

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части подстанции с разработкой системы АСКУЭ

Обучающийся

Я.Ю. Богданов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., Д.А. Кретов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Выпускная квалификационная работа на тему: «Реконструкция электрической части подстанции с разработкой системы АСКУЭ», состоит из 51 страницы, содержит 8 рисунков и 15 таблиц, использовано 20 источников литературы.

Объектом разработки является - Понижающая подстанция 110/10 кВ ГПП-1.

Целью работы: разработка схемы подстанции, которая удовлетворяет критериям надежности, безопасного обслуживания и эксплуатации оборудования, применение электрооборудования, соответствующего нормам проектирования, а также разработка системы АСКУЭ в соответствии с техническими требованиями оптового рынка и присвоения класса АСКУЭ.

В работе произведён выбор силовых трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания и осуществлён выбор и проверка коммутационных и измерительных аппаратов, разработана система АСКУЭ подстанции, выбрана среда передачи данных и устройства обработки информации.

Значимость работы состоит в том, что разработанные теоретические и практические требования, применяемые в работе, могут рассматриваться техническими специалистами сетевых компаний при модернизации и реконструкции подстанций с разработкой системы АСКУЭ.

Примененный проект реконструкции обеспечивает надежное электроснабжение потребителей, с учетом минимальных затрат на реконструкцию.

Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика объекта, обоснование реконструкции	6
1.1 Краткая характеристика объекта.....	6
1.2 Причины реконструкции.....	7
2 Выбор силовых трансформаторов и схемы подстанции.....	8
2.1 Выбор силовых трансформаторов	8
2.2 Проверка трансформатора.....	9
2.3 Выбор собственных нужд подстанции.....	12
2.4 Выбор электрической схемы подстанции.....	14
3 Расчетная часть.....	18
3.1 Расчет токов короткого замыкания.....	18
4 Выбор электрических аппаратов.....	23
4.1 Выбор выключателей 110кВ.....	24
4.2 Выбор разъединителей 110 кВ.....	29
4.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ.....	30
4.4 Выбор выключателей 10 кВ.....	33
4.5 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ.....	36
4.6 Выбор трансформатора тока 10 кВ.....	38
4.7 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)	41
5 Разработка системы АСКУЭ.....	42
Заключение.....	49
Список используемых источников.....	50

Введение

Электроэнергия представляет собой наиболее дешевый и удобный вид энергии в эксплуатации. Широкое распространение электричества связано с достаточной легкостью ее выработки, преобразования и транспортировки на значительные расстояния. Огромное значение в системах электроснабжения играют высоковольтные линии электропередач и электрические понижающие и повышающие подстанции: электроустановки, назначение которых состоит в преобразовании и дальнейшей передачи электроэнергии к потребителю.

В сложившейся ситуации экономического состояния, а также в условиях развития энергосистемы, различного вида учет электроэнергии физически и морально устаревшими приборами учета не вливается в той мере к требованиям современных экономических отношений. Данный вид учета не может с требуемой эффективностью осуществлять поступление электроэнергии как вида товара по всему ее жизненному пути, с требуемой быстротой сочетать поставленные задачи по сведению балансовой мощности электроэнергии и поиска потерь энергетических ресурсов по точкам энергосистемы, осуществлять расчеты по потребленному количеству электричества и мощности. В связи с данными критериями, физически и морально устаревшая система учета требует комплексного подхода к модернизации оборудования, а также ввода новых мощностей и оснащение их измерительными приборами учета, которые произведены на современной микропроцессорной технике и масштабном использовании принципов автоматизации учета электроэнергии.

Актуальность темы состоит в том, что основным из стратегических развитий энергосберегающего направления является обновление системы учета, составление отчетности за расходом энергетических ресурсов, а также необходимое использование современных измерительных приборов и комплексов учета потребляемых и отпускаемых энергоносителей. В связи с этим основным этапом оснащения предприятий должно быть осуществление

всех потребителей приборами учета, контроля расхода всех видов потребляемых энергоресурсов.

Целью является обеспечение точности учета и измерения ресурсов, которая позволит увеличить экономический эффект энергосбережения производства.

С целью выполнения поставленных условий требуется рассмотреть следующие разделы:

- Выполнить анализ типов потребителей, их характеристики и установленную мощность;
- На основе вышеперечисленного анализа выполнить выбор силовых трансформаторов и проверить их загрузку в различных режимах;
- Выполнить расчет токов электро-динамической и термической стойкости, токов КЗ в РУ 110 кВ и 10 кВ подстанции.
- Согласно произведенным расчетам токов КЗ и номинальным токам, а также номинальным напряжениям выбрать электротехническое оборудование подстанции.
- Разработать автоматизированную систему учета электроэнергии в соответствии с техническими требованиям оптового рынка и присвоения класса АСКУЭ.

1 Краткая характеристика объекта, обоснование реконструкции

1.1 Краткая характеристика объекта

ПС 110/10 кВ «ГПП-1» это открытая подстанция, на которой расположены:

- ОРУ 110 кВ, со схемой соединений 110-4Н, на ОРУ 110 кВ применяется схема с отделителями (ОД-110) и короткозамыкателями (КЗ-110);
- силовой трансформатор ТДН-10000/110/10;
- ошиновка на ОРУ 110 кВ изготовлена из провода АС 70/11;
- ЗРУ-10 кВ выполнено из 2 секций шин с секционным выключателем, с количеством присоединений 10;
- трансформаторы собственных нужд ТМ-40/6 также установлены на ОРУ-110 кВ.

Подстанция тупиковая, запитана отпайкой от ВЛ 110 кВ.

ПС 110 кВ «ГПП-1» предназначена для подключения потребителей 2 и 3 категории. Максимальная присоединённая мощность электроприемников - 12,5 МВт. КРУН-10 кВ выполнен по стандартной схеме «Одна секционированная система шин». Защита на подстанции выполнена на электромеханических реле, защиты трансформаторов расположены в шкафах установленных на ОРУ. Электромагниты включения питаются от УКП. Оперативный ток выполнен переменным напряжением ~ 220 В.

На стороне 10 кВ выполнен учет электрической энергии.

Оперативные переключения выполняет персонал ОВБ, эксплуатационное обслуживание выполняет ремонтный персонал соответствующих служб.

1.2 Причины реконструкции

Подстанция «ГПП-1» включена в работу около 30 лет назад. Требуемая мощность присоединяемых потребителей составляла 20 МВА. Заявленная мощность соответствовала планируемому вводу в работу новых производственных мощностей, но с учетом экономических обстоятельств подключение новых мощностей не произошло. Согласно замерам, максимальная мощность существующих электропотребителей, подключенных к шинам 10 кВ подстанции, составляет 12,5 МВт.

Электрооборудование подстанции выработало свой ресурс и морально устарело. На замену выключателям с масляной средой выпускаются выключатели с элегазовой и вакуумной дугогасящей средой. Нормируемая надежность при установке ОПН увеличивает степень грозозащиты в два с лишним раза, в сравнении с вентильными разрядниками. При использовании разрядников вместо ограничителей перенапряжения, в сети ставятся средства аппаратной защиты от внутренних перенапряжений.

При реконструкции подстанции необходимо заменить ОД, КЗ-110 на современные элегазовые выключатели 110 кВ, а также произвести замену разъединителей.

Схема электроснабжения остается прежней – 110-4Н.

Выводы по разделу 1. Дана краткая характеристика подстанции «ГПП-1». Определен состав оборудования подстанции и схема подстанции. Схема распределительного устройства 110 кВ – 110-4Н сохраняется после реконструкции, однако требуется замена устаревшего оборудования: ОД, КЗ и вентильных разрядников. Необходимость замены силового трансформатора будет рассмотрена в разделе 2 ВКР.

2 Выбор силовых трансформаторов и схемы подстанции

2.1 Выбор силовых трансформаторов

При выполнении реконструкции мы имеем исходные данные:

– максимальная активная нагрузка составляет – 12,5 МВт, при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,94$.

Максимальные значение реактивной Q_{\max} и полной S_{\max} мощностей выполним по формулам (1), (2), (3).

