

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 110/10 кВ «Октябрьская»

Обучающийся

К.Г. Плисков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.В. Шлыков

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

Тольятти 2023

Аннотация

Цель работы состоит в усовершенствовании работы электрической части подстанции «Октябрьская» напряжением 110/10 кВ в связи с изменением нагрузки. В проекте была проведена реконструкция подстанции. Это включает в себя изучение того, сколько электроэнергии потребляют трансформаторы (нагрузки), выбор подходящего оборудования для контроля и защиты потока электроэнергии, а также расчеты, чтобы выяснить, какой тип трансформатора лучше всего подходит для собственных нужд.

После рассмотрения некоторых вариантов было принято решение о выборе силовых трансформаторов такой марки, как ТМН - 6300/110/10 кВ. Они соответствуют требуемым параметрам напряжения. Более того, успешно прошли проверку на наличие токов короткого замыкания. Ещё проведен расчет уставок релейной защиты. Для обеспечения безопасности и защиты трансформатора нужно предпринять меры по предотвращению возможных повреждений. Например, это может включать в себя установку дополнительных систем контроля и регулировки. Также проведение регулярных технических проверок и обслуживания.

Для обеспечения безопасной работы подстанции разработан план мероприятий. Проведена проверка и обновление системы пожарной сигнализации. Кроме того, внедрены новые системы мониторинга параметров. Эти действия привели к значительному улучшению надежности и безопасности работы подстанции.

Результаты исследования представлены в работе, которая включает 80 страниц, 5 рисунков, 22 таблицы и 25 источников. Графическое представление приведено на 6 рисунках формата А1.

Содержание

Введение	5
1 Характеристика подстанции «Октябрьская»	7
1.1 Общая характеристика подстанции.....	7
1.2 Однолинейная схема электрических соединений подстанции	7
1.3 Характеристика электрического оборудования подстанции	8
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции.....	13
2.1 Исследование режимов работы силовых трансформаторов	13
2.2 Определение расчетной нагрузки на шинах подстанции.....	16
3 Выбор мощности и конструкции трансформаторной подстанции	18
3.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции.....	18
3.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции	20
4 Расчёт токов короткого замыкания	22
4.1 Методика расчета токов короткого замыкания	22
4.2 Составление схемы замещения и определение ее параметров	23
4.3 Расчет токов короткого замыкания	25
5 Расчёт и выбор основного оборудования подстанции «Октябрьская»	26
5.1 Расчет и выбор оборудования на стороне 110 кВ	26
5.1.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	26
5.1.2 Выбор гибких токопроводов на стороне 110 кВ.....	29
5.1.3 Выбор сборных шин на стороне 110 кВ.....	32
5.2 Расчет и выбор оборудования на стороне 10кВ	35
5.2.1 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	35
5.2.2 Выбор гибких токопроводов на стороне 10 кВ.....	37
5.2.3 Выбор сборных шин на стороне 10 кВ.....	39
5.3 Расчет электрического освещения подстанции	41
5.4 Расчет системы собственных нужд подстанции.....	45
5.5 Выбор измерительных трансформаторов	47
5.5.1 Выбор трансформаторов тока	48

5.5.2	Выбор измерительных трансформаторов напряжения.....	56
5.6	Выбор ограничителей перенапряжения	59
6	Разработка энергосберегающих мероприятий.....	61
6.1	Выбор осветительного оборудования для наружного освещения.....	61
6.2	Экономический расчёт ТЭР	65
7	Релейная защита и автоматика	67
7.1	Выбор типов защит и их аппаратное обеспечение	67
7.2	Расчет уставок защит от шин потребителя до ввода.....	70
7.3	Расчет уставок ДЗТ	73
	Заключение	77
	Список используемой литературы и используемых источников	78

Введение

Троицкие электрические сети были созданы почти полвека назад - 30 марта 1965 года. Они были смонтированы на деревянных опорах, а сотрудники располагались в 24 подстанциях, в которых были всего один силовой трансформатор.

Сегодня Производственное отделение «Троицкие электрические сети филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» (ПО «ТЭС») стали современной и развитой компанией, которая занимается распределением электроэнергии для ее доставки до потребителей.

Также ПО «ТЭС» входит в состав шести сетевых районов, которые обслуживают уже 63 подстанции.

Кроме того, Октябрьский район электрических сетей является одним из структурных подразделений ОАО «МРСК Урала – Челябинэнерго». Этот район надежно обеспечивает бесперебойным электроснабжением всех потребителей, зарегистрированных в соответствующей зоне обслуживания.

Октябрьские РЭС создались в 1966 году после ликвидации местного «Сельэнерго» и объединения его в состав ЦЭС на уровне области.

«Под юрисдикцией Октябрьских РЭС находятся воздушные линии электропередачи ВЛ – 04/10 кВ, а также трансформаторные подстанции, такие как «Октябрьская» 110/35/10 кВ, «Подовинная» 110/35/10 кВ, «Крутоярская» 35/10 кВ, «Большеникольская» 35/10 кВ, «Маякская» 35/10 кВ, «Чудиновская» 35/10 кВ, «Кочердыкская» 35/10 кВ, «Каральская» 35/10 кВ и «Уйская» 35/10 кВ» [1].

В составе Октябрьских РЭС также есть шесть мастерских участков: «Кочердыкский», «Крутоярский», «Октябрьский», «Уйско-Чебаркульский», «Вольменский» и «Подовинный».

Основными направлениями технического перевооружения и развития Октябрьских РЭС являются:

- внедрение современных технологий управления электросетями, которые позволят улучшить качество электроснабжения и обеспечивать его стабильность;
- поэтапный вывод из эксплуатации подстанций и линий электропередачи напряжением 35 кВ, с переводом сети 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- модернизация и техническое перевооружение парка оборудования сети 110кВ с заменой оборудования, отслужившего свой нормативный срок (25 лет и более);
- развитие системы мониторинга и управления потреблением электроэнергии, которая позволит эффективно регулировать нагрузку на сети и снижать потери электроэнергии.

Целью данной выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ «Октябрьская».

В рамках своей выпускной квалификационной работы поставлены несколько задач. Во-первых, должно быть обоснование необходимости проведения реконструкции подстанции 110 кВ «Октябрьская». Во-вторых, нужно выбрать оптимальную схему для данной подстанции. Также требовалось определить расчетную мощность подстанции и подобрать количество и мощность силовых трансформаторов. В рамках работы, был проведен расчет токов короткого замыкания на сторонах 10 кВ. Далее было еще необходимо выбрать соответствующее электрооборудование для подстанции, включая трансформаторы, коммутационную аппаратуру, токоведущие части, измерительные приборы и ограничители перенапряжения. Кроме того, требовалось определить схему защиты силовых трансформаторов. В конце работы также предстояло выполнить светотехнический и электрический расчеты для системы освещения на объекте разработки.

1 Характеристика подстанции «Октябрьская»

1.1 Общая характеристика подстанции

В настоящее время подстанция является двухтрансформаторной, схема распределительного устройства 110 кВ выполнена по типовой схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической перемычкой со стороны линий» [2]. Схема РУ 10 кВ сделана также по типовой схеме «одна секционированная система шин» [2].

1.2 Однолинейная схема электрических соединений подстанции

«Электроснабжение подстанции осуществляется от главной понижающей подстанции «Исаково» 500/110 кВ через две взаиморезервирующие линии ВЛ-110кВ «Исаково №1» и ВЛ-110кВ «Исаково №2».

В нормальном режиме работы используются два трансформатора: первая секция шин питается от трансформатора ТДТН – 10 000 / 110 У1, а вторая – от трансформатора ТДН – 10 000 / 110 У1. Характеристики отходящих линий 10 кВ представлены в таблице 1» [1].

Таблица 1– Характеристики отходящих линий 10 кВ

Отходящие линии	Длина, км	Марка и сечение кабеля	Секция шин	Потребители
10 кВ				
РП – 39	3,530	АСБ-3×185	I	Бытовой сектор
РП – 43 – А	0,805	ААБ-3×240	I	То же »
РП – 15 – А	1,205	то же «ААБ-3×240»	I	»

Продолжение таблицы 1

Отходящие линии	Длина, км	Марка и сечение кабеля	Секция шин	Потребители
10 кВ				
ТП – 286 – А	0,900	ААБ-3×240	I	Производственный сектор
ТП – 321	0,557	ААШВ-3×185	I	То же
ТП – 341	1,370	ААШВ-3×120	I	Жилой сегмент
ТП – 414 – А	1,500	ААБл-3×185	I	Промышленный сектор
ТП – 117 – В	0,350	ААШВ-3×185	I	То же
ТП – 117 – А	0,350	ААл-3×120	I	»
РП – 41 – А	0,750	АСБ-3×240	I	»
РП – 78 – А	1,925	АСБ-3×95	I	Ледовый дворец
РП – 78 – Б	1,925	АСБ-3×95	II	То же
РП – 2	2,700	АСБ-3×240	I	Производственный комплекс
ТП – 414 – Б	1,500	ААБл-3×185	II	То же
ТП – 74	0,535	ААБ-3×240	II	»
РП – 15 – Б	1,205	ААБ-3×240	II	Жилая инфраструктура
РП – 43 – Б	0,805	ААБ-3×240	II	То же
ТП – 19	1,650	АСБ-3×185	II	»
ТП – 332	1,703	ААШВ-3×150	II	»
РП – 41 – Б	0,750	АСБ-3×240	II	Производственная база
ТП – 286 – Б	0,900	ААБ-3×240	II	То же
ТП – 314	1,415	ААШВ-3×120	II	Жилищный комплекс
ТП – 117 – Г	2,480	ААШВ-3×120	II	Промышленная отрасль

1.3 Характеристика электрического оборудования подстанции

«На территории подстанции находятся два силовых трансформатора. Они являются ключевыми элементами системы электропитания.

Характеристики трансформаторов показаны в таблице 2:

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов

Характеристика	Описание трансформаторов	
	ТДТН – 10 000/110	ТДН – 10 000/110
Завод-изготовитель	Завод Запорожский трансформатор	Гольяттинский завод
Год выпуска	1975	1969
Год установки	1975	1975
Номинальная мощность, кВА	10 000	10 000
Номинальное напряжение, кВ	115/38,5/11	115/11
Тип РПН	РСГ-3 с приводным механизмом МЗ-2	РНТ-13 А с моторным приводом ПДП-1
Тип АРНТ	БАР (отключен)	БАР (отключен)
Изоляция нейтрали	Ослаблена	Ослаблена
Рх, кВт	17,1	22,0
Рк, кВт	76,9	72,4
Uк, %	10,9	10,1
Iх, %	0,57	1,46

К трансформатору ТДТН – 10 000/110 и ТДН – 10 000/110 подключен трансформатор собственных нужд ТМГ – 100/10 У1» [3]. Трансформаторы собственных нужд подключены через блоки предохранителей ПК-10 к сети 10 кВ.

Трансформаторы напряжения используют марку ЗНОЛ-10. Они подключены через разъёмные втулочные контакты выкатных тележек к шинам 10 кВ.

«Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, удобных для измерительных приборов и реле, также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения» [3].

«На стороне высокого напряжения подстанции установлены трансформаторы тока ТВТ-110 на вводах силовых трансформаторов с

коэффициентом трансформации $n_{\text{ТТ}}=300/5$. На стороне низкого напряжения установлены трансформаторы тока ТОЛ-10 и ТЗЛМ-10» [3].

Сторона высокого напряжения оснащена трансформаторами тока серии ТВТ-110, которые имеют коэффициент трансформации $n_{\text{ТТ}}=300/5$. Трансформаторы тока ТОЛ-10 и ТЗЛМ-10 установлены на низкой стороне части подстанции.

Всего на подстанции 6 разъединителя: 2 на автоматической перемычке марки РЛНД-1-110/630 привод ПРН-220, 2 линейных – РЛНД-2-110/630 привод ПРН-220 и 2 шинных – РНДЗ-1-110/1000 привод ПДН-1У1.

