

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

_____ 2019 г.
« ____ » _____

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/И.М. Кирпичникова/
« ____ » _____ 2019 г.

РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
ПОДСТАНЦИИ 110/6 «СЕВЕРО-ЗАПАДНАЯ РАЙОННАЯ
ПОДСТАНЦИЯ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2019.249.00.00 ВКР

Руководитель

к.т.н. доцент

_____ К.Е. Горшков
« ____ » _____ 2019 г.

Автор проекта

студент группы П-472

_____ Р.Р. Саттаров
« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер

_____ К.Е. Горшков
« ____ » _____ 2019 г.

Челябинск 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Саттаров Р.Р. Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/6 кВ. «Северо-западная районная подстанция» – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2019 г, 90 с., 12 ил., 29 табл., библиогр. список - 22 наим., 4 листа чертежа ф.А1.

Пояснительная записка содержит расчетную часть дипломной работы по разработке подстанции. Цель работы состоит в выборе схем высокого и низкого номиналов напряжений, в выборе основного силового оборудования на ВН и НН, расчете токов КЗ в максимальном и минимальном режимах нагрузки сети, в выборе коммутационного оборудования, а также в выборе терминалов РЗА и расчета их уставок. Помимо этого преследуется цель приобретения опыта решения важных инженерных задач, и получение навыков использования технической и справочной литературы, нормативных, директивных и рекомендательных документов, а также ПУЭ и НТП.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Саттаров Р.Р</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>			7		87
<i>Реценз.</i>					ЮУрГУ		
<i>Н. Контр.</i>					Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утверд.</i>					Разработка релейной защиты и автоматики подстанции 110/6 кВ «Северо-западная районная подстанция»		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ВЫБОР СХЕМ РУ ВН, НН НА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	11
1.1 ВЫБОР СХЕМЫ РУ ВН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	11
1.2 ВЫБОР СХЕМЫ РУ НН.....	12
2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ НН 6 КВ.....	13
2.1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА РП.....	13
2.2 ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 6 КВ.....	14
2.3 ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ СЕТИ НН.....	17
2.4 РАСЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД И ВЫБОР ТСН.....	18
3 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН.....	21
3.1 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ.....	21
3.2 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДОВ ВЛ.....	21
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ.....	24
4.1 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ ПРИ МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ.....	24
4.2 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ ПРИ МИНИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ.....	26
5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ.....	28
5.1 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ НА РУ ВН.....	28
5.2 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ НА СТОРОНЕ НН.....	30
5.3 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ.....	32
6. ВЫБОР РЗА И РАСЧЕТ УСТАВОК.....	34
6.1 ВЫБОР ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ РЗА.....	34
6.2 ВЫБОР РЗА ДЛЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ.....	35
6.3 ВЫБОР РЗА ТРАНСФОРМАТОРОВ НН.....	38
6.4 ВЫБОР РЗА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 КВ.....	40
6.5 ВЫБОР РЗА СЕКЦИОННОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ 6 КВ.....	41
6.6 ВЫБОР РЗА ШИН 6 КВ.....	42
6.7 ВЫБОР РЗА ЯЧЕЙКИ TV 6 КВ.....	43
6.8 ВЫБОР РЗА ТРАНСФОРМАТОРА НА СТОРОНЕ ВН.....	44
6.9 ВЫБОР РЗА ВЛ 110 КВ.....	46
6.10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЗА.....	49
7. СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	71
7.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	72
7.2 ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА.....	74
7.3 ИНДУКЦИОННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА.....	74

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

7.4 ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА	75
7.5 УСТРОЙСТВА СО ВСТРОЕННЫМИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ	76
7.6 УСТРОЙСТВА СО ВСТРОЕННЫМИ ДАТЧИКАМИ	76
7.7 ТАРИФНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА.....	77
7.8 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРИБОРАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	78
7.9 ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРИБОРОВ УЧЕТА В ЕДИНУЮ СИСТЕМУ АСКУЭ	82
7.10 ОБЗОР СЧЕТЧИКА КОМПАНИИ INCOTEX ELECTRONIX GROUP МЕРКУРИЙ 234ARTM	83
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	89

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ					

ВВЕДЕНИЕ

Из всех существующих в нашем мире отраслей хозяйственной деятельности человека энергетика имеет самое большое влияние на нашу жизнь. Энергетика является отраслью производства, развивающейся невероятно быстрыми темпами.

Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство городов и поселков, причем на промышленность приходится большая часть потребления электроэнергии, которая должна расходоваться рационально и экономно на каждом предприятии, участке и установке. Электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

Согласно энергетической стратегии России до 2035 года[1] ставятся задачи по развитию единой энергосистемы, модернизации сетей, внедрению интеллектуальных систем учета и контроля электроэнергии, развитию технологии «умных сетей», оптимизации структуры и загрузки электро- и теплогенерирующих мощностей по типам генерации, а также ряд других.

Современное состояние электроэнергетики характеризуется рядом проблем системного характера: высоким уровнем физического и морального износа оборудования, низкой эффективностью использования топлива, неравномерностью роста энергопотребления по территории страны, которая ведет к недостатку активной мощности генерации и сетей электропередачи в ряде районов пиковых нагрузок.

Темой данной работы является разработка двухтрансформаторной подстанции 110/6 кВ, а также проектирование ее устройств релейной защиты и автоматики.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

1 ВЫБОР СХЕМ РУ ВН, НН НА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Выбор схемы РУ ВН проектируемой подстанции

Новая подстанция является транзитной и соединяет две проходные двух-трансформаторные п/ст. с двухсторонним питанием, имеется транзитная мощность, а также у нас есть необходимость сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ, то выберем схему РУ ВН 5АН (мостик с автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий)[2].

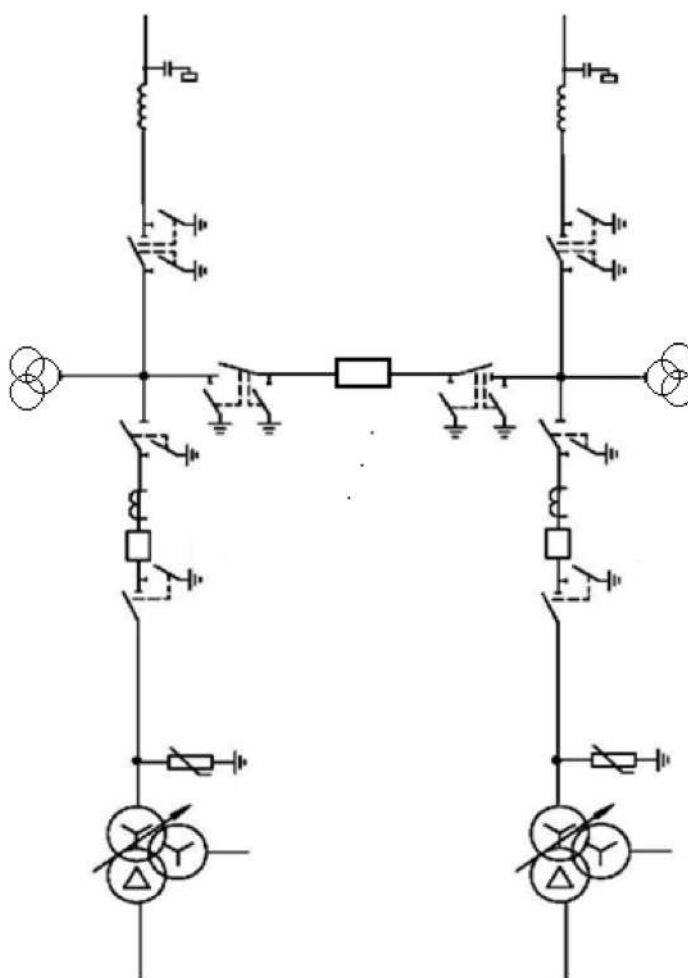


Рисунок 1 – Схема 5АН (мостик с автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий)

1.2 Выбор схемы РУ НН

Отметим, что окончательный вариант определится после расчета токов КЗ и выбора силовых трансформаторов, однако, сейчас мы можем наметить предварительную схему[2].

Пусть это будет одна секционированная система шин:

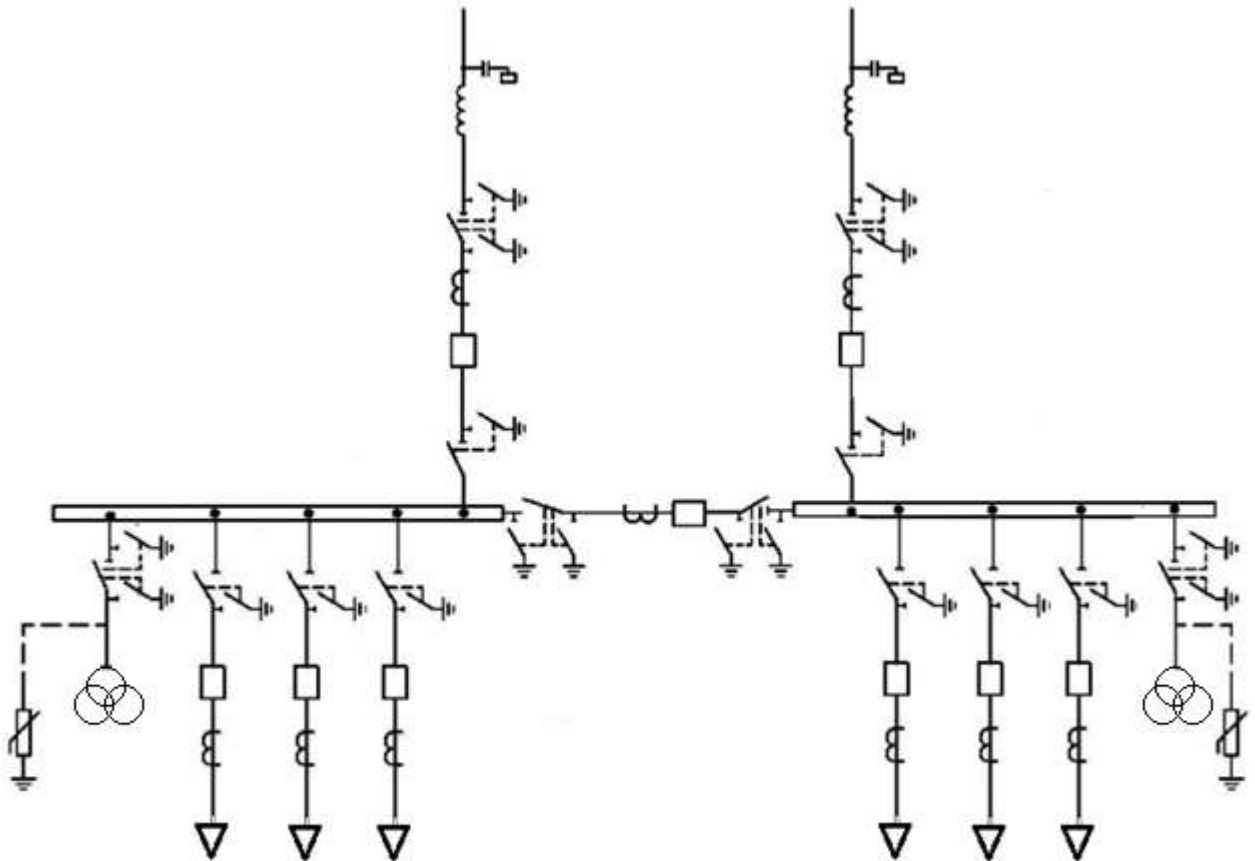


Рисунок 2 - Одна секционированная система шин

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ

Лист

12

2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ НН 6 КВ

2.1 Выбор силовых трансформаторов на РП

От шин низкого напряжения 6 кВ проектируемой подстанции отходят 6 кабельных линий длиной 1,1 км каждая: питающие 6 РУ с однотипной нагрузкой.

Нагрузка одного РУ включает в себя:

- 4 трансформатора 6/0,4 кВ с загрузкой 1 МВА каждый;
- 2 асинхронных двигателя АД-4 (активная мощность: 1250 кВт; косинус: 0,86; КПД: 97,4%; коэффициент пуска: 6,7).

Согласно ПУЭ[3] выбираем трансформаторы с учетом, что каждый из них должен выдерживать нагрузку в 140% от требуемой, так как расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, а оставшиеся в работе трансформаторы будут находиться в перегрузке и выдавать всю необходимую мощность.

Соответственно:

$$S_{ном} = 1,4 \cdot 1 = 1,4 \text{ МВА.} \quad (1)$$

Выбираем трансформатор с ближайшей стандартной мощностью $S_{ном.т} = 1,6 \text{ МВА}$.

К установке на подстанцию выбираем 2 силовых трансформатора ТМГ-1600/6-У1(трансформатор силовой трехфазный масляный герметичный), схема соединения Д/Ун-11[4].

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2.2 Выбор кабельной линии 6 кВ

Кабельной линией является линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции[5].

Выбирать же кабельную линию будем по экономической плотности тока и проверим ее по максимальному току.

Экономическая плотность тока зависит от используемого металла провода (медь, алюминий), изоляции (резина, ПВХ, комбинированная), часов максимума нагрузки[3].

Сначала нам необходимо найти длительный ток, найдем его исходя из мощности распределительного пункта:

$$S_{\text{рп}} = n_T \cdot S_T + n_D \cdot \frac{P_{\text{ном}}}{\eta \cdot \cos\varphi}, \quad (2)$$

где n_T - число трансформаторов подключенных к секции РП, шт;

S_T -мощность, проходящая по 1 трансформатору, МВА;

n_D - число двигателей подключенных к секции РП, шт;

$P_{\text{ном}}$ - мощность двигателя, МВт;

η - КПД двигателя, %.

$$S_{\text{рп}} = 4 \cdot 1 + 2 \cdot \frac{1,25}{0,974 \cdot 0,86} = 6,98 \approx 7 \text{ МВА.}$$

Таким образом, зная $S_{\text{рп}}$, находим длительный и максимальный токи:

$$I_{\text{длит}} = \frac{S_{\text{рп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (3)$$

$$I_{\text{длит}} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 673,58 \text{ А;}$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{длит}}; \quad (4)$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot 673,8 = 1347,16 \text{ А.}$$

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Найдем также максимальный кратковременный ток, который нам понадобится несколько позднее:

$$I_{\max \text{ кв}} = \frac{I_{\max}}{k_{\text{п}} \cdot k_{\text{сн}}}, \quad (5)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки (для сшитого полиэтилена 1,1);

$k_{\text{сн}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки (по ПУЭ 0,93).

$$I_{\max \text{ кв}} = \frac{1347,16}{1,1 \cdot 0,93} = 1316,87 \text{ А.}$$

Из каталога Кольчугинского Электрокабельного Завода[6] принимаем провод: ПВПУ 3х185/25-6,

где П – провод;

В – сшитый полиэтилен;

ПУ – усиленная оболочка;

3 – количество жил (медь);

185 – сечение 1 жилы в мм;

25 – сечение экрана;

6 – номинальное напряжение.

По каталогу для одной жилы допустимый $I_{\max}=600$ А, для трех жил будет 1800 А, что больше чем получившееся ранее значение 1316,87 А, значит выбранный кабель устойчив к возможным перегрузкам.

Теперь оценим наше выбранное сечение для кабельной линии с экономической стороны:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{длит}}}{j_{\text{э}}}, \quad (6)$$

где $j_{\text{э}}$ - экономическая плотность тока, которую можно узнать из ПУЭ.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Таблица 1 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Берем число часов максимум нагрузки в год от 3000 до 5000 часов, при этом наша экономическая плотность будет равняться 3,1 А/мм².

