

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 повышающей подстанции для Ульяновской ВЭС
установленной мощностью 35 МВт»

Студент

А.Н. Попов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(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 рассмотрен вопрос выбора электрооборудования повышающей подстанции для Ветровой электростанции (далее - ВЭС) на территории Ульяновской области установленной мощностью 35 МВт.

Основанием для рассмотрения данного вопроса послужило наличие технических условий на технологическое присоединение для обеспечения выдачи мощности Ульяновской ВЭС солнечной электростанции ПАО «Фортум» к 2019 году.

В данную работу включено:

- Выбор места расположения электростанции;
- Разработка схемы выдачи и структурной схемы электростанции
- Выбор оборудования распределительного устройства и его тип повышающей подстанции Ульяновской ВЭС;
- Выбор микропроцессорной защиты и расчёт уставок, для защиты основного оборудования электростанции.

Работа содержит в себе пояснительную записку объёмом 63 листов, включая 27 таблиц и 11 рисунка, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Выбор места расположения электростанции.....	7
2 Геологическая и климатическая характеристика местности расположения подстанции.....	9
3 Разработка схемы выдачи и структурной схемы электростанции	10
4 Схема главная электрическая принципиальная и технико-экономическое сравнение вариантов	13
5 Выбор основного силового оборудования	16
5.1 Выбор силовых трансформаторов связи.....	16
5.2 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции.....	17
6 Система оперативного постоянного тока	24
7 Выбор изоляции, защита от перенапряжений и заземление	26
8 Система рабочего, аварийного и наружного освещения	29
9 Молниезащита	30
10 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Ульяновской ВЭС	31
11 Выбор аппаратов электрической части ПС.....	34
11.1 Выбор оборудования для ОРУ 110 кВ.....	34
11.2 Выбор параметров выключателей в РУ 35 кВ	35
11.3. Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ.....	38
12. Выбор системы измерения для повышающей подстанции	39
13 Выбор трансформаторов тока	40
14 Выбор трансформаторов напряжения	44
15 Релейная защита и автоматика	48
Защиты присоединений 35 кВ.	49
Защиты присоединений 0,4 кВ.	52
Защита от подпитки внешнего короткого замыкания в сети 110 кВ со стороны ПС 110/35 кВ ВЭС.	52

16	Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов	54
16.1	Расчёт токов срабатывания ДЗТ.....	54
16.2	Расчёт уставки токовой отсечки от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора	56
16.3	Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора	58
16.4	Расчёт защиты от перегрузки трансформатора.....	59
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	61

ВВЕДЕНИЕ

В Ульяновской области имеются весьма удовлетворительные условия для использования ветряной энергии, которую можно легко преобразовывать в электрическую.

В соответствии с утвержденной приказом Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143 «Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017 – 2023 годы» в целях исполнения обязательств по договору о поставке мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности ООО «Фортум» запланированы строительство и ввод в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии с использованием энергии ветра установленной мощностью до 85 МВт в рамках процедуры технологического присоединения [1].

Проектирование объекта: «Строительство ветряной электрической станции установленной мощностью 85 МВт» в Ульяновской области разделено на два этапа.

В данной работе рассматривается строительство первого этапа мощностью 35 МВт.

Согласно техническим условиям на технологическое присоединение для обеспечения выдачи мощности Ульяновской ветряной электростанции ООО «Фортум» запланировано строительство новой повышающей ПС 110/35 кВ с силовыми трансформаторами 2х40 МВА. Выдача мощности от ПС 110/35 кВ в сторону энергосистемы будет осуществляться через вновь сооружаемое открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ 110 кВ) на ПС-110/35 кВ и далее в энергосистему через две ВЛ 110 кВ: «Ульяновская ТЭЦ-2-ПС 110 кВ ОСК с отпайкой на ГНС-2 I цепь», «Ульяновская ТЭЦ-2-ПС 110 кВ ОСК с отпайкой на ГНС-2 II цепь».

В соответствии с предоставленными данными Ульяновская ВЭС планируется к размещению в Ульяновском энергорайоне. Сооружение

проектируемого объекта позволит разгрузить дефицитный узел энергосистемы и обеспечить электроэнергией местных потребителей.

Целью данной работы является:

- разработка схемы выдачи мощности (СВМ) Ульяновской ВЭС мощностью 35 МВт;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей;
- оценка необходимого объема электросетевого строительства.

1 Выбор места расположения электростанции

Энергосистема Ульяновской области (далее – Ульяновская энергосистема) граничит с Пензенской, Самарской, Саратовской энергосистемами и энергосистемами республик Мордовия, Татарстан, Чувашия.

Ульяновская энергосистема является дефицитной, дефицит мощности покрывается по ВЛ 220 кВ Ключики – Ульяновская, ВЛ 220 кВ Сызрань – Кремёнки, ВЛ 220 кВ Ключики – Барыш, ВЛ 220 кВ Азот – Черемшанская, ВЛ 220 кВ ТЭЦ ВАЗа – Черемшанская и АТ-2 500/220 кВ ПС 500 кВ Вешкайма. В диспетчерском отношении генерирующие источники на территории энергосистемы подчиняются Филиалу АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги [1].

На территории Ульяновской области действуют электростанции, принадлежащие следующим компаниям: ПАО «Т Плюс», АО «ГНЦ НИИАР», ООО «НИИИАР Генерация» [1].

Наиболее крупные электростанции, расположенные на территории области:

Ульяновская ТЭЦ-1 (435 МВт), Ульяновская ТЭЦ-2 (417 МВт), ИЯУ НИИАР (72 МВт).

На территории энергосистемы действуют электрические сети напряжением 500, 220, 110 кВ и ниже.

Вблизи планируемого места сооружения ВЭС располагается Ульяновская ТЭЦ-2.

Все подстанции в данном районе питаются от шин 110 кВ ОРУ 110 кВ Ульяновской ТЭЦ-2.

Район планируемого расположения ВЭС имеет следующие связи с соседними энергорайонами:

- ВЛ 220 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – Черемшанская;
- ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – 1 М с отпайками I цепь;

- ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – 1 М с отпайками II цепь;
- ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – Центральная I цепь;
- ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – Центральная II цепь с отпайкой на ГПП Заволжская;
- ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – Восточная I цепь;
- ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – Восточная II цепь.

2 Геологическая и климатическая характеристика местности расположения подстанции

Климатические условия площадки ПС 110/35 кВ приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Климатические условия площадки ПС 110/35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра	Ед. изм.
Среднегодовая температура воздуха	4,7	°С
Абсолютная минимальная температура наружного воздуха	минус 48	°С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98	минус 36	°С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92	минус 31	°С
Средняя температура наиболее холодного месяца	минус 10,6	°С
Средняя температура отопительного периода	минус 5,4	°С
Продолжительность отопительного периода	212	суток
Абсолютная максимальная температура наружного воздуха	+40	°С
Средняя максимальная температура атмосферного воздуха наиболее теплого периода	+25,7	°С
Барометрическое давление	990	гПа

Площадка строительства относится к сейсмическому району с зоной интенсивности 6 баллов по шкале MSK-64.

Согласно Техническому отчету по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям № 91/1000/16/18361-00-ИГМИ-128 климат рассматриваемой территории умеренно-континентальный.

Согласно СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия» (актуализированная редакция СНиП 2.01.07.-85*) - по карте 3 район по давлению ветра - II (30 кгс/м²), по средней скорости ветра – 5 м/с.

По ПУЭ район по нормативному значению ветрового давления – II 500(29)Па(м/с).

3 Разработка схемы выдачи и структурной схемы электростанции

Выбор схемы выдачи мощности (СВМ) Ульяновской ВЭС производился на основании «Норм технологического проектирования тепловых электростанций» [14].

При разработке вариантов исходили из требований, которые предъявляются к СВМ тепловых электростанций. Рекомендуемая схема должна соответствовать требованиям ПУЭ, указаниям и нормативам по проектированию развития энергосистем, которыми предусматривается:

- комплексное решение вопросов выдачи мощности с сохранением надежности электроснабжения потребителей;
- максимальное использование существующих сетей с учетом их возможной реконструкции;
- возможность сохранения принятых решений по развитию схемы сети при некоторых отклонениях уровней нагрузок от принятых;
- экономичность развития и функционирования сети при обеспечении оптимальных уровней токов КЗ и потерь электроэнергии.

Варианты предусматривают строительство новой повышающей ПС 10/110 кВ Самарская СЭС и различаются лишь точками присоединения этой новой ПС 10/110 кВ СЭС к сетям 110 кВ энергосистемы. Основными центрами приема мощности в данных вариантах являются ПС 220 Томыловская, ПС 220 Головная, ПС 110 Чапаевская.