На стороне 110 кВ установлены 3 выключателя марки ВМТ – 110 – 40/3150. На стороне 10 кВ стоит 43 выключателей: выключатели установлены на вводах 10 кВ (2 шт.) ВКЭ – 10 – 20/1000, на секционной перемычке (1 шт.) и на отходящих линиях (40 шт.) ВКЭ – 10 – 20/630.

На подстанции защита от перенапряжений осуществлена с помощью разрядников РВС-110 на стороне 110 кВ, РВ-10 на стороне 10 кВ и на секциях шин 10 кВ.

РУ 110 кВ выполнено в виде схемы «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической перемычкой со стороны линий». ЗРУ 10 кВ состоит из блока ячеек серии КМ-1Ф-10/20 УЗ Запорожского завода, разделенных на отсеки, в которых расположены первичные электрические аппараты напряжением 10 кВ, соединенные между собой согласно схеме электрических соединений. Все отсеки разделены перегородками, которые играют роль перегородки отсека выкатной тележки с отсеком сборных шин при выкаченной тележке [2].

На подстанции установлены механические реле защиты. Они мгновенно реагируют на любые отклонения в работе системы и включают соответствующие механизмы защиты, что помогает предотвратить не только повреждения оборудования, но и небезопасные ситуации для людей и окружающей среды.

«В таблице 3 указаны виды защит на всех защищаемых объектах.

Таблица 3 – Релейная защита на подстанции

Защищаемый объект	Вид защиты										
	Ток. отсечка	МТЗ-110	МТЗ-10	Диф. защита	Газовая	Перегр.	Дист.	АПВ (1 кр.)	ЗДЗ	Защита от замыканий на землю	АЧР (ЧАПВ)
Тр-р ТДТН –10 000/110	-	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
Тр-р ТДН – 10 000/110	-	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
I-я СШ 10 кВ	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
II -я СШ 10 кВ	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
РП – 39	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 43 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 15 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 286 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 321	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 341	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 414 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 117 – В	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 117 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 41 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 78 – А	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 2	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 414 – Б	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 74	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 15 – Б	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 43 – Б	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 19	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 332	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 41 – Б	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 286 – Б	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 314	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
ТП – 117 – Г	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
РП – 78 – Б	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+

Для повышения надежности работы оборудования и повышения качества электроэнергии, необходима реконструкция подстанции» [1].

В настоящее время основное энергетическое оборудование подстанции «Октябрьская» эксплуатируется уже около 30 лет и требует замены из-за устаревшего состояния, как технического, так и морального. Многие компоненты оборудования нуждаются в замене, и отсутствует резервный фонд.

После осмотра подстанции были выявлены некоторые моменты, требующие немедленной реконструкции. Планируется обновить РУ выключателей напряжением 110 кВ, подобрав соответствующее новое оборудование. Выключатели напряжением 10 кВ останутся без изменений. Однако старые масляные выключатели планируется заменить на вакуумные. Также планируется внедрить систему, которая будет постоянно следить за работой трансформаторов. Другими словами – мониторинг трансформаторов. Необходимо заменить трансформаторы тока напряжения, а также собственных нужд. Наконец, нужно убрать старое оборудование, обеспечивающее защиту и контроль всех систем, на новое оборудование, использующее микропроцессорную технику.

Вывод по разделу: необходимость замены масляных выключателей ВМТ – 110 и ВКЭ – 10 обусловлена их длительным эксплуатационным сроком и отсутствием инструкций по ремонту, а также невозможностью замены неисправных деталей. Это подчеркивает важность заботы об обновлении технического оборудования, чтобы обеспечить его надежную и безопасную работу.

2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

2.1 Исследование режимов работы силовых трансформаторов

На подстанции имеются два силовых трансформатора. Информация о нагрузке на трансформаторы и отходящих линиях собрана и представлена в таблице 4.

Таблица 4– Загрузка трансформаторов и отходящих линий

Ответ- вления	Дата							
	17.12.2022 г.			21.12.2022 г.		18.06.2022 г.		22.06.2022 г.
	Час							
	3:00	9:00	17:00	4:00	3:00	9:00	17:00	4:00
I секция 10 кВ								
РП-39	Р, кВт/Q, квар							
	130,8	381,6	386,4	130,8	118,8	312,0	213,6	118,8
	-38,4	39,6	27,6	-39,6	-30,0	45,6	-4,8	-34,8
РП-43-А	Р, кВт/Q, квар							
	156,0	438,0	350,0	160,8	158,4	388,8	0,0	158,4
	48,0	85,2	86,4	51,6	80,5	122,3	-14,5	72,0
РП-15-А	Р, кВт/Q, квар							
	356,8	760,0	849,6	360,0	294,4	622,4	0,0	294,4
	25,6	67,2	97,6	27,2	43,2	78,4	-25,6	40,0
ТП-286-А	Р, кВт/Q, квар							
	136,8	671,2	276,4	66,0	125,0	620,0	114,8	64,0
	-88,0	56,0	-136,0	-93,2	-91,6	-8,0	-80,8	-91,2
ТП-321	Р, кВт/Q, квар							
	70,0	208,4	119,2	52,0	80,8	208,8	106,0	74,0
	-161,0	-6,6	-127,2	-174,4	-144,8	15,2	-111,2	-142,4
ТП-341	Р, кВт/Q, квар							
	93,0	135,6	146,4	91,8	39,6	64,8	0,0	40,2
	-8,4	-15,6	-5,4	-13,8	-25,8	-25,8	0,0	-22,8
ТП-117-В	Р, кВт/Q, квар							
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,0	0,0	7,2	6,0	7,2	6,0

Продолжение таблицы 4

Ответ- вления	Дата							
	17.12.2022 г.			21.12.2022 г.		18.06.2022 г.		22.06.2022 г.
	Час							
	3:00	9:00	17:00	4:00	3:00	9:00	17:00	4:00
I секция 10 кВ								
ТП-117-А	Р, кВт/Q, квар							
	0,0	0,0	199,0	52,8	35,2	239,2	43,2	43,2
	-4,0	-4,0	58,4	13,6	-61,6	57,6	-60,0	-61,6
РП-41-А	Р, кВт/Q, квар							
	163,2	357,6	276,0	180,0	0,0	0,0	0,0	156,0
	88,8	193,2	138,0	99,6	-15,6	-15,6	-14,4	123,6
РП-2	Р, кВт/Q, квар							
	127,2	288,0	224,4	126,0	106,0	241,2	201,6	104,4
	-50,4	-39,6	-46,8	-49,2	-46,8	-37,2	-44,4	-49,2
РП-78-А	Р, кВт/Q, квар							
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	-21,0	-20,4	-21,0	-21,0	-22,8	-22,2	-21,6	-22,2
ТП-414-А	Р, кВт/Q, квар							
	184,8	720,0	368,4	146,4	1,2	1,2	1,2	0,0
	108,0	529,2	216,6	72,0	-27,6	-25,2	-26,4	-26,4
Т-1, ТДТН- 10000	Р, кВт/Q, квар							
	1428,0	3968,0	3196,0	1368,0	964,0	2700,0	676,0	1052,0
	-140,0	840,0	284,0	-176,0	-372,0	244,0	-412,0	-260,0
II секция 10 кВ								
ТП-74	Р, кВт/Q, квар							
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	-7,8	-7,2	-7,2	-1,2	-7,8	-7,8	-7,2	-7,8
РП-15-Б	Р, кВт/Q, квар							
	340,8	616,8	760,8	351,6	235,2	416,4	1012,8	248,4
	88,8	105,6	132,0	100,8	72,0	101,0	174,0	78,0
РП-43-Б	Р, кВт/Q, квар							
	160,0	526,4	440,0	158,0	121,6	414,4	507,2	132,8
	9,6	86,4	70,4	9,6	19,2	75,2	118,4	16,0
ТП-19	Р, кВт/Q, квар							
	139,2	267,6	297,6	124,8	121,2	243,6	254,4	123,6
	27,6	54,0	60,0	28,8	27,6	61,2	49,2	32,4

Продолжение таблицы 4

Ответ- вления	Дата							
	17.12.2022 г.			21.12.2022 г.		18.06.2022 г.		22.06.2022 г.
	Час							
	3:00	9:00	17:00	4:00	3:00	9:00	17:00	4:00
II секция 10 кВ								
ТП-332	P, кВт/Q, квар							
	511,2	794,4	1045,2	508,8	350,4	313,2	865,2	348,0
	120,0	170,4	187,2	-126,0	134,4	170,4	145,2	120,0
РП-41-Б	P, кВт/Q, квар							
	0,0	0,0	0,0	0,0	220,8	348,0	219,6	0,0
	-14,4	-14,4	-13,2	-14,4	145,2	242,4	135,6	-14,4
ТП-314	P, кВт/Q, квар							
	148,0	295,6	217,2	175,6	116,8	214,4	172,0	118,4
	-50,4	65,2	-55,6	-48,4	-38,0	19,2	0,0	-21,2
ТП-286-Б	P, кВт/Q, квар							
	44,4	593,4	287,4	50,4	35,4	365,4	108,0	48,0
	-18,6	-18,0	-13,2	-18,6	-16,8	37,8	10,2	-16,2
ТП-117-Г	P, кВт/Q, квар							
	158,0	564,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	27,6	219,6	0,0	0,0	7,2	7,2	7,2	7,2
РП-78-Б	P, кВт/Q, квар							
	88,8	247,2	286,8	98,4	8,4	102,0	9,6	8,4
	-8,4	25,2	33,6	-7,2	-18,0	0,0	-18,0	-16,8
ТП-414-Б	P, кВт/Q, квар							
	0,0	0,0	0,0	0,0	237,6	648,0	261,6	68,4
	-24,0	-24,0	-24,0	-25,2	202,8	489,6	174,0	50,4
Т-2, ТДН- 10000	P, кВт/Q, квар							
	1600,0	3908,0	3340,0	1484,0	1340,0	2963,0	3396,0	1096,0
	216,0	632,0	400,0	196,0	520,0	1100,0	724,0	216,0

2.2 Определение расчетной нагрузки на шинах подстанции

«Произведем расчет мощности отходящей линии во время наиболее интенсивного зимнего периода 2022 года.

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \quad (1)$$

где P_i , Q_i – активная и реактивная мощности;

$$S_{РП-39} = \sqrt{386,4^2 + 27,6^2} = 387,38 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Проведем аналогичные расчеты для всех остальных отходящих линий и сведем полученные результаты в таблицу 5. Затем, на основании данных из таблицы 5, определим мощность на шинах.

$$S_{\text{ШИН } 10 \text{ кВ}} = \sum S_i. \quad (2)$$

где $\sum S_i$ – суммарная полная нагрузка всех линий» [4].

Таблица 5 – Мощности отходящих линий и секций шин

Ответвления	S, кВ·А	Ответвления	S, кВ·А
I секция 10 кВ		II секция 10 кВ	
РП-39	387,41	ТП-74	6,11
РП-43-А	444,12	РП-15-Б	654,26
РП-15-А	857,28	РП-43-Б	531,35
ТП-286-А	661,44	ТП-19	305,68
ТП-321	210,59	ТП-332	1059,74

Продолжение таблицы 5

Ответвления	S, кВ·А	Ответвления	S, кВ·А
I секция 10 кВ		II секция 10 кВ	
ТП-341	144,41	РП-41-Б	16,49
ТП-117-А	209,48	ТП-314	300,62
ТП-117-В	0	ТП-286-Б	595,76
РП-41-А	404,36	ТП-117-Г	603,15
РП-2	292,8	РП-78-Б	290,85
РП-78-А	18,31	ТП-414-Б	21,91
ТП-414-А	793,56	-	-
I СШ 10 кВ	4395,82	II СШ 10 кВ	4387,01

Вывод по разделу: на основании вышеуказанных данных можно сделать вывод о том, что происходит равномерная загрузка трансформаторов и отходящих линий, что является показателем эффективной работы системы электроснабжения. Также выявлена расчетная нагрузка на шинах 10 кВ, что является важным параметром для оптимального функционирования энергетической системы. I секции шин нагрузка равна 4395,82 кВ·А, а на II секции шин нагрузка равна 4387,01 кВ·А.