Все результаты сгруппируем в таблице 1.

$$\tan \varphi = (\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}) / \cos \varphi, \quad (1)$$

где $\tan \varphi$ – коэффициент реактивной мощности;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности

$$\begin{aligned} \tan \varphi &= (\sqrt{1 - 0,94^2}) / 0,94 = 0,36 \\ Q_{\max} &= P_{\max} \cdot \tan \varphi, \end{aligned} \quad (2)$$

где Q_{\max} – реактивная мощность нагрузки;

P_{\max} – активная мощность нагрузки;

$\tan \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

$$\begin{aligned} Q_{\max} &= 12,5 \cdot 0,36 = 4,5 \text{ МВАр} \\ S_{\max} &= \sqrt{P^2 + Q^2}, \end{aligned} \quad (3)$$

где S_{\max} – полная мощность нагрузки;

P_{\max} – активная мощность нагрузки;

Q_{\max} – реактивная мощность нагрузки.

$$S_{\max} = \sqrt{12,5^2 + 4,5^2} = 13,2 \text{ МВА}$$

Исходные и расчетные данные электрических нагрузок приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Расчетные данные нагрузки

Наименование величин	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , МВАр	S_{\max} , МВА	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Значение	12,5	4,5	13,2	0,94	0,36

На подстанции стоят трансформаторы типа ТДН-10000 напряжением 110/10 кВ. «Трансформатор масляный с естественной циркуляцией масла и принудительным дутьем, с регулировкой напряжения под нагрузкой [2]. По климатическому свойству трансформатор соответствует умеренному и холодному климату. Потребители относятся к 2 и 3 категории. Основные технические данные трансформатора показаны в таблице 2 [15]».

Таблица 2 – Каталожные данные трансформатора

Марка	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	U . к. з. %	ΔP . КЗ, кВт	ΔP . XX, кВт	i . XX %
ТДН	10	115	10,5	10,5	70	12	1,2

2.2 Проверка трансформатора

Выбор оптимальной мощности силовых трансформаторов является основной задачей при реконструкции схемы электроснабжения. В работе силовых масляных трансформаторов должно учитываться экономически целесообразная загрузка с учетом обеспечения резервирования потребителей в случае аварийного отключения одного из них. Номинальная мощность силовых трансформаторов в нормальном режиме должна обеспечить электроснабжение всех электроприемников [11].

На основании расчетов электрических нагрузок выполняют проверку мощности выбранных силовых трансформаторов для питания электроприемников.

Перегрузка сверх номинального тока до 40% трансформаторов допускается при продолжительности не больше шести часов в сутки при этом в количестве 15 суток, исходя из условий, начальный коэффициент загрузки не достигал свыше 93% [5].

При количестве трансформаторов равным двум вероятность отказа обоих трансформаторов незначительно мала.

Предварительное значение номинальной мощности трансформатора выполним по формуле (4):

$$S_{\text{расчет}} = 0,7 \cdot S_{\text{мах}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{расчет}}$ - мощность расчётная;

$S_{\text{мах}}$ - полная максимальная мощность.

Расчитанная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расчет}} = 0,7 \cdot 13,2 = 9,2 \text{ МВА}$$

Нормальный режим работы зимой (оба трансформатора включены):

$$2S_{\text{ном}} = 2 \cdot 10 = 20 \text{ МВА}$$

следовательно, перегрузки в нормальном режиме нет:

$$S_{\text{мах}} < 2S_{\text{ном}}$$

$$9,2 < 20$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме по формуле (5):

$$K_{знр} = \frac{S_{\max}}{2 \cdot S_{\text{ном. т}}}, \quad (5)$$

где $K_{знр}$ - коэффициент загрузки в нормальном режиме;

S_{\max} - максимальная полная мощность;

$S_{\text{ном. т}}$ - расчётная мощность.

$$K_{знр} = \frac{13,2}{2 \cdot 10} = 0,66$$

Коэффициент загрузки в случае вывода одного трансформатора определяется по формуле (6):

$$K. з. ар = \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \leq 1,4, \quad (6)$$

где $K. з. ар$ - коэффициент загрузки в случае вывода одного трансформатора;

S_{\max} - полная максимальная мощность;

$S_{\text{ном. т}}$ - мощность трансформатора.

$$Kз. ар = 13,2/10 = 1,32$$

Минимальное число силовых трансформаторов определяется по формуле (7).

$$N_{\text{мин}} = \frac{S_{\max}}{kз. т \cdot S_{\text{ном. т}}}, \quad (7)$$

где $N_{\text{мин}}$ – минимальное количество трансформаторов;

S_{\max} - максимальная нагрузка;

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность силового трансформатора.

$$N_{\text{мин}} = \frac{13,2}{0,7 \cdot 10} = 1,9$$

В случае выполнения ремонтов или в аварийном режиме, при выключении одного трансформатора, работающий трансформатор должен обеспечивать полное электроснабжение приемников электроэнергии, при этом в пределах перегрузочной способности от номинальной мощности. Выполненные расчеты соответствуют предъявляемым требованиям, в связи с этим 2 трансформатора ТДН-10000 кВА с напряжением 110/10 кВ в полной мере удовлетворяют требованиям по перегрузке [4]. С учетом установки на подстанции 2-х трансформаторов необходимая надежность электроснабжения приемников соблюдается. С учетом загрузки менее 93% в аварийном режиме возможно подключение дополнительных потребителей.

2.3 Выбор собственных нужд подстанции

Количество и тип потребителей собственных нужд зависит от вида подстанции, номинальной мощности трансформаторов, выбранного типа электроприемников.

Одним из основных наиболее главных электроприемников собственных нужд подстанций являются оперативные цепи релейной защиты, питание связи, устройств телемеханики и АСУТП, схема обдува трансформаторов, аварийное освещение, система пожарной сигнализации. В основном, с учетом коэффициента использования мощность, потребляемая собственными нуждами не велика, в этой связи потребители подключены к напряжению 380 В запитанных от понижающих ТСН [19]. Нагрузка мощности собственных нужд указана в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет мощности собственных нужд подстанции

Виды потребителей	Номинальная мощность		$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Полная нагрузка	
	Ед., шт	Ед., кВт			P, кВт	Q, квар
Охлаждение трансформаторов ТДН-10000/110/10 кВ	8	0,25	0,85	0,62	2,3	3,2
Подогрев выключателей 110кВ	2	2	1	-	4	-
Подогрев здания КРУН-10	10	2	1	-	20	-
Завод пружин выключателей 110 кВ	2	0,75	0,85	0,62	1,7	2,4
Освещение ОРУ-110 кВ	-	2	1		2	-
Подогрев шкафов разъединителей	6	0,3	1	-	1,8	-
Оперативный ток	1	15	1	-	10	-
Итого					41,8	5,6

Произведем расчет для определения суммарной мощности собственных нужд по формуле (8):

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (8)$$

где $S_{\text{расч}}$ – полная мощность нагрузки;

P – активная мощность нагрузки;

Q – реактивная мощность нагрузки.

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{41,8^2 + 5,6^2} = 47,1 \text{ кВА.}$$

Мощность при двух трансформаторах определяется без учета перегрузки:

$$S_T > S_{\text{расч}},$$

$$S_T = 40 \text{ кВА.}$$

Выбран сухой с литой изоляцией трансформатор ТМГ-40 кВА.

Номинальные значения трансформатора ТМГ-40/10 в таблице 4.

Таблица 4 - Номинальные значения трансформатора ТМГ-40/10

Тип	Sном, кВА	Uном., кВ		Схема и группа со- единения обмоток	Потери, кВт		Uкз, %	I _{xx} , %
		ВН	НН		xx	кз		
ТМГ-40/10	40	10	0,4	Y/Y-0	0,31	1,6	4,5	1,4

2.4 Выбор электрической схемы подстанции

Главная схема соединений электроустановки – это совокупность основного электрооборудования и коммутационных аппаратов, токоведущих проводников, которая отражает последовательность соединения устройств и аппаратов между собой [13]. В общем случае оборудование основной схемы электрических соединений делится на две части:

1) внешние элементы присоединений, это высоковольтные линии электропередачи, силовые трансформаторы, дугогасящие и шунтирующие реакторы;

2) внутренние элементы присоединений, это элементы, которые в свою очередь подразделяются на:

- схемообразующие - элементы, это коммутационные устройства образующие главную структуру схемы – разъединители с заземлителями, отделители и выключатели, токоведущие аппараты;

- вспомогательные - элементы присоединений, предназначаются для того, чтобы обеспечить нормальную работу основной схемы - к этим устройствам относятся - трансформаторы напряжения и тока, ограничители перенапряжения, трансформаторы собственных нужд.