Следовательно:

$$F_{\text{эк}} = \frac{673,58}{3,1} = 217,28 \text{ мм}^2.$$

Ранее мы выбрали трехжильный провод с сечением каждой жилы 185 мм², что в сумме дает 3x185=555 мм². Получившееся сечение в 217,28 мм² является меньшим, значит данный провод экономически выгоден и менять сечение не требуется.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

2.3 Выбор режима нейтрали сети НН

Согласно п.5.2.1 ПУЭ[3] сеть 6-35 кВ может иметь изолированную или же компенсированную нейтраль.

Пункт 5.11.18: необходима компенсация, если емкостный ток сети больше чем ток допустимый, который для различных номиналов сети составляет:

Таблица 2 – допустимый ток сетей номиналом 6-35 кВ

U _{сети} , кВ	6	10	35
I _{доп} , А	30	20	10

Найдем емкостный ток сети:

$$I_{c\Sigma} = n_{\text{ккл}} \cdot I_{\text{скл}} + n_{\text{д}} \cdot I_{\text{сд}}, \quad (7)$$

где $n_{\text{ккл}}$ – количество кабелей, шт;

$I_{\text{скл}}$ – емкостной ток кабельной линии, А;

$n_{\text{д}}$ – количество двигателей, шт;

$I_{\text{сд}}$ – емкостной ток двигателя, А.

Необходимо найти сначала емкостные токи кабельных линий и двигателей:

$$I_{\text{скл}} = N_{\text{жил}} \cdot L_{\text{ккл}} \cdot \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{\text{уд}} \cdot U_{\text{л}}, \quad (8)$$

где $N_{\text{жил}}$ – количество жил в кабеле;

$L_{\text{ккл}}$ – длина кабеля;

$C_{\text{уд}}$ – удельная емкость кабеля ($C_{\text{уд}}=0,387 \cdot 10^{-6}$ Ф/км для выбранного кабеля[6]);

$U_{\text{л}}$ – напряжение линии, кВ;

$$I_{\text{скл}} = 3 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,387 \cdot 10^{-6} \cdot 6 \cdot 10^3 = 4,167 \text{ А}$$

$$I_{сд} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{д} \cdot U_{л}, \quad (9)$$

где $C_{д}$ –емкость двигателя (из справочника[4] для АД-4: $C_{д} = 0,02 \cdot 10^{-6} \Phi$);

$$I_{сд} = \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,02 \cdot 10^{-6} \cdot 6 \cdot 10^3 = 0,0652 \text{ А}$$

$$I_{с\sum} = 6 \cdot 4,167 + (2 \cdot 0,0652) = 25,132 \text{ А}$$

Наш суммарный емкостный ток сети составил 25,132 А , что меньше, чем допустимое значение в 30 А для 6 кВ. В данном случае необходимости в применении емкостной компенсации нет.

2.4 Расчет собственных нужд и выбор ТСН

Возможны два положения ТСН: перед выключателем (Q) и после выключателя. Если ТСН перед выключателем, то можно использовать РЗА на переменном оперативном токе, если за выключателем, то нужен постоянный оперативный ток. Второй вариант дороже, но надежнее, а также сегодня используется именно он, его мы и выберем.

·Пункт 9.1.1 [7] –на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух ТСН. Допускается питание собственных нужд организовывать от трансформатора(-ов) напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки.

·Пункт 9.1.4.– На стороне НН ТСН должны работать отдельно. В схеме собственных нужд должен быть предусмотрен АВР.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3 – Потребители собственных нужд

Вид	Количество
Вводные выключатели Q	2
Секционный разъединитель	1
Q отходящих присоединений	6
Q на стороне ВН	3

Таблица 4 – Мощности собственных нужд

Потребитель	ΔS на единицу, кВт	Общее количество	P_{Σ} , кВт
Q на стороне ВН	5	3	15
Ячейки НН	1	10	10
Ячейки ТСН	1	2	2
Ячейка TV	1	2	2
Система охлаждения типового тр-тра	5	2	10
Подзарядное устройство для АКБ	25	2	50
Аварийное и основное освещение	5	1	5
Отопление помещений ОРУ и ЗРУ	100	1	100
Маслохозяйство	200	1	200

Итого наша суммарная мощность собственных нужд составляет 394 кВт.

Полная мощность собственных нужд с учетом спроса:

$$S_{с.н.} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} \cdot K_{сп} \quad (11)$$

$$S_{с.н.} = \frac{394 \cdot 10^3}{0,86} \cdot 0,85 = 389,418 \text{ кВА}$$

Учитываем, что на двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд, предельная мощность каждого из которых не должна превышать 630 кВА.

Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности: $S_{т}=400$ кВА.

Выбираем ближайший по мощности трансформатор 2хТМГ 400/6/0,4[4].

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

3 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН

3.1 Выбор трансформаторов на подстанции

Рассчитаем мощность одной подстанции:

$$S_{пс/т} = n_{рп} \cdot S_{рп} + S_{тсн}, \quad (12)$$

где $n_{рп}$ – количество РУ;

$$S_{пс/т} = 6 \cdot 7 + 0,4 = 42,4 \approx 43 \text{ МВА}$$

Если на подстанции есть малая генерация, то теоретически можно выбрать трансформаторы меньшей мощности, но тогда, если все генераторы будут отключены, то часть потребителей потребуются отключить, иначе будет перегрузка трансформаторов, поэтому если предполагают, что возможно отключение всех генераторов, то трансформаторы следует выбрать как обычно, при этом в работе можно оставить только один, а второй будет в холодном резерве.

Выбираем два трансформатора, предварительно двухобмоточные, при этом минимальная мощность трансформатора:

$$S_{тр-ра} \geq \frac{S_{п/ст}}{1,4} \quad (13)$$

$$S_{тр-ра} = \frac{43}{1,4} = 31 \text{ МВА}$$

Выберем ближайший по мощности трансформатор согласно каталогу ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»[8]: ТРДН-32000/110 У1 с схемой и группой соединения обмоток Ун/Д-Д-11-11.

3.2 Выбор сечения и марки проводов ВЛ

Прежде всего рассчитываем длительный ток (когда оба трансформатора в работе).

Длительный ток – ток, который может протекать длительно по проводнику, причем установившаяся температура проводника не должна превышать заданное

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

значение при определенных условиях. Для проводников длительный допустимый ток следует считать номинальным током. (по [9] и [10])

$$I_{\text{длит}} = \frac{\frac{S_{\text{п/ст}}}{2} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \quad (14)$$

$$I_{\text{длит}} = \frac{\frac{43 \cdot 10^6}{2} + 15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 191,575 \text{ А}$$

В случае, если один трансформатор отключится:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{тр-тра}} \cdot K_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (15)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент передачи, находимый как:

$$K_{\text{п}} = \frac{S_{\text{п/ст}}}{S_{\text{тр-ра}}} \quad (16)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{43 \cdot 10^6}{31 \cdot 10^6} = 1,38$$

Тогда:

$$I_{\text{max}} = \frac{31 \cdot 10^6 \cdot 1,38}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 224,54 \text{ А}$$

Выберем сечение по экономической плотности тока (j_0):

Согласно ПУЭ, а именно таблице 1.3.6 (Таблица 1 в данном проекте) возьмем значение плотности $j_0=1,1$, что соответствует алюминиевым проводам, при среднем количестве рабочих часов от 3000 до 5000.

Для выбора сечения используем ранее упоминавшееся выражение (6):

$$F_{\text{эк}} = \frac{191,575}{1,1} = 174,16 \text{ мм}^2$$

Следовательно выбираем ближайший по сечению провод марки АС [11]:

АС-185/29, где

А – провод, состоящий из алюминиевых проволок;

С – со стальным сердечником;

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

185/29 – номинальное сечение провода в мм².

Необходимо произвести проверки по максимально возможному току нагрузки и по условию короны.

Проверим по максимальному току: согласно каталогу для провода 185/29 оно равняется 510 А [11], в нашем же расчете мы получили всего 224,54 А, значит наш провод подходит.

Теперь же проверим наш провод по условию короны и радиопомех: согласно справочнику по проектированию электрических сетей[12] для ВЛ 110 кВ минимальный диаметр по условиям короны и радиопомех должен составлять 11,4 мм.

Таблица 5 – Минимальный диаметр проводов по условиям короны и радиопомех, в мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводом	
	одиночным	два и более
110	11,4(АС70/11)	–
150	15,2(АС120/19)	–
220	21,6(АС240/32)	–
	24,0(АС300/39)	
330	33,2(АС600/72)	2×21,6(2×АС240/32)
		3×15,2(3×АС120/19)
		3×17,1(3×АС150/24)

Выбранный провод 185/29 имеет диаметр 18,8 мм, следовательно, он проходит проверку по условиям короны и радиопомех.

Принимаем этот провод для всех трех линий.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

4.1 Расчет токов КЗ при максимальном режиме.

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить расчетные токи короткого замыкания, предварительно составив расчетную схему и наметив расчетные точки короткого замыканий.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. При этом не учитываются режимы, не предусмотренные для длительной эксплуатации (например, кратковременная параллельная работа резервного и рабочего трансформатора собственных нужд станции и др.).

В качестве расчетной точки короткого замыкания следует принимать точку, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

Расчетным видом короткого замыкания при проверке электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями является трехфазное короткое замыкание. Термическую стойкость следует проверять также по трехфазному короткому замыканию. Исключение представляют аппараты и проводники в цепи генераторов, для которых необходимо проверить их термическую стойкость при времени действия резервной защиты генератора. Аппаратура и токопроводы, применяемые в цепях генераторов мощностью 60 МВт и более, а также в цепях блоков генератор-трансформатор такой же мощности, должны проверяться по термической стойкости, исходя из расчетного времени короткого замыкания 4 с [4]. Поэтому для цепи генератора следует рассмотреть трёхфазное и двухфазное короткое замыкание.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Отключающую способность аппаратов в незаземленных или резонансно-заземленных сетях (сети напряжением до 35 кВ включительно) следует проверять по току трехфазного короткого замыкания.

В эффективно-заземленных сетях (сети напряжением 110 кВ и выше) определяют токи при трехфазном и однофазном коротком замыкании, а проверку отключающей способности делают по более тяжелому режиму с учетом условий восстановления напряжения.

Для расчетов воспользуемся программой «ТоКо» [13], позволяющей рассчитывать токи КЗ, специально разработанной на базе ЮУрГУ.

Следует, сразу уточнить, что считать будем только трехфазные КЗ. Расчет проводится дважды – один раз для максимального режима, другой для минимального режима.

Расчет для максимального режима проводится при выставлении максимальной мощности трехфазного КЗ на действующих подстанциях, при полной работоспособности системы, однако затем нужно рассмотреть вариант, когда правый трансформатор отключен, а шины НН соединены между собой и после этого следует перепроверить точки КЗ и в случае различия выбрать расчеты, когда токи КЗ наибольшие.

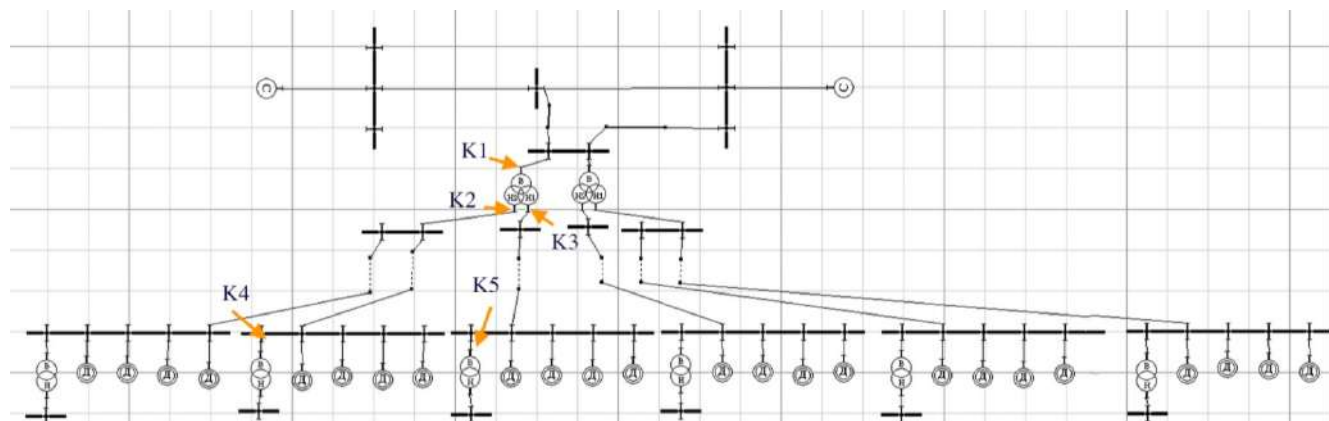


Рисунок 4 – Схема подстанции при работе в максимальном режиме.

Результаты расчета токов КЗ представим в виде таблицы:

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ при максимальном режиме

В режиме максимальных нагрузок			
Точка	$I_{п0}$, кА	I_{a0} , кА	I_y , кА
К1	9,041	0,025	19,916
К2	19,826	0,04	38,155
К3	16,846	0,02	31,181
К4	13,324	0,17	25,674
К5	12,156	0,17	23,483

4.2 Расчет токов КЗ при минимальном режиме

Для того, чтобы посчитать токи КЗ в минимальном режиме, нам необходимо воссоздать этот самый режим, для этого мы оставляем одну систему и выставляем ее на минимальную мощность.

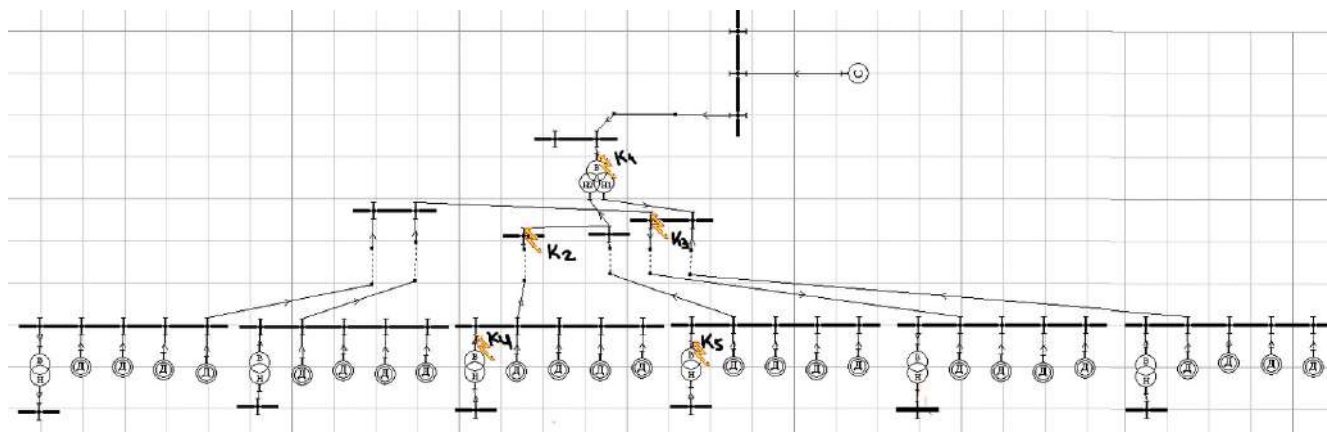


Рисунок 5 – Схема подстанции при работе в минимальном режиме

Результаты расчета токов КЗ представим в виде таблицы:

Таблица 7 – Результаты расчета токов КЗ при минимальном режиме

В режиме минимальных нагрузок			
Точка	$I_{п0}$, кА	I_{a0} , кА	I_y , кА
К1	4,417	0,001	9,076
К2	18,824	0,04	36,549
К3	24,822	0,08	50,451
К4	12,975	0,17	25,17
К5	14,978	0,17	28,832

Согласно требованиям ГОСТ Р-526 и СТО “ФСК” при КЗ должен быть меньше, чем $I_{ном}$ типовых выключателей ($I_{ном max} = 31,5$ кА). Как мы видим в данном случае ток не превышает норму, следовательно, мероприятия по снижению не требуются.