3 Выбор мощности и конструкции трансформаторной подстанции

3.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции

«Задача выбора трансформаторов на подстанции делится на две части. Вначале выбирается число трансформаторов на подстанции.

Затем определяется мощность каждого из трансформаторов. Для однострансформаторной подстанции мощность трансформатора S_T должна быть не менее мощности потребителей S_P , которые питаются от него» [16].

$$S_T \geq S_P, \quad (3)$$

где S_T – мощность трансформатора;

S_P – мощность потребителя;

Коэффициент загрузки трансформатора K_3 должен быть примерно равен 0,9, и его значение определяется согласно формуле (4):

$$K_3 = \frac{S_P}{S_T}. \quad (4)$$

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции должна быть достаточной для гарантированного обеспечения нагрузки потребителей в случае отключения одного из них. Поэтому выбор мощности каждого осуществляется с учетом его способности к перегрузке:

$$S_T \geq \frac{S_P}{1,4}. \quad (5)$$

В результате проведенных расчетов было установлено, что коэффициент загрузки в обычном режиме составляет 0,65–0,75. Подстанции,

соединяющие питающие и распределительные сети, должны иметь трансформаторы с устройствами РПН. «Учитывая, что от проектируемой подстанции питаются приемники первой категории надежности, необходимо установить два трансформатора» [16]. Далее нужно выяснить, какой объем электроэнергии сможет проработать подстанция в самое напряженное время зимы 2022 года (декабрь).

$$S_P = S_{I \text{ СШ}} + S_{II \text{ СШ}}, \quad (6)$$

где $S_{I \text{ СШ}}$ – полная мощность первой секции шин 10 кВ;

$S_{II \text{ СШ}}$ – полная мощность второй секции шин 10 кВ;

$$S_P = 4,39582 + 4,38701 = 8,783 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Для определения расчетной мощности трансформатора используем формулу (5):

$$S_T = \frac{8,783}{1,4} = 6,23 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Выбираем трансформатор ТМН – 6300/110/10 [3] и определяем коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{S_P}{2 \cdot S_T},$$

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{8,783}{2 \cdot 6,3} = 0,69.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в режиме после аварии (при отключении одного):

$$k_3^{n/ав} = \frac{S_P}{S_T},$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{8,783}{6,3} = 1,39.$$

«Идеальный коэффициент загрузки двухтрансформаторной подстанции в нормальном режиме равен 0,7, а коэффициент аварийной перегрузки не превышает 1,4. Из результатов проведенных расчетов следует, что трансформаторы функционируют с избыточной мощностью» [10].

Анализ показывает, что замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ТДН – 10000/110/10 на ТМН – 6300/110/10 является целесообразной.

Даже если количество потребителей увеличится, трансформаторы на электростанции все равно смогут дать им достаточно энергии.

3.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции

Главная схема подстанции должна обеспечить надежное электроснабжение потребителей, транзит мощности и соответствовать требованиям противоаварийной автоматики. На выбор схемы РУ влияют номинальное напряжение, число присоединений, схема сети и перспектива развития. Для РУ с напряжением 35 кВ и выше применяются несколько различных электрических схем. Выбираем РУ ВН на напряжение 110.

«Схему РУ выбираем мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора. Область применения: напряжение 110 кВ и для РУ ВН.

Выбираем РУ НН на напряжение 10 кВ.

Схему РУ выбираем одиночную секционированную систему шин (Рисунок 1). Она применяется для РУ ВН, СН и НН и для напряжения 6 – 35 кВ» [2].

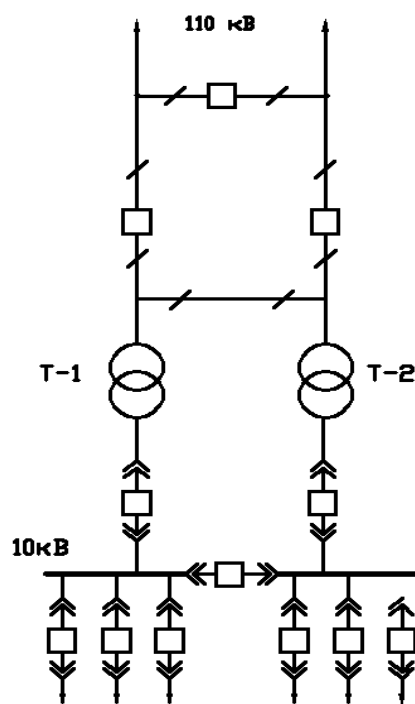


Рисунок 1 – Схема двухтрансформаторной подстанции

Вывод по разделу: рассчитана мощность трансформаторов. Подсчитанная нагрузка на модернизируемую подстанцию S_p составляет 8,783 МВ·А. Мощность, рассчитанная для трансформатора, равна 6,23 МВ·А. Установили трансформаторы ТМН – 6300/110/10 и определили их коэффициент загрузки в аварийном режиме. Он получился $k_3^{n/ав} = 1,39$. При увеличении нагрузки от потребителей, трансформаторы на подстанции в обычном режиме смогут обеспечить необходимую мощность.

Схему ОРУ–110 кВ выбрали мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора, а схему ЗРУ – 10 кВ выбираем одиночную секционированную систему шин.

4 Расчёт токов короткого замыкания

4.1 Методика расчета токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ нужен для выбора необходимой коммутационной аппаратуры и защиты от КЗ, которые могут вызвать проблемы в работе системы электроснабжения. Для расчета используют упрощенную расчетную схему, которую можно использовать для определения максимальных значений токов в характерных точках [17].

«Ток КЗ в рассматриваемой точке определяют из выражения:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot \sum X}, \quad (7)$$

где E – приведенное ЭДС системы или генератора;

$\sum X$ – суммарное приведенное индуктивное сопротивление от источника питания до точки КЗ (если учитывают активное сопротивление, то вместо $\sum X$ в формулу входит $\sum Z$ — полное приведенное сопротивление от источника питания до КЗ)» [12].

«Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости надо знать наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называют ударным током. Он определяют по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\partial}, \quad (8)$$

где I_{no} – значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, принимается равным для РУ 110 кВ – 1,61; для 10(6) кВ – 1,37» [14].

Во время практики в Октябрьском РЭС были определены реактивные сопротивления системы до шин подстанции «Октябрьская» 110/10 кВ для максимального и минимального режимов и составили: в максимальном режиме: $X_{cmax} = 12,782 \text{ Ом}$; в минимальном режиме: $X_{cmin} = 19,149 \text{ Ом}$.

4.2 Составление схемы замещения и определение ее параметров

Проведем расчетную схему сети (рисунок 2) и схему замещения сети (рисунок 3):

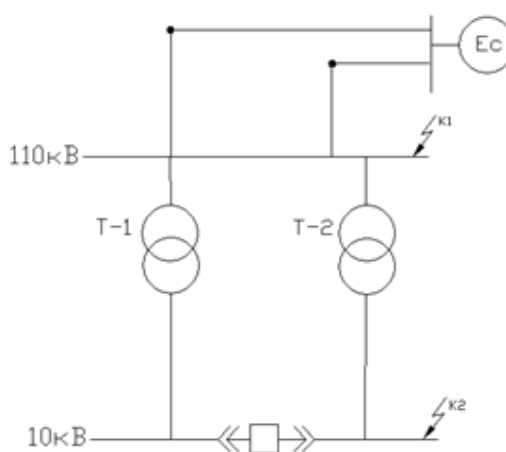


Рисунок 2 – Расчетная схема сети

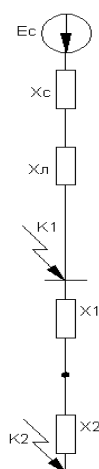


Рисунок 3 – Схема замещения сети

«Для определения параметров схемы замещения трансформатора ТМН – 6300/110/10 учитываем следующие номинальные значения: номинальная мощность $S = 6300 \text{ кВА}$; номинальное напряжение высокой стороны $U_{вн}=115 \text{ кВ}$; номинальное напряжение низкой стороны $U_{нн}=10,5 \text{ кВ}$; напряжение короткого замыкания $U_{к} = 10,5 \%$. Для вычисления токов КЗ нужно использовать базовые значения мощности и напряжения на высокой и низкой стороне: $S_{б}=100 \text{ МВА}$; $U_{б1}=115 \text{ кВ}$; $U_{б2}=10,5 \text{ кВ}$.

Сопротивление линий определяется по следующему выражению:

$$X_{Л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{б1}^2}, \quad (9)$$

где X_0 – удельное сопротивление на 1 км линии, равное 0,4 Ом/км;

l – протяженность линии, км» [14].

Используя уравнение (9), мы вычислили сопротивление линий и получили следующие значения: $X_{Л1}=1,37$; $X_{Л2}=3,11$.

Для расчета сопротивлений обмоток трансформаторов с учетом РПН применяются следующие формулы.

$$X_{тр.мин.ВН} = \frac{u_{к.мин} \cdot \left[(U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})) \right]^2}{100 \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (10)$$

$$X_{тр.макс.ВН} = \frac{u_{к.макс} \cdot \left[(U_{ср.ВН} \cdot (1 + \Delta U_{*РПН})) \right]^2}{100 \cdot S_{ном.тр.}}$$

По формулам (10) определили сопротивления обмоток трансформаторов определяем и получили $X_{тр.мин.ВН}=145,16 \text{ Ом}$;
 $X_{тр.макс.ВН}=289,8 \text{ Ом}$.

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Для определения начальных значений тока короткого замыкания (ТКЗ) и ударного тока (i_y) в точке К1 на шинах напряжением 110 кВ в максимальных и минимальных режимах мы применяем уравнения (7) и (8). С использованием этого мы получаем соответствующие значения ТКЗ и i_y : $I_{K1max}=0,41 \text{ кА}$; $I_{K1min}=0,24 \text{ кА}$; $i_{y1max}=0,934 \text{ кА}$; $i_{y1min}=0,546 \text{ кА}$.

Таким же образом, с использованием тех же формул (7) и (8), было вычислено значение тока короткого замыкания в точке К2 на шинах 10 кВ в максимальных и минимальных режимах: $I_{K2max}=3,77 \text{ кА}$; $I_{K2min}=2,88 \text{ кА}$; $i_{y2max}=7,308 \text{ кА}$; $i_{y2min}=5,309 \text{ кА}$.

«Данные занесём в таблицу 6.

Таблица 6– Расчет токов КЗ

Режим	Точка к.з.	I_k , кА	i_y , кА
Максимальный	К1 шины 110 кВ	0,41	0,934
	К2 шины 10 кВ	3,77	7,308
Минимальный	К1 шины 110 кВ	0,24	0,546
	К2 шины 10 кВ	2,88	5,309

Сделаем вывод» [6].

Вывод по разделу: приведена методика расчета токов КЗ, рассмотрены основные требования и допущения, применяемые для расчетов, выбраны характерные точки КЗ, составлена схема замещения, рассчитаны ее параметры и выполнен расчет токов КЗ. Из анализа расчетов следует, что самым тяжелым режимом будет максимальный. Токи короткого замыкания в максимальном режиме составляют $I_{kmax\ 10} = 3,77 \text{ кА}$, $I_{kmax\ 110} = 0,41 \text{ кА}$. Результаты расчетов будут использованы для выбора электрических аппаратов на подстанции «Октябрьская».

5 Расчёт и выбор основного оборудования подстанции «Октябрьская»

Большинство основного энергетического оборудования подстанции представляет собой технически и морально устаревшее оборудование.

5.1 Расчет и выбор оборудования на стороне 110 кВ

5.1.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ

«Выключатели выбираются по следующим условиям:

– по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (11)$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки, кВ;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ.