«Структурная схема электроустановки выбирается от количества установленного оборудования, количества трансформаторов, протекания мощности между распределительными установками, а также соединений этих

электроустановок». «Практика эксплуатации понижающих подстанций сетевых районов показывает техническую целесообразность применения подстанций с упрощенными схемами с ограниченным количеством коммутационных аппаратов на распределительных устройствах высшего и низшего напряжения. На схемах указываются тип и мощность трансформаторов, схема подключения к питающей энергосистеме, количество и вид подключенных линий, величины напряжения на шинах высшей и низшей стороны распределительного устройства» [12].

Согласно заданных параметров составляется структурная схема электроустановки 110/10 кВ рисунок 1.

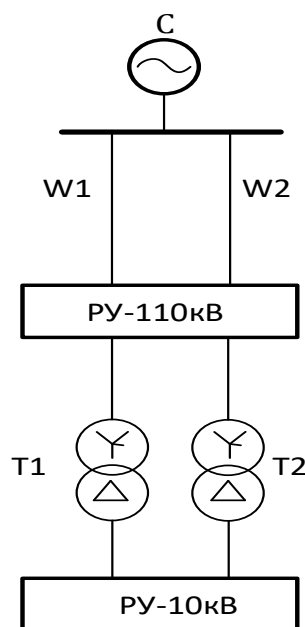


Рисунок 1 - Структурная схема электроустановки 110/10 кВ

Положение структурной схемы электроподстанции такое: электрическая мощность от системы поступает в РУ высокого напряжения (ВН), далее через силовой трансформатор передается в электроустановку низкого напряжения (НН) и передается

электропотребителями по электрическим сетям. При рассмотрении возможных схем выдачи подстанции требуется рассмотреть следующее:

- распределение мощности между электроустановками разного напряжения;
- количество трансформаторов;
- основное направление развития электрической схемы подстанции;
- гибкость электрической схемы;
- безопасность и удобство в эксплуатации. Выбор производим согласно [7], [9]. Для электроустановки ВН выбираем схему с двумя блоками с установленными выключателями, а также неавтоматической перемычкой со стороны линии. Схема показана на рисунке 2.

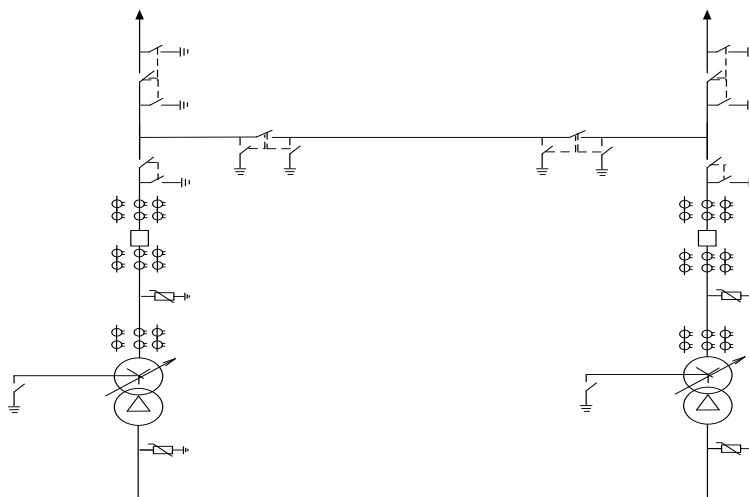


Рисунок 2 – «Схема распредустройства 110 кВ с двумя блоками с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»

В нормальной схеме выключатели 110 кВ включены, линейные и шинные разъединители включены, секционные разъединители отключены.

Критерии экономического обоснования схемы: использовано две ячейки с установленными выключателями для четырех присоединений (два трансформатора и две питающие линии): основной критерий дешевая схема с

учетом требуемой установки оборудования; «действия с разъединителями однотипны, в связи с чем нарушения по причине человеческого фактора минимальны. Применяем РУ открытого исполнения». «Для электроустановки 10кВ выберем схему Одна секционированная выключателем система шин изображенной на рисунке 3 [9]».

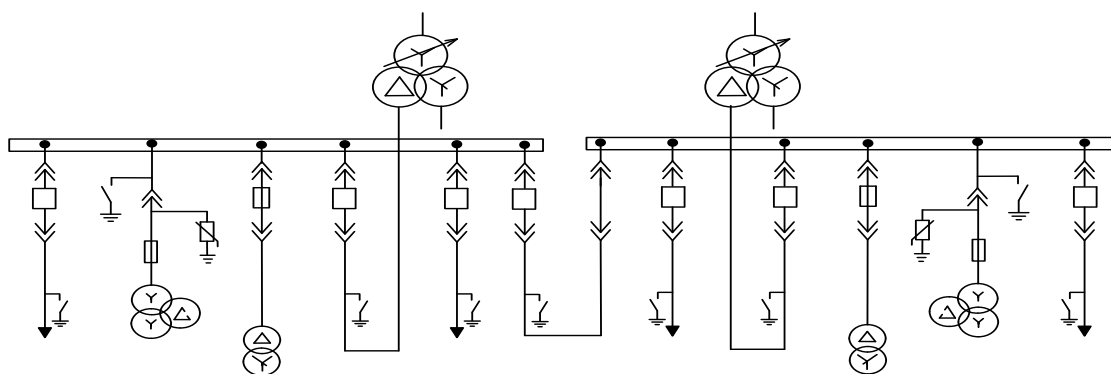


Рисунок 3 – Схема РУ-10 кВ Одна секционированная выключателем система шин

Распределительное устройство (РУ НН) 10 кВ выполняется с помощью ячеек КРУН на выключателях с ватными элементами, это дает возможность отказаться от разъединителей функции которых выполняют ваточные контакты тележки с элементами. На каждой секции шин 10 кВ подключены линии к потребителям, вводной выключатель от силового трансформатора, секционный выключатель и секционный разъем, а также трансформатор напряжения [14].

Выводы по разделу 2. Произведён расчет нагрузки подстанции, на основании которой выбраны и проверены по режимам силовые трансформаторы типа ТДН-10000/110/10 кВ. Рассмотрены потребители собственных нужд подстанции, их мощность на основании которой выбраны сухие с литой изоляцией трансформаторы типа ТМГ-40 кВА. Рассмотрена структурная схема подстанции, на основании которой выбраны схемы РУ-110 и РУ-10 кВ.

3 Расчетная часть

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Токи короткого замыкания могут вызывать разрушающее действие для электрооборудования подстанций, главной опасностью является ток трех фазного КЗ, при котором имеется возможность возникновения технологических нарушений и их развития в сети, при чем они могут развиваться в локальный или системный характер. Разрушения при возникновении 3 - х фазного тока КЗ напрямую зависит от выполненных схем и систем защит в электрических сетях, принятых для отключения КЗ.

Значения при расчете токов КЗ имеют значимость при выборе расчетной схемы, которая выбирается на основании принятых технических решений. В первую очередь влияют схемные решения на уровень сопротивлений в схемах замещения, а также от схемы токопроводящих элементов и их соединения. Данные зависимости накладывает значительные требования к рассмотрению расчетных схем необходимых для расчетов токов КЗ [13].

При выборе расчетных точек КЗ принимаем шины ОРУ 110 и РУ 10 кВ ПС 110/10 кВ. Составим расчетную схему рисунок 4.