Вариант 1. Выдача мощности на шины 10 кВ ПС 110 кВ ОСК, включающая в себя: сооружение 8 КЛ 10 кВ ВЭС – ОСК, выполненных тремя одножильными кабелями АПвЭВ-10 1х400 (Идоп.=560 А) каждая, реконструкцию ПС 110 кВ ОСК с установкой 8 ячеек 10 кВ, 2 ячеек 110 кВ и заменой двух существующих трансформаторов ТДН 10000/110 на два трансформатора мощностью 40 МВА;

Вариант 2. Выдача мощности в ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – ОСК с отпайкой на ПС ГНС-2 1,2 цепь, включающая в себя: сооружение двух отпаяк 110 кВ от ВЭС до ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – ОСК с отпайкой на ПС ГНС-2 1,2 цепь, выполненных проводом АС-95/15, сооружение РУ 110 кВ ВЭС с установкой 2 ячеек 110 кВ и установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА.

Выбор рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности Ульяновской ВЭС произведен на основании технико-экономического сравнения представленных вариантов.

Критерием для выбора варианта является минимум приведенных затрат. Определяющими факторами при выборе рекомендуемого варианта также должны являться простота реализации, возможность преобразования схемы на всех этапах развития сетей с минимальными затратами, возможность последующего развития сети без коренных изменений с учетом рационального сочетания с будущими сетями более высокой степени напряжения.

В технико-экономическом сравнении не учитываются одни и те же элементы (оборудование солнечной электростанции - фотоэлектрических модулей, инвертирующих преобразователей и др.)

На основании вышеизложенного, по результатам технико-экономического сравнения рекомендуемым определен вариант 2, имеющий наименьшие приведенные затраты и предусматривающий выдачу мощности на напряжении 110 кВ ответвлениями от существующих ЛЭП 110 кВ.

Исходные данные энергосистемы и нагрузки указаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Первичные данные для выполнения расчётов

Мощность электростанции	$P_{уст}$	35000	кВт
Напряжение электростанции	$U_{ном}$	35	кВ

Продолжение таблицы 3.1

Коэффициент загрузки СЭС	cosφ	0,8
Связь с ЭС и схема ЭС	2×ВЛ-110 кВ	

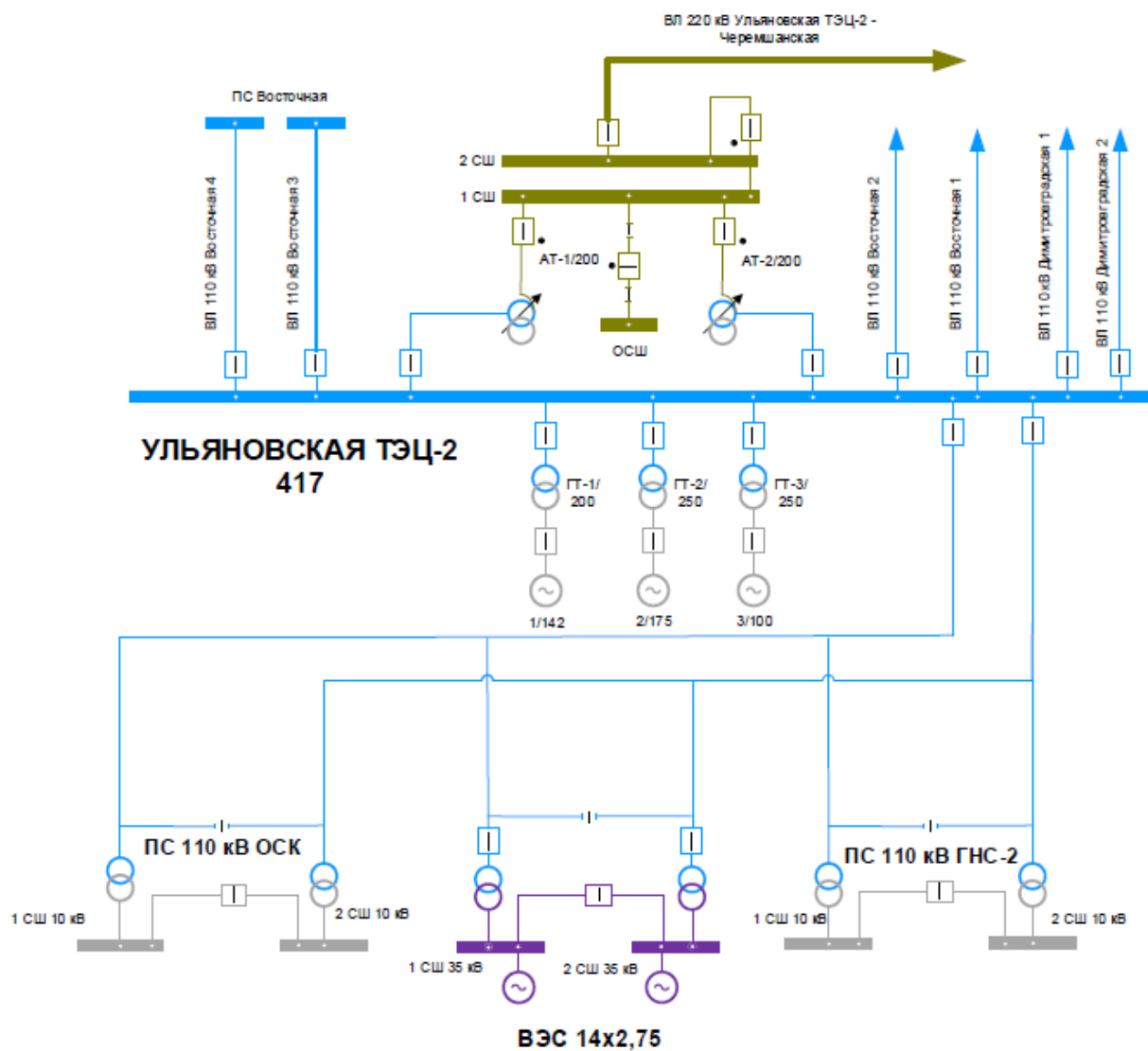


Рисунок 3.1 – Планируемая структурная схема повышающей подстанции
Ульяновская ВЭС

Режим работы Ульяновской ВЭС планируется постоянный, параллельно с ЭС.

4 Схема главная электрическая принципиальная и технико-экономическое сравнение вариантов

На подстанции устанавливаются два силовых трансформатора. Требуемая категория надежности - III.

В данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ:

1. №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».
2. №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии».
3. №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».
4. №110-7 «Четырехугольник».
5. №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Для организации указанных схем нужно следующее количество выключателей и разъединителей, которое представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

№ п/п	Схема	Кол-во выключателей	Кол-во разъединителей	Относительная стоимость, уд.ед.
1	№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	2	8	100
2	№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»	3	10	125

Продолжение таблицы 4.1

3	№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	3	10	125
4	№110-7 «Четырехугольник»	4	12	145
5	№110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»	5	10	155

Схема №110-7 «Четырехугольник» неоправданно дорогая. Так же согласно СТО 56947007-29.240.30.047-2010 данная схема применяется для проходной ПС с двухсторонним питанием по двум линиям, поэтому в дальнейшем эту схему не рассматриваем.

Схема №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» применяется для узловых ПС с возможностью расширения присоединений свыше шести и является самым дорогим и необоснованным вариантом, поэтому в дальнейшем эту схему не рассматриваем.

Согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» рекомендовано применение схем:

Таким образом, так как проектируемая ПС тупиковая, то окончательно принимаем схему №110-4Н "Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии".

РУ-110 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием. РУ 10 кВ предусматривается закрытого типа по типовой схеме № 10-2 "Две, секционированные выключателями, системы шин" на базе комплектного распределительного устройства 10 кВ.

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаться два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе.

Схема электрическая принципиальная ПС 35/110 кВ представлена на чертеже (лист 1).

Необходимо учитывать особенность режима работы ВЭС, так как выработка ВЭС зависит от климатических особенностей (ветровой нагрузки), поэтому схема выдачи мощности, должна быть организована таким образом, что режим работы станции не влиял на параметры качества выдаваемой электроэнергии.

Согласно нормам ПУЭ уровень напряжения на шинах электростанции с рабочим напряжением до 35 кВ, должно поддерживаться на уровне 105 % от номинального значения в период максимума нагрузок и не выше 100% в режиме минимума нагрузок, а в нормальном режиме работы электросети 110 кВ, уровень напряжения, должно находиться в пределах $(\pm 5) \%$ от номинального напряжения сети [2].