– по рабочему утяжеленному току:

$$I_{\text{раб.ут.}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (12)$$

где $I_{\text{раб.ут.}}$ – рабочий утяжеленный ток, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата, А.

– по отключающей способности:

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{ном.откл.}}, \quad (13)$$

где $I_{\text{кз}}$ – сверхпереходной ток короткого замыкания;

$I_{\text{ном.откл.}}$ – номинальный ток отключения выключателя.

Выбранный выключатель проверяем:

– на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (14)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, кА;

$I_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости, кА.

– на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}, \quad (15)$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{кз}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a), \quad (16)$$

где $I_{\text{кз}}$ – ток КЗ, кА;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения тока КЗ, с;

T_a – постоянная времени, с.

$I_{\text{т}}$ – предельный ток термической стойкости, кА.

$t_{\text{т}}$ – время протекания тока термической стойкости, с» [13].

Выключатели нагрузки проходят проверку на ток отключения:

$$I_{\text{раб.ут.}} \leq I_{\text{откл.}} \cdot \quad (17)$$

Выберем выключателей и разъединителей 110 кВ:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad (18)$$

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,28 \text{ А.}$$

Рассчитываем ток ударный согласно формуле (8):

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,41 = 0,934 \text{ кА.}$$

Проведем расчет теплового импульса КЗ согласно формуле (16):

$$B_{\text{к}} = 0,41^2 \cdot (1,026 + 0,02) = 0,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 7 содержит результаты расчетов для выбора выключателя, в то время как таблица 8 результаты для выбора разъединителей.

Таблица 7 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные 3AP1FG-145/ЕК	Условия выбора
$U_{\text{уст.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.ВК.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ.ВК.}}$
$I_{\text{раб.ут}} = 44,28 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ут}} < I_{\text{НОМ}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{ПО}} = 0,41 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{откл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 0,934 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\text{к}} = 0,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т}} = 20 \text{ кА}; \quad t_{\text{Т}} = 3 \text{ с},$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

К установке принимаем выключатель 3AP1FG-145/ЕК фирмы «Siemens AG».

Таблица 8 – Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные GW5-72.5/126/145 D(W)	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.раз.}$
$I_{раб.уг} = 44,28 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.уг} < I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 0,934 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 0,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 4 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$

Приступим к расчётам гибких токопроводов» [15].

5.1.2 Выбор гибких токопроводов на стороне 110 кВ

Сечение шин и токопроводов выбираются по:

- по плотности тока, выраженных в процентах:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}}, \quad (19)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток в нормальном режиме;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока;

$q_{\text{э}}$ – лучшее сечение провода.

- по длительно допустимому току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (20)$$

где I_{max} – ток в послеаварийном режиме;

$I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока.

- по термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (21)$$

где q_{min} – минимальное сечение;

B_k – термический импульс тока КЗ;

C – коэффициент, $C=90$ – для алюминия;

q – сечение проводника.

– по электродинамическому действию тока КЗ.

Когда начальная критическая напряженность электрического поля достигает своего максимума, возникает разряд, напоминающий корону:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (22)$$

где m – коэффициент, учитывающий неровности поверхности многопроволочного провода ($m = 0,82$);

r_0 – радиус, см.

Расчет напряженности электрического поля вблизи поверхности неразделенного провода можно найти в следующем выражении:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}}, \quad (23)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз,

$D_{cp} = 1,26 \cdot D$;

D – расстояние между фазами.

При определенных условиях провода не будут испытывать разряд в виде короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (24)$$

Теперь перейдем к выбору токопроводов на стороне 110 кВ.

Рабочий ток:

$$I_{норм} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (25)$$
$$I_{норм} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ A}.$$

Рассчитаем площадь поперечного сечения, учитывая экономический ток, с применением формулы (19):

$$q_{э} = \frac{31,63}{1,1} = 28,75 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод АС-50/8, допустимый ток до 210 А.

Проводим проверку с учетом допустимого по времени тока:

$$I_{раб,вт} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,28 \text{ A};$$
$$I_{утяж} \leq I_{доп}; \quad (26)$$

$44,28 \leq 210$ – условие верно.

Проверяем провода на схлестывание.

Рассчитываем мощность КЗ в РУ-110 кВ

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{КЗ} \cdot I_{КЗ}; \quad (27)$$
$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,41 = 81,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$S_{КЗ} = 81,67 \text{ МВ} \cdot \text{А} < 4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, значит про схлестывание не проверяем.

Вычисляем начальную критическую напряженность поля по (22):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,45}}\right) = 35,92 \text{ кВ/см.}$$

По формуле (23) найдём напряженность:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{378}{0,45}} = 12,89 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем выражение (24):

$$1,07 \cdot 12,89 = 13,79 \leq 0,9 \cdot 35,92 = 32,33.$$

Условие проверки выполнено, поэтому мы выбираем провод АС-50/8, способный выдерживать ток до 210 А.

5.1.3 Выбор сборных шин на стороне 110 кВ

Инерционный момент поперечного сечения шины:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{12}, \quad (28)$$

где b – толщина, см;

h – ширина, см.

Собственная частота колебаний сборных шин не должна находиться в диапазоне от 30 до 200 герц.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (29)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м;

J – момент инерции поперечного сечения шины, см²;

q – поперечное сечение, см².

Шины обладают механической прочностью при соблюдении данного условия:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (30)$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое механическое для алюминиевых шин 82,3 МПа;

$\sigma_{расч}$ – расчетное напряжение:

$$\sigma_{расч} = \frac{f_{max} \cdot l^2}{W \cdot 10}, \quad (31)$$

где l – пролет между изоляторами, м;

W – момент силы, действующей перпендикулярно оси шины, см.

$$f_{max} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (32)$$

Когда шины расположены поперек, момент сопротивления определяется следующим образом:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (33)$$

где b – толщина шины, см;

h – ширина шины, см» [7].

Для напряжения 110 кВ используют гибкие шины круглого сечения:

$$I_{раб.уг} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,28 \text{ А.}$$

«Выбираем провод АС с сечением 50 мм² и допустимым током 210 А. Проверяем по длительно допустимому току по условию (20): 44,28 ≤ 210 – условие выполняется» [23].

Мощность КЗ в 110 кВ:

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,41 = 81,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Так как $S_{КЗ} = 81,67 \text{ МВ} \cdot \text{А} < 4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, то проверка не делается.

Проводим проверку на возможность возникновения короны и определяем начальную критическую напряженность электрического поля согласно формуле (22).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,45}}\right) = 35,92 \text{ кВ/см}.$$

С использованием формулы (23) вычисляем напряженность электрического поля.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,08 \cdot \lg \frac{378}{0,45}} = 12,89 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем выражение (24):

$$1,07 \cdot 12,89 = 13,79 \leq 0,9 \cdot 35,92 = 32,33.$$

Условие проверки верно. Из этого следует, что мы можем использовать провод АС-50/8 с максимальным допустимым током 210 А.

5.2 Расчет и выбор оборудования на стороне 10кВ

5.2.1 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Проведем подбор выключателей для сети 10 кВ.

Максимальный рабочий ток вычисляется с помощью уравнения (18):

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 484,97 \text{ А.}$$

Ударный ток равен (8):

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 3,77 = 7,308 \text{ кА.}$$

Найдём термический импульс по (16):

$$B_k = 3,77^2 \cdot (1,026 + 0,05) = 15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

«Результаты расчетов для выбора выключателя отобразим в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Sion 3AE11	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.вк.}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.вк.}}$
$I_{\text{раб.ут}} = 484,97 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ут}} < I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{ПО}} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{откл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$

Продолжение таблицы 9

Расчетные данные	Каталожные данные Sion 3AE11	Условия выбора
Проверка на термическую стойкость		
$B_K = 15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 17,9 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T = 961,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < I_T^2 \cdot t_T$

Проанализированы данные» [13]. Для успешной установки требуется применять выключатель Sion 3AE11-12-16/800, предоставляемый компанией «Siemens AG».

Требуется выбрать секционный выключатель. Перед установкой необходимо определить максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 242,49 \text{ А.}$$

Результаты выбора секционного выключателя представлены в таблице 10. Анализ показал, что данный тип секционного выключателя наиболее эффективен в определенных условиях эксплуатации. «Выберем секционный выключатель.

Таблица 10 – Выбор секционного выключателя на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Sion 3AE11	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.вк.}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.вк.}}$
$I_{\text{раб.ут}} = 242,49 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ут}} < I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{ПО}} = 3,77 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{откл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$

Продолжение таблицы 10

Расчетные данные	Каталожные данные Sion 3AE11	Условия выбора
Проверка на термическую стойкость		
$B_K=15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T=17,9 \text{ кА}; \quad t_T=3 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T=961,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K < I_T^2 \cdot t_T$

Проанализированы данные» [13]. Для установки требуется использовать выключатель Sion 3AE11-12-16/800 от компании «Siemens AG» [13].

5.2.2 Выбор гибких токопроводов на стороне 10 кВ

Для расчет гибких проводников необходимо определить их количество и сечение [19]. Согласно уравнению (25) рабочий ток определяется:

$$I_{\text{норм}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ А.}$$

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 484,97 \text{ А.}$$

Вычисляем необходимое сечение, учитывая экономическую плотность тока согласно формуле (19):

$$q_{\text{э}} = \frac{346,41}{1,1} = 314,92 \text{ мм}^2.$$

На основе общего сечения пучка $q_{\text{э}}$ проводов производится выбор несущих проводов. Сечение выбранного несущего провода устанавливается равным:

$$F_{\text{нес}} = 0,15 \cdot q_{\text{э}} = 0,15 \cdot 314,92 = 47,24 \text{ мм}^2.$$

«Возьмём два несущих провода АС-50 с $I_{доп} = 210 \text{ А}$ » [6].

«Число и сечение токоведущих проводов выбирается по следующим условиям:

- по выражению « $F \cdot n + 2 \cdot F_{нес} = F_{эк}$ »;

- сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего или равное ему» [10].

Далее вычислим количество токоведущих проводов:

$$n = \frac{F_{эк} - 2 \cdot F_{нес}}{F}; \quad (34)$$
$$n = \frac{314,02 - 2 \cdot 50}{50} = 4,3$$

Возьмем четыре провода с сечением А-50.

Проверка по допустимому току:

$$I_{доп} = 210 \cdot 2 + 4 \cdot 210 = 1260 \text{ А};$$
$$I_{доп} = 1260 \text{ А} > I_{утяж} = 484,97 \text{ А}.$$

Находим термический импульс:

$$B_k = 3,77^2 \cdot (1,026 + 0,05) = 15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Наименьшее допустимое сечение с учетом условий термической устойчивости согласно (21):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{15,29 \cdot 10^3}}{90} = 43,4 \text{ мм}^2,$$

что меньше $F_{сум} = 300 \text{ мм}^2$.

$$F_{\text{сум}} = 50 \cdot 2 + 50 \cdot 4 = 300 \text{ мм}^2.$$

Проверка на корону не выполняется, потому что расчет ведётся на стороне 10 кВ» [8].

Для установки рекомендуется использовать $2 \times \text{АС-50} + 4 \times \text{А-50}$. Это окончательное решение.

5.2.3 Выбор сборных шин на стороне 10 кВ

«Предварительно примем шину прямоугольного сечения 50×5 мм с $I_{\text{доп}} = 665 \text{ А}$. Проверка по длительно допустимому току: $I_{\text{доп}} = 665 \text{ А} > I_{\text{утяж}} = 484,97 \text{ А}$.

Проверяем на термическую стойкость:

Находим термический импульс:

$$B_k = 3,77^2 \cdot (1,026 + 0,05) = 15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{15,29 \cdot 10^3}}{90} = 43,45 \text{ мм}^2,$$

что меньше $q_{\text{ст}} = 50 \times 5 = 250 \text{ мм}^2$.

Проверка на электродинамическую стойкость.

