

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение собственных нужд Нижневартовской ГРЭС

Студент

В.Н. Попов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В.Самолина

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

Тольятти 2021

Аннотация

В выпускной квалификационной работе проведена работа по проектированию электроснабжения потребителей собственных нужд электростанции Нижневартовская ГРЭС, включающая выполнение следующих исследований: выполнены расчеты нагрузок потребителей собственных нужд. Определена схема электроснабжения собственных нужд. Произведены расчеты токов КЗ. На основании всех произведенных расчетов выполнен выбор электрооборудования системы собственных нужд ГРЭС. Определены уставки релейной защиты и выбран тип релейной защиты на основе микропроцессорной техники.

Разработаны комплексные мероприятия в области техники безопасности и охраны труда при выполнении работ.

Разработан комплекс мероприятий по технике безопасности и охране труда при выполнении работ.

В настоящей ВКР показана система электроснабжения собственных нужд Нижневартовской ГРЭС. Определена величина нагрузок потребителей электроэнергии собственных нужд. Определена схема электроснабжения потребителей собственных нужд. Вычислены токи КЗ. Выполнены технико-экономические расчеты, которые позволили выбрать трансформаторы и иное оборудование понижающей схемы электроснабжения потребителей собственных нужд ГРЭС. Определены уставки релейной защиты и модификация релейной защиты на основе микропроцессорной техники.

К ВКР составлена пояснительная записка, содержащая 46 стр., 4 рисунка, 15 таблиц, графическая часть содержит 6 чертежей.

Содержание

Введение.....	4
1 Общая характеристика объекта проектирования.....	7
1.1 Описание третьего энергоблока Нижневартовской ГРЭС	7
1.2 Схема транспорта электрической энергии.....	10
2 Электрические нагрузки собственных нужд системы	12
3 Выбор схемы электропитания собственных нужд и трансформаторов	15
3.1 Силовые трансформаторы	15
3.2 Схема электропитания собственных нужд	18
4 Токи короткого замыкания, расчет	20
5 Назначение электрооборудования.....	25
5.1 Оборудование РУСН – 6 кВ	25
5.2 Ограничитель перенапряжения	31
6 Расчет силового кабеля.....	32
6.1 Проверка на термическую стойкость силового кабеля 0,4кВ отходящего от РУ-0,4кВ.....	32
6.2 Проверка на устойчивость к возгоранию силового кабеля 0,4кВ отходящего от РУ-0,4кВ.....	34
7 Выбор автоматических выключателей и расцепителей нагрузок, отходящих присоединений РУ-0,4кв	35
8 Назначение релейной защиты и автоматики.....	37
8.1 РС83-ДТ2 микропроцессорная система защиты	38
8.2 Защита трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2, расчет уставок	39
8.3 Дифференциальная защита трансформатора, расчет уставок	41
Заключение	44
Список используемых источников.....	45
Приложение А Оборудование собственных нужд ГРЭС	47

Введение

В настоящее время человечество очень сильно зависимо от источников энергии, в том числе электроэнергии, что отсутствие одного из видов энергии вызывает болезненные процессы, а длительное отсутствие может приводить и к гибели. Города и населенные пункты в отсутствии электроэнергии мертвы, не функционирует транспорт, не функционируют производства, нет освещения дорог и пр. Именно все эти причины являются главным признаком организации бесперебойного электроснабжения, повышения его качества и надежности. В России, имеющей громадную территорию, на территории которой построены протяженные линии электропередач разных классов напряжения, проблема проявляется своей значимостью и усугубляется наличием различных климатических зон, от субтропиков до арктических зон. [2]

Неравномерная плотность населения по разным районам территории России выявляет еще одну проблему, связанную с дефицитом мощностей в одних районах и избытком в других. Для выхода из этой ситуации осуществляется ввод в строй новых мощностей электроэнергии, которая вырабатывается атомными электростанциями, тепловыми электростанциями, работающими на различных видах топлива (газ, уголь, нефть и др.), приливные и геотермальные, ветровые электростанции.

Вне зависимости от величины мощности и класса напряжения, каждая электростанция имеет в своем составе оборудование, обеспечивающее технологический процесс для производства электроэнергии. Оборудование, обеспечивающее технологический процесс потребляет электроэнергию. Обеспечение электрической энергией вспомогательного оборудования, агрегатов и иных потребителей собственных нужд (с. н.) осуществляется с помощью разветвленных линий электропередач. Они обеспечивают работоспособность ГРЭС, передавая электроэнергию до конечного потребителя, ответственного за непрерывный технологический процесс

производства электроэнергии. Перебой в снабжении устройств собственных нужд может привести к полному останову работы ГРЭС, или стать причиной развития серьезных проблем в будущем.

Среди основных потребителей собственных нужд подстанций необходимо выделить следующие потребители:

- охлаждающие системы силовых трансформаторов;
- установка регулирования напряжений трансформатора;
- электрические цепи выпрямленного постоянного, переменного тока оперативных нужд;
- устройства зарядки аккумуляторов;
- системы связи, устройства сигнализации и телеметрии;
- осветительное оборудование всех видов;
- смазочные агрегаты подшипников генераторов и турбоагрегатов;
- установки водородные;
- машины и механизмы систем пожаротушения, водоснабжения;
- узлы автоматизации и подогрева вакуумных выключателей;
- установки электроподогрева помещений, аккумуляторных батарей и прочих устройств;
- механизмы вентиляционных систем, бойлерные и пр.

Представляемая работа рассматривает систему электроснабжения собственных нужд энергоблока ПГУ-400 Нижневартовской ГРЭС, который находится в Ханты-Мансийском автономной округе – Югра, Нижневартовский р-н, пгт. Излучинск. Надежность электроснабжения собственных нужд электростанции обеспечивает бесперебойную выработку электроэнергии и доставки ее всем потребителям.

Тема настоящей ВКР актуальна потому, что с началом работы ПГУ-400 повысилась надежность электроснабжения в целом по Уральскому округу. Выполненная работа направлена на достижение следующих целей:

- разработка надежной структуры снабжения электроэнергией для собственных нужд энергоблока ПГУ-400 Нижневартовской ГРЭС;
- обеспечение и непрерывное поддержание технологического процесса производства электроэнергии ПГУ-400 с помощью назначения электрического оборудования схемы электроснабжения собственных нужд.

Достижение поставленных задач связано с рассмотрением следующих вопросов:

- вычисление количества и мощности трансформаторов собственных нужд;
- выбор распределительного устройства 6 кВ.;
- расчет токов КЗ в аварийном режиме работы;
- выбор типа релейной защиты.

1 Общая характеристика объекта проектирования

1.1 Описание третьего энергоблока Нижневартовской ГРЭС

Установленная мощность третьего энергоблока филиала ОАО «ОГК-1-Нижневартовской ГРЭС составляет 400 МВт и после введения в строй располагает мощностью 397,5 МВт.

Назначение третьего энергоблока выработка электроэнергии и транслирования ее в электрическую сеть.

Нижневартовская ГРЭС расположена в Ханты-Мансийском АО – Югра, Нижневартовском р-не, в пгт. Излучинск. ГРЭС вступила в строй в 1993 году. Установленная электрическая мощность до ввода ПГУ-400 определялась двумя энергоблоками общей мощностью 1600 МВт. Пуск в работу третьего энергоблока позволило повысить мощность всей Нижневартовской ГРЭС до 2000 МВт. В силовую установку (рисунок 1) входит газовая турбина PG9351FA «General Electric», паровая турбина Skoda серии MTD40 генератор 390H этого же производителя, конденсатор En-277/(П143). Генератор входящий в силовую установку имеет одновальное исполнение GE MS9001FA. Газовая турбина производства серии MS9001FA, поставляется в составе с электрогенератором, системой очистки воздуха, системой обеспечения технологическим процессом и иным вспомогательным оборудованием. Котел-утилизатор – горизонтальный, без дожигания. Паровая турбина производства Skoda серии MTD-40 – одноцилиндровая. В состав ПГУ так же входят:

- установка горячего водоснабжения;
- дожимная компрессорная установка;
- блочные трансформаторы;
- открытое распределительное устройство;
- автоматизированная система управления.

Паровая и газовая турбины объединены в комплект автоматической муфтой синхронизации. Генератор находится между газовой и паровой турбинами. Продукты сгорания топлива (природный газ, дизельное топливо, мазут) в газовой турбине вызывают вращение вала газовой турбины и естественно происходит вращение ротора генератора. Вращающийся ротор, создает электромагнитное поле, которое преобразуется обмотками статора в электрический ток напряжением 24 кВ и частотой 50 Гц. Отвод продуктов сгорания с температурой примерно 500 градусов выполнен в котел-утилизатор, где преобразуются в воду в пар. Образовавшийся пар вращает лопатки вала паровой турбины, который, в свою очередь, также приводит в движение ротор генератора.

