

Студенту Хейльман Денис Валерьевич

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 11-06Б Направление (специальность) 140400.62

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция подстанции 110/10 кВ №20 "Западная" г. Шарыпово

Утверждена приказом по университету № 5577/с от 26.04.2016 г.

Руководитель ВКР Е. Ю. Сизганова, к. т. н., доцент, ПИ СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР _____

1. Однолинейная схема подстанции;

2. Сведения об электрических нагрузках по фидерам;

Перечень разделов ВКР 1. Расчет электрических нагрузок по фидерам; 2. Определение числа и мощности трансформаторов; 3. Техничко-экономическое сравнение вариантов 4. Расчет токов короткого замыкания; 5. Выбор оборудования; 6. Расчет заземления и молниезащиты; 7. Релейная защита трансформатора.

Перечень графического материала 1. Электрическая однолинейная схема подстанции; 2. План и разрез подстанции; 3. Релейная защита трансформатора.

Руководитель ВКР _____ Е. Ю. Сизганова

подпись

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____ Д. В. Хейльман

подпись

инициалы и фамилия студента

« » _____ 20__ г

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Д.В.Хейльман			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Е.Ю.Сизганова				2	
Реценз.					Кафедра ЭТКиС		
Н. Контр.		Е.Ю.Сизганова					
Утверд.		В.И. Пантелеев					

РЕФЕРАТ

Дипломный проект по теме «Реконструкция подстанции 110/10 кВ №20 "Западная" г. Шарыпово» содержит 46 страниц текстового документа, 5 иллюстраций, 18 таблиц, 56 формул, 1 приложение, 13 использованных источников, 5 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ФИДЕР, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

Объект электроснабжения – подстанция 110/10 кВ №20 «Западная» г. Шарыпово.

Цели проектирования:

- минимизация потерь электроэнергии;
- обеспечению надежности электроснабжения;
- организация электроснабжения потребителей с минимальными затратами;
- обеспечение высокого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;
- обеспечение безопасности и удобства эксплуатации производственного и силового оборудования.

В результате реконструкции подстанции выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

СОДЕРЖАНИЕ

1	Расчёт электрических нагрузок по фидерам	7
2	Реконструкция подстанции 110/10 кВ	10
2.1	Выбор схемы построения подстанции.....	10
2.2	Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции.....	11
3	Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения	13
3.1	Технико-экономический расчет первого варианта схемы подстанции. На подстанции установлены трансформаторы ТДН-10000/110	15
3.1.1	Определение капитальных вложений на сооружение схемы подстанции.....	15
3.1.2	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	15
3.2	Технико-экономический расчет второго варианта схемы подстанции. На подстанции установлены трансформаторы ТДН-16000/110	17
3.2.1	Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения	17
3.2.2	Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии	17
4	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	19
5	Выбор оборудования.....	21
5.1	Выбор выключателей и разъединителей	21
5.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-16000/110	21
5.1.2	Выбор выключателей на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН-16000/110	22
5.1.3	Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи обходящих линий	23
5.2	Выбор измерительных трансформаторов тока	24
5.2.1	Выбор ТТ на стороне ВН	25
5.2.2	Выбор ТТ на стороне НН	26
5.2.3	Выбор ТТ в цепи линии.....	27
5.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	29
5.4	Выбор шин	31
5.4.1	На стороне ВН.....	31
5.4.2	На стороне НН.....	31

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

5.5	Защита от перенапряжений.....	33
5.6	Выбор трансформаторов собственных нужд	34
6	Расчет молниезащиты и заземления ГПП	35
6.1	Расчет заземляющего устройства ГПП.....	35
6.2	Расчет молниезащиты ГПП.....	37
7	Релейная защита силового трансформатора ТДН–16000/110	40
7.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ	41
7.2	Защита от многофазных коротких замыканий.....	41
7.3	Защита от сверхтоков внешних КЗ	42
7.4	Защита от технологических перегрузок	43
7.5	Защита от понижения напряжения.....	43
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	45
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	46

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Рост объема промышленного, сельскохозяйственного производства, а также бытовых потребителей приводит к увеличению электрической нагрузки в распределительных и питающих сетях объединенной энергосистемы по сравнению с предыдущими годами. Это требует значительного обновления энергетических сетей, так как оборудование, находящееся в эксплуатации, в большинстве своем выработало свой ресурс, многое оборудование морально и физически устарело на фоне появления более современных электрических трансформаторных подстанций.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Инструкции по проектированию городских электрических сетей и других документов. В дипломном проекте использованы типовые решения по главным схемам электрических соединений, схемам релейных защит и технологий производства и передачи электроэнергии.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