5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

5.1 Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель ВГБУ-110 с собственным временем отключения $t_{с.в.}=0,03$. Привод гидравлический. Расчетное время отключения $\tau = t_{з.мин.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04$.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.110} \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = \sqrt{2} \cdot 27,7 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = 5,3 \text{ кА} \quad (17)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,4 = 25,46 \text{ кА} \quad (18)$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.110}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 27,7^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 138,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (19)$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16$ с; $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с; $t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя ВГБУ-110, равное 0,06 с.

Выбираем по каталогу [4] разъединители типа РД(З)-110 (разъединитель двухколонковый с заземлителями) с приводами типа ПР(З)-У1 (привод ручной). Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 8.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Таблица 8 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей

ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-110	Разъединитель РД(З)-110
$U_{\text{усг}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 510 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 27,7 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а.т}} = 5,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 25,5 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п.о}} = 27,7 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{y}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 138,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выбранные выключатель и разъединители удовлетворяют условиям.

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях ведется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки могут быть различными.

Рекомендуемый список приборов для установки:

Линии 6 кВ: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Линии 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. Для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра. На линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.

Цепь понижающего трансформатора: ВН: –, НН: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Сборные шины 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях, фиксирующий прибор (U_0).

Сборные шины 6 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепь секционного или шиносоединительного выключателя: амперметр.

5.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН.

Распределительное устройство на напряжении 6 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии «Волга-Н». Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателями EVOLIS. Проверка разъединителей КРУ не производится.

На стороне НН на отходящих линиях к установке предлагается вакуумный выключатель EVOLIS (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом) с расчетным временем отключения $\tau = 0,045$ с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.10,5} \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 7,24 \text{ кА} \quad (20)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,24 = 10,7 \text{ кА} \quad (21)$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,6^2 \cdot (0,085 + 0,25) = 53,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (22)$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,05 + 0,035 = 0,085 \text{ с}$; $t_{р.з.}$ – время действия токовой защиты, равное 0,05 с; $t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя EVOLIS равное 0,035 с.

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН отходящих линий

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель EVOLIS (ВВТЭ -6-1250)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 350 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{ат} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a.т} = 7,24 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 10,7 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 32,4 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_k = 53,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По справочнику [4] выберем разъединители на стороне НН, а именно возьмем РВЗ.

Таблица 10 – Каталожные данные разъединителей на НН.

Каталожные данные РВЗ	
Наименование параметра	Значение
$U_{\text{ном}}$, кВ	6
$I_{\text{ном}}$, А	400
$I_{\text{дин}}$, кА	40
$I_{\text{тер.уст.}}$, с	4
$I_{\text{тер.}}$, кА	16

5.3 Проверка кабельных линий на термическую стойкость

Поскольку процесс КЗ кратковременный, то можно считать, что все тепло, выделяемое в проводнике кабеля, идет на его нагрев.

Максимально допустимые кратковременные повышения температуры при КЗ для силовых кабелей принимаются: с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами – 200⁰С; то же на напряжении 20 – 35кВ с медными жилами – 175⁰С.

Проверка сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ проводится по выражению:

$$F_{\text{min доп}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (26)$$

,где B_k – тепловой импульс, $A^2 \cdot c$;

$$C = A_{\text{кон}} - A_{\text{нач}} \quad (27)$$

,где C – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после короткого замыкания и до него, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$.

Исходя из [14]: Для кабелей напряжением 6 – 10 кВ с бумажной изоляцией и медными жилами $C=141$, с алюминиевыми жилами $C=85$; для кабелей с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами $C=123$, с алюминиевыми жилами $C=75$.

Используя выражение (19) и принимая $C=141$ подставим в (26):

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ					

$$F_{\text{min доп}} = \frac{\sqrt{53,2}}{141} = 0,052 \text{ мм}^2. \quad (28)$$

Т.к. минимально допустимое значение крайне мало, по сравнению с выбранным, то можно говорить о том, что кабельные линии прошли проверку на термическую устойчивость.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ВЫБОР РЗА И РАСЧЕТ УСТАВОК

6.1 Выбор элементной базы и производителей РЗА

Релейная защита — комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы.

На сегодняшний день существует три основных вида защит:

- электромеханические;
- электронные;
- микропроцессорные.

Проектирование систем РЗА осуществляется согласно требованиям третьего раздела «Правил устройства электроустановок»(ПУЭ)[3], где перечислены общие требования ,как быстродействие, селективность, надежность, чувствительность и тд., а также согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (ПТЭ) и нормативно-технической документации ОАО «ФСК ЕЭС»[7].

Нам необходимо выбрать:

- Терминал защиты КЛ;
- Терминал защиты двигателей;
- Терминал защиты секционного выключателя;
- Терминалы защиты трансформаторов;
- Терминал защиты ВЛ.

6.2 Выбор РЗА для электродвигателей

В соответствии со следующими положениями [7] в случае, когда мы используем асинхронные двигатели мощностью 1250 кВт.

5.3.46. Для защиты электродвигателей от многофазных замыканий в случаях, когда не применяются предохранители, должна предусматриваться:

1. Токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенным на разность токов двух фаз, - для электродвигателей мощностью менее 2 МВт.

2. Токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия - для электродвигателей мощностью 2 МВт и более, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю (см. 5.3.48), а также для электродвигателей мощностью менее 2 МВт, когда защита по п. 1 не удовлетворяет требованиям чувствительности или когда двухрелейная отсечка оказывается целесообразной по исполнению комплектной защиты или применяемого привода с реле прямого действия.

5.3.48. Защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10 А и более, а при наличии компенсации - если остаточный ток в нормальных условиях превышает это значение. Такая защита для электродвигателей мощностью более 2 МВт должна предусматриваться при токах 5 А и более.

Ток срабатывания защит электродвигателей от замыканий на землю должен быть не более: для электродвигателей мощностью до 2 МВт 10 А и для электродвигателей мощностью более 2 МВт 5 А. Рекомендуются меньшие токи срабатывания, если это не усложняет выполнения защиты.

Защиту следует выполнять без выдержки времени (за исключением электродвигателей, для которых требуется замедление защиты по условию

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

отстройки от переходных процессов) с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности, установленных, как правило, в РУ. В тех случаях, когда установка трансформаторов тока нулевой последовательности в РУ невозможна или может вызвать увеличение выдержки времени защиты, допускается устанавливать их у выводов электродвигателя в фундаментной яме.

Если защита по условию отстройки от переходных процессов должна иметь выдержку времени, то для обеспечения быстродействующего отключения двойных замыканий на землю в различных точках должно устанавливаться дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания около 50-100 А.

Защита должна действовать на отключение электродвигателя, а у синхронных электродвигателей - также на устройство АГЦ, если оно предусмотрено.

5.3.49. Защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и на электродвигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более), перегрузка которых возможна при чрезмерном увеличении длительности пускового периода вследствие понижения напряжения в сети.

Защиту от перегрузки следует предусматривать в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях и самозапуска после действия АВР и АПВ. Выдержка времени защиты от перегрузки синхронных электродвигателей во избежание излишних срабатываний при длительной форсировке возбуждения должна быть по возможности близкой к наибольшей допустимой по тепловой характеристике электродвигателя.

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Действие защиты на отключение электродвигателя допускается:

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

- на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова, или на электродвигателях, работающих без постоянного дежурства персонала;
- на электродвигателях механизмов с тяжелыми условиями запуска или самозапуска.

Для электродвигателей, которые защищаются от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, должна предусматриваться защита от перегрузки в двух фазах.

5.3.52. Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов суммарной мощностью, определяемой возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска.

Выдержки времени защиты минимального напряжения должны выбираться в пределах от 0,5 до 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, а уставки по напряжению должны быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения.

При наличии синхронных электродвигателей, если напряжение на отключенной секции затухает медленно, в целях ускорения действия АВР и АПВ может быть применено гашение поля синхронных электродвигателей ответственных механизмов с помощью защиты минимальной частоты или других способов, обеспечивающих быстреешую фиксацию потери питания.

Эти же средства могут быть использованы для отключения неответственных синхронных электродвигателей, а также для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, если токи выключения превышают допустимые значения.

В электроустановках промышленных предприятий в случаях, когда не может быть осуществлен одновременный самозапуск всех электродвигателей

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ответственных механизмов (см. 5.3.10), следует применять отключение части таких ответственных механизмов и их автоматический повторный пуск по окончании самозапуска первой группы электродвигателей. Включение последующих групп может быть осуществлено по току, напряжению или времени.

Таблица 11 – Виды РЗА для асинхронного двигателя АД-4 мощностью 1250 кВт

Вид	Примечание
ТО	$P_{эд} < 5 \text{ МВт}$
Защита от ОЗЗ	$P_{эд} = 1250 \text{ кВт}$ $I_c = 10 \text{ А}$
Защита от перегрузки	Действует на сигнал и на отключение при блокировке и затянутом пуске
ЗМН+АПВ	Групповая, так как подключение ЭД выполнено по секциям и $ЭД < 2 \text{ МВт}$
ЗДЗ+УРОВ	-

6.3 Выбор РЗА трансформаторов НН

Также, у нас присутствуют трансформаторы 6/0,4 кВ с загрузкой 1 МВА каждый. Относительно них ПУЭ[3] раздел 3 пункт 2 гласит:

3.2.51. Трансформаторы должны быть защищены от:

- Многофазных КЗ и от однофазного, если нейтраль заземлена;
- Витковых замыканий;
- Внешних КЗ;
- Перегрузки;
- Понижения уровня масла.

3.2.53: Газовая защита может быть предусмотрена, если $S_T > 1,4 \text{ МВА}$.

3.2.54: Для защиты от междуфазных КЗ следует установить токовую отсечку, действующую на отключение всех выключателей трансформатора.

3.2.60: Для защиты от внешних КЗ следует предусмотреть МТЗ. Если $S_T > 1$ МВА то МТЗ с пуском по напряжению.

3.2.61: МТЗ должно быть установлено со стороны питания трансформатора (т.е. на стороне 6 кВ).

3.2.66: Трансформаторы 6/0,4 на стороне НН должны быть обеспечены защитой от однофазных замыканий (ОЗЗ).

3.2.69: Если $S_T \geq 400$ кВА, то должна быть защита от перегрузки.

В НТП ФСК[7] в п. 9.14.4 говорится, что защита присоединений трансформатора, должна включать в себя:

- ТО;
- МТЗ;
- ЗДЗ в ячейке 6 кВ;
- УРОВ;
- ЗП (защита от перегрузки);
- ЗОЗЗ в трансформаторах и на вводах (6 кВ).

Таблица 12 – Виды РЗА для трансформатора 6/0,4 кВ с нагрузкой 1 МВА

Вид	Примечание
Газовая защита	$S_T > 1,4$ МВА РПГ-50 II ступени: на сигнал и на отключение
ТО	Двухфазная, трехрелейная
МТЗ с пуском по напряжению	$S_{тр} \geq 1$ МВА
МТЗ	Защита от перегрузки II ступени: на сигнал и на отключение
Защита от ОЗЗ	На стороне 0,4 кВ с отключением выключателя 6 кВ (весь трансформатор нужно выключить)
ЗДЗ	Ячейка 6 кВ
УРОВ	Ячейка 6 кВ

6.4 Выбор РЗА вводных выключателей 6 кВ РП

Для вводных выключателей 6 кВ на РП (распределительный пункт) ПУЭ никаких требований не предъявляет, однако требования есть в пункте 9.14.1 НТП ФСК:

Необходимо наличие МТЗ, также нужны защиты минимального напряжения (ЗМН), которые действуют на отключение вводного выключателя при затягивании самозащиты двигателей на РП, помимо этого ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 13 - Виды РЗА для вводных выключателей 6 кВ на РП

Вид	Примечание
МТЗ	с пуском по напряжению, если будет не доставать чувствительности
ЗМН	действуют на отключение вводного выключателя при затягивании самозащиты двигателей на РП
ЗДЗ	-
УРОВ	-

6.4 Выбор РЗА кабельных линий 6 кВ

Относительно кабельных линий 6 кВ дает пояснение ПУЭ раздел 3 пункт 2:

3.2.91: На кабельных линиях должны быть защиты от всех видов замыканий.

3.2.92: От междуфазных КЗ должна быть ступенчатая токовая защита в 2х фазах, трехрелейного исполнения.

3.2.93: Защита должна быть двухступенчатой (ТО+МТЗ).

3.2.96: Защита от ОЗЗ определяется на выбор из трех вариантов:

- ТНЗНП (если по условию эксплуатации требуется быстрое отключение, например шахты, химические предприятия);
- ТЗНП (если 5 и более КЛ на одну секцию);
- УКИ на TV (секции на 6 кВ).

3.2.18: Необходимо наличие УРОВ.

Исходя из НТП ФСК, а именно из пункта 9.14.5 следует предусматривать:

- ТО;
- МТЗ;
- ОЗЗ;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 14 – Виды РЗА для кабельных линий 6 кВ

Вид	Примечание
ТО	Двухфазная, трехлинейная
ТО ВВ	Если, появляется в терминале
МТЗ	С завышенной выдержкой времени
Защита от ОЗЗ	УКИ - ТНЗНП
ЗДЗ	-
УРОВ	-

6.5 Выбор РЗА секционного выключателя 6 кВ

По поводу секционного выключателя 6 кВ есть небольшое пояснение в ПУЭ[3] разделе 3 пункте 2:

3.2.129. К секционному выключателю должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита.

Пункт 3 также вносит дополнительное условие:

3.3.30. Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного

оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

НТП ФСК требует наличия следующих защит:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АВР.

Таблица 16 – Виды РЗА для секционного выключателя 6 кВ

Вид	Примечание
ТО	Двухфазная, трехлинейная
МТЗ	-
ЗДЗ	-
УРОВ	Т.к. по умолчанию присутствует во всех микропроцессорных устройствах

6.6 Выбор РЗА шин 6 кВ

На наши шины 6 кВ также необходимо предусмотреть защиту, обратимся к ПУЭ[3] раздел 3 пункт 2:

3.2.125. Для секционированных шин 6-10 кВ электростанций с генераторами мощностью 12 МВт и менее допускается не предусматривать специальную защиту.

3.2.126. Специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной и двойной систем шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном или шиносоединительном выключателе.

НТП ФСК пункт 9.14.3 предусматривает:

- ЛЗШ;

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

- ЗРЗ ячеек;
- УКИ на TV.

Однако, еще необходимо предусмотреть автоматику шин, ПУЭ раздел 3 :

3.2.79. Шины 6-10 кВ понизительной подстанции должны сообщаться АЧР (автоматика частотной разгрузки).

3.2.81. АЧР необходимо дополнить ЧАПВ (частотное автоматическое повторное включение).

Таблица 17 – Виды РЗА для шин 6 кВ

Вид	Примечание
ЛЗШ	Если есть малая генерация во встречно направленной ЛЗШ
ЗРЗ	В ячейках 6 кВ
УКИ	В ячейке TV 6 кВ
АЧР	В ячейке TV
ЧАПВ	В ячейке TV

6.7 Выбор РЗА ячейки TV 6 кВ

Если TV включен через главный предохранитель, то никаких специальных устройств его защиты не требуется. У микропроцессорных защит токовые защиты могут напрямую на TV не подключаться, и получать информацию о напряжении через оптоволоконно, подключенное к специальному терминалу в ячейке TV.