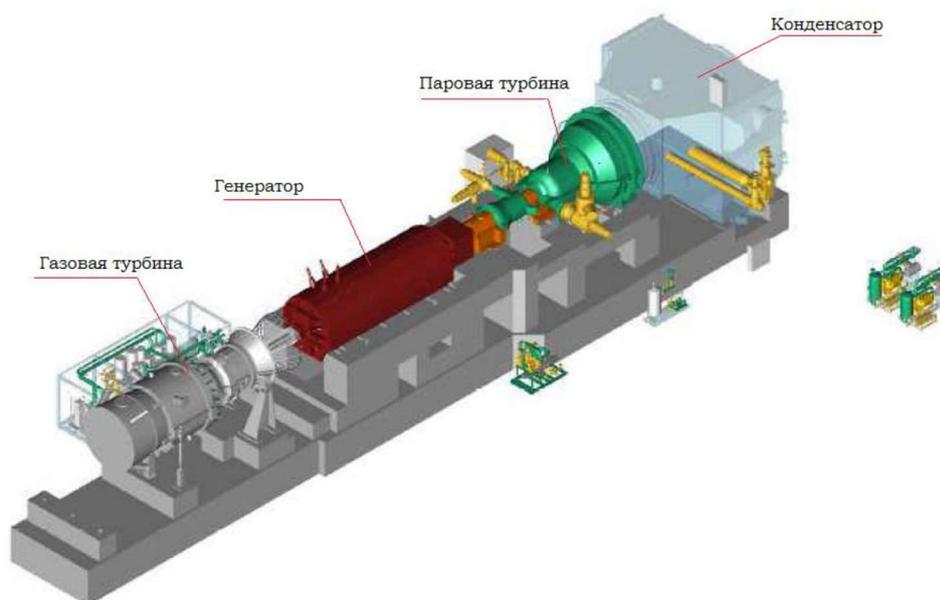


Рисунок 1 - Третий энергоблок Нижневартовской ГРЭС

Генератор оборудован двумя полюсами. Расположен между газовой и паровой турбинами и оборудован непрямым водородным охлаждением обмотки статора. Установка статического возбуждения генерируемым током обмотки ротора осуществляет запуск газовой турбины без использования специального двигателя. По такой схеме генератор

выступает в роли двигателя и питается от пускового преобразователя частоты.

Параметры генератора представлены в таблице 1

Таблица 1 - Параметры генератора 390Н «General Electric».

Наименование	Ед. изм.	Значение
Допустимое напряжение возбуждения на выводах	В	482,9
Мощность полная	МВт	400
Мощность активная	МВт	397,5
Коэффициент мощности номинальный	-	0,85
Номинальное напряжение на выводах	В	507,3

Установка газотурбинная включает в себя газовую турбину MS9001FA, вспомогательную систему и воздухоочистительную установку (КБОУ). Исходным источником энергии для газовой турбины является природный газ, а в аварийном режиме дизельное топливо. В номинальном режиме газотурбинная установка имеет следующие основные показатели:

- температура 15°C;
- давление 1013 Мбар;
- влажность 60%).

Параметры газотурбинной установки указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Параметры газотурбиной установки

Название	Ед. изм.	Величина
Мощность генератора на выводах	МВт	281,4
Частота вращения генератора	Об/мин	3000
Расход электроэнергии для собственных нужд	кВт	81

Турбина имеет осевой выхлоп через конденсатор поверхностного типа. Характеристики паровой турбины находятся в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристики паротурбиной установки

Название	Ед. изм.	Величина
Мощность генератора	МВт	135,8
Рабочая частота	Гц	47,5...51,5

«Турбина MTD-40 состоит из двух цилиндров. Первый цилиндр высокого давления (Н-типа) соединяется со вторым цилиндром среднего/низкого давления (Е-типа). Турбина оснащена общей системой смазки всех вращающихся узлов (газовой и паровой турбины, генератора, автоматической муфты). Муфта синхронизации расположенная между генератором и паровой турбиной и передает крутящий момент на вал генератора» [12].

1.2 Схема транспорта электрической энергии

Трасса передачи, произведенной генератором электрической энергии, представлен на рисунке 2.

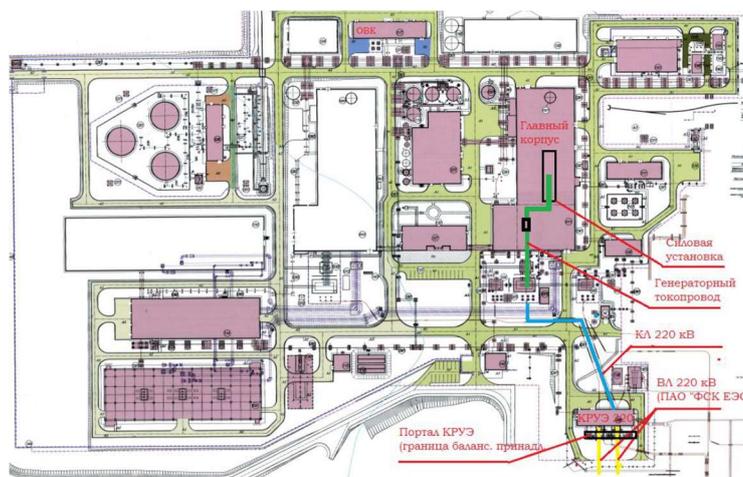


Рисунок 2 - Установка 390Н «General Electric» энергоблока ПГУ-400

По изолированному токопроводу электроэнергия напряжением 24 кВ направляется к блочному трансформатору S=520 МВА (условное обозначение Т1), в котором напряжение повышается до величины 220 кВ и по кабельной линии (КЛ) 220 кВ передается в комплектное распределительное устройство с изоляцией 220 кВ на основе элегаза (КРУЭ 220 кВ) Оттуда электроэнергия транслируется:

- на пару ВЛ 220 кВ: «Нижневартовская ГРЭС – Стрежевой» и «Нижневартовская ГРЭС – Мегион»;
- на пару КЛ 220 кВ к функционирующему ОРУ 220 кВ Нижневартовской ГРЭС;
- на КЛ 220 кВ к автотрансформатору S=250 МВА (условное обозначение АТ4, который расположен в непосредственной близости от комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией 220 кВ). Автотрансформатор снижает напряжение с 220 кВ до 110 кВ и по кабельным линиям передается на открытое распределительное устройство 110 кВ Нижневартовской ГРЭС.

Выводы по первому разделу:

Надежность электроснабжения собственных нужд электростанции должна быть выше надежности электроприемников 1 категории так, как прекращение подачи электроэнергии собственных нужд приведет к останову технологического процесса, и должно осуществляться минимум от двух взаимно независимых источников. В полной мере выше перечисленным требованиям отвечает распределительное устройство собственных нужд Нижневартовской ГРЭС (РУСН – 6кв), которое должно включать в себя два трансформатора и питаться от двух независимых линий 110 кВ. Таким образом, питание электроэнергией устройств собственных нужд будет выполнено от РУСН- 6 кВ.

2 Электрические нагрузки собственных нужд системы

В соответствии с СТО 70238424.27.100.041-2009 «Системы питания собственных нужд ТЭС» [7] мощность трансформаторов собственных нужд определяют из их известной нагрузки $S_{расч}$ которая, является суммой мощностей всех потребителей, подключенных к соответствующему трансформатору. «При расчете $S_{расч}$ возникают проблемы из-за влияния на $S_{расч}$ коэффициента загрузки ($K_{згр}$), $\cos\phi$, наличия резервных и не работающих узлов и механизмов собственных нужд в цепях второй ступени трансформации 6/0,4 кВ. Поэтому применяют методику расчета $S_{расч}$, учитывая переводные коэффициенты $K_{расч}$ для потребителей каждой группы второй ступени» [4].

Расчетную нагрузку трансформаторов собственных нужд первой ступени можно найти по формуле 1:

$$\begin{aligned} S_{расчП1} &= K_{РАСЧД} \cdot \sum_1^{n_1} P_{РАСЧД1} + K_{РАСЧТ2} \cdot \sum_1^{n_2} S_{РАСЧТ2} = \\ &= 0,9 \cdot (\sum_1^{n_{д1}} P_{РАСЧД1} + \sum_1^{n_{т2}} S_{РАСЧТ2}) \end{aligned} \quad (1)$$

где $K_{расч д1}$ – «коэффициент пересчета для двигателей рабочим напряжением 6 кВ в количестве n_1 , шт» [5];

$P_{расч д1}$ – «расчетная мощность на валу каждого электродвигателя первой ступени, кВт» [5];

$K_{расч т2}$ – «определенный коэффициент пересчета для группы трансформаторов второй ступени, общим количеством n_2 , шт» [5];

$S_{расчт2}$ – «рассчитанная мощность трансформатора второй ступени, кВА.