1 Реконструкция подстанции 110/10 кВ №20 "Западная" г. Шарыпово

Реконструкция подстанции 110/10 кВ №20 "Западная" г. Шарыпово предполагает:

1. Замена существующей системы короткозамыкатель-отделитель 110 кВ на ячейки с элегазовыми выключателями 110 кВ в ОРУ подстанции;
2. Увеличение мощности трансформаторов с 6300 кВА до 16000 кВА;
3. Замена ячеек масляных выключателей 10 кВ на ячейки вакуумных выключателей 10 кВ в ЗРУ подстанции;
4. Увеличение отходящих линий от ЗРУ с 6 до 10 (увеличение ячеек с вакуумными выключателя в ЗРУ подстанции);

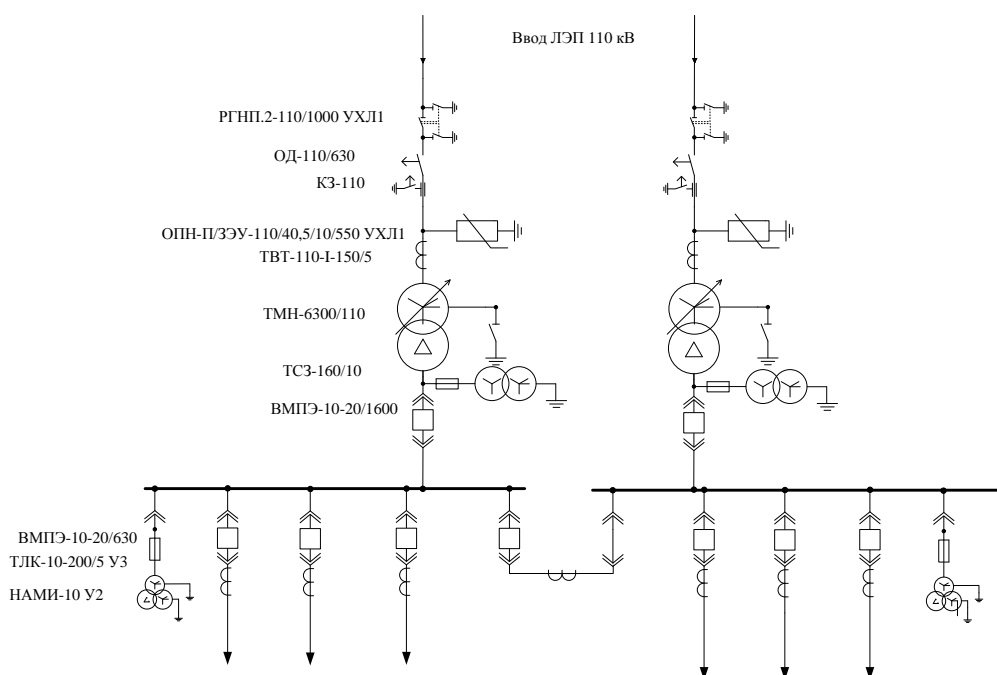


Рисунок 1 – Однолинейная схема реконструируемой подстанции

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	7

2 Расчёт электрических нагрузок по фидерам

Первым этапом реконструкции подстанции является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на реконструкцию, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) по фидерам определяется из соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_n, \quad (1)$$

$$Q_p = P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2)$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех приемников фидера принимается по исходным данным;

K_c – средний коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным [1];

$\operatorname{tg}\varphi$ – соответствующий характерному для приемников данного фидера средневзвешенному значению коэффициента мощности.

Полная расчетная мощность силовых приемников фидера выше 1000 В [1] определяется из соотношения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (3)$$

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки фидеров: 10 кВ в целом по подстанции определяются суммированием соответствующих нагрузок фидеров. Расчёты нагрузок представлены в таблице 1.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Таблица 1 – Расчёт электрических нагрузок подстанции