Составим таблицу с функциями, которые должны быть у такого терминала.

Таблица 18 – Виды РЗА для терминала у TV

Вид	Примечание
УКИ	В ячейке TV
МТЗ ВВ	Пуск по напряжению
ЗМН ВВ	-
АЧР+ЧАПВ	В ячейке TV

6.8 Выбор РЗА трансформатора на стороне ВН

Требования ПУЭ[3] для трансформатора НН сохраняются и для трансформатора на стороне ВН тоже

3.2.51: Трансформаторы должны быть защищены от:

- Многофазных КЗ и от однофазного, если нейтраль заземлена;
- Витковых замыканий;
- Внешних КЗ;
- Перегрузки;
- Понижения уровня масла.

3.2.53: Газовая защита может быть предусмотрена, если $S_T > 1,4$ МВА

3.2.54: Если $S_T > 6,3$ МВА, то необходима ДЗТ, также для защиты от междуфазных КЗ следует установить токовую отсечку, действующую на отключение всех выключателей трансформатора.

Подключать ДЗТ можно по разному, ПУЭ[3] требует, чтобы в зону ДЗТ входил не только сам трансформатор, но и его связи с остальными элементами, гибкий провод 110 кВ и токопровод 6 кВ, следовательно ДЗТ должна подключаться на трансформаторы обведенные пружинами.

3.2.60: Для защиты от внешних КЗ следует предусмотреть МТЗ. Если $S_T > 1$ МВА то МТЗ с пуском по напряжению.

3.2.61: МТЗ должно быть установлено со стороны питания трансформатора (т.е. на стороне 10 кВ)

3.2.69: Если $S_T \geq 400$ кВА, то должна быть защита от перегрузки.

Так же пункт 9.14.4 НТП ФСК говорит нам о том, что защита присоединений трансформатора, должна включать в себя:

- ТО;
- МТЗ;
- ЗДЗ в ячейке 6 кВ;
- УРОВ;
- ЗП (защита от перегрузки);

- ЗОЗЗ в трансформаторах и на вводах (6 кВ).

Согласно п.9.7.1 НТП ФСК[7]:

- ДЗТ;
- Газовая защита;
- Газовое реле защиты РПН (струйное);
- Резервные защиты на сторонах ВН и НН (МТЗ от внешних КЗ);
- Автоматика управления РПН;
- ЗП (защита от перегрузки).

9.7.2: Газовая защита должна действовать через терминал ДЗТ.

9.7.3: Необходимо наличие резервных защит – специальные токовые защиты без или с пуском по умолчанию (ТО+МТЗ)

Таблица 19 – Виды РЗА для трансформатора 110/6 кВ

Вид	Примечание
Газовая защита	$S_T > 1,4$ МВА РПГ-50 II ступени: на сигнал и на отключение
ДЗТ	$S_T > 6,3$ МВА
ТО	Двухфазная, трехрелейная
МТЗ с пуском по напряжению	$S_{тр} \geq 1$ МВА
МТЗ	Защита от перегрузки II ступени: на сигнал и на отключение
Защита от ОЗЗ	На стороне 6 кВ с отключением выключателя 110 кВ (весь трансформатор нужно выключить)
ЗП	Защита от перегрузки
ЗДЗ	Ячейка 110 кВ
УРОВ	Ячейка 110 кВ

РЗ трансформатора 110-220 кВ должна быть реализована следующим образом:

1 терминал: ДЗТ + газовая защита;

2 терминал: ТО на стороне ВН;

МТЗ на стороне ВН;

МТЗ на стороне НН;

ЗП;

3 терминал: автоматика РПН;

4 терминал: УРОВ и АУВ (автоматика управления выключателями).

Если выключатель 6 кВ за трансформатором оснащен терминалом защиты ввода, то МТЗ НН можно не предусматривать.

6.9 Выбор РЗА ВЛ 110 кВ

Воздушные линии 110-220 кВ согласно ПУЭ[3]:

3.2.106: Должна быть РЗ от междуфазных КЗ + РЗ от однофазных КЗ.

3.2.107: Указанные защиты должны быть оснащены блокировкой от асинхронных качаний.

3.2.108: Должны применяться быстродействующие защиты, отключающие КЗ в любой точке линии.

3.2.109: В качестве РЗ без выдержки времени (МТЗ не подходят) должна быть установлена ДЗ или защита с абсолютной селективностью.

3.2.110: Если ВЛ тупиковая с односторонним питанием то можно ограничиться ступенчатой ДЗ или направленными токовыми защитами (НТО) + НМТЗ. От однофазных КЗ также следует предусмотреть ТИЗИП.

3.2.111: На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее - только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

3.2.115: В качестве основной РЗ должна быть либо ДЗЛ либо ДФЗ.

3.2.116: Если предусмотрена основная защита из пп. 115, то резервными должны быть трехступенчатая ДЗ и четырехступенчатая ТНЗИП.

Раздел 3 пункт 3

3.3.2: Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ.

3.3.6: Если ВЛ с односторонним питанием, то АПВ должно быть двухкратного действия.

3.3.9: Если ВЛ с односторонним питанием, то проверка синхронизма на АПВ не требуется. (обычное АПВ несинхронное)

3.3.10: Если ВЛ с двухсторонним питанием АПВ может быть представлено одной из следующих трех вариаций:

- БАПВ (быстродействующее АПВ);
- НАПВ (несинхронное АПВ);
- АПВ УС (с улавливаемым синхронизмом).

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

НТП ФСК[7]:

9.9.1: На ВЛ с двухсторонним питанием необходимо ставить две независимые защиты от всех видов КЗ, среди них быстродействующая защита с абсолютной селективностью и должен быть комплект ступенчатых защит.

Пункт 9.9.2: В качестве быстродействующей защиты с абсолютной селективностью можно предусматривать в порядке уменьшения:

- ДЗЛ;
- ДФЗ;
- НВЧЗ;
- Токовая защита с ВЧБ.

9.9.3: На особо ответственных ВЛ, на сильно загруженных ВЛ, на кабельных вставках 110-220 кВ, а так же в городской черте, где массовая застройка, следует предусматривать вторую защиту из предыдущего пункта.

9.9.4: Комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗНТ (с функцией ускорения).

9.9.5: Комплект ступенчатых защит должен быть оснащен блокировкой от качаний.

9.9.7: Защиты должны иметь контроль исправности цепей напряжения с блокировкой от ложного срабатывания (функция настройки исправности TV, МПС, и целостности проводов).

9.9.10: На ВЛ должно быть трехфазное АПВ однократного действия на ВЛ с двухсторонним питанием, на ВЛ с односторонним питанием двухкратного действия.

9.9.11: Должен быть УРОВ – 1 степень которого действует на отключение своего выключателя (УРОВ на себя), 2 степень – отключает вышестоящий выключатель с запретом АПВ.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Из ФСК[18]:

Пункт 1. На ВЛ с двухсторонним питанием должно быть:

1 комплект – основная быстродействующая защита; резервная ступенчатая защита и дополнительная защита в виде ТО;

2 комплект – резервные ступенчатые защиты и дополнительные ТО;

3 комплект – АПВ, УРОВ, АУВ.

При этом второй и третий комплекты можно совмещать.

Пункт 2. На ВЛ с односторонним питанием должно быть:

1 комплект – ступенчатые защиты и дополнительная токовая отсечка;

2 комплект – резервные ступенчатые защиты и дополнительные ТО;

3 комплект – АПВ, УРОВ, АУВ.

При этом второй и третий комплекты можно совмещать.

Таблица 20 – Виды РЗА для ВЛ

Вид	Примечание
ДЗЛ (ДФЗ,НЧВЗ)	Если длина линии менее 30 км, иначе ставим данные защиты
ДЗ	Резервная защита от межфазных КЗ
ТНЗНП	Резервная защита от однофазных КЗ
ТО	Дополнительная защита
АПВ	Трехфазное, однократное, с улавливанием синхронизма.
УРОВ	-
АУВ	-

6.10 Расчет уставок РЗА

Существует 3 подхода к расчету уставок:

- Расчет по общим формулам;
- Расчет по методике производителя;
- Расчет по методикам, рекомендуемыми ФСК и МРСК для РЗА разных производителей.

Итак, выпишем исходные данные асинхронного двигателя АД-4:

$$P_{\text{ном}}=1250 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ};$$

$$\cos\varphi=0,86;$$

$$\eta=97,4 \text{ \%};$$

$$K_{\text{п}}=6,7.$$

Однако, до выбора уставок необходимо рассчитать емкостный ток двигателя:

От двигателя отходит кабельная линия длиной 100 м, значение емкостного тока для нашей КЛ $I_{\text{суд}} = 0,92 \text{ А/км}$, это значение пригодится нам позднее

$$I_c = I_{\text{сАД}} + I_{\text{сКЛ}} \quad (28)$$

$$I_{\text{сАД}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{\text{уд}} \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \quad (29)$$

$$C_{\text{уд}} = \frac{0,0187 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{ном}}(1+0,08 \cdot U_{\text{ном}})}} \quad (30)$$

Подставим значения в (30):

$$C_{\text{уд}} = \frac{0,0187 \cdot \sqrt{3} \cdot 140 \cdot 6 \cdot 10^3 \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{6 \cdot 10^3(1 + 0,08 \cdot 6 \cdot 10^3)}} = 13,35 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$$

Подставим значения в (29):

$$I_{\text{сАД}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 13,35 \cdot 10^{-9} \cdot 6 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,0436 \text{ А}$$

$$I_{\text{сКЛ}} = I_{\text{суд}} \cdot \frac{L}{n} = 0,92 \cdot \frac{0,1}{1} = 0,092 \text{ А}, \quad (31)$$

где n - кол-во линий.

И наконец, подставим значения в (28):

$$I_c = 0,0436 + 0,092 = 0,1356 \text{ А}$$

Примем к установке терминал РЗА АВВ SPAC – 802 – RU подключенный к двигателям и SPAU 330с подключенный к TV.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 21 – Технические характеристики выбранного терминала

Основные технические данные	
Номинальный переменный ток цепей МТЗ/цепей	5 А/1А/0,2А
Номинальное переменное напряжение	100 В
Номинальная частота	50 Гц
Габаритные размеры, ШхВхГ (см. рис. 10)	270х266х225 мм
Степень защиты по лицевой части	IP 40 (по заказу IP
Масса устройства	От 5,0 до 6,5 кг
Оперативное питание	
Продолжение таблицы 21	
Номинальное напряжение оперативного тока	220 В (110 В по
Рабочий диапазон напряжений оперативного	88...242 В
Минимальное время отключения КЗ при	не более 0,3 с
Потребляемая мощность в режиме	13 Вт / 7 Вт
Аналоговые входные цепи	
Количество аналоговых каналов: переменного	4 (до 7 без цепей
Диапазон рабочих токов	до 60 1н
Мощность, потребляемая по цепям тока, при	0,25 ВА/фазу
Погрешность измерений токов в диапазоне от	Не более 1,0 %
Диапазон рабочих напряжений	до 2 ин
Мощность, потребляемая по цепям напряжения,	0,25 ВА/фазу
Погрешность измерений напряжений в	Не более 0,5 %
Термическая стойкость токовых цепей,	4/100 А 20/500 А
Дискретные входные цепи	
Количество входных цепей, в зависимости от	6/12/18
Максимальное рабочее напряжение	242 В
Напряжение срабатывания	не менее 0,65 ин
Входной ток	От 15 до 3 мА
Минимальная длительность, достаточная для	25 мс
Выходные сигнальные/отключающие реле	
Количество сигнальных/отключающих реле, в	3/2 шт.-
Максимальное рабочее напряжение на контактах	250 В
Допустимый ток цепей в течение 3с/длительно:	8 А/5 А 15 А/5 А
Отключающая способность контактов реле при	0,15 А 1,0 А
Передача данных	
Задняя панель, порт 1	порт RS-485 / RS-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ

Лист

51

Задняя панель, порт 2	порт RS-485 / RS-
Передняя панель	Порт RS-232
Протокол передачи данных	SPA-bus, МЭК
Скорость передачи данных	4800, 9600, 19200
Условия окружающей среды	
Диапазон рабочей температуры	(-25...+55) °С
Температура транспортировки и хранения	(-40...+70)° С
Относительная влажность воздуха при t=(20..	Не более 95%
Электрическая прочность и сопротивление изоляции	
Испытание прочности изоляции	2 кВ, 50 Гц, 1 мин
Испытание импульсным напряжением (ГОСТ Р	5 кВ, форма
Сопротивление изоляции	Не менее 10 МОм

Итак, теперь начнём непосредственно выбор уставок, для удобства будем представлять их в форме таблицы.

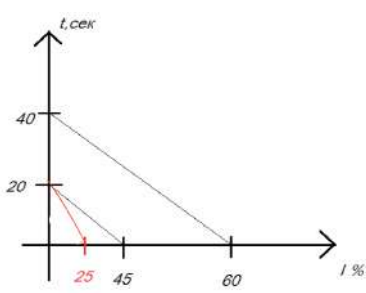
Таблица 22 – Расчет уставок терминала АВВ асинхронного двигателя АД-4.