Коэффициент $K_{расчд1}$ учитывает не только численную величину, но и перевод размерности активной мощности (кВт) к полной мощности (кВА). В результате $P_{расчд1}$ вычисляется в кВт, а результирующая величина $S_{расчт1}$ определяется в кВА» [5].

«Величина $S_{расчТ1}$ объединяет в себе мощность оборудования резервных устройств собственных нужд, резервных трансформаторов второй ступени, а так же мощность всего оборудования, работающего в нормальном режиме. Мощность потребителей электроэнергии, работающие не в постоянной схеме, а также мощность оборудования, работающего только в аварийных режимах, при нахождении $S_{расчТ1}$, не учитывается» [6].

«Накопленный опыт эксплуатации определяет, что $K_{расчд1} = K_{расчд2} = 0,9$. Значение $P_{расчд1}$ может быть рассчитано от номинальной мощности двигателя $P_{нд1}$ при известном коэффициенте его загрузки по формуле 2» [3]:

$$P_{РАСЧ Д1} = K_{ЗГР} \cdot P_{НД1} \quad (2)$$

«Величина $P_{расч д1}$ может быть рассчитана из мощности, потребляемой на валу механизма, которая определяется без участия $K_{згр}$. Величина $S_{расчТ2}$ определяется из номинальной мощности трансформатора $S_{нт2}$, при известном его коэффициенте загрузки» [3]:

$$S_{РАСЧ Т1} = K_{ЗГР} \cdot S_{НТ2} \quad (3)$$

Определение расчетной нагрузки резервного трансформатора собственных нужд осуществляется аналогично. В каждом случае резервный трансформатор собственных нужд должен обеспечить длительную подмену рабочего трансформатора. В схемах, где отсутствует отключатель между генератором и повышающим трансформатором необходимо обеспечивать возможность замены главного трансформатора с синхронным пуском или остановкой второго энергоблока. Тогда в величине $S_{расч}$ запускаемого (останавливаемого) блока учитываются только потребители электроэнергии, работающие при пуске или остановке. В таблице 4 представлено оборудование ГРЭС питаемое системой электроснабжения СН.

Таблица 4 – Нагрузка потребителей СН на шинах распределительного устройства 6 кВ

	$\cos\varphi$	Рассчитанная электрическая нагрузка приведенная к шинам 0,4 кВ	$\operatorname{tg}\varphi$	Qp.л., кВАр	Sp, кВА
Главный корпус	0,87	1158,43	0,57	640	1323
Главный корпус 2ой очереди	0,85	6423,1	0,62	3874	7501
Градирня	0,87	1373,07	0,57	1827	2285
Градирня 2ой очереди	0,9	1373,07	0,57	1827	2285
Станция циркуляционная	0,85	1373,07	0,62	862	1621
Служба газового хозяйства	0,9	2227,04	0,48	1070	2471
Служба водородного снаб.	0,9	2227,04	0,48	1070	2471
ОРУ 220 кВ	0,8	2835,25	0,75	2152	3559
Корпус административный	0,92	2012,85	0,43	858	2188
ОРУ-110 кВ	0,85	6368,1	0,62	3947	7492
Итого по ГРЭС		25997,95		18127	33196

Определив состав и мощности электроприемников задействованных в технологическом процессе производства электроэнергии можно перейти к выбору оборудования собственных потребностей.

Выводы по второму разделу:

Определена мощность трансформатора для собственных нужд системы электроснабжения Нижневартовской ГРЭСС. Определившись с составом и мощностями приемников электроэнергии задействованных в технологическом процессе производства электроэнергии можно перейти к выбору оборудования собственных потребностей.

3 Выбор схемы электропитания собственных нужд и трансформаторов

3.1 Силовые трансформаторы

Представленные в разделе 2 доводы показали, что суммарная максимальная нагрузка подстанции собственных нужд составляет:

$$S_{\max} = 33,196 \text{ МВА.}$$

Тогда мощность одного трансформатора в соответствии с СТО 70238424.27.100.041-2009 «Системы питания собственных нужд ТЭС для двухтрансформаторной подстанции составит» по формуле 4:

$$S_{\text{ном.Т}} = 0,7 \cdot S_{\max} = 33,196 \cdot 0,7 = 23,237 \text{ МВА.} \quad (4)$$

Под вычисленную мощность, в связи с вводом третьего энергоблока ПГУ-400, подходят силовые трансформаторы выпускаемые ООО "Трансформаторные Подстанции" г. Екатеринбург следующих марок ТРДНС–25000/110/6 или ТРДНС–32000/110/6.

В таблице 5 представлены характеристики указанных трансформаторов.

Таблица 5 - Характеристики трансформатора ТРДНС–25000/110/6.

Тип трансформатора	Стоимость, Тыс. руб.	S _{ном} , МВА	Справочные данные					
			U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
			ВН	НН				
ТРДНС–25000/110/6	5870	25	115	6	8,5	85	35	0,55
ТРДНС–32000/110/6	6530	32	115	6	10,5	145	44	0,75

После определения $S_{т\text{ ном}}$ определяем коэффициент загрузки трансформатора k_3 в номинальном режиме при работе всех трансформаторов по формулам 5 и 6:

$$K_3 = \frac{S_{max\Sigma}}{2 \cdot S_{ТННОМ}} = \frac{33,196}{2 \cdot 25} = 0,664 \text{ для первого трансформатора.} \quad (5)$$

$$K_3 = \frac{S_{max\Sigma}}{2 \cdot S_{ТННОМ}} = \frac{33,196}{2 \cdot 32} = 0,519 \text{ для второго трансформатора.} \quad (6)$$

Для аварийных режимов коэффициент загрузки будет определен по формулам 7 и 8 как:

$$K_3 = \frac{S_{max\Sigma}}{S_{ТНОМ}} = \frac{33,196}{25} = 1,33 \text{ для первого трансформатора} \quad (7)$$

$$K_3 = \frac{S_{max\Sigma}}{S_{ТНОМ}} = \frac{33,196}{32} = 1,04 \text{ для второго трансформатора} \quad (8)$$

Определяем суммарные потери активной мощности в трансформаторе [4, с. 106] для первого трансформатора и для второго трансформатора по формулам 9 и 10:

$$\Sigma \Delta P_m = \Delta P_{XX} + \Delta P_K \cdot \beta^2 = 35 + 85 \cdot (0,8)^2 = 89,4 \text{ кВт} \quad (9)$$

$$\Sigma \Delta P_m = \Delta P_{XX} + \Delta P_K \cdot \beta^2 = 44 + 145 \cdot (0,8)^2 = 136,8 \text{ кВт} \quad (10)$$

Определяем суммарные потери реактивной мощности в трансформаторе [4, с. 106] для первого трансформатора и для второго трансформатора по формулам 11 и 12:

$$\Sigma \Delta Q_m = \left(\frac{I_0}{100} + \beta \cdot \frac{U_K}{100} \right) \cdot S_H = \left(\frac{0,55}{100} + 0,8 \cdot \frac{8,5}{100} \right) \cdot 25 = 1,83 \text{ кВАр} \quad (11)$$

$$\Sigma \Delta Q_m = \left(\frac{I_0}{100} + \beta \cdot \frac{U_K}{100} \right) \cdot S_H = \left(\frac{0,75}{100} + 0,8 \cdot \frac{10,5}{100} \right) \cdot 32 = 2,93 \text{ кВАр} \quad (12)$$

Вычислим суммарные потери в трансформаторах по формуле 13 и 14 для первого трансформатора и для второго трансформатора:

$$\Sigma \Delta S_P = \sqrt{\Sigma \Delta P_m^2 + \Sigma \Delta Q_m^2} = \sqrt{(89,4)^2 + (1,83)^2} = 89,42 \text{ кВА} \quad (13)$$

$$\Sigma \Delta S_P = \sqrt{\Sigma \Delta P_m^2 + \Sigma \Delta Q_m^2} = \sqrt{(136,8)^2 + (2,93)^2} = 136,83 \text{ кВА} \quad (14)$$

Определяем затраты на годовые потери электрической энергии в трансформаторах по формулам 15-20:

Для первого трансформатора и для второго трансформатора:

$$W = \Sigma \Delta P_m \cdot T = 89,4 \cdot 8760 = 783144 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (15)$$

$$W = \Sigma \Delta P_m \cdot T = 136,8 \cdot 8760 = 1198360 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (16)$$

При стоимости 1 кВт·ч электроэнергии $C = 5,2$ руб. затраты на потери электроэнергии составят для первого трансформатора и для второго трансформатора:

$$Z_{\text{тр}} = W \cdot C = 783144 \cdot 5,2 = 4072348,8 \text{ руб.} \quad (17)$$

$$Z_{\text{тр}} = W \cdot C = 1198360 \cdot 5,2 = 6231472,0 \text{ руб.} \quad (18)$$

Общие затраты на приобретение трансформаторов и сумму годовых затрат на потери электроэнергии составят для первого трансформатора и для второго трансформатора:

$$Z = Z_{\text{тр}} + C_{\text{ТР}} = 4072348,8 + 5870000 = 9942348,8 \text{ руб.} \quad (19)$$

$$Z = Z_{\text{тр}} + C_{\text{ТР}} = 6231472,0 + 6530000 = 12761472,0 \text{ руб.} \quad (20)$$

Примем эксплуатационные расходы в первый год эксплуатации обеих трансформаторов равными нулю, так как оба трансформатора имеют гарантийный срок 1 год, в течение которого поставщик обязан обслуживать трансформатор бесплатно для эксплуатационной организации.

