$S_{\text{ном}}$ кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_{\text{к}}$ %
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{\text{кз}}$	
ТС-40/10	40	10,5	0,4	0,175	1	4,5

При использовании двух трансформаторов СН, эксплуатация их возможна в двух режимах работы [6]:

1 режим – один трансформатор в работе и питает всю нагрузку, а второй находится в автоматическом резерве;

2 режим – два трансформатора в работе и питают каждый по 50 % нагрузки, с отдельно работающими секциями шин 0,4 кВ, секционный автомат работает в режиме АВР.

Для питания СН ЗРУ-10/35 кВ выбираем второй вариант, так как работа схемы АВР по стороне 0,4 кВ быстрее, чем по стороне 10 кВ, и в случае

отключения одного трансформатора СН, отключается только часть нагрузки, а часть остаётся в работе. Секционный автомат 0,4 кВ при двух рабочих трансформаторов должен быть отключен в связи исключения протекания уравнительных токов и уменьшения токов КЗ.

10 Выбор предохранителей для защиты трансформатора СН

Плавкие предохранители рассчитываем на ток отключения КЗ в трансформаторе, и проверяем по номинальному отключаемому току КЗ, по номинальному напряжению предохранителя. Номинальный ток трансформатора рассчитываем с учётом 40 % перегруза [11].

$$I_{\text{ном.Тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \times 1,4 = \frac{40}{\sqrt{3} \times 10} \times 1,4 = 3,2 \text{ А,}$$

Таблица 10.1 – номинальные данные выбранных предохранителей по стороне 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10,5 кВ	12 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{max}} > I_{\text{ном}}$	3,2 А	8 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	20,07 кА	31 кА

11 Выбор токоведущей части КРУ 10/35 кВ

11.1 Выбор соединительного кабеля 10 кВ

Для соединения генератор – шины КРУ-10 кВ – трансформатор – КРУ-35 кВ, в качестве соединительного токопровода выбираем кабель, так как использование кабеля экономически выгодно при монтаже, так и при эксплуатации.

Определяем наибольший генераторный ток ремонтного или послеаварийного режима при снижении напряжения на 5% [11]:

$$I_{\text{макс.Ген}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}} \times \cos\varphi \times 0,95} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 10,5 \times 0,8 \times 0,95} = 433 \text{ А.}$$

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{макс.Ген}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{433}{2,5} = 173,2 \text{ мм}^2,$$

Согласно таблице длительно допустимых токов, выбираем сечение жилы кабеля $S_{\text{доп}} = 240 \text{ мм}^2$ с допустимым током 605 А [16].

Выбираем трёх жильный кабель ПвВнг-LS 3×240 мм².

Проверяем выбранный кабель по условиям термической стойкости [13]:

$$S_{\text{мин}} = \frac{\overline{B}_k}{C} = \frac{1224 \text{ кА}^2\text{с}}{118} = 10 \text{ мм}^2,$$

где $C = 118 \text{ А} \times \text{с}^{0,5}$ для кабеля с медными жилами и поливинилхлоридной изоляцией.

По проведённым расчётам выбранный кабель проходит по всем параметрам.

Аналогичным методом рассчитываю кабель между КРУ и трансформатором со стороны 10 и 35 кВ и все полученные результаты заносим в таблицу 11.1.

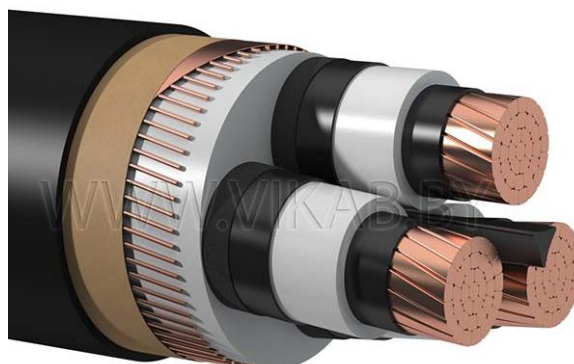


Рисунок 11.1 – Внешний вид кабеля ПвВнг-LS

Таблица 11.1 – Условие выбора кабеля цепи генератора

Параметры	Марка Кабеля ПвВнг-LS	Расчётные данные	Каталажные данные
Длительный номинальный ток			
Цепь генератора $I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$	3×240	433 А	605 А
КРУ-10 кВ – трансформатора $I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$,	3×2×300	1696 А	1790А
КРУ-35 кВ – трансформатора $I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}}$,	3×70	240 А	365А
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)			
V_k сторона 10 кВ		10 мм ²	240 2×300 мм ²
V_k сторона 35 кВ		2 мм ²	70 мм ²
Допустимый ток КЗ			
на шинах 10 кВ		20,07	34,3 кА
на шинах 35 кВ		10,1	13,6 кА

11.2 Выбор сборных шины в КРУ-10/35 кВ

Так, как нагрузка на сборных шинах распределена неравномерно, рассчитываем сечение по самому загруженному присоединению [11] с максимально рабочим током 1696 А.