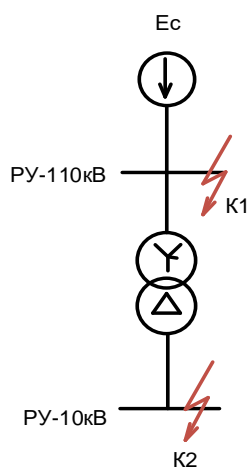


Рисунок 4 - Схема расчета токов КЗ

Ток КЗ на 110 кВ ПС 110/10 кВ составляет $I_{КЗ.мах}^3 = 5,5$ кА

Определяем сопротивление на шинах 110 кВ ПС по формуле (8):

$$X_c = \frac{I_{кз}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8)$$

где X_c - сопротивление системы;

$I_{кз}$ – ток замыкания на 110 кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

$$X_{c. мах} = \frac{5,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,27 \text{ Ом}$$

Ударный ток рассчитывается по формуле (9):

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{но}, \quad (9)$$

где $K_{уд} = 1,717$ коэффициент. Для данных расчетов воспользуемся усредненным значением, указанным в [16];

$I_{но}$ – ток КЗ на 110 кВ.

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 5,5 = 13,3 \text{ кА}$$

Апериодическая гармоника тока короткого замыкания рассчитывается по формуле (10):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (10)$$

где $i_{ат}$ - апериодическая гармоника тока замыкания;

$I_{но}$ – ток КЗ на ошиновке 110 кВ;

T_a - 0,02с постоянная по времени затухания аperiodической гармоника, в РУ выше 1000 В [16].

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 5,5 \cdot e^{-0,035/0,02} = 2,9 \text{ кА.}$$

Сопротивления трансформатора:

Трансформатор Т1, Т2

$U_{к\text{ вн-сн}} = 10,5\%$;

Сопротивление трансформатора рассчитывается по выражению (11):

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (11)$$

где X_T – сопротивление трансформатора;

U_k – напряжение КЗ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10,5} = 126 \text{ Ом}$$

Схема для замещения при расчете КЗ, рисунок 5.

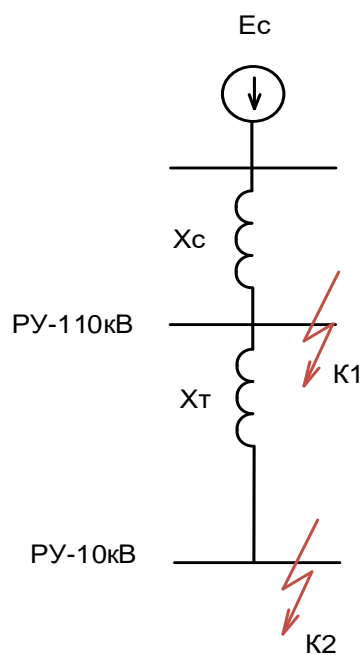


Рисунок 5 - Эквивалентная схема замещения

Значение тока замыкания за трансформатором на сторону НН в К2 рассчитаем по формуле (12):

$$I_{кзК2} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_T)}, \quad (12)$$

где X_c – сопротивление системы;

X_T - сопротивление трансформатора

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Ток КЗ электроустановке 10 кВ приведенный к 110 кВ в т.К2.

$$I_{кз К2} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (0,27 + 126)} = 0,52 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток КЗ в РУ-10 кВ по формуле (13):

$$I_{кз(3)} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} I_{ВНА} \qquad I_{кз} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \cdot I_{ВН}, \qquad (13)$$

где $U_{ВН}$ – номинальное напряжение ВН;

$U_{НН}$ – номинальное напряжение НН;

$I_{ВН}$ – ток КЗ приведенный к ВН.

$$I_{кз} = \frac{115}{10,5} \cdot 0,52 = 5,7 \text{ кА}$$

Данные ударного ток КЗ на НН в т.К2:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,7 = 14,5 \text{ кА}$$

где $K_{уд} = 1,82$ ударный коэффициент. Для расчетов воспользуемся усредненным значением, указанным в [16] таблица 3.8.

Апериодическая гармоника тока короткого замыкания

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot e^{-0,035/0,02} = 3,0 \text{ кА.}$$

Вносим вычисленные данные токов короткого замыкания в таблицу 5.

Таблица 5 – Вычисленные данные токов короткого замыкания

Место КЗ	$I_{кз}^3$, кА	$I_{уд}^3$, кА
К1	5,5	13,3
К2	5,7	14,5

Выводы по разделу 3. Произведенный расчет токов КЗ выполняется для правильного выбора электрических коммутационных и других аппаратов, в соответствии с требованиями нагрузочной способности, термической и динамической стойкости.

4 Выбор электрических аппаратов

Работа электрооборудования без повреждений возможна при правильном расчете, выборе работы в нормальном режиме, а также в максимальном и при протекании короткого замыкания.

«Коммутационные электрические аппараты следует выбирать по типовым характеристикам, исходя из условий и по режиму работы. Предлагаемые аппараты нужно проверить по утяжеленному режиму, максимальных значений токов короткого замыкания в точках, где осуществляется установка этого аппарата [б]».

На основании расчетных значений токов короткого замыкания, производим выбор электрооборудования для ПС 110/10 кВ.

Электрооборудование выбираются по следующим характеристикам:

По номинальному значению напряжению:

$$U_{\text{уст.}} = U_{\text{вн}}$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.вык}}$$

где I_{max} -расчётный ток, А

$I_{\text{ном.вык}}$ -номинальный ток выключателя, А

Номинальный ток определяем по номинальному току трансформатора.

По отключающей способности:

$$I_{\text{к}} \leq I_{\text{откл}}$$

где I_k – ток короткого замыкания, кА;

$I_{откл}$ – ток отключения выключателя, кА.

На электродинамическую устойчивость:

$$i_y \leq i_{дин}$$

где i_y – ударный ток, кА;

$i_{дин}$ – динамический ток, кА.

На термические токи по формуле (14):

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (14)$$

4.1 Выбор выключателей 110кВ

Рассмотрим выключатель марки Siemens 3AP1DT-126/31,5/2500, $I_T = 31,5$ кА; $I_D = 40$ кА [20].

«Выключатели Siemens 3AP1DT-126 необходимы для коммутации электрического тока при всех режимах работы, а в том числе при АПВ в сетях 110 кВ переменного тока. Управление выключателем используется с помощью пружинного привода [20]».

Проверка выключателя производится по следующим условиям:

Номинальному напряжению:

$$U_{ном.} \leq U_{сети.ном}$$
$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

Номинальному рабочему и длительно-допустимому току:

$$I_{раб} < I_{ном.}$$

$$I_{\text{макс}} < I_{\text{ном}},$$

Рабочий ток рассчитывается по формуле (15).

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (15)$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный рабочий ток;

$S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

Максимальный ток рассчитывается по формуле (16):

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (16)$$

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

$S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

$$I_{\text{раб}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ A}$$

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ A}$$

$$52,2 \text{ A} \leq 2500 \text{ A};$$

$$73,5 \text{ A} \leq 2500 \text{ A}$$

На отключение:

- ток отключения, симметричный $I_{\text{п.т}} < I_{\text{откл.ном}}$;

$$5,5 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

- отключение апериодической гармоники тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор.}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}},$$

где $i_{a\tau}$ – номинальное допустимое значение аperiodической гармоник
в отключаемом токе по времени;

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}},$$

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

где $t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$ – время срабатывания защиты;

$t_{\text{св}}$ – собственное время на отключение - 0,035с;

$\beta_{\text{нор}}$ – нормируемые данные содержания аperiodической гармоник
в отключаемом токе - 45%.

$$W_k = I_{\text{нo}}^2 \cdot (t_0 + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (17)$$

где $I_{\text{нo}}$ – ток КЗ;

t_0 – время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей,
для установок напряжением выше 1000 В приведённое в [16].

$$W_k = 5,5^2 \cdot (0,045 + 0,03) = 2,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Аperiodическая составляющая рассчитывается по формуле (18).

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нo}} e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{нo}}$ – ток КЗ;

$T_a = 0,03$ – постоянная времени затухания аperiodической
гармоник, для электроустановок выше 1000 В в [16] таблица 3.8.

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,5 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,03}} = 2,9 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = (\sqrt{2} \cdot 45/100) \cdot 40 = 25,0 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau} = 2,9 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 25,0 \text{ кА}$$

- если условие $I_{п.т} < I_{откл.ном}$ выполняется, то $I_{a,\tau} < I_{a.ном}$, сравнение по току отключения выполняют по току КЗ. Если а) и б) выполняются, условие в) не проверяется.