Годовые эксплуатационные расходы после завершения гарантийного срока можно принять в размере 10% от стоимости трансформаторов, тогда

$$\mathcal{E}_{\text{РТ1}} = 0,1 \cdot 5870 = 587 \text{ тыс. руб./год}$$

$$\text{Э}_{\text{PT1}} = 0,1 \cdot 6530 = 653 \text{ тыс. руб./год}$$

В соответствии с результатами расчетов затраты пересчитанные к вводу в строй трансформатора типа ТРДНС-25000/110/6 составляет 9942348,8 руб, а на трансформатор типа ТРДНС-32000/110/6 составляет 12761472,0 руб., а по завершению первого года эксплуатации затраты на содержание второго трансформатора будут на 66 тыс. руб. больше чем первого. Таким образом, для эксплуатации на ОРУ-110 кВ Нижневартовской ГРЭС 110/6 кВ определены два трансформатора марки ТРДНС-25000/110/6, обладающие меньшими приведёнными затратами. Работать в нормальном режиме будут работать два трансформатора параллельно. Экономические результаты расчета экономической целесообразности выбора трансформатора представлены на чертеже №1.

3.2 Схема электропитания собственных нужд

Основная схема электрических соединений представляется важнейшим элементом электрической части ГРЭС. Эта схема согласована со схемой электроснабжения потребителей и должна содержать в себе возможность развития сетей энергосистемы, иметь высокую эксплуатационную надежность и экономичность. [8] Схема электрических соединений определяется мощностью установленных генераторов, числом и пропускной способностью линий связи с системой, мощностью заданных нагрузок, исключением возможности перекачки мощности между электросетями с разными напряжениями, а также сохранения устойчивой параллельной работы энергетической системы. Максимально допустимая мощность, теряемая в аварийном режиме на электростанции обеспечивается при работе автоматической частотной разгрузки (АЧР) отсутствия перегрузок системных связей. [10] Сохранение устойчивости параллельной работы частей энергосистемы, с которыми связана ГРЭС должно учитываться при определении возможности аварийного отключения обеих линий двухцепного

транзита, проходящего через шины проектируемой электростанции. На тепловых электростанциях основная часть вырабатываемой электрической энергии поступает близко расположенными потребителями, а в систему передается оставшаяся мощность. Однако, существуют тепловые электростанции с мощными генераторами, транслирующие основную часть генерируемой мощности в энергосистему [21]. Выше перечисленные факторы определяют то, что в главных схемах мощных ГРЭС связь с энергосистемой всегда осуществляют ЛЭП с напряжением 110–220 кВ. и более, именно эти признаки определяют выбор класса напряжения электроснабжения собственных нужд ГРЭС. В распределительных устройствах 110 кВ., как правило, рассматривается проектирование системы двух шин, реже – одна (в зависимости от особенностей энергосетей). Главные схемы мощных блочных ГРЭС обладают высокой оперативностью и надежностью, имея большую протяженность распределительных устройств. Определение главных схем РУ высшего и среднего напряжений блочных ГРЭС с блоками мощностью более 150 МВт должен строиться на принципах:

- «все повреждения на сборных шинах должны отключать только один энергоблок» [1];
- «количество разъединителей должно быть минимальным» [1];
- «вывод в ремонт выключателей высокого напряжения должен выполняться без отключения энергоблоков, воздушных линий, трансформаторов собственных нужд» [1];
- «не допускается потеря систем шин двух цепей транзита и резервных источников питания собственных нужд одновременно» [1];
- «повреждения должны выявляться не более чем за 15 мин при выполнении переключений только выключателями» [1].

Простота главных схем электростанций и уменьшение их стоимости на ГРЭС достигается применением укрупненных блоков состоящих из двух генераторов и трансформатора. Установка выключателя в системе генератор – трансформатор с двумя обмотками, с ответвлением для питания собственных

нужд может быть вызван повышением надежности электроснабжения собственных нужд. Выключатели генераторов устанавливаются в схемах с укрупненными блоками и блоком генератор [23]. Главные схемы электрических соединений мощных ГРЭС выполняются по одному из возможных вариантов:

- «выключатель линии с двумя системами шин» [1];
- «выключатель линии с основной и обходной системами шин» [1];
- «три выключателя на два подключения и две системы шин («полуторная» схема)» [1];
- «два выключателя линии с двумя системами шин» [1];
- «схема многоугольников (с диагональю, перемычками, два связанных многоугольника и пр.)» [1];
- «блок генератор – трансформатор–линия с уравнивающей системой шин» [1].

Наибольшее распространение на действующих ГРЭС получили первые два варианта схем. В схеме электроснабжения собственных нужд первого и второго уровней используем секционированную систему сборных шин, а однолинейные схемы электрические первого и второго уровней представлены на чертеже №4 и №5.

Выводы по третьему разделу:

В результате технико-экономического обоснования осуществлен выбор трансформатора для собственных нужд Нижневартовской ГРЭС. Определена схема электроснабжения собственных нужд. Далее для выбора оборудования перейдем к расчету токов коротких замыканий.

4 Токи короткого замыкания, расчет

Расчет токов короткого замыкания выполняется для определения выбора коммутационных аппаратов защиты и сечения проводников схемы по техническим параметрам. [9] С удалением точки короткого замыкания от шин

6 кВ растет эквивалентное сопротивление цепи, а, следовательно, уменьшается величина тока короткого замыкания. За максимальный ток короткого замыкания принимается ударный ток трехфазного КЗ на землю на шинах РУСН-6 кВ. Схема расчета тока КЗ представлена на чертеже №7, а эквивалентная ей схема представлена на рисунке 3 и на чертеже №6.

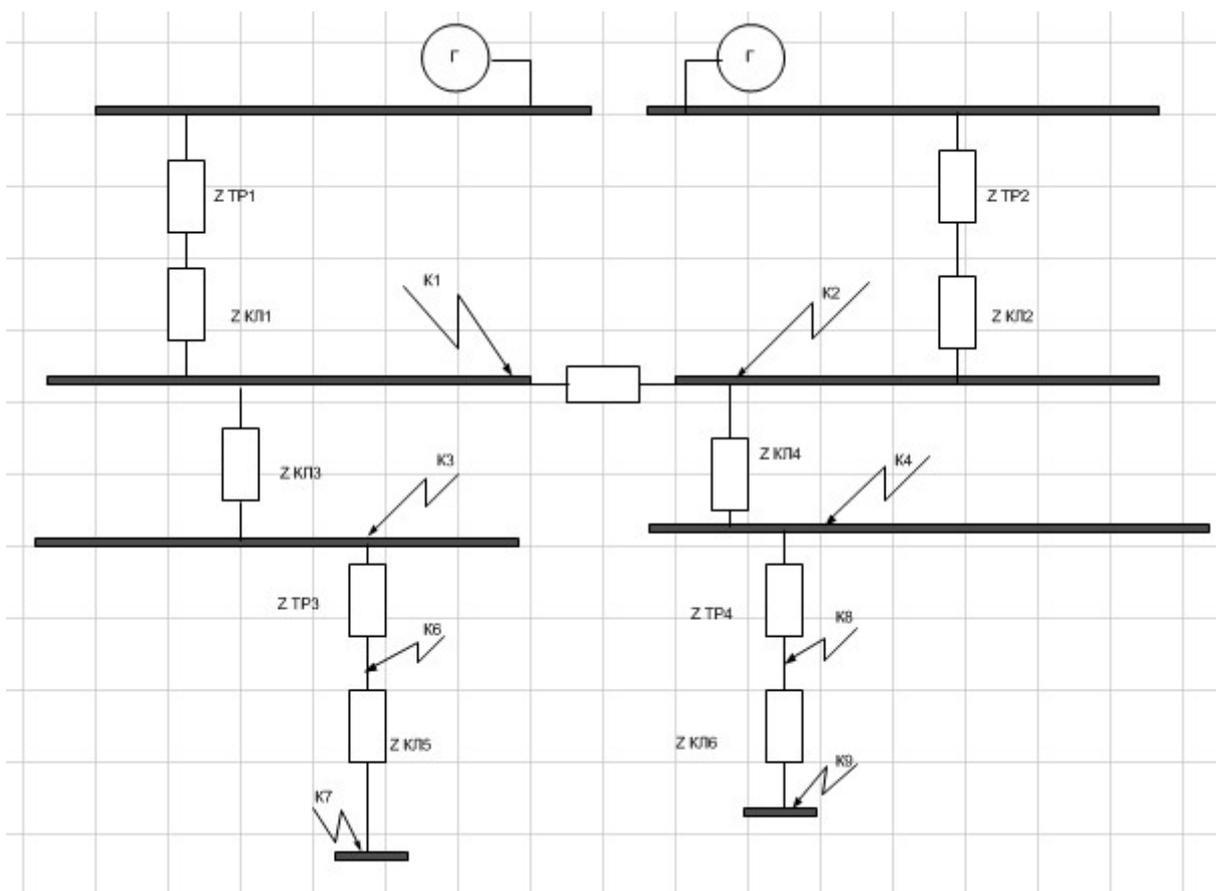


Рисунок 3 - Эквивалентная схема для расчета токов КЗ

Расчеты ведутся в приведенных к базисным относительных единицах, так, как рассматриваемые точки КЗ находятся на стороне выше 1000 В.