По каталогу «Элтехника» выбираем шины с размерами 80×10 с $S = 800$ мм² и $I_{\text{доп}} = 1900$ А, с максимальной длиной пролёта 0,5 метра и расстоянием между фазами 0,8 метра.

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}} = 1696 \text{ А} < 1900 \text{ А},$$

Проверяем сборные шины на термическую стойкость:

Рассчитываем температуру шин до момента КЗ:

$$\vartheta_{\text{н}} = \vartheta_{\text{о}} + \vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{о,ном}} \times \frac{I_{\text{макс}}^2}{I_{\text{доп}}^2}, \quad (11.1)$$

где $\vartheta_{\text{о}}$ – средняя температура в КРУ-10 кВ равная $(+18)^\circ\text{С}$,

$\vartheta_{\text{доп}}$ – допустимая температура шин, равная $(+70)^\circ\text{С}$,

$\vartheta_{\text{о,ном}}$ – номинальная температура шин, равная $(+25)^\circ\text{С}$,

$$\vartheta_{\text{н}} = 18 + 70 - 25 \times \frac{1696^2}{1900^2} = 53,85^\circ,$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин к времени начала КЗ $f_{\text{н}} = (+45)^\circ\text{С}$.

Рассчитываем температуры шин после КЗ:

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + k \frac{W_{\text{к}}}{q^2}, \quad (11.2)$$

где k – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление и эффективную теплоёмкость проводника, в справочной литературе равное – $0,46 \times 10^{-2}$

$$f_{\text{к}} = 45 + 0,46 \times 10^{-2} \times \frac{1224000}{800^2} = 45,01^\circ\text{С},$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин $\vartheta_{\text{н}} = (+54)^\circ\text{С}$ [11].

Выбираем сечение сборных шин КРУ-35 кВ аналогичным методом.

На сборных шинах КРУ-35 кВ максимально рабочий ток 240 А.

По каталогу «Элтехника» выбираем шины с размерами 25×5 с $S = 125 \text{ мм}^2$ и $I_{\text{доп}} = 350 \text{ А}$, с максимальной длиной пролёта 0,5 метра и расстоянием между фазами 0,8 метра.

$$\vartheta_{\text{н}} = 18 + 70 - 25 \times \frac{240^2}{350^2} = 39,2^\circ\text{С},$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин к времени начала КЗ [16] $f_{\text{н}} = (+42)^\circ\text{С}$.

$$f_{\text{к}} = 42 + 0,46 \times 10^{-2} \times \frac{205}{125^2} = 42,06^\circ\text{С},$$

В справочной литературе по кривой находим тепловое состояние шин $\vartheta_{\text{н}} = (+40)^\circ\text{С}$ [16].

По расчётам видно, что температура шин практически не изменится, и выбранные шины подходят для выполнения ошиновки КРУ.

Ток термической стойкости шин 10 кВ = 4000 кА, а шины 35 кВ 300 кА, что значительно превышает расчётные значения.

12 Выбор контрольно измерительных приборов

За управлением и учётом режимом работы основного и вспомогательного оборудования на ГТЭС и подстанции 35/10 кВ будет осуществляться с помощью контрольно-измерительных приборов и средств автоматики (КИП и А). Все приборы КИП и А будут подключены к первичным цепям через трансформаторы тока и напряжения. Трансформаторы тока и напряжения, как и всё оборудование, применяем внутренней установки [6].