Все данные требования будут учтены при выборе оборудования электрической части повышающей подстанции ВЭС Ульяновская.

5 Выбор основного силового оборудования

5.1 Выбор силовых трансформаторов связи

Рассчитываем переток мощности через силовые трансформаторы в сеть 110 кВ по нижеприведенным формулам.

Расчёты производим для режима работы СЭС с установленной мощностью.

$$P_{\text{Тр}} = \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{СН}}}{2} = \frac{38,5}{2} = 19,25 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{Тр}} = \frac{P_{\text{Тр}}}{\cos\varphi} = \frac{19,25}{0,8} = 24,08 \text{ МВА}$$

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 (для СЭС зависит от существующей схемы СН-0,4 кВ подстанции и данных заводов-изготовителей вновь устанавливаемого оборудования шкафов РЗА, освещения и т.д., соответственно на данном этапе ими можно пренебречь);

$S_{\text{Тр}}$ – полная мощность перетока через силовой трансформатор.

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 силовых трансформаторов связи, по максимальному перетоку мощности между шинами 35 кВ и шинами 110 кВ, который определяем по наиболее тяжёлому режиму – в нашем случае, когда СЭС работает с установленной мощностью, время года лето, один трансформатор в работе, второй в ремонте [15].

Максимальной переток мощности через трансформатор на шины 110 кВ с учетом коэффициента загрузки СЭС и $\cos\varphi$ является $P_{\text{макс}} = 38,5$ МВт:

$$S_{\text{макс.ген}} = k * \frac{P_{\text{макс}}}{\cos\varphi}, \quad (5.1)$$

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{ген}} - S_{\text{СН}}, \quad (5.2)$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальный переток мощности через трансформатор из сети 10 кВ в сеть 110 кВ.

$$S_{\text{макс.}} = 0,85 * \frac{38,5}{0,8} = 40,9 \text{ МВА}$$

Выбираем два силовых трансформатора связи с номинальной мощностью 40 МВА, марки ТМГ с номинальными данными указанными в таблице 5.1.

Таблица 5.1. – Номинальные данные трансформатора ТРДН-40000/110

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		$U_k\%$
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$	
ТДН-40000/110 УХЛ1	40	115	38,5	22	170	10,5

5.2 Выбор мощности трансформаторов собственных нужд подстанции

Технологическое оборудование подстанции 110/35 МВт относится к электроприемникам I, II и III категории надежности по ПУЭ.

Сеть 0,4 кВ выполняется с глухим заземлением нейтрали. Тип системы заземления TN-C-S.

Потребители электроэнергии СН расположены в следующих зданиях и сооружениях:

- Здание РУ-0,4 кВ;

- Здание ОПУ;
- Здание РУ-35 кВ
- ОРУ 110 кВ;

Расчетная мощность потребителей 0,4 кВ собственных нужд подстанции 110/35 МВт составляет 299,6 кВА. Выбраны 2 рабочих трансформатора собственных нужд мощностью 400 кВА каждый.

Прогнозные данные потребления на собственные нужды ВЭС (включая ПС 110/35 кВ, 14 КТП 35/0,69 кВ, потребления 14 ВЭУ) в течении календарного года - 15180219 кВт·ч.

Максимальная суммарная нагрузка СН ВЭС - 2,72 МВт.

Данные получены на основании расчетных нагрузок СН 0,4 кВ ПС 110/35 кВ, 14 КТП 35/0,69, потребления 14 ВЭУ в режиме отсутствия генерации.

Расчетная нагрузка ремонтно-испытательной и сварочной сети – 17 кВт.

Потребителями первой категории в здании подстанции являются:

- Собственные нужды электротехнического оборудования;
- Оборудование связи;
- Оборудование СПЗ;
- Аварийное освещение.

При необходимости в цепях присоединений устанавливаются местные электрошкафы различного назначения: управления, с рубильниками и предохранителями, магнитными пускателями и т.д.

Все рабочие и резервные электрические связи напряжением 0,4 кВ выполняются медными кабелями типа ВВГнг(А)-LS. Питание вторичных щитов, двигателей, шкафов и сборок осуществляется пятижильными кабелями (А, В, С, РЕ, N), питание однофазных потребителей – трехжильными кабелями (фаза, N, РЕ) [20].

В соответствии ФЗ РФ № 123 от 22.07.2008 (ст.82) и ГОСТ Р 31565-2012 кабели противопожарной защиты, систем обнаружения пожара и оповещения, аварийного освещения и т.п. (0,4 кВ) приняты огнестойкими, с сохранением работоспособности при пожаре на протяжении 3 часов (ПО-1). Тип кабелей – ВВГнг(A)- FRLS [13].

Для защиты электроустановок от импульсных грозовых и коммутационных перенапряжений на секциях РУСН 0,4 кВ предусматривается установка УЗИП (устройств защиты от импульсных перенапряжений).

Компенсация реактивной мощности на РУСН-0,4 не предусматривается.

РУСН-0,4 кВ, сборки 0,4 кВ расположены в здании РУ-0,4 кВ. В соответствии с классификацией помещений - категория электропитовой П-Па. В соответствии с табл. 7.4.2. ПУЭ степень защиты оболочки (для стационарно установленных установок, не искрящих, по условиям работы) принята - IP44 в соответствии с требованиями ПУЭ [2].

При возникновении пожара системы общеобменной вентиляции автоматически отключаются по сигналу от системы автоматической пожарной сигнализации.

Таблица 5.2 - Расчет нагрузки и выбор мощности трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ

№ п/п	Наименование	Кол-во, шт.		Уном, кВ	Рном/ Рпотр, кВт (един.)	Режим работы	Руст., кВт		Коэф. спроса, Кс	Ррасч, кВт	cosφ	tgφ	Qрасч., кВар	Sрасч., кВА	Примечание
		раб.	рез.				раб.	сумм.							
	Здание РУ-0,4 кВ														
1	Контроллеры СКУД	2	-	0,22	0,1	постоянный	0,2	0,2	1	0,2	1	-	-		I
2	Зарядное устройство УЗП	1	1	0,38	25	постоянный	25	50	1	25	0,8	0,75	18,75		I
3	Рабочее освещение	-	-	0,38	5,2	постоянный	5,2	5,2	0,8	4,16	0,9	0,48 4	2		III
4	Наружное освещение	-	-	0,38	3,245	постоянный	3,245	3,245	1	3,245	0,9	0,48 4	1,57		III
5	Аварийное освещение	-	-	0,38	1,783	постоянный	1,783	1,783	1	1,783	0,9	0,48 4	0,86		I
6	Охранное освещение	-	-	0,38	1,925	постоянный	1,925	1,925	1	1,925	0,9	0,48 4	0,93		III
7	Электроотопление	-	-	0,22	13	постоянный	13	13	1	13	0,98	0,20 3	2,64		III
8	Вентиляция	-	-	0,38/0,22	5	постоянный	5	5	1	5	0,8	0,75	3,75		I, III
9	Охлаждение силовых трансформаторов	2	-	0,38	3	постоянный	6	6	1	6	0,8	0,75	4,6		I
11	Испытательно-ремонтная сеть	-	-	0,38/0,22	42,5	Эпизод.	42,5	42,5	0,1	4,25	0,8	0,75	3,2		III
	Здание ОПУ														
12	Шкаф гарантированного электропитания	-	-	0,38	15	постоянный	15	15	1	15	1	-	-		I
13	Шкаф систем безопасности	1	-	0,22	5	постоянный	5	5	1	5	1	-	-		I
14	Контроллеры СКУД, РИП-24	7	-	0,22	0,1	постоянный	0,7	0,7	1	0,7	1	-	-		I