№ фидера	Наименование потребителя	Силовая нагрузка						
		P_n , кВт	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители энергии 10 кВ								
ф. 20-1	м-н Западный	3000	0,72	0,8	0,75	2160,0	1620,0	2700,0
ф. 20-2	м-н Юго-Западный	2000	0,72	0,8	0,75	1440,0	1080,0	1800,0
ф. 20-3	6, 7 м-ны	1000	0,72	0,8	0,75	720,0	540,0	900,0
ф. 20-4	Резерв	0	0,72	0,8	0,75	0,0	0,0	0,0
ф. 20-5	Хоз. Нужды	540	0,72	0,8	0,75	388,8	291,6	486,0
ф. 20-6	6, 7 м-ны	2300	0,72	0,8	0,75	1656,0	1242,0	2070,0
ф. 20-7	Резерв	0	0,72	0,8	0,75	0,0	0,0	0,0
ф. 20-8	ГКНС котельная РПКБ	1200	0,72	0,8	0,75	864,0	648,0	1080,0
ф. 20-9	Резерв	0	0,72	0,8	0,75	0,0	0,0	0,0
ф. 20-10	3, 4, 5 м-ны	2200	0,72	0,8	0,75	1584,0	1188,0	1980,0
	Итого по 10 кВ	12240				8812,8	6609,6	11016,0
	Всего	12240				8812,8	6609,6	11016,0

3 Реконструкция подстанции 110/10 кВ

3.1 Выбор схемы построения подстанции

Основными требованиями к реконструкции подстанции являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин подстанции и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного режима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;

2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции

На подстанции мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. Надежность электроснабжения достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категории с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов подстанции выбирается по формуле, $\text{kB}\cdot\text{A}$:

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} \quad (4)$$

где S_p – полная расчетная мощность фидеров, $\text{kB}\cdot\text{A}$;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

n_T – число трансформаторов.

$$S_T \geq \frac{S_p}{K_3 \cdot n_T} = \frac{11016,0}{0,7 \cdot 2} = 7868,6$$

Принимаем стандартные мощности трансформаторов $S_H = 10000 \text{ kB}\cdot\text{A}$ и $S_H = 16000 \text{ kB}\cdot\text{A}$.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о. е.:

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} \leq 0,6 \div 0,75, \quad (5)$$

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{11016,0}{2 \cdot 10000} = 0,55 \leq 0,7$$

$$K_3^{\text{н.р.}} = \frac{11016,0}{2 \cdot 16000} = 0,34 \leq 0,7$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме, о. е.:

$$K_3^{\text{ав.р.}} = \frac{S_p}{S_H} \leq 1,4, \quad (6)$$

$$K_3^{\text{ав.р.}} = \frac{11016,0}{10000} = 1,10 \leq 1,4$$

$$K_3^{\text{ав.р.}} = \frac{11016,0}{16000} = 0,69 \leq 1,4$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Выбираем [2] трансформаторы ТДН-10000/110 и ТДН-16000/110 и. Каталожные данные трансформаторов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Каталожные данные трансформатора

Тип	S_n , МВ·А	Напряжение обмоток, кВ		Потери, кВт		i_k , %	I_{xx} , %	Стоимость, тыс. руб.
		ВН	НН	P_{xx}	$P_{кз}$			
ТДН 10000/110	10	115	11	14	60	10,5		
ТДН 16000/110	16	115	11	19	85	10,5		

Выбор трансформатора ТДН 16000/110 обусловлен перспективой развития города Шарыпова, что в свою очередь приведет к увеличению потребления электроэнергии.

4 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжение

Наиболее выгодный вариант подстанции выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб.:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} \quad (7)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,125 1/год;

K_{Σ}, I_{Σ} – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах подстанции.

Капитальные затраты для рассматриваемых вариантов подстанции определяются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{П/С}} \quad (8)$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели, тыс. руб.;

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанцию, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели, тыс. руб.

Капитальные затраты в линии электропередач, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}}, \quad (9)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l \quad (10)$$

где K_0 – стоимость 1 км воздушной линии, тыс. руб./км, [3];

l – длина воздушной линии, км

$$K_{\text{В}} = K_Q \cdot n_Q \quad (11)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя [3], тыс. руб.;

n_Q – количество выключателей.

Капитальные затраты на подстанцию, тыс. руб.:

$$K_{\text{П/С}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(П/С)}}, \quad (12)$$

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} \quad (13)$$

где K_0 – стоимость одного трансформатора [3], тыс. руб.;
 n_T – число трансформаторов на подстанции.

$$K_{B(П/С)} = K_Q \cdot n_Q \quad (14)$$

где K_Q – стоимость одного выключателя [3], тыс. руб.;
 n_Q – количество выключателей.

Суммарные ежегодные издержки в сравниваемых вариантах схем внешнего электроснабжения, тыс. руб/год:

$$I_{П/С} = I_a + I_o + I_{пэ} \quad (15)$$

где I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

I_o – расходы по обслуживанию, тыс. руб/год;

$I_{пэ}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта подстанции: на подстанции установлены трансформаторы ТДН-10000/110 (1-й вариант) и на подстанции установлены трансформаторы ТДН-16000/110 (2-ой вариант). Схемы подстанций согласно вариантам представлены на рисунке 2.