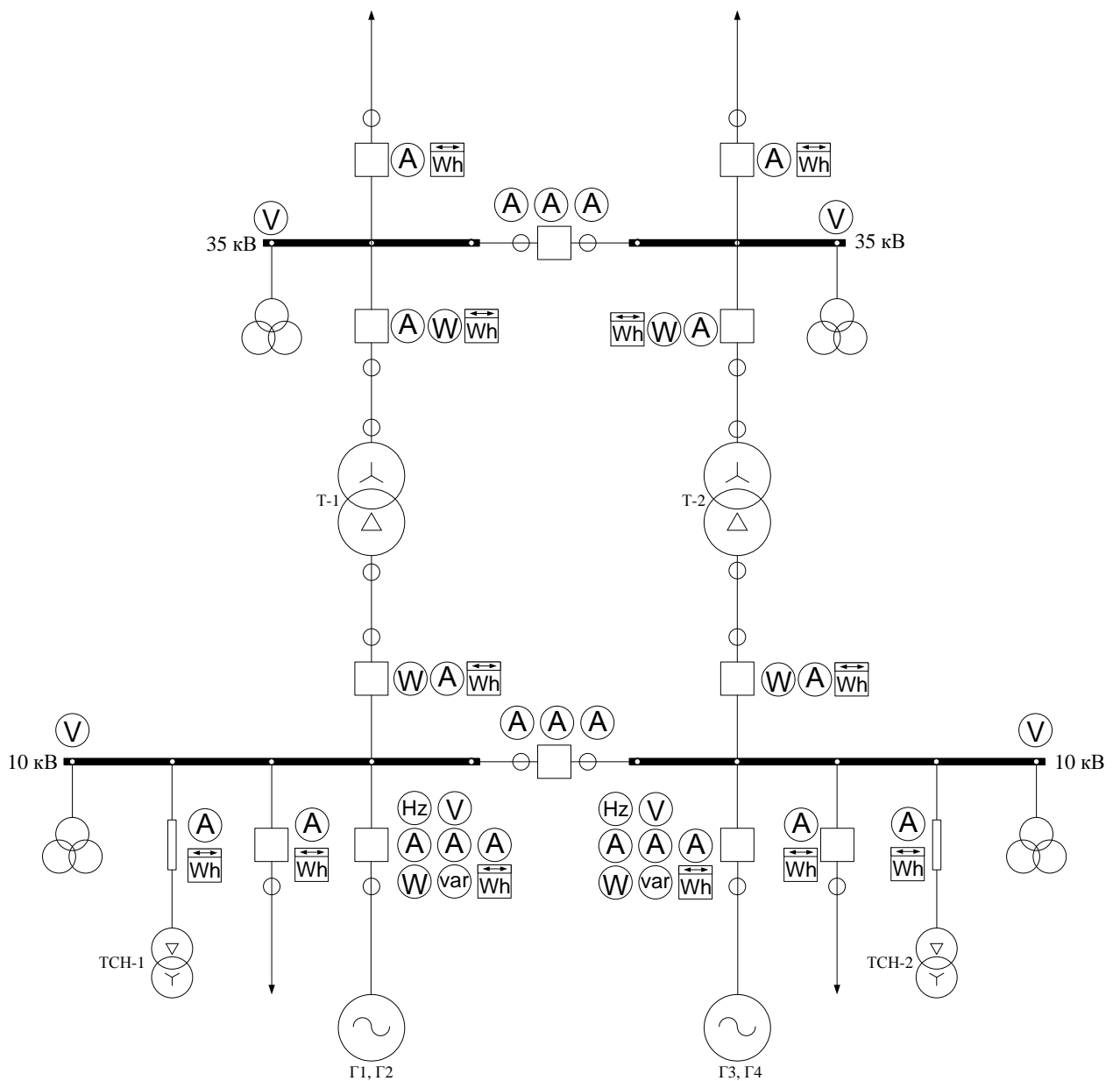


Рисунок 12.1 – Схема размещения контрольно-измерительных приборов

12.1 Выбор трансформаторов тока

В КРУ «Волга» существует возможность установить ТТ различной конструкции: шинные – при шинном вводе или опорные – при кабельном вводе.

Для цепей защиты, автоматики и измерения применяем многообмоточные ТТ. Для повышения надежности и безопасности при обслуживании в КТП «Элтехника» существует возможность применять ТТ с длинными выводами, которые не имеют винтовых соединений в высоковольтном отсеке.

Таблица 12.1 – Технические данные трансформаторов тока «Элтехника»

Количество вторичных обмоток	2 - 5
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P; 10P
Номинальный первичный ток, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{НОМ}$, А	5
Номинальная мощность ТТ $S_{НОМ}$, ВА	30

Трансформаторы тока выбираем по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ}, \quad (12.1)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{НОМ}, \quad (12.2)$$

Номинальный ток ТТ подбираем как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей [11].