Продолжение таблицы 5.2

15	Шкафы связи	1	-	0,22	4	постоянный	4	4	0,8	3,2	0,9	0,48 4	1,55		I
16	Сборка СПЗ	1	-	0,38	0,6	постоянный	0,6	0,6	0,2	0,12	0,9	0,48 4	0,06		I
17	Шкаф серверов ТМ и коммутационных контроллеров	1	-	0,22	3	постоянный	3	3	0,8	2,4	0,9	0,48 4	1,16		I
18	Шкафы защит трансформаторов №1, №2(РЗА)	6	-	0,22	0,66	постоянный	3,96	3,96	1	3,96	0,9	0,48 4	1,92		I
19	Шкаф ИБП АСУ ТП №2	1	-	0,22	5	постоянный	5	5	1	5	0,8	0,75	3,75		III
20	Потребители АСУ ТП	-	-	0,38/0,22	13,1	постоянный	13,1	13,1	1	13,1	1	-	-		I
21	Рабочее освещение	-	-	0,38	4,254	постоянный	4,254	4,254	0,8	3,4	0,9	0,48 4	1,64		III
22	Электроотопление	-	-	0,22	23	постоянный	23	23	1	23	0,98	0,20 3	4,66		III
23	Вентиляция	-	-	0,38/0,22	5	постоянный	5	5	1	5	0,8	0,75	3,75		I, III
24	Испытательно-ремонтная сеть	-	-	0,38/0,22	27,5	Эпизод.	27,5	27,5	0,1	2,75	0,8	0,75	2,06		III
	Здание РУ-35 кВ														
25	ШПШ №1, №2 секции 35 кВ (РЗА)	-	-	0,22	1,4	постоянный	4	4	1	4	0,9	0,48 4	1,94		I
26	Контроллеры СКУД	2	-	0,22	0,1	постоянный	0,2	0,2	1	0,2	1	-	-		I
27	Питание и обогрев приводов разъединителей КРУ-35 кВ	5	-	0,38	1,5	постоянный	7,5	7,5	1	7,5	0,9	0,48 4	3,63		I
28	Питание и обогрев приводов заземляющих ножей КРУ-35 кВ	6	-	0,38	1	постоянный	6	6	1	6	0,9	0,48 4	2,9		I
29	Рабочее освещение	-	-	0,38	3,2	постоянный	3,2	3,2	0,8	2,56	0,9	0,48 4	1,24		III
30	Электроотопление	-	-	0,22	14	постоянный	14	14	1	14	0,98	0,20 3	2,84		III

Продолжение таблицы 5.2

31	Вентиляция	-	-	0,38/0,22	5	постоянный	5	5	1	5	0,8	0,75	3,75		I, III
32	Испытательно-ремонтная сеть	-	-	0,38/0,22	42,5	Эпизод.	42,5	42,5	0,1	4,25	0,8	0,75	3,2		III
33	Сеть освещения и розеточная сеть шкафов КРУ-35	-	-	0,22	2	Эпизод.	2	2	0,1	0,2	0,8	0,75	0,15		III
	Территория ПС 110/35 кВ														
34	Шкафы уличного телевизионного наблюдения	5	-	0,22	0,2	постоянный	1	1	1	1	1	-	-		I
35	Ящик ремонта тр-ов	1	-	0,38	130	Эпизод.	130	130	0,1	13	0,8	0,75	9,75		III
37	Питание и обогрев приводов выключателей ОРУ 110 кВ	2	-	0,38	5	постоянный	10	10	1	10	0,9	0,48 4	4,84		I
38	Питание и обогрев приводов разъединителей ОРУ 110 кВ	8	-	0,38	1,5	постоянный	40	40	1	40	0,9	0,48 4	19,36		I
39	Питание и обогрев приводов заземляющих ножей ОРУ 110 кВ	12	-	0,38	1	постоянный	12	12	1	12	0,9	0,48 4	5,81		I
41	Испытательно-ремонтная сеть	-	-	0,38/0,22	42,5	Эпизод.	42,5	42,5	0,1	4,25	0,8	0,75	3,2		III
	Итого:						548,8 7	573,8 7		272,65	0,91	0,44	124,18	299,6	

Выбраны два трансформатора собственных нужд мощностью 400 кВА каждый. В рабочем режиме трансформаторы СН загружены на 37,45%. В аварийном режиме при отключении одного из трансформаторов, второй трансформатор загружен на 74,9%.

6 Система оперативного постоянного тока

На ПС 110/35 кВ устанавливается одна аккумуляторная батарея 220 В и один щит постоянного тока из 4-х шкафов (два ввода рабочий и резервный и две секции присоединений, обеспечивающие работоспособность хотя бы одного из взаиморезервирующих друг друга комплекта устройств РЗА, управления выключателями высоковольтных присоединений как в нормальном, так и при выполнении ремонтных работ, при техническом обслуживании, с двумя зарядно-подзарядными устройствами [9].

В качестве аккумуляторной батареи в соответствии с техническими условиями применяется одна закрытая малообслуживаемая свинцово-кислотная батарея типа 6GroE600 для стационарной установки. Батарея обладает низким внутренним сопротивлением, что обеспечивает стабильный уровень напряжения в режимах длительной и «толчковой» нагрузки. Эти аккумуляторы не являются взрывопожароопасными с точки зрения выделения водорода и его возгорания. Вентиляция помещения выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ. Номинальная емкость батареи при десятичасовом разряде $C_{10}=600$ Ач., с числом элементов 104, размещаемых на 2-х двухъярусных стеллажах (по 26 элементов на каждом ярусе). Применяемая батарея малообслуживаемая и не требует ремонта в течение срока службы, заявленного изготовителем. При неисправности АБ, влекущей ее полную неработоспособность, питание оперативным током обеспечивается от УЗП. При неисправности АБ, решение о выводе ПС из работы или обеспечение источника питания УЗП, независимого от шин 110 и 35 кВ, принимается руководством ВЭС. От АБ предусматривается питание следующих потребителей:

- релейной защиты и автоматики, сигнализации;
- оборудования СОТИАССО (системы обмена телеизмерений с автоматизированной системой системного оператора), шкафа РАС (регистратора аварийных событий);

- аварийного освещения;
- источника бесперебойного питания АСУ ТП;
- связи системы передачи данных СОТИАССО (резервное питание);
- выключателей ОРУ 110 кВ (двигателей приводов и электромагнитов включения и отключения).

7 Выбор изоляции, защита от перенапряжений и заземление

ПС 35/110 кВ размещается в условиях средней степени загрязнения атмосферы.

Изоляция электрооборудования, а также опорная изоляция принята в нормальном исполнении и в соответствии с ГОСТ 9920-89 категории II*.

Произведем расчет изоляции ОРУ 110 кВ:

Длина пути утечки (ПУЭ п. 1.9.9):

$$L = \lambda_z * U * k, \text{ где}$$

λ_z - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ, (ПУЭ таблица 1.9.1);

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

k - коэффициент использования длины пути утечки (ПУЭ 1.9.44-1.9.53).

Коэффициент использования:

$$k = k_u * k_k, \text{ где}$$

k_u - коэффициент использования изолятора (определяется по ПУЭ таблица 1.9.20);

k_k - коэффициент использования составной конструкции с параллельными или последовательно-параллельными ветвями (определяется по ПУЭ п. 1.9.49).

Для изолятора ПС-70Е:

$$k_u = L_u / D, \text{ где}$$

L_u - длина пути утечки изолятора, мм;

D - диаметр тарелки изолятора, мм.

$$k_u = 303 / 255 = 1,19, \text{ в соответствии с таблицей 1.9.20 принимаем}$$

$$k_u = 1,10.$$

$$k_k = 1.$$

Коэффициент использования:

$$k = k_u * k_k = 1,10 * 1 = 1,10.$$

$$L = 2,25 * 126 * 1,10 = 311,85 \text{ см.}$$

Определяем количество изоляторов (ПУЭ п. 1.9.12):

$m = L/L_u = 311,85/30,3 = 10,29$ шт., округляем в большую сторону до 11 шт.

Согласно ПУЭ п. 1.9.20 в натяжных и поддерживающих гирляндах ОРУ 110 кВ требуется добавить один изолятор. В качестве натяжной и поддерживающей изоляции ОРУ 110 кВ используются гирлянды изоляторов типа ПС-70Е по 12 изоляторов в гирлянде [2].

Защита оборудования от волн перенапряжений со стороны ВЛ 110 кВ, а также защита вновь устанавливаемых трансформаторов напряжений 110 и 35 кВ осуществляется ограничителями перенапряжений 110 и 35 кВ, установленных на ОРУ 110 кВ и в ячейках РУ 35 кВ [11].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при появлении потенциалов на открытых проводящих частях в нормальных и аварийных режимах работы электроустановок на ПС предусматривается монтаж заземляющего устройства [19].

Базовая конструкция заземляющего устройства состоит из горизонтальных продольных и горизонтальных поперечных заземлителей, прокладываемых на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли, соединенных между собой в заземляющую сетку из стальных полос сечением 40х7 мм и вертикальных заземлителей (сталь угловая 70х7х7 мм) длиной 5 м. Вертикальные заземлители максимально приближены к высоковольтному силовому оборудованию. Сечение горизонтальных элементов искусственного заземлителя и заземляющих проводников выбрано из требований, предъявляемых к их механической, термической и коррозионной стойкости [2].

Сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 0,5 Ом.

После выполнения работ по монтажу заземляющего устройства необходимо выполнить проверку сопротивления ЗУ.