Выбираем базисные условия:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$U_6 = 6,3 \text{ кВ.}$$

На основании ПУЭ [1] принятые средние номинальные значения напряжения приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Средние номинальные значения напряжения

Номинальное напряжение, кВ	220	110	35	10	6	3	0,38
Номинальное среднее напряжение, кВ	230	115	37	10,5	6,3	3,15	0,4

Базисный ток определим по формуле 21 как:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} \quad (21)$$

где S_B - базисная мощность, МВА [5];

U_B - среднее номинальное напряжение, кВ [5].

$$I_B = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА}$$

Сопротивление системы X_C определяется по формуле 22:

$$X_C = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{(6,3)^2}{100} = 0,4 \text{ о.е.} \quad (22)$$

где U_B - среднее номинальное напряжение, кВ [5];

S_B - базисная мощность, МВА [5].

Относительное сопротивление трансформатора собственных нужд определим по формуле 23:

$$X_{ТС} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТНОМ}} = \frac{8,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,34 \text{ о.е.} \quad (23)$$

где $U_K\%$ - напряжение короткого замыкания ТС, %;

S_B - базисная мощность, МВА [5];

$S_{ТНОМ}$ - номинальная полная мощность трансформатора, МВА [5].

Относительное сопротивление кабельной линии найдем по формуле 24:

$$X_{\text{КЛ}i} = x_0 \cdot L_i \cdot \frac{S_B}{U^2} \quad (24)$$

где X_0 - индуктивное удельное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

L_i - протяженность кабельной линии, км [5];

S_B - базисная мощность, МВА [5];

U - среднее номинальное напряжение кабельной линии, кВ [5].

Для линии длиной 350 м:

$$X_{\text{КЛ}i} = x_0 \cdot L_i \cdot \frac{S_B}{U^2} = 2,15 \cdot 0,35 \cdot \frac{100}{(6,3)^2} = 1,85 \text{ о.е.} \quad (25)$$

Сопротивление короткого замыкания для т. К1:

$$Z_{\text{КЗ}} = X_{\text{КЛ}i} + X_{\text{ГТС}} = 1,85 + 1,34 = 3,19 \text{ о.е} \quad (26)$$

Действующее значение установившегося тока трехфазного КЗ:

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{I_B}{Z_{\text{КЗ}}} = \frac{9,18}{3,19} = 2,88 \text{ кА} \quad (27)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К1}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,88 = 4,1 \text{ кА} \quad (28)$$

На основании полученных результатов составим таблицу 7 величин силы тока короткого замыкания и мощности короткого замыкания.

Таблица 7 - Результирующие величины силы тока короткого замыкания и мощности короткого замыкания

№	Протяженность кабеля, км.	Сила тока короткого замыкания, кА.
1	0,35	2,88
2	0,3	2,92
3	1,15	1,12
4	0,7	1,54
5	0,018	1,07
6	0,022	1,51
7	1,25	0,78
8,9	0,056	0,77

Выводы по четвертому разделу:

В схеме электроснабжения собственных нужд определены точки возможного короткого замыкания, возможные токи в точках короткого замыкания, величины которых позволят в следующей главе осуществить выбор коммутационной аппаратуры, как на стороне высокого напряжения, так и на стороне низкого напряжения.

5 Назначение электрооборудования

5.1 Оборудование РУСН – 6 кВ

Определим ток длительного режима по формуле 29:

$$I_{\max} = 0,5 \cdot \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 0,5 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,204 \text{ кА} \quad (29)$$

«Для выбора распределительного устройства собственных нужд 6 кВ применим комплектное распределительное устройство с выкатной тележкой. КРУ – 6 кВ располагается на территории закрытого распределительного устройства» [14].

Рассмотрев производителей высоковольтного электротехнического оборудования, выбираем ООО «ТСН-электро» г. Нижний Новгород, как одного из лидеров среди производителей подобного оборудования. Исходя из условий безопасности, высокой надежности и большого срока службы, а кроме того удобства и легкости монтажа останавливаем свой выбор на КРУ серии «КАСКАД» [12].

Достоинствами КРУ-1-6 УЗ.1 являются:

- в КРУ устанавливаются качественные комплектующие;
- малые габариты;
- меньшая стоимость в отношении зарубежных производителей;
- расширенная система мониторинга;
- удобное сервисное обслуживание.

Использование вакуумных выключателей позволяет добиться следующих преимуществ:

- малые эксплуатационные затраты вакуумных выключателей;
- большая стойкость к агрессивным средам и лучшая пожаробезопасность;

- высокая стойкость к повышенным температурам окружающей среды;
- лучшая стойкость к механическим и вибрационным нагрузкам;
- равнозначное продольное, и поперечное расположение оборудования в ячейках распределительных устройств, что позволяет разрабатывать малогабаритные конструкции КРУ;
- отсутствие утечек масла и газа из-за того, что гашение дуги происходит в вакуумной камере;
- не загрязняет окружающую среду при работе;
- безопасность в работе и сервисном обслуживании.

К минусам следует отнести:

- наличие специальных технических средств для защиты от коммутационных перенапряжений.

Интуитивная мнемосхема, предоставляет понятную информативную картину состояний:

- наличия сетевого напряжения.
- нарушения температурного режима в фазах.
- передача контрольных состояний по каналам связи.

Комплектность распределительного устройства КРУ-1-6 УЗ.1 «КАСКАД».

В состав КРУ серии «КАСКАД» входят: вакуумные выключатели типа ВВ/TEL ISM15 LD1-6-20/2500У2 «с электрическим приводом, блок автономного включения выключателя, блок управления выключателем, разрядники, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и проходные изоляторы» [10], в цепях измерения применены трансформаторы тока, трансформаторы напряжения.

Выключатели

Наиболее ответственное устройство в системах распределения электроэнергии это выключатель, который осуществляет функцию отключения в системе при возможных аварийных и нормальных режимах

работы. Наиболее ответственная операция это операция отключения токов КЗ. Выключатели высокого напряжения должны отвечать следующим требованиям [14]:

- отключение в большом диапазоне токов;
- быстродействие (скорость включения/отключения);
- возможность применения в АПВ;
- простота обслуживания заменяемых узлов;
- легкость транспортировки

Произведем выбор выключателей по следующим формулам 30-34:

1) напряжение рабочее

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (30)$$

где $U_{ном}$ – данные технических условий [5];

2) ток рабочий максимальный

$$I_{рабн} \leq I_{ном} \quad (31)$$

где $I_{ном}$ – данные технических условий [5];

3) отключающая способность выключателя

$$I_{по} \leq I_{откл} \quad (32)$$

4) устойчивость электродинамическая

$$i_y \leq I_{тдин} \quad (33)$$

где i_y - величина периодической составляющей тока К.З. и ударного тока в цепи, кА [5];

$I_{тдин}$ - значение предельного и сквозного тока к.з., кА [5].

5) стойкость термическая

$$B \leq B_K \quad (34)$$

где B_K – величина импульса квадратичного тока, определяемая по формуле 35:

$$B_K = I_T^2 \cdot t_T \quad (35)$$

где I_T – ток стойкости термической, кА;

t_T – допустимое время действия тока термической предельной стойкости, с;

I_T – справочная величина;

B – расчетный импульс квадратичного тока К.З., находится по формуле 46:

$$B = I_{\Pi 0}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_a \quad (36)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения К.З.:

$$t_{\text{откл}} = t_{p3} + t_{\text{выкл}}$$

где t_{p3} – время действия релейной защиты принимается 0,4 с.;

$t_{\text{выкл}}$ – собственное время срабатывания выключателя, с.

«На стороне низкого напряжения выбор осуществляется аналогично, что и выключатель на высокой стороне. Справочные и расчетные величины выключателей представлены в таблице 8» [13].