4) включающей способности:

$$I_{п.о} \leq I_{вкл. норм},$$

$$I_{уд} \leq I_{вкл. норм},$$

где $I_{вкл. норм}$ - нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя-40 кА;

$I_{п.о}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$I_{вкл. норм}$ - нормированное значение тока выключения выключателя;

$I_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания.

$$5,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}; 13,3 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$$

5) предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о} < I_{пр.с}$$

$$I_{уд} \leq I_{дин} = I_{пр.с}$$

где $I_{пр.с}$ – значение предельного сквозного тока КЗ 40 кА

$i_{пр.с}$ – амплитудное предельного сквозного тока КЗ - 102 кА.

$$5,7 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}; 13,3 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}$$

б) тепловому импульсу по термической стойкости:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_T;$$

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$$

где I_T – ток термической устойчивости;

t_T – время протекания тока термической устойчивости.

$$B_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$$

7) восстанавливаемому напряжению:

$$u_B \leq u_{\text{в.норм}}$$

где $u_{\text{в.норм}}$ – нормированные данные восстанавливаемого напряжения при отключении токов КЗ;

u_B – собственное нормированное остаточное напряжение на контактах выключателя при отключении токов КЗ.

Данные по соответствию выключателя в таблице 6.

Таблица 6 - Выбор выключателя

Высоковольтный выключатель Siemens 3AP1DT-126		
Данные расчета	Технические данные	Условия соответствия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{раб}} = 52,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мах}} = 73,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{нт}} = 5,5 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{но}} = 5,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{\text{а.т}} = 2,9 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{а.т}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{по}} = 5,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{уд}} = 13,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{уд}} = 13,3 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
$B_{\text{расч}} = 2,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{расч}} \leq B_{\text{к}}$

Выбранный выключатель Siemens 3AP1DT-126 соответствует расчетным значениям токов КЗ.

4.2 Выбор разъединителей 110кВ

Предварительно выбираем разъединитель РГ-110/630-УХЛ1 Iпр.с=80 кА; Iт = 31,5 кА [8].

Разъединители проверяются по следующим условиям:

Напряжению сети:

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$$

Номинальному рабочему току нагрузки:

$$52,5 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

Электродинамической стойкости:

$$13.3 \text{ кА} \leq 80.0 \text{ кА}$$

Термической стойкости:

$$W_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$$

Конструкции, роду установки.

Разъединители применяются для создания разрыва на электрооборудовании при переключениях в электроустановке. Разъединителями необходимо оперировать без нагрузки, возможно оперировать с напряжением.

Данные по расчету разъединителя в таблице 7.

Таблица 7 - Выбор разъединителя

Разъединитель типа РГ-110/630-УХЛ1		
Данные расчета	Технические данные	Условия соответствия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{раб}} = 52,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 210 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{уд}} = 13,3 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$V_{\text{красч}} = 2,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{к}} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{красч}} \leq V_{\text{к}}$

4.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Трансформаторы тока типа ТВ-110-100/5 кВ, встроены в выключатель 110 кВ Siemens 3AP1DT-126 [20].

Проверка ТТ вторичной нагрузке по формуле (19):

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2}, \quad (19)$$

где S_2 – вторичная мощность обмотки;

I_2 – ток вторичной обмотки.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{100}{5^2} = 4,0 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление по формуле (20).

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (20)$$

где $R_{\text{к}}$ – значение переходного сопротивление контактов $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Сопротивление жил кабеля по формуле (21).

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{S}, \quad (21)$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – удельное значение сопротивления меди;

S – вторичная мощность ТТ;

$l_{\text{р}}$ – длина провода, при включении неполной звезды.

$$l_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 60 = 103.8 \text{ м}$$

Сопротивление измерительных приборов по формуле (22).

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (22)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность обмоток, измерительных устройств;

I_2 – ток вторичный.

Для требуемого класса точности ТТ проверим условие по формуле (23).

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{\text{2ном}} = R_{\text{пр}} \leq Z_{\text{2ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} \leq Z_{\text{2ном}}, \quad (23)$$

Зная $R_{\text{пр}}$, рассчитаем сечение кабеля по формуле (24).

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}}, \quad (24)$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – удельное сопротивление меди;

S – вторичная мощность ТТ;

$l_{\text{р}}$ – длина провода, при включении неполной звезды.

Механическая прочность токовых цепей должна быть не меньше $2,5 \text{ мм}^2$ по данным ПТЭ.

Производится расчёт сопротивление приборов, включенных к обмотке ТТ в таблице 8.

Таблица 8 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Наименование	Марка	Нагрузка приборов		
		А	В	С
Амперметр	Э42700	0,5 ВА	–	–
Ваттметр	ЩВ02.1	0,5 ВА	–	0,5 ВА
Итого		1,0 ВА	–	0,5 ВА

$$R_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Выбираем переходное сопротивление $R_k = 0,1 \text{ Ом}$, если подключаются два прибора.

Сопротивление жил:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k = 4 - 0,04 - 0,1 = 3,86 \text{ Ом}$$

Расчитанные данные сечения:

$$S = \frac{0,0175 \cdot 103,8}{3,86} = 0,47 \text{ мм}^2$$

где $l_p = 103,8 \text{ м}$ – расчетная длина жил.

Выбираем медный кабель с сечением жил $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

4.4 Выбор выключателей 10кВ

Принимаем к рассмотрению выключатель марки ВВУ/СЭЩ-10-20/1000, со следующими данными [1].

- напряжение $U_{ном} = 10$ кВ;
- ток $I_{ном} = 1000$ А;
- ток отключения $I_{ном.откл} = 20$ кА;
- ток термической стойкости $I_T = 20$ кА;
- ток динамической стойкости $I_d = 40$ кА.
- полное время отключения $t_{пв.откл} = 0,03$ с.

Выбор производим по данным:

- 1) напряжению $U_{ном.} \leq U_{сети.ном.}$;

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

- 2) номинальному току нагрузки $I_{раб.} \leq I_{ном.}$; $I_{max} \leq I_{ном.}$;

$$I_{раб} = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550, \text{ А}$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 770, \text{ А}$$

$$550 \text{ А} < 1000 \text{ А}$$

$$770 \text{ А} < 1000 \text{ А}$$

- 3) отключающей способности:

- a) симметричный отключающий ток $I_{п,т} \leq I_{откл.ном.}$;

$$5,7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической гармоники тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}} / 100) \cdot I_{\text{ОТКЛ.НОМ}},$$

где $i_{a,\tau}$ – номинальное допустимое значение апериодической гармоники в отключенном значении тока по времени.

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

где $t_{\text{рз}} = 0,01 \text{ с}$ – время работы защиты;

$t_{\text{св}}$ – собственное время, при отключении 0,04 с;

$\beta_{\text{НОР}}$ – нормированное значение содержания апериодической гармоники в отключаемом токе 45%.

$$W_k = 5,7^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 2,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $T_a = 0,02$ – постоянная времени затухания апериодической гармоники тока короткого замыкания, [16]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,02}} = 3,0 \text{ кА}$$

$$i_{a.\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot 40/100) \cdot 20 = 11,2 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau} = 5,7 \text{ кА} \leq i_{a.\text{НОМ}} = 11,2 \text{ кА}$$

в) «условие $I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$ выполняется, если ток $i_{a,\tau} > i_{a.\text{НОМ}}$, то проверку по отключающей способности проводят по полному току КЗ». Так как условия а) и б) выполняются, условие в) не проверяется.

4) включающей способности:

$$I_{п.о} \leq I_{вкл.норм}; I_{уд} \leq I_{вкл.нор}$$

где $I_{вкл.нор}$ - нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя-40 кА;

$I_{п.о}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$I_{вкл.норм}$ - нормированное значение тока выключения выключателя;

$I_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания.

$$5,7 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}; 14, \text{кА} \leq 40 \text{ кА}$$

5) на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.о} < I_{пр.с}$$

$$I_{уд} \leq I_{дин} = I_{пр.с}$$

где $I_{пр.с}$ - действующее значение предельного сквозного тока - 20 кА

$i_{пр.с}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока - 40 кА.

$$9,6 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}; 14,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

б) тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при условии } t_{откл} > t_T;$$

$$\text{если } t_{откл} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

где I_T – предельное значение тока термической устойчивости;

t_T – время прохождения тока термической устойчивости.

$$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

Данные по выбору выключателя приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя

Выключатель ВВУ/СЭЩ – 10 - 20/1000		
Данные расчета	Технические данные	Условия соответствия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети.ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{раб}} = 550\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 1000\text{А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{мах}} = 770\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 1000\text{А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{нт}} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{по}} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{\text{а,т}} = 3,0 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{\text{а.т}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{по}} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{уд}} = 14,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{уд}} = 14,5 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$
$B_{\text{расч}} = 2,27 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{расч}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{расч}} \leq B_k$

Выбранный выключатель ВВУ/СЭЩ-10-20/1000 соответствует расчетным значениям токов КЗ.