Уставка	Диапазон	Расчет
Тепловая защита от перегрузки		
I ₀	0,5...1,5I _N	<p>Выберем ТТ 6 кВ для ЭД:</p> $I_{\text{раб.макс.}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном}} = 6,7 \cdot 140 = 938 \text{ А}$ <p>Выберем ТОЛ-10(6кВ) (схема подключения - неполная звезда, n_{ТТ}=1000/5)</p> <p>Найдем вторичные токи:</p> $I_{2\text{ном}} = I_{\text{ном}} / n_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{сх}}^3 = 140 / 200 \cdot 1 = 0,7 \text{ А}$ $I_{2\text{пуск}} = I_{\text{раб.макс.}} / n_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{сх}}^3 = 938 / 200 = 4,69 \text{ А}$ <p>Выбираем номинальный ток реле:</p> <p>Т.к. пусковое значение тока больше 1,5 А, значит выставляем наше значение I_N=5 А</p> <p>Теперь нам нужно выбрать точное значение уставки для этого необходимо рассчитать следующее выражение:</p>

Продолжение таблицы 22

		$I_0=1,12 \cdot (I_{2\text{НОМ}}/ I_N)=1,12 \cdot (0,7/5)=0,1568$, округляем до 0,2
Уровень тепловой сигнализации		
Θ_a	30...100%	Рекомендуется для АД с прямым пуском 80 %
Уровень запрета повторного пуска		
Θ_i	20...80% Θ_a	-
Максимальное безопасное время заклинивания ротора		
t_{6x}	2...120 сек.	<p>1. Максимальное время пуска АД с механизмом</p> $t_{\pi} = \frac{0,1906 \cdot (\tau_{уд} + \tau_{н\text{ макс}}) \cdot \left(\frac{n_{\text{НОМ}}}{100}\right)^2}{P_{\text{НОМ}}(m_{\text{max}} \cdot K_u^2 - m)}$ $t_{\pi} = \frac{0,1906 \cdot (8,75 + 20,34) \cdot \left(\frac{2973}{100}\right)^2}{1250(2,4 \cdot 0,7^2 - 1)} = 22,28 \text{ сек}$ <p>2. Уставка</p> $t_{bx} = \frac{1,3 \cdot t_{\pi}}{3,2 \cdot \ln \frac{\left(\frac{K_{\pi}}{1,12}\right)^2 - \frac{\Theta_a}{100}}{\left(\frac{K_{\pi}}{1,12}\right)^2 - 1,1025}}$ $t_{bx} = \frac{1,3 \cdot 22,28}{3,2 \cdot \ln \frac{\left(\frac{6,7}{1,12}\right)^2 - \frac{80}{100}}{\left(\frac{6,7}{1,12}\right)^2 - 1,1025}} = 23,9 \text{ сек}$ <p>Примем $t_{6x}=24$ сек</p>
Постоянная времени охлаждения двигателя		
t_c	1...64	$t_c=1800/(32 \cdot 24)=2,343$, принимаем $t_c = 2$
Защита от затянутого пуска		
I_s	$(0,5...20) I_N$	<p>Уставка по току. Варианты защиты на основе теплового импульса $I_s^2 \cdot t_s$</p> <p>Если $I_2 \text{ пуск}/ I_N > 63$, то $I_s=63$, иначе</p>

Продолжение таблицы 22

		$I_s = I_{2 \text{ пуск}} / I_N = 4,69/5 = 0,938 \text{ А}$
t_s	0,3...80 сек	Для защит реализованных по принципу теплового импульса: $t_s = 1,3 \cdot t_{\text{пуск}}$, если $I_s < 10$, иначе $t_s = 1,3 \cdot I_s^2 / 100$ $t_s = 1,3 \cdot 22,28 = 28,964 \text{ сек}$
Счетчик запрета повторного пуска		
Σt_s	5...500 сек	$\Sigma t_s = (2n-1) \cdot t_{\text{пуск}} + 1$ $\Sigma t_s = (2-1) \cdot 22,28 + 1 = 23,28 \text{ с}$
Скорость сброса счетчика		
		$\Sigma t_s / \Delta t = t_{\text{пуск}} / \Delta t_{\text{пер}} = 22,28 / 0,5 = 44,56 \text{ с/ч}$ $\Delta t_{\text{пер}} = 0,5 \text{ ч}$ – время перерыва между запусками (рекомендованное).
Токовая отсечка		
$I >>$	$(0,5 \dots 20) I_N$	Уставка по току срабатывания $I >> = K_{\text{отс}} \cdot I_{2 \text{ пуск}} / I_N$, где $K_{\text{отс}} = 1,7 \dots 1,9$ $I >> = 1,9 \cdot 4,69 / 5 = 1,782 \text{ А}$
Уставка по времени срабатывания		
$t >>$	0,04...30 сек	Выбираем наименьшее значение 0,04, потому что это ТО и нам не нужна выдержка времени. $t >> = 0,04 \text{ сек}$.
Защита от несимметричных режимов		
ΔI	$(10 \dots 40\%) I_{\phi}$	Рекомендуется $\Delta I = 25\%$
Δt	20...120 сек	Выбираем по характеристике, рекомендуемой АВВ:  Принимаем 20 сек ($25\% \Rightarrow x < 20 \text{ сек}$.)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ

Лист

54

Защита минимального напряжения(SPAU 330с)		
$U <$	$(0,4 \dots 1,2)U_n$	<p>Выберем трансформатор напряжения:</p> <p>1.Принимаем ЗНОЛ-6 $U_{ном}=100$ В</p> <p>2.$n_{тн}=6000/100=100$</p> <p>Напряжение срабатывания защиты</p> $U_{с.з.} = \frac{U_{раб.мин.}}{K_{отс} \cdot K_B}$ $U_{с.з.} = \frac{0,7 \cdot 6 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,03} = 2,937 \text{ кВ}$ <p>Уставка:</p> $U_{<} = \frac{U_{с.з.}}{n_{тн}} \cdot \frac{1}{U_M}$ $U_{<} = \frac{2937}{60} \cdot \frac{1}{100} = 0,49$
Уставка по времени срабатывания		
$t <$	1...12 сек	<p>$t_{<} = t_{>} + \Delta t = 0,04 + 0,2 = 0,24$ сек ,где 0,2 – рекомендуемая ступень селективности для АВВ.</p> <p>Принимаем $t_{<} = 1$ сек.</p>

Итак, теперь рассчитаем уставки комплекта РЗА REG650 трансформатора 110/6 кВ

ТРДН-32000/110 $S_{ном}=32$ МВА $U_{k\%}=11\%$

Ток двухфазного КЗ на шинах НН за трансформатором: $I_{кз}^{(2)}=13,74$ кА

Выбираем конфигурацию терминала для трехобмоточного трансформатора 9I+3U. (9 входов по току, 3 по напряжению)

Таблица 23 – Характеристики терминала REG650

Ток входа I_N	1А или 5 А
Напряжение входа U_N	110/220/330 кВ
Дифференцированная защита	

Продолжение таблицы 23

Базовый дифф. ток I_{dmin}	10,20,30,40,50 % от I_N
Ток торможения I_T	10-50 % от I_N
Время срабатывания	0,033 сек
Время возврата	0,015 сек
МТЗ	
Ток срабатывания $I>$	10-500 % от I_N
Выдержка времени $t>$	0,03...240 сек
Коэф. возврата	0,96
ТНЗНП	
Ток срабатывания $I_{0>}$	5-50 % от I_N
Направленная характеристика	+/-60...+/-90 град.
Время срабатывания $t_{0>}$	0,03 сек
Время возврата	0,025 сек
Защита от повышения напряжения	
Напряжение срабатывания $U>$	5-200 % от U_n
Выдержка времени $t>$	0,03...120 сек
ЗМН	
Напряжение срабатывания $U<$	5-130 % от U_n
Время срабатывания $t<$	0,03...120 сек
Коэфф. возврата	1,01
Время возврата	0,035 сек
Тепловая защита от перегрузки	
Ток срабатывания $I_{T\text{сраб}}$	30-250 % от I_n
Время срабатывания T_c	1-500 сек
Уставка 1ого авар. уровня	5...100% от тока перегрузки
Уставка 2ого авар. уровня	5...100% от тока перегрузки

Перед расчетом уставок защит на трансформаторах, следует найти ток нагрузки тр-ра в макс. Режиме и коэффициент самозапуска на шинах 110 кВ

Исходя из (2) мы знаем, что $S_{рп}=7$ МВА

Найдем $I_{Тmax}$

$$I_{Тmax} = \frac{n_{рп} \cdot S_{рп} + S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (32)$$

$$I_{Тmax} = \frac{6 \cdot 7 \cdot 10^6 + 0,4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 222,54 \text{ А}$$

Оценим коэффициент самозапуска нагрузки на шинах 110 кВ:

$$K_{с.з.} = \frac{n_{рп} \cdot (n_{т} \cdot S_{т} + K_{п} \cdot n_{д} \cdot S_{д}) + S_{тсн}}{n_{рп} \cdot (n_{т} \cdot S_{т} + n_{д} \cdot S_{д}) + S_{тсн}} \quad (33)$$

$$K_{с.з.} = \frac{6 \cdot (4 \cdot 32 \cdot 10^6 + 6,7 \cdot 2 \cdot 1250 \cdot 10^3) + 0,4 \cdot 10^6}{6 \cdot (4 \cdot 32 \cdot 10^6 + 2 \cdot 1250 \cdot 10^3) + 0,4 \cdot 10^6} = 1,1$$

Таблица 24 – Расчет уставок защиты трансформатора 110/6 кВ

Уставка	Диапазон	Расчет
Минимальная уставка тока срабатывания ДЗТ в долях тока опорного плеча (ОП)		
ОП – плечо на стороне ВН, тогда $I_{оп}=I_{ВН ном}$		
I_{dmin}	$(0,1-0,5)I_{оп}$	<p>Выберем ТТ:</p> <p>1. На стороне ВН</p> $I_{ВН ном} = \frac{S_{Т ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 167,96 \text{ А}$ <p>Ток при 140% перегрузке:</p> $I_{ВН}=1,4 \cdot I_{ВН ном}=1,4 \cdot 167,96=235,144 \text{ А}$ <p>Принимаем ТОГФ-110 $n_{ТТ}=250/5$</p> <p>2. На стороне НН</p> $I_{НН ном} = \frac{S_{Т ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.НОМ}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3079,29 \text{ А}$ <p>При 140 % перегрузке:</p> $I_{НН}=1,4 \cdot I_{НН ном}=1,4 \cdot 3079,29=4311,006 \text{ А}$ <p>Принимаем ТЛК-10-75 $n_{ТТ}=5000/5$</p>

		I_{dmin} $= I_{bias} \cdot K_{отс}$ $\cdot \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{пер} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{пер} + \Delta f_{выр})^2}$ $I_{bias} = \frac{I_{Tmax} \cdot K_{с.з.}}{K_m \cdot I_{оп}}$ <p>-минимальный ток небаланса в максимальном режиме нагрузки.</p> $I_{bias} = \frac{222,54 \cdot 1,1}{\frac{110}{10} \cdot 167,96} = 0,132 \text{ A,}$ <p>где</p> <p>$K_{отс} = 1,1$ - рекомендовано АВВ;</p> <p>$K_{пер} = 1$ – учитывает переходный процесс;</p> <p>$\varepsilon = 10 \%$ - типовая погрешность ТТ;</p> <p>$\Delta U_{пер} = 0,15$ – погрешность из-за РПН;</p> <p>$\Delta f_{выр} = 0,03$.</p> I_{dmin} $= 0,132 \cdot 1,1$ $\cdot \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,15 + 0,03)^2 + (0,15 + 0,03)^2} = 0,173$ <p>Принимаем $I_{dmin} = 0,2$.</p>
--	--	--

Выбор тормозной характеристики ДЗТ

N	1-5	<p>Первоначально пересчитаем ток небаланса с учетом протекания переходного процесса.</p> $I_d = \sqrt{(K_{\text{перех}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выпр}})^2 + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выпр}})^2}$ $K_{\text{перех}} = 2$ $I_d = \sqrt{(2 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,15 + 0,03)^2 + (0,15 + 0,03)^2} = 0,296.$ <p>1. Принимаем предварительно характеристику №3 рекомендуемую АВВ ($K_{T1}=30\%$). И найдем тормозной ток:</p> $I_T = I_{\text{bias}} + \frac{0,7 + I_{d\text{min}}}{K_{T1}} = 0,132 + \frac{0,7 + 0,2}{0,3} = 3,132 \text{ кА}$ <p>2. Пересчитаем коэффициент наклона</p> $K_{T1} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_d \cdot I_{\text{СКВ}} - 0,7}{I_{\text{СКВ}} - I_T} = \frac{1,1 \cdot 0,296 \cdot 3 - 0,7}{3 - 3,132} = -2,096.$ <p>$I_{\text{СКВ}} = 3$ – амплитуда период. сост. сквозного тока.</p> <p>$K_{T1} = -2,096 < 0,3$, таким образом, принимаем характеристику №3.</p>
---	-----	---

Уставка по току срабатывания МТЗ

I>	(0,1...0,5) I _{2НОМ}	$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_H \cdot K_{\text{с.з.}} \cdot I_{T \text{ max}}}{K_B}$ $I_{\text{с.з.}} = \frac{1,1 \cdot 1,1 \cdot 222,54}{0,96} = 280,49 \text{ А}$ $I > = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}} \cdot I_{2\text{НОМ}}} = \frac{280,49}{250/5} \cdot \frac{1}{5} = 1,12$ <p>Принимаем I> = 0,12.</p>
----	--------------------------------------	---

Выдержка времени МТЗ

Продолжение таблицы 24

$t >$	0,03...240 сек	$t > = t_{c.z.BB} + \Delta t = 0,04 + 0,29 = 0,33$ сек. $t_{c.z.BB} = 0,04$ – для МТЗ ввода. $\Delta t = 0,29$ – рекомендуемое для АВВ.
-------	-------------------	---

Рассчитаем уставки защит терминала REL 551 установленного на ВЛ, характеристики терминала принимаем

Однако, сначала найдем сопротивление ВЛ W1:

Погонные параметры ВЛ:

Таблица 25 – Расчетные данные ВЛ 35-150 кВ со сталеалюминиевыми проводами.

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	r_0 , Ом/км при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x_0 , Ом/км	b_0 , см/км 10 ⁻⁶	x_0 , Ом/км	b_0 , см/км 10 ⁻⁶	x_0 , Ом/км
70/11	0,422	—	—	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	—	—	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	—
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	—

Так как ранее был принят провод АС 185/29 то выбираем следующие значения $x_0 = 0,413$ Ом/км $b_0 = 2,747$ см/км

Длина линии W1 10 км по заданию.

Сопротивление ВЛ:

$$R_{ВЛ} = x_0 \cdot L_{ВЛ} = 0,413 \cdot 10 = 4,13 \text{ Ом}$$

$$X_{ВЛ} = b_0 \cdot L_{ВЛ} = 2,747 \cdot 10 = 27,47 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{ВЛ1} = 4,13 + j27,47 \text{ Ом}$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{110^2}{32} = 41,59 \text{ Ом}$$

Потери короткого замыкания по данным из [10] 145 кВт, следовательно найдем активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \Delta P_K \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 145 \cdot 10^3 \cdot \frac{(110 \cdot 10^3)^2}{(32 \cdot 10^6)^2} = 1,713 \text{ Ом}$$

Исходя из активного и полного найдем индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{41,59^2 - 1,713^2} = 41,554 \text{ Ом}$$

Отсюда выразим полное сопротивление трансформатора:

$$Z_T = 1,713 + j41,554$$

Суммарное сопротивление ВЛ и трансформатора:

$$Z_T + Z_{ВЛ1} = 1,713 + j41,554 + 4,13 + j27,47 = 5,843 + j69,024$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ линии W1:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_T + Z_{ВЛ}}{1 + \beta + \delta} = \frac{5,843 + j69,024}{1 + 0,05 + 0,1} = 5,08 + j60,02$$

Теперь приступим непосредственно к расчету уставок:

Таблица 26 – Расчет уставок защиты терминала представленного к ВЛ

Уставка	Диапазон	Расчет
Уставка первой зоны		
Z _{M1}	0,02...80 Ом/фазу	<p>Линия W2 20 км, сопротивление линии:</p> <p>$R_{ВЛ} = x_0 \cdot L_{ВЛ} = 0,413 \cdot 20 = 8,26 \text{ Ом}$</p> <p>$X_{ВЛ} = b_0 \cdot L_{ВЛ} = 2,747 \cdot 20 = 54,94 \text{ Ом}$</p> <p>Полное сопротивление линии:</p> <p>$Z_{ВЛ2} = 8,26 + j54,94 \text{ Ом}$</p> <p>Суммарное сопротивление ВЛ и трансформатора:</p> <p>$Z_T + Z_{ВЛ2} = 1,713 + j41,554 + 8,26 + j54,94 = 9,973 + j96,494 \text{ Ом}$</p> <p>Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ линии W2:</p> <p>$Z_{с.з.1} = \frac{Z_T + Z_{ВЛ}}{1 + \beta + \delta} = \frac{9,973 + j96,494}{1 + 0,05 + 0,1} = 8,672 + j84,303 \text{ Ом}$</p>