К заземляющему устройству присоединяется все оборудование ПС 35/110 кВ. Присоединение оборудования к контуру ЗУ осуществляется стальной полосой сечением 40х7 мм.

Ограждение ПС 10/110 кВ заземляется с помощью вертикальных заземлителей (уголок 70х7х7 мм) длиной 3 м, установленные у стоек ограждения по всему ее периметру через 20-50 м, а так же у въездов на ПС.

Заземляющие проводники защищаются от коррозии материалами типа "Цинол" или "Цинотан" в местах входа в грунт на 20 см выше и ниже поверхности грунта, в местах сварных соединений на 5-10 см в обе стороны сварного шва.

Для снижения уровня импульсных помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации прокладываются поразным трассам на расстоянии не менее 10 м от оснований фундаментов (стоек) с молниеотводами.

Трассы контрольных кабелей располагаются на возможно большей длине в непосредственной близости от горизонтальных заземлителей. Металлические оболочки и броня кабелей цепей управления, измерения и сигнализации присоединяются к ЗУ в местах концевой разделки кабелей.

8 Система рабочего, аварийного и наружного освещения

На подстанции в зданиях ОПУ и РУ 35 кВ предусматривается рабочее и аварийное освещение.

Напряжение сети рабочего и аварийного освещения - 220 В.

В качестве источников света применяются светодиодные лампы.

Все светильники, примененные в проекте, соответствуют ГОСТ Р МЭК 60598-1-2011, ГОСТ IEC 60598-2-3 2012, ГОСТ IEC 60598-2-4-2012, ГОСТ Р МЭК 60598-2-8-2011, ГОСТ Р 56231-2014.

Светильники аварийного освещения, дополнительно, соответствуют ГОСТ 27900-88, ГОСТ IEC 60598-2-22-2012.

Световые указатели, дополнительно, соответствуют ГОСТ Р 12.4.026.-2001.

Для всех помещений принята система общего равномерного или локализованного освещения. В необходимых случаях, в дополнение к общему освещению, предусматривается местное переносное освещение.

В производственных помещениях выполняется рабочее и аварийное (эвакуационное и резервное) освещение. Напряжение сети рабочего освещения принято 380/220 В переменного тока, аварийного – 220 В постоянного тока. Напряжение сети ремонтного освещения – 12 В переменного тока. Для сети ремонтного освещения используются стационарно установленные понижающие трансформаторы ЯТП-0,25 220/12 В, которые запитаны от щитков рабочего освещения.

Аварийное освещение предусматривается на случай нарушения питания основного (рабочего) освещения и подключается к источнику питания, не зависящему от источника питания рабочего освещения.

9 Молниезащита

Молниезащита выполняется согласно СО 153-34.21.122-2003.

Территория подстанции по устройству молниезащиты относится к специальным объектам. (Для защищаемых блочно-модульных зданий, электрооборудования на ОРУ 110 кВ и гибких связей на порталах ОРУ выбран уровень защиты III и надежность защиты 0,9).

Молниезащита электротехнического оборудования на пристанционном узле (открытая установка трансформаторов) и ОРУ 110 кВ предусмотрена посредством молниеотводов, устанавливаемых на металлических порталах гибкой ошиновки.

Молниезащита блочно-модульных зданий обеспечивается путем их присоединения к внешнему контуру заземления не менее чем в двух точках. В качестве естественного молниеприемника используется металлическая кровля, а также металлический каркас зданий [16].

10 Расчет токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Ульяновской ВЭС

В расчетах токов КЗ рассмотрен режим, когда СВ на шинах КРУ-35 кВ ПС 110/35 кВ отключен. Исходные данные для расчетов токов короткого замыкания представлены на рисунке 1.

Значения токов КЗ на шинах 110 кВ ПС ВЭС представлены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Исходные данные

Тип КЗ	Суммарный ток в месте КЗ, кА	Ток подпитки от ВЭС, кА	Ток подпитки от системы, кА
К(3)	7,720	0,160	7,560
К(1)	5,753	0,040	5,713

Т

Рассчитанные в соответствии с таблицей 10.1 величины токов КЗ в конкретных расчетных точках на шинах 110 кВ, 35 кВ и 0,4 кВ ПС ВЭС приведены в таблице 2.

Расчет токов КЗ выполнен с использованием программы gefaults («Короткие замыкания в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ»), разработанной на кафедре «Электрические станции» МЭИ (ТУ).

Для выбора основного электротехнического оборудования в качестве расчетного тока КЗ выбран ток трехфазного КЗ.

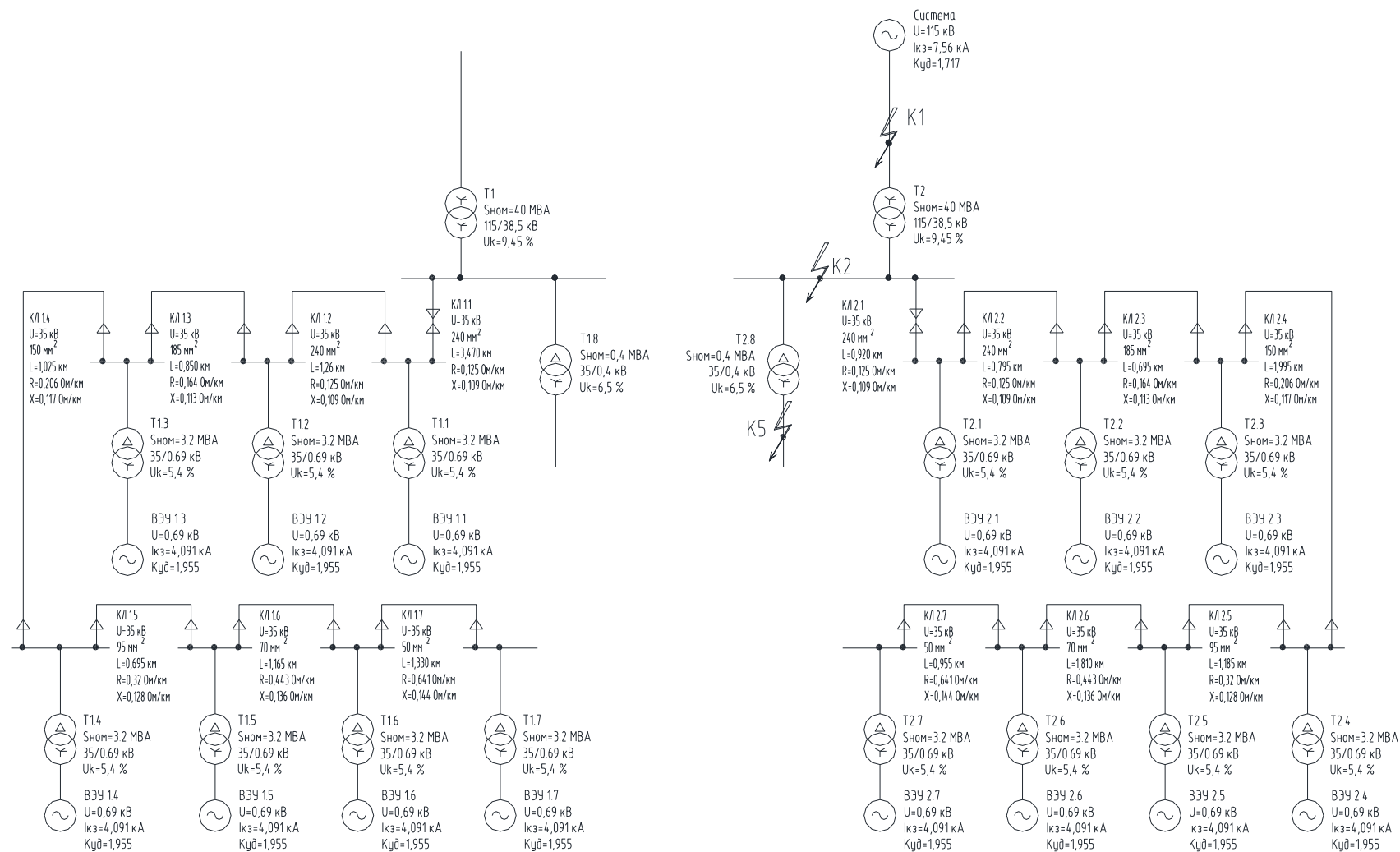


Рисунок 10.1 - Исходные данные для расчета токов короткого замыкания в разных точках главной электрической схемы с нормально отключенным секционным выключателем 35 кВ на ПС 110/35 кВ

Таблица 10.2 - Результаты расчета токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ, 35 кВ, 110 кВ на 2017-2021 гг. (СВ 35кВ отключен)