4.5 Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Принимаем к рассмотрению трансформатор напряжения марки НАМИТ-10 [10]. «Трансформатор напряжения расположен для каждой секции шин. Служит для подключения приборов измерения напряжения на секции, при выводе в ремонт ТН на другой секции, переводится нагрузка всех присоединений данной секции».

Список требуемых измерительных приборов в таблице 10.

Таблица 10 - Перечень приборов измерения

Тип электроустановки	Место расположения	Приборы
Вводной выключатель трансформатора	10 кВ	Счетчик эл.энергии, ваттметр, амперметр, варметр
Секция шин 10 кВ	На каждой секции	Вольтметр м/ф напряжения и вольтметр 3-х фазных напряжений
Секционный выключатель		Амперметр
Кабельная линия		Амперметр, счетчик эл.энергии
Трансформатор СН	10 кВ	–
	0,4 кВ	Амперметр, счетчик эл.энергии

«К трансформатору напряжения марки НАМИТ-10 подсоединяются измерительные приборы - вольтметр, катушки напряжения ваттметра и счетчика электроэнергии».

Технические значения рассмотренного трансформатора напряжения [17].

- номинальное напряжение сети $U_{ном}$ - 10 кВ;

- номинальная мощность вторичной обмотки для измерения $S_{ном}$ - 200 ВА.

Проверка по нагрузке вторичных цепей $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

где $S_{2\Sigma}$ – суммарная нагрузка, измерительных приборов;

$S_{ном}$ – мощность в нужном классе точности.

Вторичная нагрузка рассчитывается в таблице 11.

Таблица 11 - Нагрузка измерительных приборов

Наименование	Марка	Мощность, ВА	Кол-во обмот	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кол-во В	Общая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Ваттметр	Ц 42303	1,5	2	1	0	1	3	–
Вольтметр	Ц 42702	2	1	1	0	2	4	–
Счетчик	Меркурий	2	3	0,38	0,925	3	6,8	16,6
Итого:							13,8	16,6

Полная мощность приборов рассчитывается по формуле (25).

$$\Sigma S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{13,8^2 + 16,6^2} = 21,5 \text{ ВА} \quad (25)$$

где S – полная мощность нагрузки;

$Q_{\text{приб}}$ – реактивная мощность нагрузки;

$P_{\text{приб}}$ – активная мощность нагрузки.

Потребляемая мощность вторичных цепей ТН не выше номинальной мощности в классе точности 0,5. Параметры трансформатора напряжения изложены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор трансформатора напряжения

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, В: ВН НН	$10000 / \sqrt{3}$ $100 / \sqrt{3}$
Вторичная расчетная нагрузка, ВА: Вторичная номинальная нагрузка, ВА:	21,5 200
Точность	0,5

4.6 Выбор трансформатора тока 10 кВ

«Предварительно рассмотрим трансформатор тока марки ТПЛ-10 [18].

- номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{1\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$;
- номинальный вторичный ток ТТ $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$;
- ток термической стойкости ТТ $I_T = 20 \text{ кА}$;
- вторичная нагрузка ТТ при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 20 \text{ ВА}$;
- ток электродинамической стойкости ТТ $i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$.»

Трансформатор тока проверяется по значениям:

По напряжению электроустановки:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ};$$

По рабочим токам:

$$550 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

$$770 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

выбираем $I_{1\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ – номинальное значение тока.

По электродинамической стойкости согласно:

$$i_{\text{уд}} = 14,5 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$$

По термической стойкости согласно:

$$B_{\text{к}} = 5,7^2 \cdot (0,05 + 0,02) = 2,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{красч}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

По конструктивному исполнению и классу точности;

По вторичной нагрузке по формуле (19):

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Длина провода, в при сборке токовых цепей в неполную звезду по формуле (21).

$$l_p = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,9 \text{ м}$$

По условию механической стойкости сечение жил кабеля необходимо не меньше $2,5 \text{ мм}^2$. Сопротивление приборов, подключенных к ТТ по таблице 13.

Таблица 13 - Вторичная нагрузка

Наименование	Марка	Мощность нагрузки,		
		А	В	С
Амперметр	Э42700	0,5 ВА	–	–
Ваттметр	ЩВ02.1	0,5 ВА	–	0,5 ВА
Счетчик эл.энергии	Меркурий	0,2 ВА	–	0,2 ВА
Итого		1,2 ВА	–	0,7 ВА

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,2}{5^2} = 0,048 \text{ Ом}$$

Учитываем переходное сопротивление контактов $R_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}} = 0,8 - 0,048 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом}$$

Сечение провода:

$$S = \frac{0,0175 \cdot 6,9}{0,65} = 0,18 \text{ мм}^2$$

Выберем провод сечением $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

Результаты расчета сводим в таблицу 14.

Таблица 14 - Проверка трансформаторов тока

Расчетные данные	Трансформатор тока марки ТПЛ-10
	Заводские характеристики
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 770 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 14,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 2,26 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{\text{к расч}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$
$R_{\text{пр}} = 0,65 \text{ Ом}, R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}, Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}, R_{\text{приб}} = 0,048 \text{ Ом}$	

4.7 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН)

Одной из опасностей для электрической сети представляет повышение номинальной величины напряжения в сети, т.е. перенапряжение. Основной причиной перенапряжения является влияние на линии электропередач грозового импульса, а также коммутационных перенапряжений в электрической схеме. Для того, чтобы защитить оборудование от возможных перенапряжений, применяются специальное оборудование, ограничители перенапряжения (ОПН). Ограничители перенапряжений электрические аппараты с нелинейной характеристикой срабатывания, применяется для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений оборудования электроподстанций. Главным составляющим элементом ОПН является варистор - резистор с нелинейной характеристикой [3]. Ограничители перенапряжения на сегодняшний день являются одним из наиболее эффективных средств защиты оборудования электроподстанций и линий электропередачи. ОПН имеют надежность и длительные эксплуатационные сроки. Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) [3]: на 110 кВ: ОПН-110У1; на 10 кВ: ОПН-10У1.

Выводы по разделу 4. Произведён выбор основного электрооборудования 110 кВ и 10 кВ – выключатели, разъединители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Выбранное оборудование проверено по расчетным значениям номинальных токов и токов КЗ. Выбранное оборудование может быть использовано при реконструкции.

5 Разработка системы АСКУЭ

Стратегическим направлением политики в энергосбережении является модернизация существующей системы учета, а также получение достоверной отчетности за израсходованным количеством энергоресурсов, с использованием средств и систем учета расхода и потребления электроэнергии и энергоносителей. В связи с этим одним из главных этапов реконструкции подстанции является оснащение современными средствами учета и контроля расхода энергоресурсов.

«Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) состоит из множества аппаратных средств и программных продуктов. Система производит удаленный сбор, обработку и сохранение информации о потребленной электрической мощности в системе. Основная цель АСКУЭ предназначена в достоверном и точном измерении количества потребленной или переданной электроэнергии, а также автоматический вывод собранных данных в форму удобную для анализа».

Целью автоматической схемы коммерческого учета электроэнергии заключается в получение субъектами электропотребителей, а также прочими заинтересованными лицами данных для учета и оплаты электроэнергии и мощности в целях коммерческих расчетов.

Автоматизированная система для подъема показаний приборов коммерческого учета электроэнергии предназначена для:

- измерения количества потребленной электроэнергии, необходимого для оплаты, даже при использовании многотарифных счетчиков для проведения расчетов между потребителями и поставщиками электроэнергии.
- снятию достоверной информации по учету потребленной электроэнергии и мощности, в единой системе астрономического времени;
- получении актуальной информации для контроля параметров сети.