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (12.3)$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ;

По термической стойкости:

$$W_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (12.4)$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2нагр} \leq Z_{2ном}, \quad (12.5)$$

где $Z_{2нагр}$ — вторичная нагрузка ТТ; $Z_{2ном}$ — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Так, как индуктивное сопротивление соединительных проводов незначительное, можно допустить, что $Z_{2нагр} = r_{2нагр}$. Предельно допустимое сопротивление жилы кабеля рассчитываем по формуле:

$$r_{2пр.доп} = \frac{S_{ном} - S_{потр}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (12.6)$$

где $I_{ном}$ — номинальный вторичный ток ТТ,

$r_{пер}$ — переходное сопротивление соединительных контактов.

Расчетное сечение жилы провода рассчитываем как [2]:

$$S_{каб} \geq \frac{l_{каб}}{\gamma \times r_{2пр.доп}}, \quad (12.7)$$

где $l_{каб}$ — длина контрольного кабеля в метрах,

γ — удельная проводимость жилы контрольного кабеля, для меди = 57.

Согласна требованиям ПУЭ к ТТ с классом точности вторичной обмотки 0,2S — подключаем приборы коммерческого учёта (счётчики), с классом

точности 1 – все технические измерительные приборов, с классом точности 5р и 10р – релейную защиту и автоматику [2].

Таблица 12.2 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 10 и 35 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10,5 кВ	12 кВ
Длительный номинальный ток		
Цепь генератора $I_{max} \leq I_{ном}$	433 А	600/5 А
Цепь силового транс-тора $I_{max} \leq I_{ном}$, в цепи 10 кВ	1696 А	2000/5 А
Цепь силового транс-тора $I_{max} \leq I_{ном}$, в цепи 35 кВ	240 А	600/5 А
Цепь отходящие линии $I_{max} \leq I_{ном}$	211 А	300/5 А
Номинальный ток отключения:		
$I_{п, 0} \leq I_{пр,с}$	20,07 кА	31 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин}$	47,3 кА	85 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$V_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	1224 кА ² с	2883 кА ² с

Ко вторичным цепям ТТ с классом точности 0,2S планируется подключить счётчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – 0,3 ВА, к цепям с классом точности 0,5 – измерительные преобразователи АЕТ-311 – 0,2 ВА.

Мощность потребляемую измерительными приборами ЦП8506 и ЩП120 исчисляемая десятками мВА и в расчетах при выборе соединительных проводов не учитываем.

Рассчитываем сечение соединительных кабелей, согласно выражениям 12.6; 12.7, от самых отдаленных объектов измерения – с классом вторичной обмотки ТТ 0,2S в цепи генератора №1, для которого наиболее загруженная фаза это счетчик СЭТ 4 ТМ.03 - 0,3 ВА и измерительный преобразователь АЕТ-211 – 0,2 ВА с длиной соединительного кабеля L = 105 метров:

$$r_{2пр.доп} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{каб} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

Принимаем в качестве соединительных проводов, между ТТ и приборами РЗ и А, кабель с сечением жилы 2,5 мм².

12.2 Выбор трансформаторов напряжения

Для измерения напряжения, а так же для защиты, автоматики и средств учёта электроэнергии трансформаторы напряжения (ТН), будем подключать к секциям шин 10 и 35 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираем по напряжению установки согласно выражению 12.1.

По конструкции и схеме соединения обмоток;

По классу точности;

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (12.8)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность ТН в выбранном классе точности. $S_{\text{НОМ}}$ для однофазного ТН, соединённых в звезду, считаем суммарную мощность всех трёх фаз, а для схемы соединения открытого треугольника, принимаем удвоенную мощность одного ТН.

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и защит.

Таблица 12.3 – Вторичная нагрузка для расчёта ТН-10 кВ

Приборы	Тип	$S_{\text{обм}}$ ВА	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	ЭП-8050	2,0	1	1	0	2	2,0	-
Ваттметр	Э-845	1,5	3	1	0	2	4,5	-
Счетчик электроэнергии	СМЦ-681	3,0	3	0,9	0,4	6	48,6	23,54
Частотомер	Э-353	2,0	1	1	0	1	2	-
Измерительный преобразователь	АЕТ -311	2	3	1	0	6	36	-
Шкаф. защит	ШЭ2605	3,5	3	0,9	0,4	6	56,7	27,46
Итого							149,8	51

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки ТН-10 кВ по формуле:

$$S_{2,\Sigma} = \sqrt{P_{2,\Sigma}^2 + Q_{2,\Sigma}^2} = \sqrt{149,8^2 + 51^2} = 158,2 \text{ ВА},$$

$$S_{2,\Sigma} = 158,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{НОМ}} = 175 \text{ ВА},$$

При выполненных расчётах видно, что ТН будет нормально работать в классе точности 0,2.