Таблица 8 – Выключатель вакуумный 6 кВ

Вычисления	Технические условия
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{свТНОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1204 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$
$I_{\Pi 0}^{(3)} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{\text{отклНОМ}} = 31,5 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 5,5 \text{ кА}$	$i_{a,\text{НОМ}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{ДИН}} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{\Pi,0} = 31,5 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 8

Вычисления	Технические условия
$V_K = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{K_{\text{НОМ}}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока 6 кВ

Остановим выбор на трансформаторе тока: ТОЛ-НТЗ-10-11 – 6 кВ производитель ООО «НТЗ «Волхов». Все справочные и вычисленные величины помещены в таблице 9. Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10-11 – 6 кВ выполняет передачу сигнала измерительным приборам [15].

Таблица 9 – Расчетные и паспортные данные трансформатора тока ТОЛ-НТЗ-10-11 – 6 кВ

Вычисление	ТУ: ТОЛ-НТЗ-10-11 – 6 кВ
$U_{\text{УСТ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1204 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$
$V_K = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_K = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вычисление вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,2}{5^2} = 0,41 \text{ Ом} \quad (37)$$

Для ТОЛ-НТЗ-10-11 – 6 кВ в классе 0,5 Ом. $Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_K = 1,2 - 0,41 - 0,1 = 0,69 \text{ Ом} \quad (38)$$

Сечение провода составит:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{0,69} = 4,26 \text{ мм} \quad (39)$$

Выбираем сечение из стандартного ряда $q = 4,5$ мм. И определяет реальное сопротивление $r_{\text{пров}}$

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4,5} = 0,65 \text{ Ом.} \quad (40)$$

В результате вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,65 + 0,1 + 0,41 = 1,16 \text{ Ом} \quad (41)$$

Трансформатор напряжения

Определим мощность контрольно измерительной аппаратуры подключаемую к трансформатору напряжения. Характеристики контрольно-измерительных приборов сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Контрольно-измерительные приборы во вторичной цепи ТН

Прибор	Тип	Мощность потребления одной катушки, В·А	Количество катушек, шт	cos φ	sinφ	Количество приборов, шт	Мощность потребления	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-351	2,0	1	1	0	1	2	-
Счетчик активной энергии	СЭТ - 4ТМ	2,0	2,0	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ - 4ТМ	2,0	2,0	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	-
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{ПРИБ}}^2 + Q_{\text{ПРИБ}}^2} = \sqrt{(7,04)^2 + (7,4)^2} = 9,91 \text{ В}\cdot\text{А} \quad (42)$$

Выбираем трансформатор напряжения (ТН) ЗНОЛ(П)-НТЗ-6(10) производитель ООО «НТЗ «Волхов». Трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)-НТЗ-6(10) рассчитан на мощность 75 В·А в классе точности 0,5. В результате:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}} \quad (43)$$

а значит, трансформатор выбран, верно.

5.2 Ограничитель перенапряжения

«Главные параметры ограничителя перенапряжения:

- допустимое рабочее напряжение;
- номинальное рабочее напряжение (наибольшее длительно);
- номинальный разрядный ток;
- величина остаточного напряжения при импульсном воздействии;
- ток срабатывания противовзрывного устройства;
- длина пути тока утечки по внешней изоляции» [16].

«Параметры установки ограничителей до защищаемого оборудования должны соответствовать требованиям «ПЭУ-7», раздел 4» [1].

При напряжении 6 кВ выбираем ОПН-6/11-10

Выводы по пятому разделу:

На основе материалов полученных в разделах 1-4, в настоящем разделе выполнен выбор коммутационной и защитной аппаратуры на стороне высокого, что позволяет перейти к выбору силового кабеля по критериям невозгорания и термической стойкости на стороне низкого напряжения.

6 Расчет силового кабеля

Расчет производим для одного кабеля так, как параметры остальных кабелей будет одинаковыми при одном и том же токе нагрузки $I_{\text{НАГР}} = 110 \text{ А}$.

Выбираем кабель АПВВнг(А)-LS-4х35/25-1,0 ТУ 16.К71-335-2004

6.1 Проверка на термическую стойкость силового кабеля 0,4кВ отходящего от РУ-0,4кВ

Данные для вычисления:

Кабель: АПВВнг(А)-LS-4х35/25-1,0

Из технических условий на кабель:

Длительно-допустимый ток: $I_{\text{ДОП}} = 162 \text{ А}$;

Максимально допустимая рабочая температура кабеля: $T_{\text{КДОП}} = 90^\circ\text{С}$;

Максимально допустимая температура кабеля при К.З.: $T_{\text{КДОПmax}} = 250^\circ\text{С}$;

Максимальный ток нагрузки: $I_{\text{max}} = 54 \text{ А}$

Фактическая температура окружающей среды: $T_0 = 40^\circ\text{С}$

Способ прокладки кабеля в воздухе

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды $t_{\text{окр.ср.}}$:
 $k = 0,8$ [1 гл.1.3]

Время срабатывания основных защит: 0,02 с;

Время срабатывания резервных защит: 0,1 с;

Ток КЗ в расчетных точках: $I_{\text{КЗ}} = 2,88 \text{ кА}$;

Ток КЗ в начале кабеля с учетом переходных сопротивлений: шин, болтовых соединений, контактов автоматического выключателя: 11,91кА.

Проверим кабель на допустимую температуру нагрева рабочим током.

Длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента:

$I'_{\text{ДОП}} = I_{\text{ДОП}} \cdot k = 162 \cdot 0,8 = 129,6^\circ\text{С}$.

Значение температуры жилы кабеля при длительной работе:

$$T_K = T_0 + (T_{\text{ДОП}} - T_{\text{ОКР}}) \cdot \left(\frac{I_P}{I_{\text{ДОП}}} \right)^2 = 40 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{54}{129,6} \right)^2 = 51,3^\circ\text{C} \leq 90^\circ\text{C}. \quad (44)$$

По допустимой температуре нагрева рабочим током кабель соответствует ПУЭ.

Проверка кабеля на устойчивость к возгоранию.

- нахождение температуры нагрева жил кабеля током КЗ.

Для нахождения температуры нагрева жил кабеля под воздействием тока КЗ применим номограмму [16], рисунок 4.

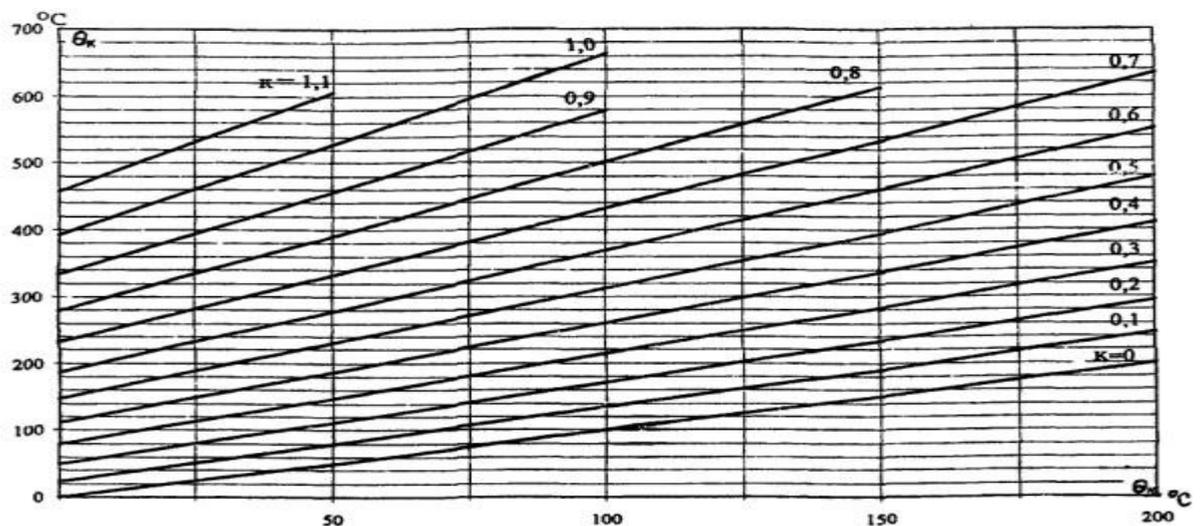


Рисунок 4 - Номограмма для выбора силовых кабелей

$$T_K = T_u \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1) \quad (45)$$

где T_K - температура жилы в завершении КЗ [5];

T_u - температура жилы в момент КЗ [5];

a - величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , равная 228°C .

$$k = \frac{b \cdot B_{\text{ТЕП}}}{S^2} \quad (46)$$

где b - постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для алюминия $45,65 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ и для меди $19,58 \text{ мм}^4 / (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$ [5];
 $B_{тер}$ - тепловой импульс от тока КЗ [5];
 S - сечение жилы, мм^2 [5].