Момент инерции поперечного сечения шины по формуле (28):

$$J = \frac{0,5^3 \cdot 5}{5} = 0,125 \text{ см}^4.$$

Определяем частоту собственных колебаний сборных шин по формуле (29):

$$f_o = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,125}{0,5 \cdot 5}} = 3,84 \text{ Гц.}$$

Частота собственных колебаний сборных шин удовлетворяет требуемому условию, т.к. не попадает в промежуток от 30 до 200 Гц» [11].

Формула (32) применяется для вычисления распределения сил.

$$f_{\max} = 1,76 \cdot \frac{7,308^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 11,75 \text{ Н/м.}$$

Уравнение (33) используется для определения момента сопротивления:

$$W = \frac{0,5^2 \cdot 5}{6} = 0,21 \text{ см}^3.$$

Вычислим напряжение в материале шин согласно формуле (31):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{11,75 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,21} = 12,61 \text{ МПа.}$$

«Вычисленное расчетное напряжение для алюминиевых шин в материале (12,61 МПа) ниже допустимого значения (82,3 МПа), что свидетельствует о их механической прочности. Мы примем размеры алюминиевых шин равными 50×5 мм и допустимый ток 665 А, и занесем эти данные в таблицу 11.

Таблица 11 – Сводные данные по выбору токопроводов и сборных шин

Напряжение, кВ	Сборные шины, мм ²	Гибкие токопроводы, мм ²
110	АС – 50/8	АС – 50/8
10	50×5 мм (прямоугольные)	2×АС-50+4×А-50

Приступим к расчётам электрического освещения» [14].

5.3 Расчет электрического освещения подстанции

Выбор прожекторного освещения обусловлен преимуществами, такими как возможность освещения больших открытых площадей без установки опор и благоприятные условия освещения вертикальных поверхностей [6].

«Мощность прожекторов освещения рассчитывается как:

$$P_{уст} = t \cdot E_H \cdot K_3 \cdot A, \quad (35)$$

где $t = 0,13$ Вт/лм для ДНаТ [3];

E_H – норма освещенности, $E_H = 5$ лк [7];

K_3 – коэффициент запаса, $K_3 = 1,3$ [3];

$A = 2739$ м², – освещаемая площадь. » [6].

Путем использования формулы (35) мы сможем рассчитать мощность, которая установлена для прожекторного освещения, и получить соответствующий результат: $P_{уст} = 2314,46$ Вт;

«Для освещения выбираем шесть прожекторов ГО-330-400-001 с лампами LU-400 и с $\Phi = 45000$ лм, по два прожектора на матче.

Осевая сила света с лампой ДНаТ:

$$I_0 = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (36)$$

где Φ_1 – световой поток лампы Г-1000, $\Phi_1=18600$ лм;

Φ_2 – световой поток лампы LU-400, $\Phi_2=45000$ лм» [6].

По формуле (36):

$$I_o = \frac{100 \cdot 18600}{45000} = 41,33 \text{ ккд.}$$

«Минимальная высота установки прожектора:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{I_o}{300}}; \quad (37)$$

Минимальную высоту установки прожектора определим по формуле (37):

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{41330}{300}} = 8,72 \text{ м.}$$

Принимаем высоту $h = 9$ м.

Угол наклона в вертикальной плоскости:

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4\beta_{\text{вм}}) \operatorname{tg}(2\beta_{\text{гм}}) \cdot E_n \cdot K_3 \cdot h^2}{2 \cdot \Phi_l \cdot \eta}}; \quad (38)$$

где $\beta_{\text{вм}}, \beta_{\text{гм}}$ – половинные максимальные углы рассеивания в вертикальной плоскости и горизонтальной плоскости [20];

Φ_l – поток лампы;

η – КПД прожектора» [5].

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4.13) \operatorname{tg}(2.15)}{2 \cdot 45000 \cdot 0,7} \cdot 5 \cdot 1,312^2} = 10,1^\circ.$$

Для изучения распределения света от прожектора используется специальное математическое выражение:

$$I_\beta = I_0 \cdot \left[\frac{1 + \cos n \cdot \beta}{2} \right]^M, \quad (39)$$

где M, n – специальные коэффициенты.

«Освещение в любой точке:

$$E = \frac{I_\beta \cdot \sin^3(\Theta + \beta)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (40)$$

где β – угол рассеивания.

Определим угол рассеивания по формуле:

$$\beta = \arctg h/l - \Theta \quad (41)$$

Освещенность ближайшей к прожектору точки E_δ по (40):

$$E_\delta = \frac{41330 \cdot \left(\frac{1 + \cos 13 \cdot 11,7}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1 + 11,7)}{1,312^2} \cdot 2 = 0,96 \text{ лк},$$

где $\beta = \arctg \frac{12}{30} - 10,1 = 11,7^\circ$.

Освещенность дальней к прожектору точки E_δ по (40):

$$E_{\delta} = \frac{41330 \cdot \left(\frac{1 + \cos 13,57}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(8,53)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 1,4 \text{ лк},$$

где $\beta = 10,1 - \arctg \frac{12}{(30+50)} = 1,57^{\circ}$.

Освещенность середины E_c :

$$E_{c1} = \frac{41330 \cdot \left(\frac{1 + \cos 13,5,9}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1+5,9)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 5,39 \text{ лк}.$$

Сечение проводов для освещения выбираем по допустимому току:

$$I = \frac{P_{\text{освнар}}}{U_{\phi}} \quad (42)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, равное 220 В» [5].

Используя уравнение (42) получили $I = 10,91 \text{ А}$.

Теперь необходимо взять кабель марки АВВГ(5×2,5) с $I_{\text{доп}} = 29 \text{ А}$.

«При выборе устройств защиты для наружного освещения мы пользуемся данными справочника» [5]. Мы определяем номинальные токи автоматического выключателя и его расцепителя.

$$\begin{aligned} I_{н.а.} &\geq I_p; \\ I_{н.р.} &\geq I_p. \end{aligned} \quad (43)$$

«Ток срабатывания отсечки $I_{\text{ср.э}}$ проверяем по условию:

$$I_{\text{ср.э}} \geq \alpha \cdot I_{\text{ро}}, \quad (44)$$

где α – отношение тока срабатывания аппарата защиты к расчетному току осветительной линии» [16].

«Выбор автоматических выключателей по (43):

$$I_{на} \geq 10,91 \text{ А};$$

$$I_{нр} \geq 10,91 \text{ А}.$$

Принимаем ВА51, $I_{на} = 25 \text{ А}$, $I_{нр} = 16 \text{ А}$, $I_{ср.э} = 3 \cdot 16 = 48 \text{ А}$, согласно» [5].

По условию (44):

$$I_{ср.э} = 48 \geq 1,4 \cdot 10,91 = 12,73 \text{ А}.$$

Окончательное решение - выбрать автоматический выключатель ВА51 из источника [5].

5.4 Расчет системы собственных нужд подстанции

Подстанции для СН имеют невысокую мощность и получают питание от 380/220 В сети, через понижающие трансформаторы. На 35-750 кВ подстанциях устанавливаются два ТСН [24]. Трансформаторы СН на подстанциях 110 кВ подключаются к выводам главных трансформаторов через предохранители, при использовании переменного и выпрямленного оперативного тока [21].

Вносим потребителей сети низкого напряжения в таблицу и представляем расчет нагрузки для выбора трансформатора силового напряжения в виде таблицы 12. «Результаты:

Таблица 12 – Потребители собственных нужд подстанции

Тип потребителя	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	$P_{уст}$, кВт	Кол-во		P , кВт	Q , квар
Подогрев выключателей ОРУ – 110 кВ	2,0	3	1	6,0	-
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	1,0	25	1	25,0	-
Подогрев приводов разъединителей	0,5	8	1	4,0	-
Подогрев релейного шкафа	1,0	3	1	3,0	-
Подогрев релейного шкафа к ТСН	1,0	1	1	1,0	-
Отопление, освещение, вентиляция:					
ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ	30,0	1	1	30,0	-
Освещение:					
ОРУ 110 кВ	12,0	1	1	12,0	-
ШОТ	15,0	2	1	30,0	-
Итого				111,0	-

Произведён анализ данных» [21]. Теперь можно рассчитать мощность ТСН:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (45)$$

$$S_{уст} = \sqrt{111^2} = 111 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для вычисления мощности, потребляемой подстанцией для собственных нужд потребителей, используется данное уравнение:

$$S_{расч} = K_c \cdot S_{уст}, \quad (46)$$

где K_c – фактор спроса, который связывает расчетную нагрузку с номинальной мощностью, принимаем $K_c = 0,8$ » [15].

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 111 = 88,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Рассчитываем номинальную мощность трансформатора с учетом допустимой перегрузки в 1,4 раза. Это в случае проведения ремонтных работ и аварии трансформаторов согласно формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_{ав}}; \quad (47)$$

$$S_T = \frac{88,8}{1,4} = 63,43 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Приняли два трансформатора 100 кВ·А типа ТМГ-100/10» [6].

5.5 Выбор измерительных трансформаторов

На подстанциях осуществляется мониторинг оборудования с использованием систем контроля, испытания и измерения (КИП). В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) приборы требуют определенного уровня точности.

Класс точности должен быть не меньше 3 для стационарных счетчиков и не ниже 4 для амперметров на подстанциях и распределительных устройствах [25].

В таблице 13 приведен список устанавливаемых приборов.

Таблица 13 – Контрольно-измерительные приборы на подстанции

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор	ВН	Амперметр, ваттметр, электронный счетчик
	НН	
Линия 110 кВ	–	Амперметр, электронный счетчик

Продолжение таблицы 13

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Сборные шины 110 кВ	На каждой секции или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения
Линии 10 кВ к потребителям	–	Амперметр, электронный счетчик
Сборные шины 10 кВ	На каждой секции шин или системе шин	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения
Секционный выключатель	Секционный выключатель	Амперметр

Приступим к выбору трансформаторов тока.

5.5.1 Выбор трансформаторов тока

Устанавливаем трансформаторов тока (ТТ) по условиям:

- по напряжению:

$$U_{уст} < U_{ном}; \quad (48)$$

- по току:

$$I_{раб. макс} < I_{ном} \quad (49)$$

- по стойкости:

$$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (50)$$

где $k_{эд}$ – кратность динамической устойчивости;

$I_{ном}$ – номинальный ток ТТ, А.

Электродинамическая надежность шинных ТТ зависит от устойчивости шин РУ, поэтому «их не подвергают проверке:

– по термической стойкости:

$$B_K \leq (k_T \cdot I_{1НОМ})^2 \cdot t_T, \quad (51)$$

где k_T – кратность термической стойкости (справочные данные);

t_T – допустимое время протекания тока термической стойкости, с;

B_K – расчетный импульс квадратичного тока к.з. (тепловой импульс);

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 < Z_{2НОМ}, \quad (52)$$

где $Z_{2НОМ}$ – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом;

Z_2 – вторичная нагрузка ТТ, Ом» [22].

«Индуктивное сопротивление токовых вторичных цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_K, \quad (53)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов, Ом,

$I_{2НОМ}$ – номинальный вторичный ток ТТ, А;

$S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами, В·А;

$r_{пров}$ – сопротивление измерительных проводов (зависит от длины и сечения соединительных проводов), Ом;

r_K – переходное сопротивление контактов ($r_K = 0,05$ Ом при 3 приборах и $r_K = 0,1$ Ом при большем числе приборов)» [18].

Вычисли сопротивление из уравнения (53):

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_K. \quad (54)$$

Имея $r_{\text{пр}}$, определяем сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (55)$$

где ρ – удельное сопротивление ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ для медных жил, а

$$\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \text{ для алюминиевых);}$$

$l_{\text{РАСЧ}}$ – длина, м.» [5].

В процессе строительства мощных электростанций и подстанций, где используются генераторы мощностью свыше 100 МВт и напряжение 220 кВ и выше, придают большое значение выбору проводов. Там применяют медные провода. Они гарантируют надежность системы электроснабжения.