Таблица 12.4 – Вторичная нагрузка для ТН-35 кВ

Приборы	Тип	S _{обм} ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	ЭП-8050	2,0	1	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	Э-845	1,5	3	1	0	1	4,5	-
Счетчик электроэнергии	СМЦ-681	3,0	3	0,9	0,4	2	8,1	3,92
Измерительный преобразователь	АЕТ -311	2	3	1	0	2	6	-
Шкаф. защит	ШЭ2605	3,5	3	0,9	0,4	3	9,45	4,58
Итого							30,05	8,5

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки [11] ТН-10 кВ по формуле:

$$S_{2,\square} = \sqrt{P_{2,\square}^2 + Q_{2,\square}^2} = \sqrt{30,05^2 + 8,5^2} = 31,2 \text{ ВА},$$

$$S_{2,\square} = 31,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА},$$

По выполненным расчётам видно, что ТН будет нормально работать в классе точности 0,2.

Параметры выбранных трансформаторов заносим в таблицу 12.5.

Сечение соединительных проводов в цепях ТН определяем по допустимой потере напряжения на зажимах счётчика, которое не должно превышать 0,25 % от $U_{\text{ном}}$. [2].

Таблица 12.5 – Технические характеристики трансформатора напряжения НОЛ-10, НОЛ 35 кВ

Характеристика	Значение	
Класс напряжения, кВ	10	35
Наибольшее рабочее напряжение кВ	12	37
Номинальные напряжения, кВ		
первичная обмотка	10,5/√3	
основная вторичная обмотка	100/√3	
дополнительная вторичная обмотка	100/√3, 100	
Класс точности основной вторичной обмотки	0,2;1,0;	
Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3Р	
Номинальная мощность основной вторичной обмотки ВА в классе точности:		
0,2	10	75
1,0	10	10
3Р	30	90
Номинальная частота, Гц	50	
Схема и группа соединения обмоток	1/1/1/1-0-0-0	

Рассчитываем сечение жилы соединительного кабеля между ТН и приборами по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = 0,25\%,$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} = U_{\text{ном}} \times \frac{\Delta U_{\text{доп}\%}}{100\%} = 57,7 \times \frac{0,25}{100} = 0,14 \text{ В},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное фазное напряжение счётчика электроэнергии в Вольтах.

Допустимое сопротивление соединительных проводов от ТН рассчитываем как:

$$R_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп В}} \times U_{\text{ном}}}{P_{\text{сч}} \times n} = \frac{0,14 \times 57,7}{2,7 \times 6} = 0,4 \text{ Ом},$$

где $R_{\text{доп}}$ – допустимое сопротивление соединительных проводов,
 $P_{\text{сч}}$ – активная мощность счетчика электроэнергии,
 n – количество счётчиков электроэнергии.

$$q_{\text{доп}} = \frac{L_{\text{пр}} \times \rho}{R_{\text{доп}}} = \frac{25 \times 0,0175}{0,4} = 1,09 \text{ мм}^2,$$

где $q_{\text{доп}}$ – допустимое сечение жилы соединительного провода,
 $L_{\text{пр}}$ – длина соединительного провода,
 ρ – удельное электрическое сопротивление меди, Ом мм²/м.

Согласно требованиям ПУЭ [2] – жилы контрольного кабеля для присоединения под винт к зажимам панелей аппаратов должны иметь сечение для меди не менее 1,5 мм².

Падение напряжение в соединительном проводе рассчитываем как:

$$\Delta U_{\text{пр}} = \frac{L_{\text{пр}} \times \rho \times \Sigma P_{\text{сч}}}{U_{\text{ном}} \times S_{\text{пр}}} = \frac{25 \times 0,0175 \times 16,2}{57,7 \times 1,5} = 0,08 \text{ В},$$

$$\Delta U_{\text{доп В}} > \Delta U_{\text{пр}},$$

Все условия выполнены, ТН и сечение соединительных проводов подходят по всем параметрам.