6.2 Проверка на устойчивость к возгоранию силового кабеля 0,4кВ отходящего от РУ-0,4кВ

Проверка кабеля на невозгорание от тока К.З. выполняется при работе резервных защит. Коэффициент, выражающий взаимосвязь теплового импульса, сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы:

$$k = \frac{b \cdot B_{тер}}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 17,02}{35^2} = 0,272 \quad (47)$$

Тепловой импульс от тока КЗ:

$$B_{тер} = I_{кз}^2 \cdot (t_{в.отк} + T_a) = (11,91)^2 \cdot (0,02 + 0,1) = 17,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (48)$$

В соответствии с номограммой (рисунок 4) температура жилы кабеля в режиме КЗ составит 88°C , что на два градуса меньше допустимой температуры a , следовательно, возгорания не произойдет.

Выводы по шестому разделу:

В настоящем разделе осуществлен выбор силового кабеля на стороне низкого напряжения по критериям максимального рабочего тока и напряжения на стороне низкого напряжения по критерию невозгорания и термической стойкости, что позволяет перейти к выбору коммутационного оборудования на стороне низкого напряжения.

7 Выбор автоматических выключателей и расцепителей нагрузок, отходящих присоединений РУ-0,4кВ

Схема электроснабжения собственных нужд ГРЭС второй ступени, представленная чертеже №5 содержит электроприемники подключаемые к низкому напряжению 0,4 кВ. Токовая нагрузка электроприемников второй ступени распределена на две секции сборных шин и указана в таблице 11 и таблице 12.

Таблица 11 – автоматические выключатели и расцепители РУСН1-0,4кВ

Позиционный № линии / автомата		Автомат		Расцепитель		Нагрузка, А
		Тип	Номин. Ток, А	Тип	Номин. Ток, А	
1	QF1.1	ВА88 -35	130	ЭМП и Т	160	60
2	QF1.2	ВА88 -35	220	ЭМП и Т	250	146
3	QF1.3	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	52
4	QF1.4	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	39
5	QF1.5	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	22
6	QF1.6	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	54
7	QF1.7	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	58

Таблица 12 – Автоматические выключатели и расцепители РУСН2-0,4кВ

Позиционный № линии / автомата		Автомат		Расцепитель		Нагрузка, А
		Тип	Номин. Ток, А	Тип	Номин. Ток, А	
1	QF2.1	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	58
2	QF2.2	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	20
3	QF2.3	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	37
4	QF2.4	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	117
5	QF2.5	ВА88 -33	130	ЭМП и Т	160	45
6	QF2.6	ВА88 -35	240	ЭМП и Т	250	140
7	QF2.7	ВА88 -35	240	ЭМП и Т	250	195
8	QF2.8	ВА88 -35	240	ЭМП и Т	250	190

Каждая секция второй ступени подключается к соответствующим трансформаторам через секционные автоматические выключатели,

которые выбираются по критериям уже рассмотренным ранее, а в результате выбора составлена таблица 13.

Таблица 13 - Автоматические выключатели, расцепители, нагрузка на вводах

Обозначение	Место установки	Данные				Нагрузка на секцию максимальная, А
		Автомат		Расцепитель		
		Вид	Номин. Ток, А	Тип	Ном. Ток, А	
QF1	Ввод1	ВРС-6/600У2	600	ЭМП и Т	600	431
QF3	Ввод2	ВРС-6/1200У2	1200	ЭМП и Т	1200	802
QF2, QF3	Секционный автомат	ВРС-6/1200У2	1200	ЭМП и Т	1200	

В случае возникновения аварийной ситуации происходит работа от одного трансформатора, а коммутация указанного режима осуществляется секционными автоматами QF2 и QF3, параметры которых внесены в таблицу 13.

Выводы по седьмому разделу:

В настоящем разделе осуществлен выбор силового кабеля на стороне низкого напряжения по критериям максимального рабочего тока и напряжения на стороне низкого напряжения, отключающей способности и динамической стойкости, что позволяет перейти к выбору коммутационного оборудования на стороне низкого напряжения.

8 Назначение релейной защиты и автоматики

Громадные мощности, вырабатываемые ГРЭС требуют деликатного обращения, мало того, что электроэнергию требуется доставить множеству потребителей, так необходимо обеспечить бесперебойное снабжение этой мощностью. Однако, как и любая техническая система, а тем более сложная система, энергетическая система подвержена периодическому возникновению неисправностей. Неисправность в энергетической системе, где присутствует большая мощность, может превратиться не просто в аварию, а может иметь катастрофические последствия. Именно по этой причине в энергетические установки при проектировании закладываются многоступенчатые системы защиты и предотвращения, серьезных аварийных ситуаций [18].

На ГРЭС предусматриваются системы пожаротушения, грозозащиты, заземления и релейной защиты ответственных машин и механизмов, линий электропередач. Одной из наиболее ответственных защит является защита трансформаторов от токов короткого замыкания, которые могут возникать как в самом трансформаторе, так и в непосредственной близости от них, в автоматических выключателях, разъединителях и пр. Короткие замыкания могут быть трехфазными (обладают наибольшей мощностью), двухфазными, однофазными (замыкания на «землю»), межфазными межвитковыми (в трансформаторах) [17]. Практически любое короткое замыкание может сопровождаться образованием электрической дуги, которая в свою очередь приводит к возгораниям. Вследствие возникновения короткого замыкания нарушается нормальная работа системы электроснабжения, может быть безвозвратно утеряно дорогостоящее оборудование, что создает ущерб, как для потребителя, так и для производителя электроэнергии. При возникновении короткого замыкания по элементам системы электроснабжения протекают токи короткого замыкания вызывающие термическое и динамическое воздействие. Для снижения объемов повреждения и прекращения распространения аварии применяют комплекс автоматических устройств,

называемых аппаратами релейной защиты. «Дифференциальная защита определяется как основная по принципу быстрого действия и надежности в защите трансформаторов и автотрансформаторов. Технические характеристики данного вида защиты позволяют применять ее для защиты:

- трансформаторов (автотрансформаторов) при мощности от 6300 кВА и выше, при использовании в работе одного трансформатора;
- двух трансформаторов (автотрансформаторов) при параллельной работе мощностью от 4000 кВА и выше;
- трансформаторов мощностью от 1000 кВА и выше, при не обеспечении необходимой чувствительности токовой отсечкой при КЗ на выводах низшего напряжения ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с» [19].

До недавнего времени релейная защита трансформатора представляла собой аналоговую систему, включающую в себя реле и автоматические устройства аналоговой схемотехники, сегодня в век сплошной цифровизации, на смену аналоговой техники приходит цифровая, микропроцессорная техника, а развитие беспроводных систем телекоммуникаций позволяет строить защитные для протяженных объектов, таких как линии электропередач.

8.1 РС83-ДТ2 микропроцессорная система защиты

В соответствии с ПУЭ применяются следующие виды защит для трансформатора:

- максимальная токовая защита, токовая отсечка при мощности трансформаторов менее 4 МВА. Данная защита предупреждает внутренние повреждения трансформатора;
- дифференциальная защита для трансформаторов большей мощности.

«Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2 производится компанией ООО «РЗАСИСТЕМЗ» (г. Москва) [10]. Устройство выполняет следующие параметры:

- двухступенчатая защита. Первая ступень- дифференциальная отсечка (ДО), вторая ступень- чувствительная дифференциальная защита с торможением (ДЗТ).
- 4-х ступенчатая защита. Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени;
- 2-х ступенчатая защита, срабатывающая при несимметричной нагрузке или неполнофазном режиме. Защита по току обратной последовательности при выборе стороны ВН или НН независимо для каждой ступени;
- самодиагностика устройства» [20].

Изделие РС83-ДТ2 может быть подключено к источнику постоянного или переменного напряжения, а также к источнику переменного оперативного тока, в этом смысле оно универсально. Данные вырабатываемые датчиками устройства передаются диспетчеру, обрабатываются на месте или дистанционно. Схема подключения устройства к трансформатору представлена на чертеже №3.

8.2 Защита трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2, расчет уставок

Трехфазная двухступенчатая защита срабатывает от действующих значений первых гармоник дифференциальных токов. Устройство имеет две ступени защиты дифференциальная отсечка (ДО) и дифференциальную защиту с торможением (ДТ). Каждая ступень обеспечивает функцию ЛЗШ. Разрешение ЛЗШ определяется уставками из меню. На время превышения уставки по току светится светодиод соответствующий данной ступени ДЗТ зеленым цветом и реле назначенное ЛЗШ. При работе дифференциальной

защиты функция ЛЗШ не используется, а предусмотрена только для не типового случая срабатывания дифференциальной защиты с выдержкой по времени. Для защиты силового трансформатора включенного по схеме Y/Δ параметры терминала РС83-ДТ2 :

- звезда на стороне ВН;
- треугольник на стороне НН.
- максимальная нагрузка силового трансформатора – $S_{нагр. max} = 33,196$ МВ·А.
- токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка K_0) и шинах 6 кВ (точка K_1) определены в таблице 14.