Для алюминиевых проводов сечение не должно быть меньше 4 мм², а для медных - не менее 2,5 мм². Это нужно для обеспечения оптимальной проводимости электрического тока.

Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ требует особой осторожности и внимания. Это важно в защите системы электропитания.

Вся информация, связанная с выбором проводов и трансформаторов тока, можно найти в таблице 14. В ней представлены подробные технические характеристики и рекомендации для электростанций и подстанций данного уровня. «Приведем данные:

Таблица 14 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН силового трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ110Б-I	Условия выбора
$U_{\text{ном.уст}}=110$ кВ	$U_{\text{ном.}}=110$ кВ	$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.}}$
$I_{\text{раб.ут}}=44,28$ А	$I_{\text{ном.тт}}=100$ А	$I_{\text{раб.ут}} < I_{\text{ном.тт}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}}=0,934$ кА	$I_{\text{дин}}=20$ кА	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\text{к}}=0,18$ кА ² ·с	$I_{\text{т}}=4$ кА; $t_{\text{т}}=3$ с; $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}=48$ кА ² ·с	$B_{\text{к}} < I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{\text{приб}}=0,26$	$Z_{2\text{ном}}=1,2$	$r_{\text{приб}} \leq Z_{2\text{ном}}$

Для определения максимальной нагрузки при проверке технических требований на вторичную нагрузку используется каталог. Данные по выбору занесём в таблицу 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях ВН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5,0	-	5,0
Итого:		6,5	0,5	6,5

Теперь приступим к расчётам» [14]. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Значение $Z_{2\text{ном}}$ равно 1,2 Ом, а сопротивление контактов составляет $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом.» [11].

Для определения сопротивления провода применяется формула (54) следующим образом:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом.}$$

Производим выбор медных проводов и вычисляем их сечение согласно формуле (55):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,84} = 2,08 \text{ мм}^2.$$

«Принимается контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм² по условию механической прочности» [11].

Контрольный кабель КВВГнг-LS соответствует требованиям пожарной безопасности, так как имеет низкую горючесть и не выделяет токсичных газов при горении.

Также он обладает высокой механической прочностью, что обеспечивает надежное соединение трансформаторов тока с приборами. Сечение медных жил кабеля 2,5 мм² позволяет передавать достаточно большой ток для работы приборов.

Благодаря своей конструкции кабель обладает устойчивостью к воздействию воды, а также к проникновению электромагнитных помех.

Начнем процесс выбора трансформаторов тока для стороны 10 кВ.

«Результаты выбора ТТ будут представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор трансформаторов тока на стороне НН трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.уст} \leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут} = 484,97 \text{ А}$	$I_{ном.тт} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} < I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 31,5 \text{ кА}; t_T = 1 \text{ с};$ $I_T^2 \cdot t_T = 922,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{приб} = 0,26$	$Z_{2ном} = 0,4$	$r_{приб} \leq Z_{2ном}$

Проверяя трансформатор тока по вторичной нагрузке используют схему включения и каталожные данные приборов. Вначале определяется нагрузка по фазам для наиболее загруженного (Таблица 17) ТТ.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5	-	5
Итого:		6,5	0,5	6,5

Приступаем к расчётам» [6]. Определяем сопротивление:

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Допустим, что сопротивление контактов составляет 0,1 Ом, после чего вычислим сопротивление проводов в соответствии с формулой (54):

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Мы определяем площадь поперечного сечения проводов, используя формулу (55):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,04} = 2,63 \text{ мм}^2.$$

Для подключения трансформаторов тока к приборам используется негорючий, бездымный контрольный кабель КВВГнг-LS с медными жилами сечением 4,0 мм², учитывая механическую прочность. Выбор трансформаторов тока для стороны 10 кВ будет выполнен с использованием секционного выключателя.

«Подробные результаты выбора трансформаторов тока будут представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока 10 кВ на секционном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные ГОЛ-10	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.}}$
$I_{\text{раб.ут}} = 242,49 \text{ А}$	$I_{\text{ном.тг}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном.тг}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 7,308 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\text{к}} = 15,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}} = 31,5 \text{ кА}; t_{\text{т}} = 1 \text{ с};$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 922,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{\text{приб}} = 0,02$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4$	$r_{\text{приб}} \leq Z_{2\text{ном}}$

Для оценки ТТ определяем максимальную рабочую нагрузку согласно данным из справочника (см. Таблицу 19).

Таблица 19 – Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ на секционном выключателе

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Итого:		0,5	0,5	0,5

Продолжим вычисления» [15]. Вычислим сопротивление:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Примем сопротивление контактов как $r_k = 0,05$ Ом (поскольку подключается только три прибора), затем найдем сопротивление проводов согласно формуле (54):

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем сечение по формуле (55):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,33} = 0,32 \text{ мм}^2.$$

В процессе связи измерительных приборов с трансформаторами тока, особую важность приобретает выбор правильного кабеля. В данном случае, для обеспечения безопасности и соответствия требованиям к механической надежности, был выбран кабель КВВГнг-LS.

Этот кабель отличается негорючими свойствами и не выделяет дым при возникновении пожара. Такой выбор гарантирует безопасность и надежность в работе системы.

Кабель КВВГнг-LS оснащен медными жилами с сечением 2,5 мм², что обеспечивает оптимальную проводимость электрического тока и достаточную мощность для передачи измерительных сигналов.

В итоге, выбор негорючего и не выделяющего дым кабеля КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм², основан на требованиях к механической надежности и безопасности системы связи измерительных приборов с трансформаторами тока.

5.5.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по определённым критериям, а именно:

- по напряжению:

$$U_{уст} < U_{1ном}, \quad (56)$$

где $U_{1ном}$ – номинальное напряжение ТН, кВ;

- по вторичной нагрузке %:

$$S_{п/ст} < S_{2ном}, \quad (57)$$

где $S_{п/ст}$ – мощность, потребляемая всей внешней вторичной нагрузкой, подключенной к трансформатору напряжения с учетом реактивной мощности, измеряется в вольт-амперах (В·А);

$S_{2ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности должна учитывать суммарную мощность всех трехфазных трансформаторов, соединенных по схеме «звезда»;

- по классу точности;
- по конструкции.

Для упрощения нагрузка не разбивается на фазы.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{ПРИБ}} \cdot \cos\varphi_{\text{ПРИБ}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{ПРИБ}} \cdot \sin\varphi_{\text{ПРИБ}}\right)^2}, \text{ В}\cdot\text{А} \quad (58)$$

«Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения.

$$U_{\text{ном}\%} = \frac{I_{\text{расч}} \cdot R_{\text{пров}} \cdot 100}{U_{\text{ном2}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (59)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток, А.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{н/см}}}{U_{\text{ном2}}}, \text{ А} \quad (60)$$

где $R_{\text{пров}}$ – сопротивление проводов, Ом.

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{L}{S}, \text{ Ом} \quad (61)$$

где L – длина соединительных проводов, м;

S – сечение выбранного провода, мм²» [4].

Для выбора трансформатора напряжения на стороне 110 кВ, мы приняли решение оставить трансформатор типа НКФ-110-57У1 с номинальной мощностью $S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$ и классом точности 0,5. Этот трансформатор полностью соответствует требованиям и характеристикам.

Для соединения этого трансформатора с измерительными приборами, мы выбрали кабель КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм², который обладает высокой механической прочностью. Такой выбор обеспечивает надежное соединение и безопасность работы системы.

Кроме того, мы также занимаемся подбором трансформатора для измерения напряжения на уровне 10 кВ. Все необходимые данные и характеристики по этому трансформатору будут внесены в таблицу под

номером 20, чтобы обеспечить полную информацию для принятия правильного решения.

Таким образом, наш выбор трансформатора и проводов основан на точном соответствии требованиям, а инженерные решения будут предоставлены в таблице 20 для удобной и полной оценки. «Результаты:

Таблица 20 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S , В·А
Вольтметр	N15Z	0,5	1	3	1,5
Ваттметр	PS194P	0,5	3	1	1,5
Варметр	PS194Q	0,5	3	1	1,5
Электронный счетчик энергии	EA05RAL	1,0	3	12	36,0
Итого					40,5

Вычисление мощности подстанции с учетом автоматики защиты:

$$S_{П/СТ} = 40,5 + 50 = 90,5 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Мы определяем выбор трансформатора типа НАМИТ-10-95УХЛ2 с номинальной мощностью $S_{2\text{НОМ}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}$ и классом точности 0,5 [9]. Результаты будут представлены в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НАМИТ-10-95УХЛ2	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{2\Sigma} = 90,5 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} = 12 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}}$

Произведем расчет потери напряжения в кабелях соединения» [7].

Мы определим расчетный ток согласно формуле (60).

$$I_{\phi} = \frac{90,5}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,52 \text{ A.}$$

Вычисляем сопротивление провода по выражению (61):

$$R_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем потерю напряжения по формуле (59):

$$U_{\text{пот}\%} = \frac{0,52 \cdot 0,042 \cdot 100}{57,7} = 0,04 \leq 0,5\%.$$

Для подключения приборов к трансформаторам напряжения используется контрольный кабель. Для этой цели выбирается негорючий и бездымный кабель КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм². Медные жилы сечением 2,5 мм² обеспечивают достаточную электрическую проводимость для передачи энергии от трансформатора к приборам.

При выборе кабеля учитывается его механическая прочность.

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты линий от перенапряжений выполняем замену вентилярных разрядников РВС-110 на стороне 110 кВ, РВ-10 на стороне 10 кВ на новые ОПН фирмы АВВ, зарекомендовавшие себя надежной работой. В цепях 110 кВ выбираем ОПН серии EXLIM-R. Данные по выбору занесём в таблицу 22.

Таблица 22 – Установка ОПН на подстанции

Место установки ОПН	Модель ОПН	Количество	Напряжение ОПН
Нейтраль трансформатора	EXLIM-R	2	58 кВ
Трансформатор ВН	EXLIM-R	6	120 кВ
Трансформатор НН	POLIM-D	6	11 кВ
Трансформатор напряжения 10 кВ	POLIM-D	6	11 кВ

Вывод по разделу: Был осуществлен подбор оборудования для коммутации, измерения и электропитания подстанции. Мы установили современное оборудование, которое было протестировано на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания.

Представлен расчет по выбору трансформаторов собственных нужд, в результате которого к установке приняты два трансформатора марки ТМГ мощностью 100 кВ·А. Произведен расчет наружного освещения подстанции. Согласно правилам и нормам освещения был выбран уровень освещённости территории подстанции. Для освещения внешних пространств применили прожекторы модели ГО-330-400-001, оснащенные натриевыми лампами LU-400. Также избрали подходящие провода для питания этих систем и установили необходимое защитное оборудование.

6 Разработка энергосберегающих мероприятий

6.1 Выбор осветительного оборудования для наружного освещения

Выбираем прожекторное освещение, так как оно обладает рядом преимуществ: возможность освещения больших площадей без установки опор и прокладки сетей, улучшенные условия освещения вертикальных поверхностей и меньшее число мест, требующих обслуживания. Недостатками являются требования квалифицированного ухода и большее слепящее действие. Решающим моментом является невозможность установки опор и экономические соображения, определяющие высоту установки.

«Установленную мощность прожекторного освещения:

$$P_{уст} = m \cdot E_H \cdot K_3 \cdot A, \quad (62)$$

где $m=0,13$ Вт/лм для ДНаТ [3];

E_H – норма освещенности, $E_H = 5$ лк [7];

K_3 – коэффициент запаса, $K_3 = 1,3$ [3];

$A=2739$ м², – освещаемая площадь» [6].

Мы использовали формулу (62) для расчета установленной мощности прожекторного освещения и получили результат: $P_{уст} = 2314,46$ Вт;

«Для освещения выбираем шесть прожекторов ГО-330-400-001 с лампами LU-400 и с $\Phi = 45000$ лм, по два прожектора на матче.