13 Расчёт релейной защиты

13.1 Расчёт релейной защиты генераторов

13.1.1 Расчёт дифференциальной защиты генератора

Для защиты генераторов от внутренних повреждений применяем дифференциальную защиту генераторов (ДЗГ) [2].

В зону действия ДЗГ входит защита генератора и соединительный кабель до генераторного выключателя в РУ-10 кВ.

Ток срабатывания ДЗГ отстраиваем от тока небаланса при внешнем КЗ или асинхронном ходе генератора [13]:

$$I_{с.з} = k_n \times I_{н.б.расч}, \quad (13.1)$$

где $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты;

k_n – коэффициент надежности, равный 1,2;

$I_{н.б.расч}$ – расчетный ток небаланса;

$$I_{н.б.расч} = k_{одн} \times f_i \times I_{п,(0)Ген}, \quad (13.2)$$

где $k_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{п,(0)Ген}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на выводах генератора.

$$I_{с.з} = 1,2 \times 0,5 \times 0,1 \times 2,9 = 0,174 \text{ кА},$$

Коэффициент чувствительности ДЗГ проверяем по току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы генератора и должен соответствовать уравнению:

$$k_{ч} = \frac{I_{п,0}^2 \text{ Ген}}{I_{сз}} \geq 2, \quad (13.3)$$

где $I_{п,0}^2 \text{ Ген}$ – двухфазный ток КЗ на шинах генератора.

$$I_{п.о.к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п,(0)Ген} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 2,9 = 2,5 \text{ кА},$$

$$k_{ч} = \frac{2,5}{0,174} = 14 \geq 2,$$

Расчётная уставка ДЗГ соответствует всем требованиям.

13.1.2 Расчет защиты от замыканий на землю в обмотке статора

Защита выполнена на ТТ нулевой последовательности и ток срабатывания защиты должен удовлетворять требованиям [2]:

- не выше 5 А;
- больше $I_{н.б}$, проходящего через ТТНП при внешнем 2-х фазном КЗ.

Ток срабатывания защиты рассчитываем [13] как:

$$I_{с.з} = \frac{2I_{сг} + 1,5I_{н.б}}{k_{в}}, \quad (13.4)$$

где $I_{сг}$ – собственный ёмкостной ток генератора равный 0,4 А;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0.93;

$I_{н.б}$ – ток небаланса приведённый к первичной стороне ТТНП, равный 1,2

А.

$$I_{с.з} = \frac{2 \times 0,4 + 1,5 \times 1,2}{0,93} = 2,8 \text{ А},$$

$$I_{с.з} = \frac{2,8}{k_{тр}} = \frac{2,8}{120} = 0,023 \text{ А},$$

Выбираем уставку срабатывания защиты от замыканий на землю 0,023 А.

Выдержку времени срабатывания защиты выбираем из условий отстройки от внешних замыканиях на землю равную 2 секунды.

13.1.3 Расчёт уставки защиты от внешних токов КЗ

Ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) с блокировкой по напряжению [2], рассчитываем от номинального тока генератора как;

$$I_{с.з} = \frac{k_H}{k_B} \times I_{ном.Ген}, \quad (13.5)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,1;

k_B – коэффициент возврата, равен 0,8.

$$I_{с.з} = \frac{1,1}{0,8} \times 412 = 566,5 \text{ А},$$

Рассчитываем порог срабатывания реле напряжения, от минимально рабочего напряжения:

$$U_{с.з} = \frac{0,8U_{ном}}{k_H \times k_B}, \quad (13.6)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,1;

k_B – коэффициент возврата реле минимального напряжения, равен 1,25.

$$U_{с.з} = \frac{0,8 \times 10,5}{1,1 \times 1,25} = 6,1 \text{ кВ},$$

13.1.4 Защита от симметричной перегрузки обмотки статора

Уставку срабатывания защиты на сигнал без выдержки времени рассчитываем как [13]:

$$I_{с.з \text{ на сигнал}} = 1,05 \times I_{ном.Ген}, \quad (13.7)$$

Пуск срабатывания защиты на запуск срабатывания интегрального органа который работает с тремя выдержками времени, в зависимости от нагрузочной

характеристики с шагом $0.01 I_{\text{ном.Ген}}$ и действует на отключение генератора от сети, рассчитываем как:

$$I_{\text{запуск ИО}} = 1,1 \times I_{\text{ном.Ген}}, \quad (13.8)$$

13.2 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

Требования к выполнению защиты трансформаторов.