Таблица 14 – Величины токов КЗ

Сторона напряжения	Режим ЭЭС	Ток КЗ, А
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{K0max}^{(3)} = 492,3$
	Минимальный	$I_{K0min}^{(3)} = 285,7$
Сторона 6 кВ	Максимальный	$I_{K1max}^{(3)} = 2880$
	Минимальный	$I_{K1min}^{(3)} = 2325$

Величины токов короткого замыкания в K_1 , приведенные к стороне ВН найдем как:

$$I_{K0}^{(3)BH} = \frac{I_{K1}^{(3)HH}}{k_T} \quad (49)$$

где $I_{K1}^{(3)HH}$ - ток 3х-фазного КЗ на стороне 6 кВ [5];

k_T - коэффициент трансформации СТ [5].

Ток КЗ в максимальном режиме энергетической системы:

$$I_{K0}^{(3)BH} = \frac{I_{K1}^{(3)HH}}{k_T} = \frac{2880}{\frac{115}{6,3}} = 157,8 \text{ А} \quad (50)$$

Ток КЗ в минимальном режиме энергетической системы:

$$I_{K0}^{(3)BH} = \frac{I_{K1}^{(3)HH}}{k_T} = \frac{2342}{\frac{115}{6,3}} = 128,3 \text{ А} \quad (51)$$

8.3 Дифференциальная защита трансформатора, расчет уставок

Дифференциальная защита трансформатора с применением устройства типа РС83-ДТ2 определяется выбором уставок защиты, которые можно определить как:

- для стороны ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ ДТ ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ ТР ВН}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 157,8} = 1,1 \quad (52)$$

- для стороны НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ ДТ ВН}}{I_{НОМ ТР ВН}} = \frac{300}{285,7} = 1,05 \quad (53)$$

Уставки по току находятся:

$$I_{УСТ ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,1} = 4,55 \text{ А} \quad (54)$$

$$I_{УСТ НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,05} = 4,77 \text{ А} \quad (55)$$

Ток срабатывания:

$$I_{СЗ ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТВН}}{K_{СХВН}} = \frac{4,77 \cdot \frac{300}{5}}{\sqrt{3}} = 160,6 \text{ А} \quad (56)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{CP TO}} = \frac{2011,25}{160,6} = 12,5 > 2 \quad (57)$$

$$I_{K3min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3min}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2325 = 2011,25 \text{ А} \quad (58)$$

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТВН}^{ДО} = \frac{I_{CP}^{ДО} \cdot 5}{K_{B1}} = \frac{5 \cdot 6}{1,1} = 27,27 \text{ А}; I_{УСТВН}^{ДО} = 27 \text{ А}. \quad (59)$$

$$I_{УСТВН}^{ДО} = \frac{I_{CP}^{ДО} \cdot 5}{K_{B2}} = \frac{5 \cdot 6}{1,05} = 28,6 \text{ А}; I_{УСТВН}^{ДО} = 29 \text{ А}. \quad (60)$$

Степень отсечки дифференциальной защиты:

$$I_{СЗВН}^{ДО} = \frac{27 \cdot \frac{300}{5}}{\sqrt{3}} = 936,4 \text{ А}; \quad (61)$$

По известной величине тока трехфазного КЗ для минимального режима в точке К1 определим ток двухфазного КЗ:

$$I_{K1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2325 = 2011,25 \text{ А} \quad (62)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{CP TO}} = \frac{2011,25}{936,4} = 2,15 > 1,5 \quad (63)$$

Таким образом, для первой степени отсечки терминала РС83-ДТ2 требования выполняются.

Выводы по восьмому разделу:

В системе электроснабжения, трансформатор является наиболее дорогим элементом и поэтому требует защиты от выхода из строя при возникновении различных аварийных ситуаций, а кроме того требует бережного включения и отключения при отсутствии переходных процессов. Защита трансформатора возлагается на систему релейной защиты, которая выполняется по различным схемам, в том числе с использованием микропроцессорной техники. В настоящем разделе осуществлен выбор двухступенчатой защиты, которая срабатывает от действующих значений первых гармоник дифференциальных токов. Устройство имеет две ступени защиты дифференциальная отсечка (ДО) и дифференциальную защиту с торможением (ДТ) микропроцессорной релейной защиты, вычислены уставки защиты.

Заключение

В настоящей ВКР спроектирована система электроснабжения собственных нужд энергоблока ПГУ-400 Нижневартовской ГРЭС.

По материалам рассчитанных нагрузок осуществлен технико-экономический расчет затрат связанных с вводом в эксплуатацию двух типов трансформаторов собственных нужд и на основании этого расчета осуществлен выбор конкретного типа трансформатора ОРУ-110 кВ мощностью 25 МВА. Для надежного функционирования оборудования собственных нужд Нижневартовской ГРЭС выполнены расчеты токов короткого замыкания, основываясь на которые произведен выбор кабелей по нормативной документации, применяя критерии допустимого нагрева при длительной работе и невозгорания при коротком замыкании, выбор автоматических выключателей, разъединителей и ограничителей перенапряжения. В соответствии с выполненными расчетами было рекомендовано к установке оборудование на стороне 6 кВ перечисленное ниже:

- ячейки КРУ типа КАСКАД для установки в ЗРУ – 6 кВ в которых применяется вакуумный выключатель ВВ/TEL ISM15 LD1-6-20/2500У2, трансформатор тока ГОЛ-НТЗ-10-11 – 6 кВ, трансформатор напряжения ЗНОЛ(П)-НТЗ-6(10).

- выполнен выбор оборудования релейной защиты на основе терминалов типа «РС83-ДТ2» производства ООО «Системы РЗА» (г. Москва) и произведен расчет уставок.

По итогам выполненной работы система собственных нужд третьего энергоблока ПГУ-400 соответствует всем нормам надежности и безопасности, а перечень оборудования для собственных нужд ГРЭС представлен в приложении А и чертеже №2.

Список используемых источников

1. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. - М.: Медиа, 2011. 797 с.
2. Басс, Э.И. Релейная защита электроэнергетических установок/ Э. И. Басс – М.: Энергоатомиздат, 2002.
3. Ермилов А. А. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Эксмо, 2017. 159 с.
4. Жереб А.А., Герман Д.П. Методические указания по выбору уставок дифференциальной защиты трансформаторов, реализуемой при помощи устройств РС83-ДТ2. «РЗАСИСТЕМЗ», 2011 г.
5. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. – М.: КноРус, 2016. 236 с.
6. Козлов В.А. «Электроснабжение городов».- 5- е издание, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат Ленинградское отделение, 2012. 264 с.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.4.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.2.
9. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Изд-во «Энергия», 2006. – Т.6.
10. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. 11. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
12. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. М.: Альвис, 2018. 624 с.

13. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – М.: Изд. центр «Академия», 2004.
14. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.
15. СО.3414-008-02 Комплектные малогабаритные распределительные устройства серии «КАСКАД».
16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2012. 312 с.
17. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 2016. 576 с.
18. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат, 1990.
19. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2015. 480 с.
20. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей/ М.А. Шабад – М.: Энергия, 1970.
21. Шевченко, Н.Ю. Электроснабжение: учебное пособие/ Н.Ю. Шевченко – Волгоград: ВГТУ, 2006.
22. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. М.: МЭИ, 2002. 20. Самолина, О.В. Релейная защита понизительной трансформаторной подстанции: учебное пособие/ О.В. Самолина - Тольятти: ТГУ, 2007.
23. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года // РД РАО «ЕЭС России». Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р – М.: Министерство энергетики, 2020

Приложение А
Оборудование собственных нужд ГРЭС

Таблица А.1 - Оборудование собственных нужд ГРЭС

ОБОРУДОВАНИЕ ПЕРВОЙ СТУПЕНИ					
№	Тип оборудования	Наименование	Количество, шт.	Рабочее напряжение, кВ	Установленная мощность, кВА
1	Трансформатор силовой	ТРДНС-25000/110/6	2	110/6	25000
2	КРУ	КРУ-1-6 УЗ.1 «Каскад»	2	6	25000
3	Вакуумный выключатель	ВВ/TEL ISM15 LD1-6-20/2500У2	2	6	25000
4	Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11-6	6	6	-
5	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)	6	6	-
6	Ограничитель перенапряжения	ОПН-6/1110	6	6	-
7	РЗА	РС83-ДТ2	2	110/6	-
ОБОРУДОВАНИЕ ВТОРОЙ СТУПЕНИ					
8	Автоматический выключатель	ВРС-6/600У2	2	6	-
9	Кабель	АПВВнг(А)-LS 4x35/25-1,0	15	0,4	-
10	Автоматический выключатель	ВА88-33	15	0,4	40