№ п/п	Расчетные величины	Обозначение	Ед. измерения	Шины ОРУ 110 кВ			Шины КРУ 35 кВ			За трансформатором 35/0,4 кВ
				От системы	От Т2	Суммарный	От Т2	От КТП 35 кВ	Суммарный	
	№№ точек КЗ			К1			К2			
1	Действующее значение периодической составл. Тока 3-фазного КЗ для t=0 сек. (Iпо) и к моменту расхождения контактов (Iпт) .	Iпо	кА	7,56	0,16	7,72	4,96	0,52	5,42	9,39
		Iпт	кА	7,56	0,16	7,72	4,96	0,52	5,42	9,39
2	Ударный ток короткого замыкания	iуд	кА	18,37	0,26	18,75	12,85	0,83	14,08	19,34
3	Апериодическая составляющая тока КЗ.	iat	кА	3,02	0	3,14	0,49	0	0,59	0
4	Относительное содержание апериод. Составляющей.	b	%	28,2	0,0	28,8	6,99	0	7,7	0
5	Полный ток короткого замыкания.	ikt	кА	13,72	0,22	14,04	7,5	0,73	8,25	13,28
6	Расчетная длительность КЗ при проверке на термическую стойкость.	ткз	с	0,12	0,12	0,12	0,16	0,16	0,16	0,16
7	Тепловой импульс (для ткз),	В	кА²хс	*	*	8,9	5,3	0	6,4	15,2
8	Термически эквив. ток КЗ (для ткз).	Itэ	кА	*	*	8,61	5,76	0	6,32	9,75

* - Данные значения не приводятся, так как не используются в дальнейших расчетах по выбору электротехнического оборудования

11 Выбор аппаратов электрической части ПС

11.1 Выбор оборудования для ОРУ 110 кВ

Параметры выключателей выбираем по следующим параметрам [18]:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (11.1)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}, \quad (11.2)$$

На термическую устойчивость КА проверяем по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (11.6)$$

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

$$B_K \leq I_{тер}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}),$$

$I_{тер}^2$ – ток термической стойкости;

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

Определяем наибольший ток для 100% загрузки силового трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{макс.}}{n \times \sqrt{3} \times U_{ном}},$$
$$I_{макс} = \frac{n}{n-1} \times I_{ном.раб},$$

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{38,5}{2 \times \sqrt{3} \times 110} = 101 \text{ А},$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{2}{2 - 1} \times 101 = 202 \text{ А},$$

Учитывая требования предъявляемые к выключателям ОРУ 110 кВ [10] при компоновке ОРУ 110 кВ выберем элегазовый выключатель с номинальным током 2000 А, ток отключения 40 кА типа ВГТ-110.П 40/2000 УХЛ1.

Таблица 11.1 - Условия выбора выключателя в ОРУ 110 кВ ВЭС Ульяновская

Условие выбора элегазового выключателя по паспортным параметрам	Данные на основании расчетов	Данные завода изготовителя
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	202 А	2000 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, \text{ном}} = \frac{I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}}{2\beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}} = \frac{I_{\text{п, 0}} \leq I_{\text{пр,с}}}{2} \times 0,2 \times 40$	7,72 кА 11,2 кА 8,2 кА	40 кА 40 кА 40 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	18,75 кА	102 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{п 0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}}$	180 кА ² с	3002 с

11.2 Выбор параметров выключателей в РУ 35 кВ

Все генераторные выключатели находятся в одной расчётной зоне по токам КЗ и в одинаковых условиях, соответственно параметры их будут тоже одинаковыми [29].

Максимальный ток от инверторов ВЭС на одну секцию в нормальном режиме работы определяем как [27]:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}} \times \cos\varphi},$$

$$I_{\text{НОМ.Ген}} = \frac{17,5}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,85} = 1190 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}} \times \cos\varphi \times 0,95},$$

$$I_{\text{макс.Ген}} = \frac{17,5}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,85 \times 0,95} = 1130 \text{ А.}$$

Выбираем по максимальному току отключения токов КЗ, выключатель элегазовый ($U_n=35 \text{ кВ}$, $I_n=1250 \text{ А}$), с трансформаторами тока, ТН до ввода, заземляющими ножами и ОПН типа К-130.

Данный выбор полностью соответствует техническим требованиям [15]
Таблица 11.2 - Условия выбора выключателей в цепи силового трансформатора

Условие выбора элегазового выключателя по паспортным параметрам для РУ 35 кВ	Данные на основании расчетов	Данные завода изготовителя
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$	35 кВ	35 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}},$	1190 А	1250 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, \text{ном}} = \frac{I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}}{\sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{откл.ном}}} = \sqrt{2} \times 0,4 \times 40$ $I_{\text{п, 0}} \leq I_{\text{пр,с}}$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}}, \text{ кА}$	14,8 кА	31,5 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{\text{п 0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\alpha}) \leq I^2 \text{тептер},$	1224 кА ² с	4800 кА ² с

Выбираем по максимальному току отключения токов КЗ, выключатель элегазовый (U_н=35 кВ, I_н=630 А), с трансформаторами тока, ТН до ввода, заземляющими ножами и ОПН типа К-130.

Таблица 11.3 - Условия выбора выключателей в цепи отходящих линий

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном},$	35 кВ	35 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном},$	250 А	650 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{п, \tau} \leq I_{ном.откл}}{2\beta_{ном} I_{откл.ном}} = \frac{2 \times 0,4 \times 31}{I_{п, 0} \leq I_{пр,с}}$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{дин},$	8,2 кА	31,5 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K = I_{п, 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2тер} t_{тер},$	1224 кА ² с	2883 кА ² с

Выбираем по максимальному току отключения токов КЗ, выключатель элегазовый (U_н=35 кВ, I_н=1250 А), с трансформаторами тока, ТН до ввода, заземляющими ножами и ОПН типа К-130.

Таблица 11.4 - Условия выбора выключателей в секционных ячейках

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном},$	35 кВ	35 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном},$	1190 А	1250 А
Номинальный ток отключения:		
$i_{\alpha, \tau} \leq i_{a, ном} = \frac{I_{п, \tau} \leq I_{ном.откл}}{2\beta_{ном} I_{откл.ном}} = \frac{2 \times 0,4 \times 40}{I_{п, 0} \leq I_{пр,с}}$	25,12 кА 9,04 кА 20,07 кА	31,5 кА 20,6 кА 31,5 кА

Продолжение таблицы 11.4

Ток динамической стойкости по номинальным параметрам:		
$i_y \leq i_{дин}, \text{ кА}$	14,8 кА	31,5 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2терптер},$	1224 кА ² с	4800 кА ² с

11.3. Выбор разъединителей в ОРУ 110 кВ

Исходя из технических характеристик выбраны разъединители 110 кВ типа РГНП.1а-110/1000 УХЛ1 с двигательными приводами главных (типа ПД-14-00 УХЛ1) и заземляющих (типа ПД-14-01 УХЛ1) ножей [15].

Таблица 11.5 - Условия выбора разъединителей

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{уст} \leq U_{ном},$	110 кВ	126 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{max} \leq I_{ном},$	202 А	1000 А
Ток динамической стойкости по номинальным параметрам:		
$i_y \leq i_{дин},$	18,75 кА	80 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$W_K = I_{п 0}^2 (t_{откл} + T_{\alpha}) \leq I_{2терптер},$	1224 кА ² с	2883 с

12. Выбор системы измерения для повышающей подстанции

За управлением и учётом режима работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции 110/35 кВ Ульяновская 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 [2].

13 Выбор трансформаторов тока

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции [14].



Рисунок 13.1 – Внешний вид трансформатора тока типа ТОГФ-110-II-0,2S/5P-600-400-300-200/1 УХЛ1

Таблица 13.1 – Технические данные трансформаторов тока ТОГФ-110-II-0,2S/5P-600-400-300-200/1 УХЛ1

Наименование параметра	Данные
Количество вторичных обмоток	1 - 2
Класс точности вторичных обмоток для измерений	0,2S
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P
Номинальный первичный ток, А	200(300,400,600)
Номинальный вторичный ток $I_{ном}$, А	1 и 5

Трансформаторы тока выбираем по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (13.1)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{уст} \leq I_{ном}, \quad (13.2)$$

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (13.3)$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ.

По термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (13.4)$$

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{нагр}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (13.5)$$

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

Сопротивление провода:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{S_{\text{ном}} - S_{\text{потр}}}{I_{\text{ном}}^2 - r_{\text{пер}}}, \quad (13.6)$$

где $I_{\text{ном}}^2$ — вторичный ток ТТ по номинальным параметрам,

$r_{\text{пер}}$ — данные о сопротивлении во вторичных цепях ТТ.