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты [2]:

- Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ);
- Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО);
- Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ);
- Защиту от перегрузки.

13.2.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Токи уставки срабатывания ДЗТ отстраиваем от тока небаланса при внешнем КЗ [13]:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_n I_{\text{нб}}, \quad (13.9)$$

Где k_n – коэффициент надежности (погрешности реле, ошибки расчета и требуемый запас) равен 1,3;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса, протекающий через защиту при внешнем КЗ;

$$I_{\text{нб}} = k_A \times k_{\text{одн}} \times f_i \times I_{\text{п,(0)Внеш}}, \quad (13.10)$$

k_A – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ, равен 1;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ = 0,5;

f_i – допустимая 10 % погрешность ТТ = 0,1;

$I_{п,(0)Внеш}$ – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ;

$$I_{нб} = 1 \times 0,5 \times 0,1 \times 11,6 = 0,58 \text{ кА},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \times 0,58 = 0,754 \text{ кА},$$

Проверяем ток срабатывания защиты по условию включения трансформатора под напряжение без нагрузки [13]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном.Тр}, \quad (13.11)$$

где k_n – коэффициент надежности, равен 1,2;

$I_{ном.Тр}$ – номинальный ток трансформатора.

$$I_{с.з} = 754 \text{ А} > 1,2 \times 263 = 316 \text{ А},$$

Условие выполнено, расчетным условием для выбора тока срабатывания принимаем отстройку от тока небаланса $I_{с3}=754 \text{ А}$.

Производим проверку чувствительности ДЗТ:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ \text{ мин}}^{(2)} \times k_{сх N}^{(n)}}{I_{с.з} \times k_{сх N}^{(3)}}, \quad (13.12)$$

где $I_{КЗ \text{ мин}}^{(2)}$ – минимальное значение тока КЗ, двух фазное в зоне действия защиты;

$k_{сх N}^{(3)}$ – коэффициент схемы, определяется видом КЗ, и схемой соединения ТТ защиты на рассматриваемой стороне трансформатора и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Со стороны ВН (35 кВ) силового трансформатора ТТ соединяем в схему треугольник, а на стороне НН (10 кВ) в звезду;

$$I_{п.о.к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п.(0)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2 = 7,1 \text{ кА},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{7,1 \times 1}{0,754} = 9,4,$$

В соответствии с ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2 [2]. Условие выполнено $k_{\text{ч}}$ ДЗТ равен 9,4.

Вторичные токи в плечах защиты рассчитываем как [13]:

$$I_{\text{ном.Тр.вт}} = \frac{I_{\text{ном.Тр}} \times k_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (13.13)$$

Таблица 13.1 – Расчётные значения уставок ДЗТ

Наименование величины	Расчётные значения	
	35 кВ	10 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \times 35} = 264 \text{ А}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \times 10} = 924 \text{ А}$
$k_{\text{ТТ}}$	600/5	2000/5
Схема соединения ТТ	Δ	Y
$k_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{264 \times \sqrt{3}}{\frac{600}{5}} = 3,8 \text{ А}$	$\frac{924}{\frac{2000}{5}} = 2,3 \text{ А}$

13.2.2 Расчёт уставки токовая отсечка от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора

ТО устанавливаем со стороны источника питания так, как два источника питания, защиту устанавливаем с двух сторон трансформатора и ток срабатывания защиты отстраиваем от максимального тока КЗ проходящий через трансформатор, при КЗ с противоположной стороны трансформатора [2]:

$$I_{\text{с.з35}} \geq k_{\text{отс}} I_{\text{КЗ макс 10}},$$

где $I_{с.335}$ ток срабатывания защиты со стороны 35 кВ;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,4;

$I_{КЗ \text{ макс}}$ – ток трехфазного КЗ, в месте установки защиты, при КЗ на противоположной стороне трансформатора.

Приводим ток КЗ стороны 35 кВ к стороне 10 кВ трансформатора:

$$\frac{6,74}{\frac{35}{10}} = 1,9 \text{ кА},$$

$$I_{с.335} = 1,4 \times 1,9 = 2,7 \text{ кА},$$

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 35 кВ трансформатора:

$$1,56 \times \frac{35}{10} = 5,46 \text{ кА},$$

$$I_{с.310} = 1,4 \times 3,46 = 4,8 \text{ кА},$$

Чувствительность ТО определяем при металлическом 2-х фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ЭС. Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2 [13]:

$$k_{ч 35} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 35}}{I_{с.335}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{2,7} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.335}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{4,8} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

13.2.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 35 кВ [2].