Объектом АСКУЭ ПС 110 кВ ГПП-1 являются вводные присоединения 10 кВ от трансформаторов, линии к потребителям, ввода ЩСН 0,4 кВ. Система выполняет автоматический сбор и анализ информации по электропотреблению установки.

«АСКУЭ подстанции разделяют на технический и коммерческий учет. Коммерческий учет предназначен для учета энергопотребления и получения оплаты за нее, при этом счетчики для коммерческого учета являются коммерческими, или расчетными). Технический учет предназначен для контроля потребления электроэнергии на нужды подстанции, например, собственные нужды, для этих целей соответственно используются приборы технического учета».

При разработке проекта были применены серийно выпускаемые технические средства и готовые программные продукты, внесенные в Госреестр средств измерений РФ:

- ТПЛ – 10 трансформаторы тока;
- НТМИ-10 трансформаторы напряжения;
- Меркурий, счетчики активной и реактивной энергии;
- УСПД -01.

Для разработки АСКУЭ поставлены следующие задачи:

Выбор приборов учета;

Выбор среды передачи данных;

Выбор УСПД;

Системы АСКУЭ состоят из трех основных элементов:

- электрические счетчики, относятся к первичным средствам измерения;
- среды для передачи данных;
- программный комплекс предназначен для получения, хранения и вывод данных, а также формирование необходимых отчетов.

К первичным средствам измерения относятся:

- счетчики электроэнергии;

- трансформаторы тока и трансформаторы напряжения;
- программные контроллеры и устройства, необходимые для синхронизации по времени, в том числе единого времени.

К сети передачи данных относятся:

- преобразователи для интерфейсов;
- модемы;
- сама система передачи – витая пара;

На рисунке 6 изображена схема подстанции для разработки системы АСКУЭ.

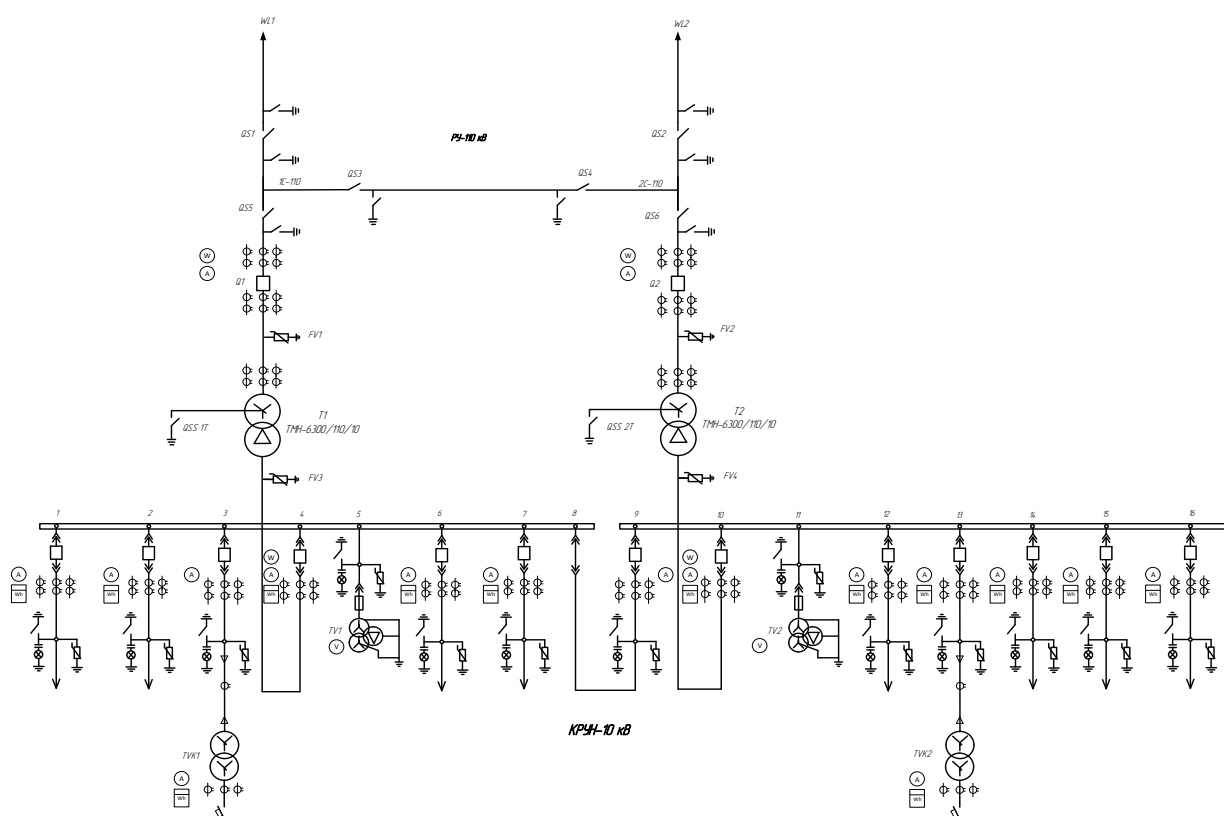


Рисунок 6 - Схема подстанции с приборами учета

Средства измерения для АСКУЭ необходимо выбирать из реестра измерительных средств, зарегистрированных в государственной системе. Также системы коммерческого учета должны пломбироваться, что

существенно снижает возможные искажения, а также внесение в них каких-либо изменений схемы со стороны организации.

Подключение счетчика к трансформатору тока (ТТ) и трансформатору напряжения (ТН) производится отдельным кабелем, при этом подключение жил к электросчетчику производится через испытательную коробку (ИИК1), расположенную в непосредственной близости от счетчика.

Классы точности электросчетчиков для коммерческого учета электроэнергии должны быть не ниже 0,5S.

Для системы АСКУЭ применяются счетчики электроэнергии типа Меркурий, модификации приведены в таблице 15.

Таблица 15 Модификация счетчиков учета электроэнергии Меркурий

Наименование присоединения	Тип прибора учета	Характеристика прибора учета	Количество
В-10 1Т, В-10 2Т	Меркурий 230 AR-00 R	3*57,7/100В / 5А 0,5S/ RS-485	2
В-10 КЛ	Меркурий 230 AR-00 R	3*57,7/100В / 5А 0,5S/ RS-485	9
ТСН-1, ТСН-2	Меркурий 230 AR-02 R	3*230/400В / 10(100)А 1S/ RS-485	2

На рисунке 7 изображена упрощенная схема включения счетчика.

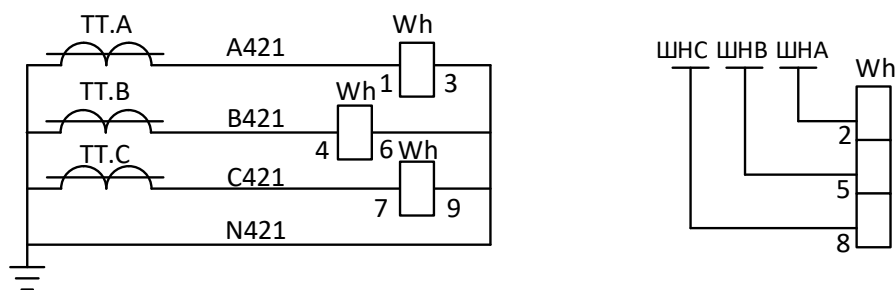


Рисунок 7 - Схема включения счетчика

Устройство сбора и передачи данных "УСПД-01" необходимо для получения на электроэнергетики автоматизированных измерительных устройств технического и коммерческого учета электрической энергии и мощности для получения возможности вывода на оптовый рынок электроэнергии.

Устройство выполняет:

- сбор и обработку информации приборов учета электроэнергии по цифровым портам типа RS-485, RS-232;
- обмен между устройствами по каналам RS-232, RS-485, Ethernet 10/100BASE-T;
- съем, анализ, передача, архивирование и отображение снятой информации;
- возможность задания настройки УСПД, и выдача собранной информации на сервер с возможностью дальнейшего хранения;
- заданное содержание текущего астрономического времени и даты на приборах учета;
- создание интервалов средней мощности по одному каналу;
- контроль качества отпущенной электроэнергии;
- хранение графиков нагрузки и мощностей по всем каналам учета не менее 35 сут.;
- защита от взлома;
- осуществление самодиагностики.