Сечение провода:

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{l_{\text{каб}}}{\gamma \times r_{2\text{пр.доп}}}, \quad (13.7)$$

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

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

Таблица 14.2 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ и 35 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$	110 кВ 35 кВ	110 кВ 35 кВ
Длительный номинальный ток		
$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}},$	180 А	200/5 А
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_y \leq i_{\text{дин}},$	18,75 кА	40 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_K \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}},$	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.

Мощность, потребляемую измерительными приборами ЦП8506 и ЩП120 исчисляемая десятками мВА 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 02S 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:

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

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

Принимаем кабель с сечением жилы $2,5 \text{ мм}^2$.

14 Выбор трансформаторов напряжения

Для измерения напряжения, а также для защиты, автоматики и средств учёта электроэнергии Трансформаторы напряжения (ТН), будем устанавливать на шины 110 и 35 кВ [20].

ТН планируем установить однофазные, в каждую фазу по одному ТН.

Трансформаторы напряжения выбираем по напряжению установки.

По конструкции и схеме соединения обмоток;

По классу точности;

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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 [21].

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



Рисунок 14.1 - Внешний вид ЗНОГ-110П-У1, 110/3;0,1/3;0,1/3;0,1 класс точности вторичных обмоток - 0,2/0,5/3Р

Таблица 14.1 - Вторичная нагрузка для расчёта ТН 35 кВ

Приборы	Тип	Soб м ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	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-35 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 14.2 - Вторичная нагрузка для ТН 110 кВ

Приборы	Тип	Soб м 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							30,0 5	8,5

Рассчитываем номинальную мощность вторичной обмотки ТН 110 кВ по формуле:

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

$$S_{2\Sigma} = 31,2 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном}} = 50 \text{ ВА},$$

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

Параметры выбранных трансформаторов заносим в таблицу 14.3.

Таблица 14.3 - Технические характеристики трансформатора напряжения ЗНОГ-110П-У1, НОЛ-СЭЦ-10-У2

Характеристика	Значение	
Класс напряжения, кВ	110	10
Наибольшее рабочее напряжение кВ	126	12
Номинальные напряжения, кВ		
первичная обмотка	110/√3	10,5/√3
основная вторичная обмотка	100/√3	10/√3
дополнительная вторичная обмотка	100	10
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5/0,2	0,5/0,2
Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3Р	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	

Сечение соединительных проводов в цепях ТН определяем по допустимой потере напряжения и должно быть на зажимах счётчика не превышать 0,25 % от номинального напряжения [2].

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 (п 3.4.4) – 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.

15 Релейная защита и автоматика

Релейная защита электрооборудования ПС 110/35 кВ выполняется на базе микропроцессорных устройств.

Защиты силовых трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН выполняются на постоянном оперативном токе напряжением 220В от аккумуляторной батареи. При потере питания шкафа срабатывает предупредительная сигнализация.

Комплекты защит силовых трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН выполняются со 100% резервированием и подключаются к независимым друг от друга цепям тока и напряжения.

Защиты силовых трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН делятся на комплект защит I и комплект защит II. Комплекты защит I и II располагаются в разных шкафах. Допускается размещение комплектов защит I и II в одном шкафу.

Функции защит комплектов I и II идентичны и приведены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 - Функции защит комплектов I и II трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА

Функции защиты	Номер защит по ANSI
1 Дифференциальная защита трансформатора	87T
2 Токовую защиту нулевой последовательности и защиту по $3U_0$ стороны ВН	50N/59N
3 Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени на сторонах ВН и НН с комбинированным пуском по напряжению от стороны НН	50V
4 Защита от перегрузки	50/51
5 Токовая защита обратной последовательности	46
6 Сигнализация однофазных замыканий на стороне НН	59N
7 Токовые органы для пуска автоматики охлаждения	50

В шкафах защит обеспечивается прием сигналов дискретными входами от отключающих ступеней газовой защиты бака и отсека РПН, защиты от повышения давления, защиты от повышения температуры масла, защиты от повышения температуры обмотки трансформаторов.

Защиты, предназначенные для ликвидации внутренних повреждений в трансформаторах 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН (дифференциальная защита трансформатора, газовая защита бака и отсека РПН) действуют:

- на отключение выключателя 110 кВ;
- на отключение выключателя 35 кВ.

Газовые защиты бака и отсека РПН трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН выполнены:

- для отключающих ступеней с возможностью перевода их действия с отключения на сигнала и обратно;
- для сигнальных ступеней с возможностью перевода их действия с сигнала на отключение и обратно.

Резервные защиты трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН от междуфазных повреждений и КЗ на землю действуют (со степенью селективности по времени):

- на отключение выключателя 110 кВ;
- на отключение выключателя 35 кВ.

Действие основных функций релейной защиты и автоматики не зависит от состояния технических средств АСУ ТП.

Защиты присоединений 35 кВ.

Объем защит и автоматики элементов КРУ 35 кВ принимается по действующим нормам, с применением микропроцессорных устройств, установленных в релейных отсеках шкафов КРУ 35 кВ.

Для элементов КРУ 35 кВ предусматривается объем релейной защиты и автоматики в соответствии с нормативными документами и рекомендациями заводов-изготовителей оборудования.

Защиты, обеспечиваемые устройствами РЗА вводов на секции 35 кВ:

- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени и комбинированным пуском по напряжению (50V);

- логическая защита шин (50);
- УРОВ (50BF);
- защита минимального напряжения [27];
- защита от дуговых замыканий.

Защиты, обеспечиваемые устройствами РЗА трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ:

- токовая отсечка (50);
- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени (50);

- защита от однофазных замыканий на стороне 35 кВ (50G);
- защита от перегрузки (50/51);
- УРОВ (50BF);
- защита от дуговых замыканий.

Защиты, обеспечиваемые устройством РЗА секционного выключателя:

- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени и комбинированным пуском по напряжению (50V);

- логическая защита шин (50);
- УРОВ (50BF);
- защита от дуговых замыканий;
- АВР.

Защиты, обеспечиваемые устройствами РЗА линий к КТП 35/0,69 кВ ВЭУ:

- токовая отсечка (50);

- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени и комбинированным пуском по напряжению (50V);

- защита от однофазных замыканий (50G);

- УРОВ (50BF);

- защита от дуговых замыканий.

Защиты, обеспечиваемые устройствами РЗА ТН секций:

- защита от однофазных замыканий (59N);

- защита от дуговых замыканий;

Действие защит:

- максимальная токовая защита – основная от многофазных повреждений на секциях и резервная от многофазных повреждений на отходящих присоединениях. Действует на отключение выключателя КРУ 35 кВ с выдержкой времени;

- УРОВ присоединений 35 кВ – для резервирования отказов выключателей присоединений 35 кВ. Действует на отключение выключателей всех питающих присоединений;

- защита от дуговых замыканий – для снижения объемов повреждений при коротких замыканиях с открытой электрической дугой внутри ячеек КРУ 35 кВ. Действует селективно в зависимости от сработавших датчиков на отключение выключателей питающих присоединений;

- защита от перегруза трансформаторов – для сигнализации об их перегрузке по стороне 35 кВ. Действует на сигнал;

- защита от однофазных замыканий на землю в сети 35 кВ – от однофазных повреждений на секциях и на отходящих присоединениях. Действует на сигнал с выдержкой времени.

- защита минимального напряжения – используется для отделения секции 35 кВ от трансформатора 110/35кВ мощностью 40 МВА при

исчезновении или недопустимом снижении напряжения на секции и действует на пуск АВР;

- АВР – для включения секционного выключателя с контролем отсутствия напряжения на одной из секций 35 кВ; автоматика срабатывает при пропадании напряжения на одной из секций 35 кВ, отключенном положении выключателя ввода от трансформатора 110/35 мощностью 40 МВА и наличие напряжения на другой секции 35 кВ.

Используется оперативный постоянный ток напряжением 220 В для питания устройств защиты и автоматики КРУ 35 кВ.

АУВ 35 кВ интегрирована в терминал защит присоединений 35 кВ. Описание АУВ 35 кВ будет представлено в рабочей документации.

Защиты присоединений 0,4 кВ.

Объем защит и автоматики присоединений 0,4 кВ принимается по действующим нормам.

Защитные функции реализованы с помощью процессорных и полупроводниковых устройств, встроенных в автоматические выключатели.

Защиты, обеспечиваемые выше упомянутыми устройствами:

- токовая отсечка (50);
- защита от однофазных замыканий на землю (50G);
- защита от перегрузки (50/51).