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора и от токов самозапуска двигателя нагрузки потребителя в послеаварийном режиме [13]:

$$I_{\text{сзап}} \geq I_{\text{раб макс}}, \quad (13.14)$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3}{k_B} \times I_{\text{сзап}}, \quad (13.15)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$, и $I_{\text{сзап}}$ – максимальный рабочий ток и ток самозапуска трансформатора;

k_B – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб макс 35}} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ А},$$

$$I_{\text{сзап}} = \frac{2,5 \times 11700}{35 \times \sqrt{3}} = 482 \text{ А},$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2}{0,85} \times 482 = 680 \text{ А},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 35 кВ;

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{6,74/3,5}{0,68} = 2,8,$$

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен находиться в пределах 1,2.

13.2.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны [2]. Устанавливаем защиту со стороны 35 кВ.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал, рассчитываем по условию возврата защиты при номинальном токе трансформатора [13]:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}}, \quad (13.16)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата, равный 0,95.

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{264}{0,95} = 292 \text{ А,}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, выполняем с выдержкой времени 9 секунд [13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР спроектирована электрическая часть газотурбинной электростанции, для электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий расположенных в северных широтах.

На основании выполненных расчётов потребляемой мощности предприятиями и количеству добываемого попутного газа, выбрана мощность и количество генераторов.

Рассмотрено два варианта схемы распределительного устройства 10 и 35 кВ, и выбрана наиболее экономически выгодная схема, с наименьшими потерями мощности в силовых трансформаторах, и меньшими затратами на оборудование.

Также произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 10 и 35 кВ, в различных режимах работы станции и выбрано соответствующее коммутационное оборудование.

Выбрана защита основного силового оборудования, и произведён расчёт уставок данных защит.

Данная электростанция соответствует всем нормам и требованиям электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13.11.2009 г. [Текст].
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание [Текст]. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций [Текст]. М.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ [Текст] (ред. от 13.07.2015).
5. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций [Текст]. Учебное пособие. 2014 г. , 143с.
6. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций [Текст]. 2015. , 78 с.
7. Лавыгина В.М., Седлова А.С.. Тепловые электрические станции [Текст]: учебник для вузов 2012. , 466 с.
8. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ленков Ю.А. Основы проектирования электрических станций [Текст]. 2012. , 40 с.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение [Текст]: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования. 2013. , 352 с.
10. Галашов Н.Н.. Технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС [Текст]. 2012. , 200 с.
11. Комплектная трансформаторная подстанция. Расчет и выбор компонентов КТП [Текст]. 2016. , 48 с.
12. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ [Текст]. Москва 2014. , 25 с.

13. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций [Текст]. 2011. , 42 с.
14. Карасевич А.М., Сеннова Е.В., Федяев А.В., Федяева О.Н. Эффективность развития малых ТЭЦ на базе газотурбинных и дизельных энергоустановок при газификации регионов [Текст] // Теплоэнергетика. 2000. № 12
15. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования [Текст]. 2012. , 57 с.
16. Алиев И.И., Казанский С.Б. Кабельные изделия [Текст]: Справочник /– М.: ИП Радио Софт. 2012. , 224с.
17. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Текст]: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. , 143 с.: ил. – Прил.: с. 136-143.
18. Справочник энергетика [Текст]. Учебник. / Григорьев В. И.. 2014.
19. Watts, H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems / H.D. Watts // Industrial engineering [Электронный ресурс]. – 2016. , 470 p.
20. Gaty, L.R. Calculation of short circuit current / L.R. Gaty // Journal of IEEE [Электронный ресурс]. – 2014. – Vol. 74. – No. 2. , Pp. 200 – 205.
21. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.
22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
23. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
24. Каталог ГТЭС www.combienergy.ru/katalog/Gazoturbinnye-elektrostantsii [Электронный ресурс].
25. Производитель ГТЭС www.pmz.ru/products/eps/gts_ural-6000 [Электронный ресурс].

26. Компания по производству автономных электростанций samara.tss.ru/catalog/generatornye_ustanovki [Электронный ресурс].

27. Образовательный портал www.auditoriya.info/students_fizika [Электронный ресурс].

28. Тематический портал по энерго и ресурсосбережению «Энергосовет», www.energsovet.ru [Электронный ресурс].