Канал связи организован с использованием стандартных протоколов обмена информацией. В существующих решениях по построению АСКУЭ основной упор делается на выбор физической среды передачи данных от счетчика на верхний уровень, для решения задач автоматического сбора показаний счетчиков счетчики должны быть оснащены интерфейсом для передачи данных. Для организации канала связи АСКУЭ на подстанции с учетом условий задачи принимаем проводную связь RS-485, этот способ

является наиболее оптимальным с экономической точки зрения и технически удовлетворяет требованиям по организации канала.

«Порт типа RS-485 применяется для промышленных целей, предназначен для применения двух направленной линии при передаче данных, и согласования многоточечных подключений, необходимых для создания сетей с количеством присоединений до 128 и передачу на длину до 1200 м». Передача информации по RS-485 осуществляется на скорости до 10 Мбит/с.

Для реализации АСКУЭ ПС 110 кВ требуется произвести следующее:

- повесить шкаф АСКУЭ в КРУН-10 кВ;
- счетчики 10, 04 кВ установлены в составе КРУ-10 кВ и ЩСН- 0,4 кВ.
- создать каналы для передачи данных из ИИК в ИВКЭ, в соответствии с проектом;
- произвести проверку для утверждения типа средств измерений внесение данного типа АСКУЭ в Государственный реестр средств измерений.

На рисунке 8 изображена разработанная схема АСКУЭ ПС 110/10 кВ.

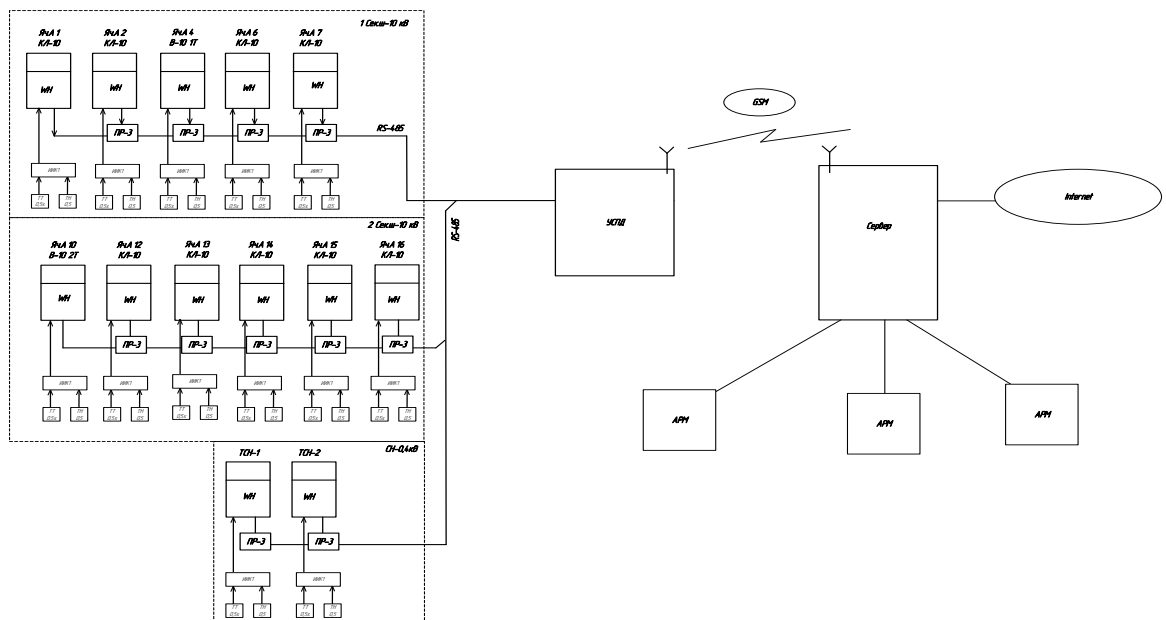


Рисунок 8 - Схема АСКУЭ ПС 110/10 кВ ГПП-1

Выполнение системы АСКУЭ осуществляет возможность мгновенно анализировать и контролировать количество потребления электроэнергии и мощности, имеет возможность управление нагрузкой потребителей. Внедрение АСКУЭ в современных условиях действия оптового и розничных рынков электроэнергии существенно выгодно для промышленных потребителей.

Выводы по разделу 5. Реализация системы автоматического учета имеет возможность увеличить скорость управления планированием энергопотребления, уменьшить средства на контроль за сбором информации, что позволит выполнить выбор индивидуальных тарифов для расчета потребленной электроэнергии по результатам измерений, что в конечном итоге принесет значительный экономический эффект.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по теме «Реконструкция электрической части подстанции с разработкой системы АСКУЭ» были рассмотрены условия реконструкции ПС.

Произведен расчет нагрузки потребителей подстанции, на основании чего выполнена проверка на соответствие установленной мощности силовых трансформаторов 110/10 кВ в нормальном и аварийном режиме работы, выполнен расчет нагрузки и произведен выбор трансформатора собственных нужд, выполнен выбор схем электрических установок с учетом требований по категории надежности электроснабжения потребителей.

Расчет токов короткого замыкания, предназначенный для выбора высоковольтной и коммутационной аппаратуры, измерительных трансформаторов тока и измерительных трансформаторов напряжения. Выполненная проверка электрооборудования на соответствие токов нагрузки и токов короткого замыкания подтвердила правильность выбора.

Произведен выбор автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), которая является важнейшим этапом реконструкции подстанции для учета и контроля энергоресурсов. Реализация системы автоматического учета имеет возможность увеличить скорость управления планированием энергопотребления, уменьшить средства на контроль за сбором информации, что позволит выполнить выбор индивидуальных тарифов для расчета потребленной электроэнергии по результатам измерений, что в конечном итоге принесет значительный экономический эффект.

В результате реконструкции разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям, выбранное оборудование соответствует требованиям нормативных документов и обеспечивает надежную работу подстанции.

Список используемой литературы

1. Вакуумные выключатели ВВУ-СЭЦ. Технические характеристики. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.electroshield.ru/> (дата обращения: 19.03.2022).
2. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. пособие. – 2-е издание, переработанное и дополненное. — Москва: Энергоатомиздат, 1990. — 551 с.
3. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. - Л.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Климова Г.Н. Электрические системы и сети. Энергосбережение: учебное пособие для среднего профессионального образования /. - 2-е изд. - Москва: Издательство Юрайт, 2020. - 179 с.
5. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие для техникумов. - М. Энергоатомиздат. , 1989 - 528с.
6. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М., Высшая школа, 1990.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). СТО 56947007-29.240.10.248-2017.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
9. Ограничители перенапряжения ОПН. Технические характеристики. [Электронный ресурс] URL: <https://www.opnzero.ru/> (дата обращения: 19.03.2022).
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ): (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204. / М-во энергетики РФ. - Москва. : Издательский, центр «Академия» 736 с.

11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Утв. приказом Минэнерго России N229 от.19.06.03 : Ввод.с 1 окт.2003 г. / М-во энергетики РФ. - СПб.: Изд-во ДЕАН, 2003 – 336 с.
12. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010.
13. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
14. Рожкова Л. Д., Карнеева Л. К., Чиркова Т. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. - М.: Издательский, центр «Академия», 2005.
15. Разъединитель РГ-110. Технические характеристики. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.zeto.ru/> (дата обращения: 21.03.2022).
16. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
17. Трансформаторы напряжения 6-10 кВ. Технические характеристики. [Электронный ресурс]: URL: <https://intzv.ru/> (дата обращения: 22.03.2022).
18. Трансформаторы тока 6-10 кВ Технические характеристики. [Электронный ресурс]: URL: <http://www.kztt.ru/> (дата обращения: 22.03.2022).
19. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: Издательство НИЦ ЭНАС. – 2005. – 179 с.
20. Элегазовый выключатель Siemens 3AP1DT-126. Технические характеристики [Электронный ресурс]: URL: <https://www.siemens.ru/> (дата обращения: 22.03.2022).