		$Z_{M1} = \frac{Z_{с.з.1}}{3} \cdot \frac{n_{ТТ}}{n_{ТН}} = \frac{84,747}{3} \cdot \frac{500/5}{110/6} = 206,77 \text{ Ом}$
t_{M1}	0...6 сек	Отстраивается от времени работы ОПН: $t_{M1}=0,4$ сек
Уставка второй зоны		
Z_{M2}	0,02...80 Ом/фазу	<p>Рассчитаем уставку по двум условиям:</p> <p>1. Резервирование ДЗ линии</p> $Z_{с.з.2} = \frac{Z_{с.з.1} + Z_{ВЛ1} + \frac{1-\alpha}{K_T}}{1+\beta+\delta} = \frac{4,914 + j47,6 + (4,86 + j33,696) \cdot \frac{1-0,1}{1}}{1+0,05+0,1} =$ $8,076 + j67,762 \text{ Ом}$ <p>$\alpha = 0,1$ – учитывает длину резервируемой зоны</p> <p>K_T – коэффициент токораспределения, учитывает наличие генерации на подстанции, при отсутствии оной следует принимать равным 1.</p> <p>2. Отстройка от защит НН за трансформатором п/ст</p> $Z_{с.з.2} = \frac{Z_{ВЛ1} + \frac{Z_T}{K_T}}{1 + \beta + \delta} = \frac{4,86 + j33,696 + 0,792 + j21,111}{1,15}$ $= 5,652 + j54,807 \text{ Ом}$ <p>Из двух вариантов выбираем тот, у которого сопротивление окажется меньше</p> $68,241 > 55,097$ <p>Следовательно, выбираем второй вариант.</p> $Z_{M2} = \frac{Z_{с.з.2}}{3} \cdot \frac{n_{ТТ}}{n_{ТН}} = \frac{55,097}{3} \cdot \frac{500/5}{110/10} = 167 \text{ Ом}$
Выдержка времени второй ступени		
t_{M2}	0...60 сек	Отстраивается от 1ой ступени ДЗ линии W2:

		$t_{M2} = t_{M1} + \Delta t = 0,4 + 0,25 = 0,65$ сек Δt – рекомендуется 0,25 – 0,3 для ДЗ
Уставка срабатывания 3-й ступени		
Z_{M3}	0,02-80 Ом/фазу	<p>Отстраивается от максимального рабочего тока линии с учетом самозапуска линии на подстанции.</p> $I_{W1 max} = \frac{S_{\text{транс}} + S_{\text{п/ст}} \cdot K_{\text{с.з.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{мин}}}$ $K_{\text{с.з.}} = 2,173 \text{ (см. расчет уставок трансформатора)}$ $S_{\text{транс}} = 13 \text{ МВА (по заданию)}$ $S_{\text{п/ст}} = 90,4 \text{ МВА}$ $U_{\text{мин}} = 0,9 U_{\text{ном}} - \text{допустим отклонение в 10\%}$ $I_{W1 max} = \frac{13 + 90,4 \cdot 2,173}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 110} = 1,22 \text{ кА}$ $Z_{M3} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot I_{W1 max}} \cdot \frac{1}{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{zm1} - \varphi_{\text{раб}})}$ <p>Найдем $\varphi_{\text{раб}}$ т.к. на подстанции есть двигатель с $\cos\varphi = 0,84$, то $\varphi_{\text{раб}} = \arccos(0,84) = 32,86$</p> <p>Найдем φ_{zm1} $Z_{\text{вл1}} = 4,86 + j33,696 = 34,044 e^{j81,78}$</p> <p>Следовательно $\varphi_{zm1} = 81,78$</p> $Z_{M3} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,22} \cdot \frac{1}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(81,78 - 32,86)}$ $= 56,585 \text{ Ом}$
Выдержка времени 3ей ступени		
t_{M3}	0...60 сек	<p>Отстраивается от МТЗ ВН трансформатора на п/ст</p> $t_{M3} = t_{>} + \Delta t = 0,33 + 0,25 = 0,58$ сек $t_{>} = 0,33$ сек (см. расчет выдержки времени тр-ра)

Рассчитаем уставки секционного выключателя ВВТЭ -10-1250 терминала GE-850-EP5

Расчету подлежат ток срабатывания пускового органа ЛЗШ и выдержка времени.

Нам понадобятся значения токов КЗ за ТСН, в конце линии и в начале линии посчитанные ранее. Все значения представлены в кА.

В макс. режиме: $I_{ТСН.макс}=0,236$ $I_{к.макс}=12,718$ $I_{н.макс}=21,024$.

В мин. режиме: $I_{ТСН.мин}=0,221$ $I_{к.мин}=11,851$ $I_{н.мин}=19,298$.

Таблица 27 – Расчет уставок секционного выключателя ВВТЭ-10-1250

Уставка	Диапазон	Расчет
Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ		
$I_{по.лзш.уст. св}$	$(0,05...30) I_{ном.2}$	<p>Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при минимально возможном токе двухфазного КЗ на шинах НН:</p> $I_{по.лзш} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.мин}}{k_{ч.н.}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 19,298 \cdot 10^3}{1,5} \cdot 1 = 11,141 \text{ кА ,где}$ <p>$k_{ч.н.}$ – коэффициент чувствительности равный 1,5 $k_{от.ч.сх}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, равный 1.</p> <p>Рабочий максимальный ток протекающий через секционный выключатель равен максимальному суммарному току нагрузки секции. К каждой из секций подключены 6 КЛ, питающие РУ цехов нагрузкой:</p> $I_{раб.макс.} = \sum I_{т.ном} + \sum I_{д.ном} + I_{ТСН} = 4 \cdot 25 + 2 \cdot 150 + 400 = 800 \text{ А}$ <p>Следовательно,</p> $I_{раб.макс.св} = 6 \cdot 800 = 4800 \text{ А}$

		$I_{с.з.1} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,1 \cdot 2,173}{0,97} \cdot 4800 = 11828,28 \text{ А}$ <p>Вторичный ток срабатывания защиты:</p> $I_{с.з.2} = \frac{I_{с.з.1}}{n_{\text{ТТ}}} \cdot K_{\text{сх}} = \frac{11828,28}{1000} \cdot 1 = 11,828 \text{ А}$ <p>Уставка по току защиты:</p> $I_{с.з.уст} = \frac{I_{с.з.2}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{11,828}{5} = 2,365$
Время срабатывания МТЗ СВ		
$t_{\text{МТЗ.СВ}}$	0...60 сек	<p>Отстраивается от выдержки времени МТЗ КЛ при КЗ на шинах НН</p> $t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t_{\text{рза}} = 1 + 0,23 = 1,23 \text{ сек.}$ <p>$\Delta t_{\text{рза}}$ – степень селективности для данного терминала.</p>

Рассчитаем уставки вводного выключателя ВВТЭ -10-1250, используем тот же терминал. Методика расчета аналогичная расчету СВ.

Таблица 28 – Расчет уставок вводного выключателя ВВТЭ -10-1250

Уставка	Диапазон	Расчет
Ток срабатывания МТЗ ВВ		
$I_{с.з.уст.ВВ}$	$(1-1,4)I_{\text{макс.ВВ}}$	<p>Выберем ток срабатывания МТЗ по первому условию:</p> $I_{с.з.1} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{\text{раб.макс.СВ}}$ $I_{\text{раб.макс.СВ}} = 800 \text{ А}$ <p>k_H – коэффициент надежности равный 1,1 k_B – коэффициент возврата равный 0,97 k_3 – коэффициент самозапуска, равный 2,173</p>

		<p>Рабочий максимальный ток протекающий через вводной выключатель равен максимальному суммарному току нагрузки секции.</p> $I_{\text{раб.макс.вв}} = \sum I_{\text{Т.НОМ}} + \sum I_{\text{Д.НОМ}} + I_{\text{ТСН}} = 4 \cdot 25 + 2 \cdot 150 + 400 = 800 \text{ А}$ <p>Выбираем ТТ ТЛК-10-75 $n_{\text{ТТ}}=800/5$</p> <p>Вторичный ток срабатывания по ЛЗШ:</p> $I_{\text{по.лзш.2}} = \frac{I_{\text{по.лзш}}}{n_{\text{ТТ}}} \cdot K_{\text{сх}} = \frac{6,84 \cdot 10^3}{160} \cdot 1 = 42,7 \text{ А}$ <p>В данном терминале уставки задаются в о.е. в долях от номинального вторичного тока ТТ:</p> $I_{\text{по.лзш.уст}} = \frac{I_{\text{по.лзш.2}}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{42,7}{5} = 8,54$
--	--	---

Выдержка времени ПО ЛЗШ

<p>$t_{\text{ЛЗШ.ВВ}}$</p>	<p>0...6000 сек</p>	<p>Выдержка времени по лзш должна быть больше выдержки времени пуска направленных и ненаправленных МТЗ присоединений секций, а также времени срабатывания ДЗТ.</p> <p>Из НТП GE-850-EP5:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Время пуска ненаправленной МТЗ – 0,15 сек. • Время пуска направленной МТЗ – 0,27 сек. • Время срабатывания ДЗТ– 0,035 сек. <p>Таким образом время срабатывания по лзш:</p> $t_{\text{лзш}} = t_{\text{дзт}} + t_{\text{зап}} = 0,035 + 0,1 = 0,135 \text{ сек.}$ <p>Округлим до 0,14 сек.</p>
---------------------------------------	---------------------	--

Произведем выбор уставок РЗА терминала КЛ питающей РУ цеха.

Возьмем комплект РЗА АBB SPAC – 802 – RU

Нам понадобятся значения токов КЗ за ТСН, в конце линии и в начале линии посчитанные ранее. Все значения представлены в кА.

В макс. режиме: $I_{ТСН.макс}=0,236$ $I_{к.макс}=12,718$ $I_{н.макс}=21,024$

В мин. режиме: $I_{ТСН.мин}=0,221$ $I_{к.мин}=11,851$ $I_{н.мин}=19,298$

Таблица 29 – Расчет уставок терминала КЛ

Уставка	Диапазон	Расчет
Токсовая отсечка		
$I_{с.о.}$	$(0,3...1)K_{нн}$ макс	<p>Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:</p> <p>$I_{с.о.}=k_{н} \cdot I_{к.макс}=1,15 \cdot 12,718=14,625$ кА ,где $k_{н}$ – коэффициент надежности рекомендуемый 1,15.</p> <p>Т.к. ток отсечки меньше чем ток в максимальном режиме в начале линии ($14,625 < 21,024$) , то мгновенная отсечка имеет смысл (линия достаточно длинная, токи в начале и в конце существенно различаются)</p>
МТЗ с зависимой выдержкой времени		
$I_{с.з.}$	-	<p>Выберем ток срабатывания МТЗ по первому условию:</p> $I_{с.з.1} = \frac{k_{н} \cdot k_{з}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.}$ <p>$I_{раб.макс.} = \sum I_{т.ном} + \sum I_{д.ном} + I_{ТСН} = 4 \cdot 25 + 2 \cdot 150 + 400 = 800$ А</p> <p>$k_{н}$ – коэффициент надежности равный 1,1 $k_{в}$ – коэффициент возврата равный 0,95 $k_{з}$ – коэффициент самозапуска, равный 2,173</p> $I_{с.з.1} = \frac{k_{н} \cdot k_{з}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.} = \frac{1,1 \cdot 2,173}{0,95} \cdot 800 = 2012,88$ А <p>По второму условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с током срабатывания МТЗ ВВ цеха,</p>

		<p>однако нагрузка на КЛ и ВВ цеха одинаковая, значит мы можем принять ток срабатывания МТЗ КЛ, который как раз посчитан нами ранее.</p> $I_{с.з.2} = k_{н.с.} \cdot I_{МТЗ\ КЛ.} = 1,1 \cdot 2012,88 = 2214,17 \text{ А}$ <p>,где $k_{н.с.}=1,1$ – коэффициент надежности согласования.</p> <p>Окончательный ток принимается большим из значений двух условий, т. е. $I_{с.з.}=2214,17 \text{ А}$</p>
--	--	--

Выдержка времени МТЗ

$t_{МТЗ.КЛ}$	0...60 сек	<p>Защита КЛ должна быть отстроена по времени срабатывания от действия выключателем на стороне 10 кВ ТСН и выдержки времени МТЗ ВВ цеха.</p> <p>Обеспечить селективность МТЗ КЛ с выключателем ТСН, в том числе за трансформатором невозможно ввиду малого значения токов КЗ приведенных к стороне 10 кВ.</p> <p>Однако, допускается обеспечивать селективность при токах двухфазного КЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме. За расчетное принимается значение трехфазного тока КЗ уменьшенное на 20%.</p> $I_{расч.} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,851 = 8,21 \text{ кА}$ <p>Далее примем выдержку времени трансформаторов тока в цехе равной 0,5 сек, ступень селективности для терминалов РЗА АВВ равна 0,25 сек. В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:</p> $t_{МТЗ.ВВ} = t_T + \Delta t_{рза} = 0,5 + 0,25 = 0,75 \text{ сек}$ <p>Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ в конце линии составит:</p> $t_{МТЗ.КЛ} = t_{МТЗ.ВВ} + \Delta t_{рза} = 0,75 + 0,25 = 1 \text{ сек}$
--------------	------------	---

7. СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Электрическая энергия передается на громадные расстояния между различными государствами, а распределяется и потребляется в самых неожиданных местах и объемах. Все эти процессы требуют автоматического учета проходящих мощностей и совершаемых ими работ. Состояние энергетической системы постоянно изменяется. Его необходимо анализировать и грамотно управлять основными техническими параметрами.

Измерение величин текущих мощностей возложено на ваттметры, единицей измерения которых является 1 ватт, а совершенной работы за определенный промежуток времени — на счетчики, учитывающие количество ватт в течение одного часа.

В зависимости от объема учитываемой энергии приборы работают на пределах кило-, мега-, гига- или тера- единиц измерения. Это позволяет:

- одним главным счетчиком, расположенным на подстанции, обеспечивающей питанием крупный современный город, оценивать терабайты киловатт-часов, израсходованные на потребление всех квартир и производственных предприятий административно промышленного и жилого центра;
- большим количеством приборов, установленных внутри каждой квартиры или производства, учитывать их индивидуальное потребление.

Ваттметры и счетчики работают за счет постоянно поступающей на них информации о состоянии векторов тока и напряжения в силовой цепи, которую предоставляют соответствующие датчики — измерительные трансформаторы в цепях переменного тока или преобразователи — постоянного.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ				

7.1 Классификация приборов учета электроэнергии

Согласно [19] приборы учета электрической энергии классифицируются по:

1. По принципу действия:

- индукционные;
- электронные (статические).

2. По классу точности счетчики:

- рабочие;
- образцовые.

3. По подключению в электрические сети:

- однофазные (1ф 2Пр однофазный двухпроводный);
- трехфазные – трехпроводные (3ф 3Пр трехфазный трехпроводной);
- трехфазные – четырехпроводные (3ф 4Пр трехфазный четырехпроводной).

4. По количеству измерительных элементов:

- одноэлементные (для однофазных сетей (1ф 2Пр));
- двухэлементные (для 3-х фазных сетей с равномерной нагр (3ф 3Пр));
- трехэлементные (для трехфазных сетей (3ф 4Пр)).

5. По принципу включения в электрические цепи:

- прямого включения счетчика;

-трансформаторного включения счетчика:

1)подключения счетчика к трехфазной 4-проводной сети с помощью трех трансформаторов напряжения и трех трансформаторов тока;

2)подключения счетчика к трехфазной 3-проводной сети с помощью трех трансформаторов напряжения и двух трансформаторов тока;

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

3)подключения счетчика к трехфазной 3-проводной сети с помощью двух трансформаторов напряжения и двух трансформаторов тока;

6. По конструкции:

- простые;
- многофункциональные.

7. По количеству тарифов:

- однотарифные;
- многотарифные.

8. По видам измеряемой энергии и мощности:

- активной электроэнергии (мощности);
- реактивной электроэнергии (мощности);
- активно-реактивной электроэнергии (мощности).