Осевая сила света с лампой ДнаТ:

$$I_0 = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (63)$$

где Φ_1 – световой поток лампы Г-1000, $\Phi_1 = 18600$ лм;

Φ_2 – световой поток лампы LU-400, $\Phi_2 = 45000$ лм» [6].

По формуле (63):

$$I_o = \frac{100 \cdot 18600}{45000} = 41,33 \text{ ккд.}$$

«Минимальная высота установки прожектора:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{I_o}{300}}; \quad (64)$$

По формуле (64) минимальную высоту установки прожектора определим и получили $H_{\min} = 8,72 \text{ м.}$

Принимаем высоту $h = 9 \text{ м.}$

Угол наклона в вертикальной плоскости:

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4\beta_{\text{вм}}) \operatorname{tg}(2\beta_{\text{гм}}) \cdot E_n \cdot K_3 \cdot h^2}{2 \cdot \Phi_l \cdot \eta}}; \quad (65)$$

где $\beta_{\text{вм}}, \beta_{\text{гм}}$ – половинные максимальные углы рассеивания в вертикальной плоскости и горизонтальной плоскости;

Φ_l – поток лампы;

η – КПД прожектора» [9].

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4 \cdot 13) \operatorname{tg}(2 \cdot 15)}{2 \cdot 45000 \cdot 0,7}} \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 12^2 = 10,1^\circ.$$

«Светораспределение прожектора моделируется формулой:

$$I_\beta = I_o \cdot \left[\frac{1 + \cos n \cdot \beta}{2} \right]^M, \quad (66)$$

где M, n – справочные коэффициенты» [5].

«Освещение в любой точке:

$$E = \frac{I_{\beta} \cdot \sin^3(\Theta + \beta)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (67)$$

где β – угол рассеивания» [5].

Вычислим угол рассеивания, используя следующую формулу:

$$\beta = \arctg h/l - \Theta \quad (68)$$

Освещенность ближайшей к прожектору точки E_{σ} по (67):

$$E_{\sigma} = \frac{41330 \cdot \left(\frac{1 + \cos 131,7}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1 + 11,7)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 0,96 \text{ лк},$$

$$\text{где } \beta = \arctg \frac{12}{30} - 10,1 = 11,7^\circ.$$

Освещенность в дальней точке от прожектора будет определена согласно формуле (67):

$$E_{\delta} = \frac{41330 \cdot \left(\frac{1 + \cos 131,57}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(8,53)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 1,4 \text{ лк},$$

$$\text{где } \beta = 10,1 - \arctg \frac{12}{(30+50)} = 1,57^\circ.$$

Освещенность середины E_c :

$$E_{c1} = \frac{41330 \cdot \left(\frac{1 + \cos 135,9}{2} \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1 + 5,9)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 5,39 \text{ лк}.$$

При определении сечения проводов для осветительной сети важно учесть допустимый ток:

$$I = \frac{P_{\text{освнар}}}{U_{\phi}} \quad (69)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, равное 220 В».

По выражению (69) получили $I = 10,91 \text{ A}$.

«Выбираем кабель марки АВВГ(5×2,5) с $I_{\text{дон}} = 29 \text{ A}$ » [4].

Определяем номинальные токи автоматического выключателя и его расцепителя.

$$\begin{aligned} I_{н.а.} &\geq I_p; \\ I_{н.р.} &\geq I_p, \end{aligned} \quad (70)$$

«Ток срабатывания отсечки $I_{\text{ср.э}}$ проверяем по условию:

$$I_{\text{ср.э}} \geq \alpha \cdot I_{\text{ро}}, \quad (71)$$

где α – отношение тока срабатывания аппарата защиты к расчетному току осветительной линии» [7].

«По формуле (70) выбрали автоматические выключатели $I_{на} \geq 10,91 \text{ A}$; $I_{нр} \geq 10,91 \text{ A}$.

Принимаем ВА51, $I_{на} = 25 \text{ A}$, $I_{нр} = 16 \text{ A}$, $I_{\text{ср.э}} = 3 \cdot 16 = 48 \text{ A}$ » [5].

По условию (44):

$$I_{\text{ср.э}} = 48 \geq 1,4 \cdot 10,91 = 12,73 \text{ A}.$$

В общем берём выключатель ВА51 [5].

6.2 Экономический расчёт ТЭР

«Произведем расчет эффективности замены двадцати штук ДРЛ-250 на шесть прожекторов типа ГО-330-400-001 с лампами LU-400 в ОРУ.

Если у нас есть двадцать старых ДРЛ, то мощность освещения будет равна:

$$\sum P_O = n \cdot K_C \cdot K_{ПРА} \cdot P_{ДРЛ}, \quad (72)$$

где K_C – коэффициент спроса;

$K_{ПРА}$ – коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре;

По выражению (72) рассчитали $\sum P_O = 8910 \text{ Вт}$.

Вычисляем объем потребления электроэнергии лампами ДРЛ за год.

$$W_D = \sum P_O \cdot T_D, \quad (73)$$

где T_D – общее количество времени, в течение которого использовались лампы ДРЛ в течение года по предыдущей схеме» [6].

По уравнению (73) вычислили $W_D = 40095 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

Вычисляем освещенность, создаваемую прожекторами:

$$\begin{aligned} \sum P_{ПР} &= n \cdot K_C \cdot K_{ПРА} \cdot P_{ПР}, \\ \sum P_{ПР} &= 6 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 400 = 2376 \text{ Вт}. \end{aligned}$$

Вычисляем объем потребления электроэнергии прожекторами за год:

$$W_{ПР} = \sum P_{ПР} \cdot T_{ПР},$$

где $T_{\text{ПР}}$ – общее количество времени, в течение которого прожекторы с автоматическим управлением использовались для освещения подстанции за год.

$$W_{\text{ПР}}=2,376\cdot 3500=8316 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Вычисляем количество электроэнергии, которое было сэкономлено за год:

$$\Delta W=W_{\text{Д}}-W_{\text{ПР}}; \quad (74)$$

$$\Delta W=40095-8316=31779 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Вывод по разделу: произведено техническое обеспечение осветительного оборудования для наружного освещения подстанции, а также проведен расчет по экономии электроэнергии за год. В качестве источника света были выбраны прожектора типа ГО-330-400-001, оснащенные натриевыми лампами LU-400, а питание осуществляется кабелями марки АВВГ - 5×2,5. Для запитывания сети освещения использовался щит собственных нужд 0,4 кВ переменного тока. Это позволило достигнуть оптимального уровня энергоэффективности и экономии ресурсов в течение года.

7 Релейная защита и автоматика

Устройства релейной защиты и автоматики обеспечивают защиту электроснабжения от повреждений и аварий, сохраняя надёжность и защиту электрооборудования. Для гарантии селективности, быстродействия и чувствительности, устройства релейной защиты должны соответствовать определённым требованиям.

7.1 Выбор типов защит и их аппаратное обеспечение

Релейная защита линий 6, 10 и 35 кВ имеет три ступени. На коротких линиях можно использовать две ступени или только максимальную токовую защиту (МТЗ). МТЗ обеспечивает защиту линии в случае отказа защиты или выключателя. «Токовая отсечка без выдержки времени ускоряет отключение близких коротких замыканий:

$$I_{C3.TO} = K_H \cdot I_{K.MAX}^{(3)}, \quad (75)$$

где K_H – коэффициент надёжности, принимаемый для цифровых реле 1,1÷1,2» [4].

«Чувствительность отсечки проверяется при токах КЗ в начале защищаемой линии, соответственно:

$$K_{Ч.TO} = \frac{I_{K.MIN}^{(3)}}{I_{C3.TO}}. \quad (76)$$

При этом коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию $K_{Ч} \geq 1,2$ » [4].

На длинных линиях используют две токовые отсечки: без выдержки времени ($t_{C31} \approx 0,1$ с) и с выдержкой времени ($t_{C32} \approx 0,3-0,4$ с). Выбор тока срабатывания t_{C32} зависит от отстройки от тока срабатывания предыдущей отсечки:

$$I_{C3.TO} = K_H \cdot I_{C3.TO.ПРЕД}, \quad (77)$$

где K_H – для обеспечения токовой селективности устанавливается коэффициент надежности на уровне 1,1 для цифровых реле.

При возникновении короткого замыкания на конечной точке системы, устройство демонстрирует свою реакцию с определенной задержкой во времени, учитывая свою чувствительность:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{I_{C3}} \geq 1,2. \quad (78)$$

«Для выбора тока срабатывания МТЗ используются три условия:

- защита не должна срабатывать при сверхтоках после перегрузок;
- чувствительность защит должна быть согласована между последующим и предыдущим элементами;
- защита обеспечивает достаточную чувствительность при КЗ в конце защищаемого элемента и в каждого из предыдущих элементов» [4].

«По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{C3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{C3П} \cdot I_{РАБ.МАХ}, \quad (79)$$

где I_{C3} – первичный ток срабатывания МТЗ, А;

K_H – коэффициент надёжности несрабатывания защиты, для цифровых реле $K_H = 1,1 - 1,2$;

K_B – коэффициент возврата максимальных реле тока, $K_B = 0,96$;

$K_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{РАБ.МАХ}$ за счёт одновременного пуска электродвигателей;

$I_{РАБ.МАХ}$ – максимальный рабочий ток, А» [4].

«При расчете тока срабатывания МТЗ по первому условию коэффициент самозапуска нагрузки принимается произвольно в диапазоне значений от 1,8 до 2,5 для производственных потребителей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента определяется с учетом его допустимой перегрузки» [16].

«По условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению:

$$I_{СЗ.ПОСЛ} \geq K_{НС} \cdot (I_{СЗ.ПРЕД} + \sum I'_{РАБ.МАХ}), \quad (80)$$

где $K_{НС}$ – коэффициент надёжности согласования, для реле $K_{НС} = 1,1$;

$I_{СЗ.ПРЕД}$ – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов, с которыми производится согласование;

$\sum I'_{РАБ.МАХ}$ – арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование» [18].

«Определение коэффициентов чувствительности защиты производят по формулам:

$$K_{ЧО} = \frac{I_{К2.МІN}}{I_{СЗ}}, \quad (81)$$

$$K_{чр} = \frac{I_{K1.MIN}}{I_{C3}}, \quad (82)$$

где $K_{чО}$, $K_{чр}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;

$I_{K1.MIN}$, $I_{K2.MIN}$ – минимальные (обычно двухфазные) токи коротких замыканий» [13].

Требуется, чтобы выполнялись условия: $K_{чО} \geq 1,5$; $K_{чр} \geq 1,2$.

Для защиты трансформаторов используют токовую отсечку, дифференциальную защиту и газовую защиту. МТЗ - резервная защита для трансформатора при внешних КЗ.

7.2 Расчет уставок защит от шин потребителя до ввода

Расчет всех необходимых токов короткого замыкания выполнен в разделе 4 выпускной квалификационной работы. Расчеты проведем для линии к потребителю, секционного и вводного выключателей.

Найдем значение тока, при котором сработает токовая отсечка для линии к потребителю, используя условие (75).

$$I_{C3.ТО} \geq 1,2 \cdot 2425 = 2910 \text{ A.}$$

Примем ток срабатывания защиты $I_{C3.ТО}$ равным 2910 А.

Затем найдем коэффициент чувствительности защиты токовой отсечки, используя формулу (76).

$$K_{ч.ТО} = \frac{0,87 \cdot 1997}{2910} = 0,6 < 1,2,$$

что не соответствует требованиям, токовую отсечку не устанавливаем.

Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ по выражению (79):

$$I_{C3} \geq \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 38,35 = 105,46 \text{ A.}$$

Принимаем ток срабатывания защиты $I_{C3} = 105,46 \text{ A}$.

Определим коэффициент чувствительности МТЗ по формуле (81):

$$K_{\text{ЧО}} = \frac{0,87 \cdot 2242,55}{105,46} = 18,5 > 1,5,$$

что соответствует требованиям ПУЭ [3].