Защиты действуют на отключение «своего» автоматического выключателя с блокировкой АВР. Резервная защита от однофазных замыканий на землю действует на отключение выключателя 35 кВ.

АВР шин 0,4 кВ реализуется с помощью программируемого логического контроллера или на базе электромеханических реле в зависимости от сложности и режимов работы первичного оборудования.

Защита от подпитки внешнего короткого замыкания в сети 110 кВ со стороны ПС 110/35 кВ ВЭС.

Для исключения подпитки внешнего короткого замыкания в сети 110 кВ со стороны ПС 110/35 кВ ВЭС на стороне 110 кВ каждого из силовых

трансформаторов 110/35 кВ мощностью 40 МВА с РПН в обмотке ВН реализована направленная максимальная токовая защита с пуском по напряжению со стороны 110 кВ. Она определяет требуемый к отключению выключатель 110 кВ на ПС 110/35 кВ ВЭС в зависимости от направления перетока мощности и положения секционного выключателя 35 кВ и действует на отключение выключателей 110 кВ и 35 кВ.

16 Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

Требования к выполнению защиты трансформаторов.

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

- 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.

16.1 Расчёт токов срабатывания ДЗТ

Выполним расчет уставок ДЗТ:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (16.1)$$
$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

В соответствии с Техническими требованиями к устройствам РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 [23]:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$
$$K_{B2} = 1,02.$$
$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022,$$

В соответствии методикой завода изготовителя [12]:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$
$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{уст.нн}^{дт} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 A.$$

$$I_{уст.нн}^{дт} = 4,9 A.$$

В соответствии методикой завода изготовителя [12]:

$$I_{сз.вн}^{дт} = \frac{I_{уст.вн}^{дт} \cdot K_{тт.вн}}{K_{сх.вн}},$$

$$I_{сз.вн}^{дт} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 A.$$

В соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой завода изготовителя [12]:

$$k_{\eta} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{ср.то}},$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)};$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 A;$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

Вторичный ток срабатывания в соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой [12]:

$$I_{уст.вн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{ср}^{до}}{K_{B_1}};$$

$$I_{уст.вн}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 A.$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot I_{ср}^{до}}{K_{B_2}};$$

$$I_{уст.вн}^{до} = 28 A.$$

$$I_{уст.нн}^{до} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 A.$$

$$I_{уст.нн}^{до} = 30 \text{ A.}$$

Степень отсечки в соответствии с Требованиями к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами [25] и методикой изготовителя [12]:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ на основании расчетов п.4:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Расчет ДЗТ на базе терминала микропроцессорной защиты удовлетворяет всем требованиям [25].

Таблица 16.1 Значения для расчета уставок ДЗТ трансформатора

Наименование величины расчетной величины	Итоговые значения	
	110 кВ	35 кВ
$I_{\text{ном.Тр}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \times 110} = 331 \text{ A}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \times 10} = 2840 \text{ A}$
$k_{\text{ТТ}}$	500/5	3000/5
Схема соединения ТТ	Y	Y
$k_{\text{сх}}$	1	1
Вторичные токи в плечах ДЗТ	$\frac{331}{\frac{200}{5}} = 3,31 \text{ A}$	$\frac{2840}{\frac{600}{5}} = 4,73 \text{ A}$

16.2 Расчёт уставки токовой отсечки 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:

$$I_{с.з110} \geq k_{отс} I_{КЗ.макс 10}, \quad (16.6)$$

где $I_{с.з10}$ ток срабатывания защиты со стороны 10 кВ;

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

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

Приводим ток КЗ стороны 10 кВ к стороне 110 кВ трансформатора:

$$\frac{25,1}{\frac{110}{10}} = 2,28 \text{ кА},$$

$$I_{с.з110} = 1,4 \times 2,28 = 3,19 \text{ кА},$$

Приводим ток КЗ стороны 110 кВ к стороне 10 кВ трансформатора:

$$19,17 \times \frac{10}{110} = 1,8 \text{ кА},$$

$$I_{с.з10} = 1,4 \times 1,8 = 2,5 \text{ кА},$$

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

$$k_{ч 110} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 110}}{I_{с.з110}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 8,2}{3,19} = 2,6,$$

$$k_{ч 10} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{п, 0 10}}{I_{с.з10}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \times 11,6}{2,5} = 2,1,$$

Расчётные значения уставок ТО для защиты трансформатора соответствуют всем параметрам.

16.3 Расчёт максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ подключаем по токовым цепям на стороне 110 кВ.

Первичный ток срабатывания МТЗ рассчитываем по условию отстройки от токов в максимальном рабочем режиме трансформатора:

$$I_{C.3} = \frac{k_3}{k_6} \times I_{\text{раб.макс}}$$

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

k_6 – коэффициент возврата;

k_3 – коэффициент запаса.

$$I_{\text{раб.макс } 110,} = k_{\text{пер}} \times I_{\text{ном}} = 1,4 \times 264 = 369,6 \text{ A},$$

$$I_{C.3} = \frac{1,2}{0,85} \times 369 = 553 \text{ A},$$

Чувствительность для МТЗ определяется по выражению КЗ со стороны 10 кВ приведённое к стороне 110 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п.о.к}}^{(2)}}{I_{C.3}} = \frac{6,74/11}{0,68} = 0,9,$$

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

16.4 Расчёт защиты от перегрузки трансформатора

Для обеспечения защиты от перегрузки двухобмоточного трансформатора разрешается устанавливать защиту с любой стороны. Устанавливаем защиту со стороны 110 кВ.

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

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{ном}}{k_{в}},$$

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) рассмотрен вопрос выбора электрооборудования повышающей подстанции ПС 35/110 кВ Ульяновской ВЭС на территории Ульяновской области установленной мощностью 35 МВт.

Рассмотрено два варианта схемы распределительного устройства 35 и 110 кВ, и выбрана наиболее экономически выгодная схема, с наименьшими потерями мощности в силовых трансформаторах, и меньшими затратами на электрооборудование повышающей подстанции 35/110 кВ СЭС.

Также произведены расчёты по току нагрузки и короткого замыкания в расчётных участках схемы распределительного устройства 35 и 110 кВ, в различных режимах работы станции и выбрано соответствующее коммутационное оборудование ПС 35/110 кВ.

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

Данная повышающая подстанция ПС 35/110 кВ Ульяновской ВЭС соответствует всем нормам и требованиям электроснабжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13.11.2009 г.
2. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
3. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. 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 (ред. от 13.07.2015).
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003, Москва, 2003 г.
6. Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго РФ №277 от 30.06.03 г.).
7. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций. (ВНТП от 17.08.1981 г. №81).
8. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». г. Москва. 2012 г.
9. Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению» СО-278ТМ-2007. г. Москва, 2007 г.
10. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.
11. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Шестакова В.В. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. 2014 г. – 143с.
12. Гайсаров Р.В.. Режим работы электрооборудования электростанций и подстанций. 2015. – 78 с.

13. Лавыгина В.М., Седлова А.С.. Тепловые электрические станции: учебник для вузов 2012. – 466 с.
14. Кургузова Л.И., Кургузов Н.Н., Ленков Ю.А. Основы проектирования электрических станций. 2012. – 40 с.
15. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. – М.: ИЦ Академия, 2013. – 352 с.
16. Галашов Н.Н. Технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС. 2012. – 200 с.
17. Комплектная трансформаторная подстанция. Расчет и выбор компонентов КТП. 2016. – 48 с.
18. Типовые технические требования к распределительным устройствам 6-110 кВ и подстанциям 35 и 110 кВ. Москва 2014. – 25 с.
19. Свиридов Ю.П., Пестов С.М. Проектирование электрических станций и подстанций. 2011 42 с.
20. 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 // Теплоэнергетика. 2000. № 12
21. Хавроничев С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования. 2012. – 57 с.
22. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. – М.: ИП Радио Софт. 2012.-224с.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: 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.
24. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
25. Sayenko, Y.D. Compensation of reactive power in electrical supply systems of large industrial enterprises / Y.D. Sayenko // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2014. – Pp. 350 - 357 .

26. Ganizares, C. A. Electric energy systems: analysis and operation / C.A. Ganizares // CRC Press. – 2013. – 647 p.
27. Li, W.C. Risk assessment of power systems: models, methods and applications / W.C. Li. // Second edition. – 2014. – 250 p.
28. Watts, H.D. Large industrial enterprises electrical supply systems / H.D. Watts // Industrial engineering. – 2016. – 470 p.
29. Gaty, L.R. Calculation of short circuit current / L.R. Gaty // Journal of IEEE. – 2014. – Vol. 74. – No. 2. – Pp. 200 – 205.