Активная мощность для 1-фазного счетчика, Вт: $P_{A1\phi2} = U_{\phi} I \cos\phi$;

Активная мощность для 3-фазного двухэлементного счетчика, включенного в 3-х проводную сеть, Вт: $P_{A3\phi3\text{Пр}} = U_{AB} I_A \cos\phi_1 (U_{AB} I_A) + U_{CB} I_C \cos\phi_2 (U_{CB} I_C)$;

Активная мощность для 3-фазного трехэлементного счетчика, включенного в 4-х проводную сеть, Вт: $P_{3\phi4\text{Пр}} = U_{AI} I_A \cos\phi_1 (U_{AI} I_A) + U_{BI} I_B \cos\phi_2 (U_{BI} I_B) + U_{CI} I_C \cos\phi_3 (U_{CI} I_C)$.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

7.2 Приборы учета электроэнергии переменного тока

Этот класс счетчиков по конструктивному исполнению разделяют на три типа:

- индукционные, работающие с конца девятнадцатого века;
- электронные устройства, появившиеся не так давно;
- гибридные изделия, сочетающие в своей конструкции цифровые технологии с индукционной или электрической измерительной частью и механическим счетным устройством.

7.3 Индукционные приборы учета

Принцип работы такого счетчика основан на взаимодействии магнитных полей, создаваемых электромагнитами катушки тока, врезанной в цепь нагрузки, и катушки напряжения, подключенной параллельно к схеме питающего напряжения.

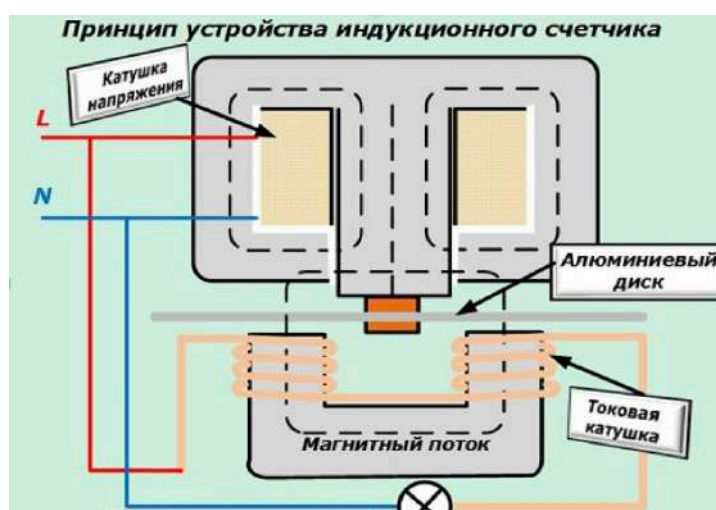


Рисунок 6- Принцип действия индукционного счетчика

Они создают суммарный магнитный поток, пропорциональный значению проходящей через счетчик мощности. В поле его действия расположен тонкий алюминиевый диск, установленный в подшипнике вращения. Он реагирует на величину и направление создаваемого силового поля и вращается вокруг собственной оси.

Скорость и направление движения этого диска соответствуют значению приложенной мощности. К нему подключена кинематическая схема, состоящая из

системы шестеренчатых передач и колесиков с цифровыми индикаторами, которые указывают количество совершенных оборотов, выполняя роль простого счетного механизма.

Старые счетчики индукционного типа уже практически перестали выпускаться в промышленном масштабе. Они просто дорабатывают свой ресурс в составе работающего электротехнического оборудования. На вновь монтируемых и вводимых в работу комплексах их уже не используют, а ставят новые, современные модели.

7.4 Электронные приборы учета

Для замены счетчиков индукционного типа сейчас выпускают много электронных приборов, предназначенных для работы в бытовой сети или в составе измерительных комплексов сложного промышленного оборудования, потребляющего громадные мощности.

Они в своей работе постоянно анализируют состояние активной и реактивной составляющих полной мощности на основе векторных диаграмм токов и напряжений. По ним производится вычисление полной мощности, и все величины заносятся в память прибора. Из нее можно просмотреть эти данные в нужный момент времени.

По типу измерения составных входных величин счетчики электронного типа выпускают:

- со встроенными измерительными трансформаторами тока и напряжения;
- с измерительными датчиками.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

7.5 Устройства со встроенными измерительными трансформаторами

Микроконтроллер обрабатывает сигналы, поступающие от трансформаторов тока и напряжения через преобразователь и выдает соответствующие команды на: дисплей с отображением информации; электронное реле, осуществляющее коммутации внутренней схемы; оперативно-запоминающее устройство ОЗУ, которое имеет информационную связь с оптическим портом для передачи технических параметров по каналам связи.

7.6 Устройства со встроенными датчиками

Это другая конструкция электронного счетчика. Ее схема работает на основе датчиков:

тока, состоящего из обыкновенного шунта, сквозь который протекает вся нагрузка силовой схемы;

напряжения, работающего по принципу простого делителя.

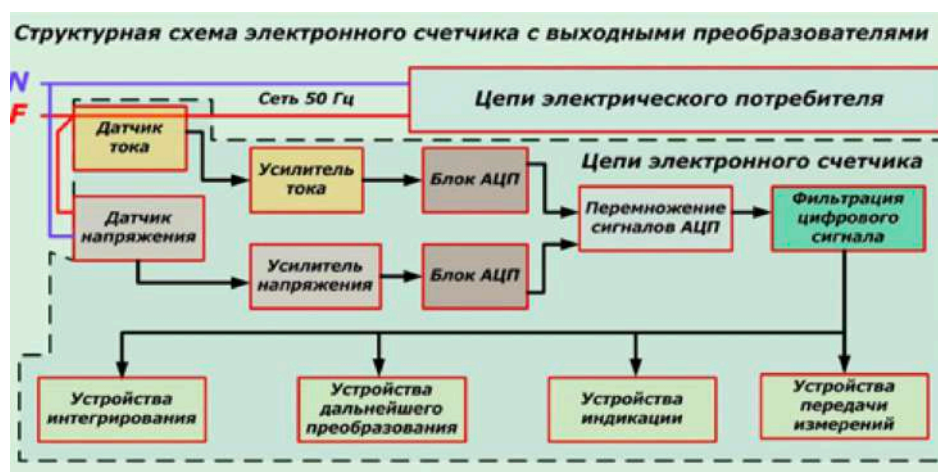


Рисунок 7- Структурная схема электронного счетчика с выходными преобразователями

Приходящие от этих датчиков сигналы токов и напряжения очень малы. Поэтому их усиливают специальным устройством на основе высокоточной электронной схемы и подают на блоки амплитудно-цифрового преобразования.

После них сигналы перемножаются, фильтруются и выводятся на соответствующие устройства для интегрирования, индикации, преобразований и дальнейшей передачи различным пользователям.

Работающие по этому принципу счетчики обладают чуть меньшим классом точности, но вполне отвечают техническим нормативам и требованиям.

Принцип использования датчиков тока и напряжения вместо измерительных трансформаторов позволяет по этому типу создавать приборы учета для цепей не только переменного, но и постоянного тока, что значительно расширяет их эксплуатационные возможности.

На этой основе стали появляться конструкции счетчиков, которыми можно пользоваться в обоих видах систем электроснабжения постоянного и переменного тока.

7.7 Тарифность современных приборов учета

Благодаря возможности программирования алгоритма работы электронный счетчик может учитывать потребляемую мощность по времени суток. За счет этого создается заинтересованность населения снижать потребление электроэнергии в наиболее напряженные часы «пик» и этим разгружать нагрузку, создаваемую для энергоснабжающих организаций.

Среди электронных приборов учета есть модели, обладающие разными возможностями тарифной системы. Наибольшими способностями обладают счетчики, позволяющие гибко перепрограммировать счетное устройство под меняющиеся тарифы электросетей с учетом времени года, праздников, различных скидок в выходные дни.

Эксплуатация электросчетчиков по тарифной системе выгодна потребителям — экономятся деньги на оплату электроэнергии и снабжающим организациям — снижается пиковая нагрузка.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

7.8 Основные требования к приборам учета электроэнергии

Требования к приборам учета электрической энергии, потребляемой юридическими лицами:

1. В зависимости от значения максимальной мощности (указанной в акте разграничения) и уровня напряжения на месте установки измерительного комплекса класс точности прибора учёта должен быть:

- Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и ниже с максимальной мощностью (согласно акту разграничения) менее 670 кВт - счетчики класса точности не менее 1,0.

- Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением 110 кВ и выше класса точности не менее 0,5S.

Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями с максимальной мощностью не менее 670 кВт, подлежат использованию счетчики, позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, класса точности не менее 0,5S, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в систему учета.

2. На винтах, крепящих корпус счётчика должна быть пломба с клеймом госповерителя.

3. На крышке клеммной колодки счётчика должна быть пломба энергоснабжающей организации.

4. Прибор учёта должен быть допущен в эксплуатацию в установленном порядке .

5. Собственник прибора учёта обязан:

- обеспечить эксплуатацию прибора учёта;
- обеспечить сохранность и целостность прибора учёта, а также пломб и (или) знаков визуального контроля;

- обеспечить снятие и хранение показаний прибора учёта;

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

· обеспечить своевременную замену прибора учёта;

6. Энергоснабжающая организация должна пломбировать:

клеммники трансформаторов тока;

крышки переходных коробок, где имеются цепи к электросчетчикам;

токовые цепи расчетных счетчиков в случаях, когда к трансформаторам тока совместно со счетчиками присоединены электроизмерительные приборы и устройства защиты;

испытательные коробки с зажимами для шунтирования вторичных обмоток трансформаторов тока и места соединения цепей напряжения при отключении расчетных счетчиков для их замены или поверки; решетки и дверцы камер, где установлены трансформаторы тока;

решетки или дверцы камер, где установлены предохранители на стороне высокого и низкого напряжения трансформаторов напряжения, к которым присоединены расчетные счетчики;

приспособления на рукоятках приводов разъединителей трансформаторов напряжения, к которым присоединены расчетные счетчики.

Во вторичных цепях трансформаторов напряжения, к которым подсоединены расчетные счетчики, установка предохранителей без контроля за их целостностью с действием на сигнал не допускается.

Поверенные расчетные счетчики должны иметь на креплении кожухов пломбы организации, производившей поверку, а на крышке колодки зажимов счетчика пломбу энергоснабжающей организации.

Для защиты от несанкционированного доступа электроизмерительных приборов, коммутационных аппаратов и разъемных соединений электрических цепей в цепях учета должно производиться их маркирование специальными знаками визуального контроля в соответствии с установленными требованиями.

Требования к учету электрической энергии с применением измерительных трансформаторов:

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Измерительные трансформаторы тока по техническим требованиям должны соответствовать [ГОСТ 7746-2001](#)(«Трансформаторы тока. Общие технические условия»)[21].

1. Класс точности измерительных трансформаторов, используемых в измерительных комплексах для установки (подключения) приборов учета, должен быть не ниже 0,5.

2. Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.

3. Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами .

4. Использование промежуточных трансформаторов тока для включения расчетных счетчиков запрещается.

5. Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений.

6. Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25 % номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

7. Измерительные трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 («Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»).

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Требования к приборам учета электрической энергии, потребляемой гражданами (физическими лицами):

1. Счётчики должны иметь класс точности не менее 2,0.
 2. На винтах, крепящих корпус счётчика должна быть пломба с клеймом госповерителя.
 3. На крышке клеммной колодки счётчика должна быть пломба энергоснабжающей организации.
 4. К использованию допускаются приборы учета утвержденного типа и прошедшие поверку в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений.
 5. Оснащение жилого или нежилого помещения приборами учета, ввод установленных приборов учета в эксплуатацию, их надлежащая техническая эксплуатация, сохранность и своевременная замена должны быть обеспечены собственником жилого или нежилого помещения.
- Ввод установленного прибора учета в эксплуатацию, то есть документальное оформление прибора учета в качестве прибора учета, по показаниям которого осуществляется расчет размера платы за коммунальные услуги, осуществляется исполнителем в том числе на основании заявки собственника жилого или нежилого помещения, поданной исполнителю.
6. Эксплуатация, ремонт и замена приборов учета осуществляются в соответствии с технической документацией. Поверка приборов учета осуществляется в соответствии с положениями законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений .
 7. Прибор учета должен быть защищен от несанкционированного вмешательства в его работу.

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ					

7.9 Объединение приборов учета в единую систему АСКУЭ

Система автоматизированного контроля и учета электрической энергии стала активно развиваться благодаря возможностям электронных счетчиков и разработкам способов дистанционной передачи информации. Для подключения приборов учета индукционной системы разработаны специальные датчики.

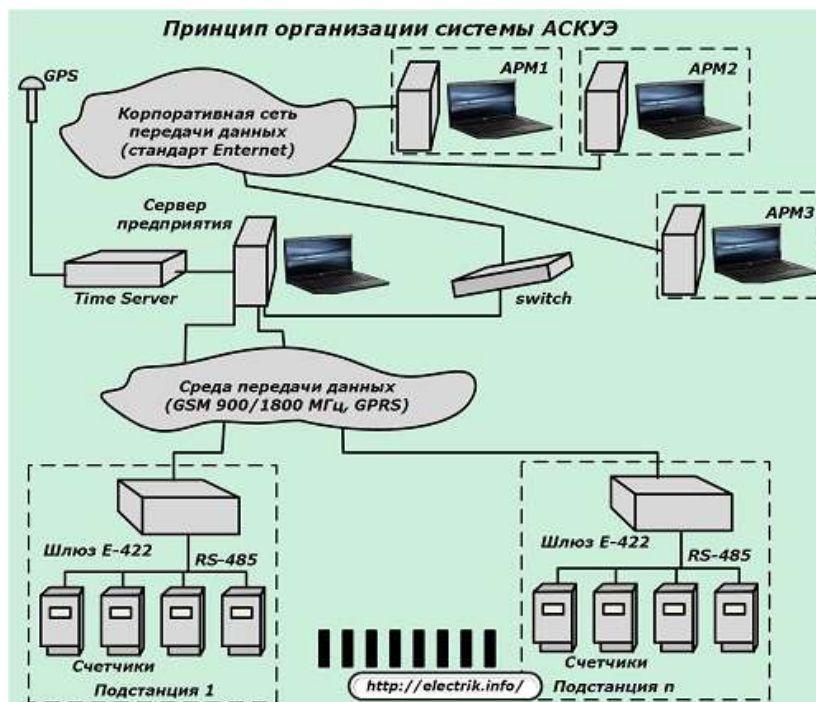


Рисунок 8- Принцип организации системы АСКУЭ

Основной задачей системы АСКУЭ является быстрый сбор информации в едином центре управления. При этом на него поступают потоки данных со всех потребителей действующих подстанций. Они содержат сведения по вопросам потребленной и отпущенной мощности с возможностью анализов способов ее выработки и распределения, расчета стоимости и учета экономических показателей.

Для решения организационных вопросов системы АСКУЭ обеспечивается:

- установка высокоточных приборов учета в местах учета электроэнергии;
- передача информации от них выполняется цифровыми сигналами с помощью «сумматоров», имеющих оперативную память;
- организация системы связи по проводным и радиоканалам;
- осуществление схемы обработки получаемой информации

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ

Лист

82

7.10 Обзор счетчика компании INCOTEX ELECTRONIX GROUP Меркурий 234ARTM



Рисунок 9-Меркурий 234 ARTM

Счетчики Меркурий 234 ARTM компании INCOTEX ELECTRONIX GROUP являются одними из самых востребованных на рынке.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Меркурий	234	A	R	T	M	2	-	0X	D	P	O	B	R	.	XX
Дополнительные модули: R – RS485 Lx – модем PLC-x Gx – модем GSM/GPRS-x E – Ethernet Fx – радиомодуль-x C – CAN Q – модуль контроля параметров электроэнергии															
R – интерфейс RS-485 Lx - модем PLC-x C – интерфейс CAN															
Подсветка ЖКИ															
Встроенное реле отключения нагрузки															
Расширенные программные функции															
Наличие протокола DLMS/COSEM, СПОДЭС															
Условное обозначение тока, напряжения, класса точности согласно таблице 2.															
Два направления учета (прием и отдача)															
Нет символа – корпус без сменных модулей															
M – корпус с одним сменным модулем															
Z – корпус с двумя сменными модулями															
Внутренний тарификатор, электронные пломбы															
Учет реактивной энергии															
Учет активной энергии															
Серия счетчика															
Торговая марка															

Рисунок 10-Условное обозначение счетчиков Меркурий 234 ARTM

Из каталога производителя[22]:

Счетчики предназначены для одно- или двунаправленного многотарифного учета активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также измерения параметров электрической сети в трехфазных трех- или четырехпроводных сетях переменного тока с последующим хранением накопленной информации, формированием событий и передачей информации в центры сбора данных систем АСКУЭ.