«Расчет уставок МТЗ секционного выключателя Q_c :

- по условию отстройки от тока самозапуска:

$$I_{\text{с.з.св}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{г}}} \cdot K_{\text{с.з.н}} \cdot I_{\text{max секц.}}$$

где принимаем $K_{\text{с.з.н}} = 2,2$.

$$I_{\text{с.з.св}} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 45,87 = 126,14 \text{ A.}$$

- по условию согласования с защитой отходящей линии:

$$I_{\text{с.з.св}} = K_{\text{н.с}} \cdot (I_{\text{с.з.н}} + I_{\text{max секц.}});$$

$$I_{\text{с.з.св}} = 1,1 \cdot (20,7 + 126,14) = 161,52 \text{ A.}$$

Принимаем ток срабатывания равным 161,52 А.» [13].

Для проверки чувствительности защиты необходимо учитывать минимальный ток двухфазного короткого замыкания:

- в основной зоне:

$$K_{\text{ЧО}} = \frac{I_{K3.MIN}^{(2)}}{I_{C3.CB}};$$

$$K_{\text{ЧО}} = \frac{0,87 \cdot 1997}{161,52} = 10,7 > 1,5.$$

- в зоне резервирования:

$$K_{\text{ЧР}} = \frac{I_{K1.MIN}^{(2)}}{I_{C3.CB}};$$

$$K_{\text{ЧР}} = \frac{0,87 \cdot 1000}{161,52} = 5,38 > 1,2.$$

Настройка защиты от времени для МТЗ:

$$t_{c.з.сб} = t_{c.з.н} + \Delta t;$$

$$t_{c.з.сб} = 0,1 + 0,2 = 0,3 \text{ с.}$$

Расчет уставок МТЗ ввода 10 кВ 1-СШ.

АВР успешно суммирует токи нагрузки секции и самозапуска через выключатель и трансформатор. Отстройка от тока самозапуска включена:

$$I_{c.з.в} = \frac{K_{н}}{K_{в}} \cdot (K_{c.з.п} \cdot I_{\max \text{ св}} + I_{\max \text{ св}});$$

$$I_{c.з.в} = \frac{1,2}{0,96} \cdot (2,2 \cdot 126,14 + 126,14) = 504,56 \text{ А.}$$

С учетом требований с защитой секционного выключателя:

$$I_{c.з.в} = K_{н.с} \cdot (I_{c.з.св} + I_{\max \text{ секц.}});$$

$$I_{c.з.в} = 1,1 \cdot (161,52 + 126,14) = 316,43 \text{ А.}$$

Мы фиксируем ток срабатывания на уровне $I_{C3} = 504,56 \text{ А}$.

Чувствительность защиты в основной зоне:

$$K_{ЧО} = \frac{I_{K3.MIN}^{(2)}}{I_{C3.CB}};$$

$$K_{ЧО} = \frac{0,87 \cdot 1997}{504,56} = 3,44 > 1,5.$$

Чувствительность защиты в зоне резервирования:

$$K_{ЧР} = \frac{I_{K2.MIN}^{(2)}}{I_{C3.CB}};$$

$$K_{ЧР} = \frac{0,87 \cdot 1000}{504,56} = 1,72 > 1,2.$$

Параметр временной уставки защиты:

$$t_{c.з.в} = 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с.}$$

7.3 Расчет уставок ДЗТ

«Рассмотрим процесс расчета уставок дифференциальной защиты трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА и напряжением 110/10 кВ» [18].

Соответствующая схема изображена на рисунке 4.

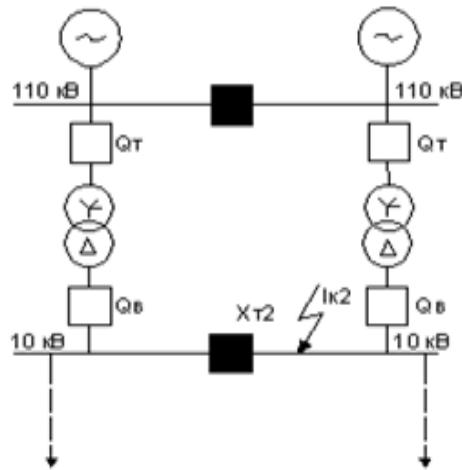


Рисунок 4 – Расчетная схема для выбора уставок ДЗТ

«Номинальные токи трансформатора при среднем положении РПН:

$$I_{ном.вн} = 50,204 \text{ А}; I_{ном.нн} = 549,857 \text{ А}; \Delta U_{рпн} = \pm 16\% \text{.} \text{» [13].}$$

Токи номинальные для трансформаторов ТТ следующие: для стороны высокого напряжения - 100/5; для стороны низкого напряжения - 600/5. Если принять $I_{ср.мин} = 0,3 \cdot I_{ном}$, то получим:

$$I_{ср.мин} = 0,3 \cdot 0,335 = 0,1 \text{ о. е.}$$

«Минимальное значение дифференциального тока срабатывания в цифровом реле REF-542 равна 0,15 о.е. Значит на реле горизонтального участка тормозной характеристики составит в относительных единицах $I_d = 0,15/0,335 = 0,448$. Принимаем $I_d = 0,4$ о.е.» [18].

«При малых значениях тока до 2,5 $I_{ном.тр}$. ТТ работают с погрешностью $\varepsilon \leq 5\%$ » [4]. «Определим наклон (коэффициент торможения) первого участка тормозной характеристики:

$$I_{d1} \geq K_{отс} \cdot (\varepsilon + \Delta U) \cdot 2,5; \quad (83)$$

$$I_{d1} \geq 1,5 \cdot (0,05 + 0,16) \cdot 2,5 = 0,788 \text{ о. е.}$$

Принимаем $Id_1 = 0,8$ о.е.. Коэффициент 1-го участка торможения равен $tg \alpha_1 = Id_1 / I_T = 0,8/2,5 = 0,32$.

Выбирается наклон 2-го (основного) участка торможения» [22].

«Максимальный ток КЗ при этом повреждении равен 548,648А, приведенных к стороне ВН, что составляет кратность

$$I_{m2} = 548,648/50,24 = 10,93 \text{ о.е.}$$

Значение дифференциального тока определяется по выражению:

$$Id_2 \geq K_{отс} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{T2}, \quad (84)$$

где K_a – коэффициент апериодической составляющей, равный 1,5;

ε - 10%-ная погрешность трансформаторов тока;

$K_{отс}$.- коэффициент отстройки» [18].

$$Id_2 \geq 1,5 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 10,93 = 5,082 \text{ о.е.}$$

С целью повышения надежности, мы выбираем значение Id_2 равным 7 единицам, выраженным в относительных значениях.

Второй излом характеризуется коэффициентом торможения.

$$tg \alpha_2 = Id_2 / (I_{T2} - I_{T1}) = 7 / (10,93 - 2,5) = 0,83$$

«Определим уставку дифференциальной токовой отсечки по двум условиям:

- по условию отстройки от максимального тока небаланса при КЗ за трансформатором и при значении коэффициента ($K_a = 3$):

$$Id_2 \geq 1,2 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 10,93 = 6,03 \text{ о.е.}$$

- по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении $I_{d3} \geq 6I_{ном}$. Принимаем $I_{d3} = 7.0.e$.

Проверяется чувствительность дифференциальной отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора» [18].

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (I_{\text{ном.ВН}} \cdot I_{d3}) = 12 \geq 2.$$

На рисунке 5 представим тормозную характеристику.

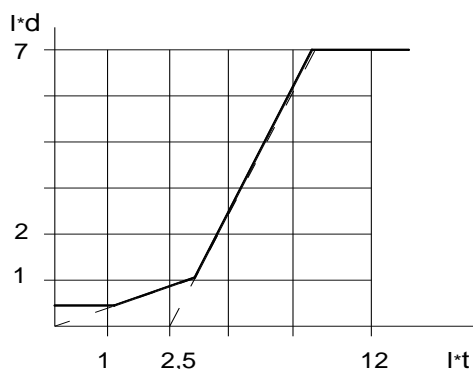


Рисунок 5 – Тормозная характеристика цифрового реле REF-542

Вывод по разделу: описано назначение и требования к релейной защите, определены ее типы. Для каждого типа защиты рассчитаны рабочие уставки, отвечающие основным требованиям. Рассчитана схема защит участка сети, включающая: максимальную токовую защиту линии к рассматриваемому потребителю, защиты секционного и вводного выключателей секции шин, питающей.

Заключение

В результате выполнения данной работы были получены следующие основные результаты:

- выполнен расчет токов короткого замыкания для наиболее и наименее нагруженных режимов работы электроэнергетической системы на шинах высокого и низкого напряжения подстанции 110/10 кВ, известной как «Октябрьская».
- выполнен выбор коммутационного, измерительного и силового оборудования подстанции. К установке были приняты современные аппараты. Для РУ высокого напряжения 110 кВ предложено установить элегазовые выключатели ЗАР1FG-145/ЕК фирмы «Siemens AG», в ЗРУ – 10 кВ устанавливаются шкафы типа КРУ/БЕЛ-10 производства РНПУП «Ратон». Все выбранное оборудование было проверено на термическую и динамическую устойчивость к токам короткого замыкания. Представлен расчет по выбору трансформаторов собственных нужд, в результате которого к установке приняты два трансформатора марки ТМГ мощностью 100 кВА. Произведен расчет по выбору проводников и защитной аппаратуры на стороне 0,4 кВ и 10 кВ;
- выполнен расчет электрического освещения согласно правилам и нормам. Для наружного освещения использовались прожекторы модели ГО-330-400-001 с натриевыми лампами LU-400;
- разработана схема системы автоматического управления и защиты подстанции, учитывающая все возможные аварийные ситуации. Были выбраны современные устройства и оборудование для реализации данной схемы, в том числе контроллеры и реле защиты;
- проанализированы вопросы энергосбережения и на основе этого разработаны рекомендации по использованию энергоресурсов для экономии электроэнергии и снижения затрат на ее производство.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие. М.: Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
2. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования [Электронный ресурс]. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС». URL: http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf (дата обращения: 25.06.20123).
3. Горфинкель В. Я., Швандара В. А. Энергосбережение на тепловых электростанциях. 4-е издание, переработанное и дополненное. М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2007. 670 с.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. 312 с.
5. Евминов Л.И., Добродей А.О. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Уч. Пособие к практическим занятиям по специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение по отраслям». М. : Гомель, 2016. 81 с.
6. Изд-во НЦ ЭНАС РД «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98. 2006 г.
7. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. М. : «Энергия», 1976. 296 с.
8. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование. М. : СПб, 2014. 192 с.
9. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.

10. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. М. : Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016.
11. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Том 6. М. : Москва: Энергия, 2006. 302 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : Москва: Энергоатомиздат, 1989. 420 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. М. : Москва: Форум-Инфра, 2013. 480 с.
14. Правила устройства электроустановок. М. : Москва: ЭНАС, 2015. 552 с.
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-ое издание. Утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204.
16. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. 10-е изд. М. : Академия, 2013. 448 с.
17. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
18. СТП 09110.35.250-12. Инструкция по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. М. : Минск: ГПО «Белэнерго», 2013. 42 с.
19. Ус А.Г., Елкин В.Д. Электрическое освещение: практ. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение». М. : Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2005. 111 с.
20. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. М. : Москва: Энергоатомиздат, 1981. 624 с.
21. Arzúa I., González S., Casenave L., Olaizola G. Design and Implementation of an Advanced Control System for a 110/10 kV Substation.

22. A. Silvester, C. Mather. Electric Machinery and Transformers. M. : Oxford: Oxford University Press, 2015.
23. Choi S.J., Kim K.W., Kim S.K. Upgrading a 110/10 kV Substation for Increased Reliability and Efficiency.
24. Dvorak J., Slavik L., Holecek M. Innovative Approach to the Modernization of a 110/10 kV Substation.
25. Gupta A.K., Sharma P.K. Modernization and Improvement of 110/10 kV Substations.