Счетчики предназначены для эксплуатации внутри закрытых помещений и в местах, имеющих защиту от влияния окружающей среды (в шкафах, в щитках).

Счетчики полностью соответствуют отраслевым требованиям, в том числе технической политике ПАО «Россети» по учету электроэнергии.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Счетчики аттестованы на соответствие протоколу обмена СПОДЭС с помощью сертификационной утилиты ПАО «Россети».

Измерение, учёт, хранение, вывод на ЖКИ и передача по интерфейсам активной и реактивной электроэнергии отдельно по каждому тарифу и сумму по всем тарифам за следующие периоды времени:

- энергия всего от сброса показаний;
- энергия на начало текущих и 123 предыдущих суток;
- энергия на начало текущего и 36 предыдущих месяцев;
- энергия на начало текущего и предыдущего года;
- расход за текущие и предыдущие сутки;
- расход за текущий и 11 предыдущих месяцев.

Поквadrантный учёт реактивной энергии в двунаправленных счётчиках. Тарификатор с возможностью задания отдельного расписания для каждого дня недели по 4 тарифам в 16 временных зонах суток. Каждый месяц года программируется на индивидуальное тарифное расписание. Минимальный интервал действия тарифа в пределах суток 1 минута.

Учёт технических потерь в линиях электропередач и силовых трансформаторах.

Измерение параметров электрической сети:

- мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности по каждой фазе и по сумме фаз с указанием направления вектора полной мощности;
- действующие значения фазных токов и напряжений, в том числе измеренные на одном периоде частоты сети для целей анализа показателей качества электроэнергии;
- значения углов между фазными напряжениями;
- частота сети;
- коэффициенты мощности по каждой фазе и по сумме фаз;
- коэффициент искажения синусоидальности фазных кривых.

Два независимых профиля мощности и профиль мощности технических потерь с произвольным временем усреднения от 1 до 60 минут. Глубина хранения 170 суток для времени усреднения 30 минут. Фиксация утренних и вечерних максимумов активной и реактивной мощности на заданном интервале от 1 до 3600 секунд с ежемесячным расписанием. Ведение журналов событий, включая события показателей качества электроэнергии.

Сменные модули интерфейсов: RS-485, GSM, NBIoT, PLC, Ethernet, RF, Wi-Fi, LoRa.

Два независимых интерфейса RS-485.

Возможность подключения резервного питания (5 – 12 В постоянного тока).

Наличие многофункционального гальванически развязанного импульсного выхода, в том числе, с функцией управления нагрузкой.

Автоматическая самодиагностика с индикацией ошибок.

Наличие встроенного реле на 60 (100) А.

Две энергонезависимые электронные пломбы.

Датчик магнитного поля.

Запись несанкционированных воздействий в нестираемые журналы событий.

Многофункциональный ЖКИ с подсветкой и отображением OBIS-кодов отображаемых параметров.

Индикация параметров на ЖКИ при отключенном питании.

Возможность работы по протоколам Меркурий, DLMS/COSEM, СПОДЭС.

Возможность реализации протоколов Mbus, ModBus по запросу.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

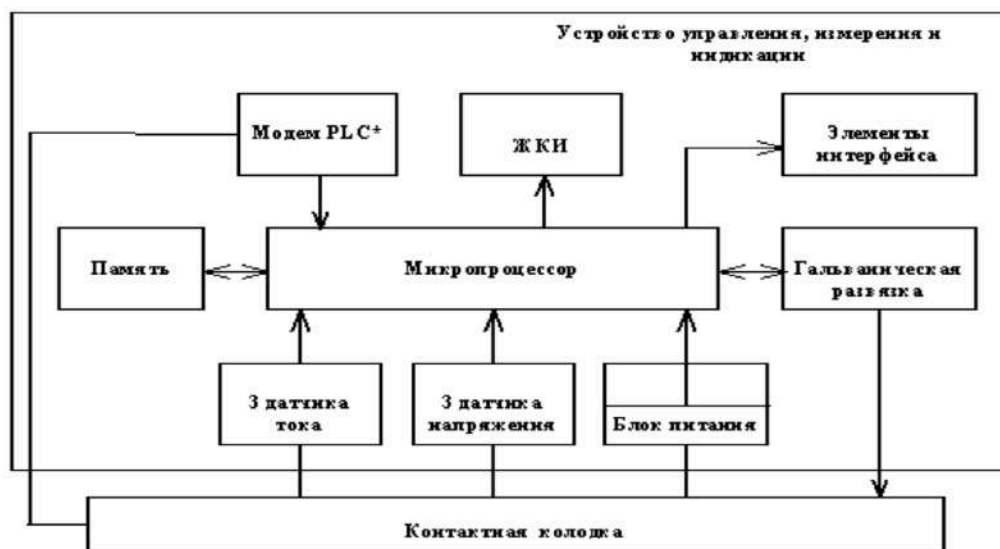


Рисунок 11-Обобщенная структура счетчиков Меркурий 234 ARTM

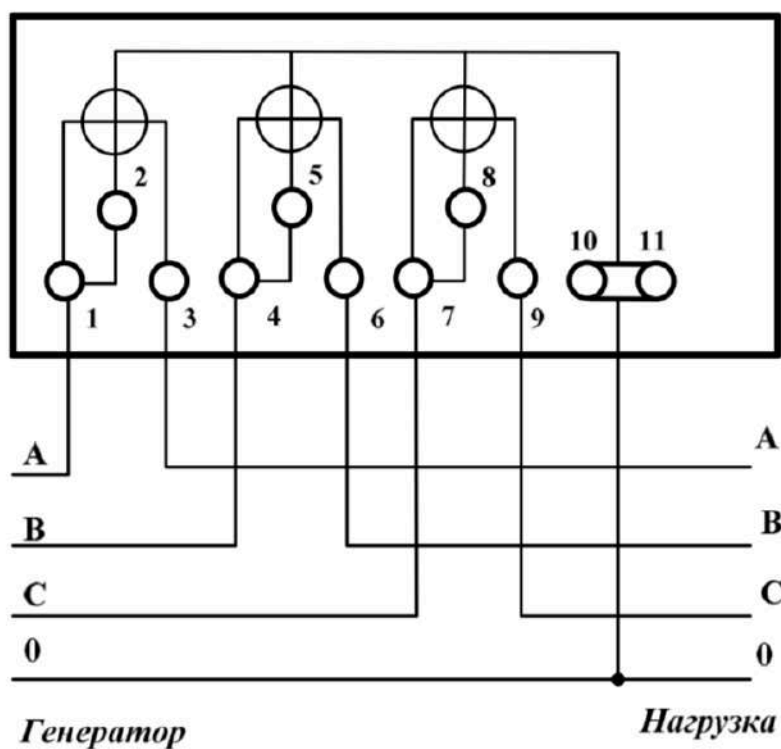


Рисунок 12-Схема непосредственного подключения счетчика

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе сделан выбор основного силового оборудования и терминалов РЗА. Выполнены расчеты:

- Токов КЗ;
- Коммутационной аппаратуры: Разъединителей РВ-3 и Выключателей ВВТЭ-10-1250;
- Собственных нужд подстанции;
- Силовых трансформаторов: ТРДН-32000/110/6;
- Уставок релейной защиты и автоматики.

Все расчеты выполнены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и правил ПУЭ и ПТЭ.

В завершении рассмотрен вопрос о современных приборах учета электрической энергии.

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года - <https://minenergo.gov.ru/node/1920>
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения-М.-2007г.-132стр.
3. Правило устройства электроустановок – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011 г. - 928 стр.
4. Справочник по электрооборудованию – Ч.: Изд-во ЮУрГУ, 2004 г. -178 стр.
5. ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанций и электрической сети – М.: Изд-во стандартов, 1998 г. – 54 стр.
6. Электрокабели Кольчугинского завода - <http://www.elcable.ru/product/catalog/?id=1010>
7. НТП ФСК СТО-56797007 – М. – 2017 г. – 137 стр.
8. ОАО Электрозавод-http://www.elektrozavod.ru/production/1_6
9. ГОСТ 30331.1-95 – Электроустановки зданий. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 1995 г. – 18 стр.
- 10.ГОСТ Р 50571.1-93 - Электроустановки зданий. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 1995 г. – 23 стр.
- 11.Электроэнергетика.Электротехника.Связь. - <https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/as/>
12. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009 г. – 392 стр.
13. ТОКО EXPERT – ЮурГУ
14. Раздаточный материал СЭС ГиПП ЗО – О.:Изд-во ОГТУ, 2017 г. – 142 стр. (<https://studfiles.net/preview/6761265/page:20/>)
15. Чебоксарский электроаппаратный завод - <https://www.cheaz.ru/products/rpd/>

					13.03.02.2019.249.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

16. Релейная защита. Виды и устройство. Работа и особенности. -
<https://electrosam.ru/glavnaja/jelektrooborudovanie/rozetki-vykljuchатели/releinaia-zashchita/>
17. Микропроцессорные устройства релейной защиты: обзор возможностей и спорных вопросов - <http://electricalschool.info/main/elsnabg/1431-mikroprocessornye-ustrojstva.html>
18. Типовые режимы. Требования к устройствам РЗА 110(220) кВ ФСК – М. – 2018 г. – 164 стр.
19. Приборы учета электроэнергии- <http://elektrik.info/main/school/1234-pribory-ucheta-elektroenergii-vidy-i-tipy.html>
20. Требования к приборам учета электроэнергии-
<http://onlineelektrik.ru/elaboratoriya/euchet/pribory-ucheta-elektroenergii-klassifikaciya-i-otlichiya.html>
21. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока.-
<http://docs.cntd.ru/document/1200029491>
22. Каталог производителя Меркурий 234 ARTM
https://www.incotexcom.ru/catalogue/m234artm#product-info__item-files

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ /И.М. Кирпичникова/

« ____ » _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Саттарова Романа Рамилевича

Группа П-472

1. Тема работы:

Разработка релейной защиты и автоматики 110/6 кВ «Северо-западная районная подстанция»

Утверждена приказом по университету от _____ 2019 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

1. Схема подключения проектируемой подстанции 110/6 кВ

2. Мощность КЗ на шинах действующей подстанции 1(2): 1300(1600) МВА в максимальном режиме, 1100(1400) МВА в минимальном

3. Длины ВЛЭП W1(W2,W3,W4) соответственно 10(25,10,18)км номинальное напряжение –110 кВ,

Категория потребителей 2 и 3

4. От шин низкого напряжения 6 кВ проектируемой подстанции отходят 6 кабельных линий длиной 1,1 км каждая, питающие 6 РУ с однотипной нагрузкой. Нагрузка одного РУ включает себя:

а) 4 трансформатора 6/0,4 кВ с загрузкой 1 МВА каждый;

б) 2 асинхронных двигателя АД – 4(активная мощность: 1250 кВт, косинус:0,86, КПД: 97,4%, коэф. пуска:6,7)

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1 ВЫБОР СХЕМ РУ ВН, НН НА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 ВЫБОР СХЕМЫ РУ ВН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.2 ВЫБОР СХЕМЫ РУ НН

2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ НН 6 КВ

2.1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА РП

2.2 ВЫБОР КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 6 КВ

2.3 ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ СЕТИ НН

2.4 РАСЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД И ВЫБОР ТСН

3 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН

3.1 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

3.2 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ И МАРКИ ПРОВОДОВ ВЛ

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

4.1 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ ПРИ МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ.

4.2 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ ПРИ МИНИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

5.1 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ НА РУ ВН

5.2 ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ НА СТОРОНЕ НН.

5.3 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

6. ВЫБОР РЗА И РАСЧЕТ УСТАВОК

6.1 ВЫБОР ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ РЗА

6.2 ВЫБОР РЗА ДЛЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

6.3 ВЫБОР РЗА ТРАНСФОРМАТОРОВ НН

6.4 ВЫБОР РЗА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ

6.5 ВЫБОР РЗА СЕКЦИОННОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ 6 кВ

6.6 ВЫБОР РЗА ШИН 6 кВ

6.7 ВЫБОР РЗА ЯЧЕЙКИ TV 6 кВ

6.8 ВЫБОР РЗА ТРАНСФОРМАТОРА НА СТОРОНЕ ВН

6.9 ВЫБОР РЗА ВЛ 110 кВ

6.10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЗА

7. СОВРЕМЕННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

7.1 КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

7.2 ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

7.3 ИНДУКЦИОННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА

7.4 ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА

7.5 УСТРОЙСТВА СО ВСТРОЕННЫМИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

7.6 УСТРОЙСТВА СО ВСТРОЕННЫМИ ДАТЧИКАМИ

7.7 ТАРИФНОСТЬ СОВРЕМЕННЫХ ПРИБОРОВ УЧЕТА

7.8 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРИБОРАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

7.9 ОБЪЕДИНЕНИЕ ПРИБОРОВ УЧЕТА В ЕДИНУЮ СИСТЕМУ АСКУЭ

7.10 ОБЗОР СЧЕТЧИКА КОМПАНИИ INCOTEX ELECTRONIX GROUP МЕРКУРИЙ
234ARTM

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1.Схема электрическая главная подстанции 110/6 кВ «Северо-западная районная подстанция» (чертеж формата А1)

2.Схема расстановки комплектов РЗА «Северозападной-районной подстанции»
(чертеж формата А1) _____

3.Схема подключения терминалов АВВ SPAC-802-RU (чертеж формата
А1) _____

4. ПРИЛОЖЕНИЯ 1 (плакат формат
А1) _____

Всего 4 листа

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____

Задание принял к исполнению _____

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении
---------------------	----------------------------------	-------------------------

выпускной квалификационной работы		руководителя
Выбор схем соединений проектируемой ПС	1 неделя	Выполнен
Выбор режимов заземления нейтрали трансформаторов	1 неделя	Выполнен
Выбор вида оперативного тока на проектируемой ПС и РУ	1 неделя	Выполнен
Выбор силовых трансформаторов	2 недели	Выполнен
Расчет токов короткого замыкания	2 недели	Выполнен
Выбор и проверка коммутационной аппаратуры ПС и РУ	3 недели	Выполнен
Выбор видов УРЗА для всех объектов проектируемой ПС	3 недели	Выполнен
Выбор типоразмера УРЗА для всех объектов проектируемой ПС	4 недели	Выполнен
Расчет параметров РЗА всех объектов проектируемой ПС и РУ	4 недели	Выполнен
Анализ ВЧ-аппаратуры	5 недель	Выполнен
Оформление пояснительной записки	5 недель	Выполнен
Графическая часть	6 недель	Выполнен

Заведующий кафедрой _____ /И.М.Кирпичникова/

Руководитель работы _____ /К.Е. Горшков/

Студент _____ /Р.Р. Сагтаров/