Итогом технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат.

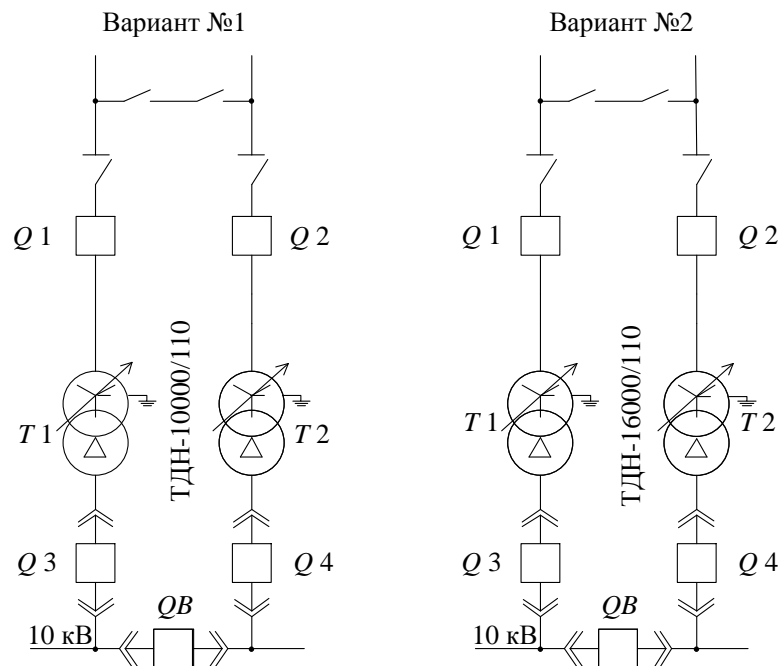


Рисунок 2 – Варианты схем электроснабжения

4.1 Технико-экономический расчет первого варианта схемы подстанции. На подстанции установлены трансформаторы ТДН-10000/110

4.1.1 Определение капитальных вложений на сооружение схемы подстанции

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} = 0$$

Капитальные вложения в подстанцию, тыс. руб.:

$$K_{\text{П/С}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(П/С)}} = 8200 + 14000 = 22200$$

Стоимость трансформатора ТДН-10000/110 составляет 4100 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} = 4100 \cdot 2 = 8200$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 110 кВ составляет 7000 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{В(П/С)}} = K_Q \cdot n_Q = 7000 \cdot 2 = 14000$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{П/С}} = 0 + 22200 = 22200$$

4.1.2 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{\text{ВЛ}} + I_a^{\text{В}} + I_a^{\text{Т}} + I_a^{\text{В(П/С)}} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В(П/С)}} = \frac{2,8}{100} \cdot 0 + \frac{6,4}{100} \cdot 0 + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot 8200 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 = 1420,8 \end{aligned} \quad (16)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_o &= I_o^{ВЛ} + I_o^B + I_o^T + I_o^{B(П/С)} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_B + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot K_T + \frac{3,0}{100} \cdot K_{B(П/С)} = \frac{0,4}{100} \cdot 0 + \frac{3,0}{100} \cdot 0 + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot 8200 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 = 666,0
 \end{aligned} \quad (17)$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 564193,7 = 1128,4 \quad (18)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;
 β – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс. руб./кВт·ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{8760}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 8760 \quad (19)$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки, ч.
 Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned}
 \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}}}\right)^2 \cdot \tau = \\
 &= 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{11016,0}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 564193,7
 \end{aligned} \quad (20)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт [2];
 $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2];
 τ – время максимальных потерь, ч.

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T = 0 + 564193,7 = 564193,7 \quad (21)$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{пэ} = 1420,8 + 666,0 + 1128,4 = 3215,2$$

Приведенные затраты по первому варианту, тыс. руб.:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 22200 + 3215,2 = 5990,2$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

4.2 Технико-экономический расчет второго варианта схемы подстанции. На подстанции установлены трансформаторы ТДН-16000/110

4.2.1 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{В}} = 0$$

Капитальные вложения в подстанцию, тыс. руб.:

$$K_{\text{П/С}} = K_{\text{Т}} + K_{\text{В(П/С)}} = 11800 + 14000 = 25800$$

Стоимость трансформатора ТДН-16000/110 составляет 5900 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{Т}} = K_0 \cdot n_{\text{Т}} = 5900 \cdot 2 = 11800$$

Стоимость элегазового выключателя ВГТ 110 кВ составляет 7000 тыс. руб. [3].

$$K_{\text{В(П/С)}} = K_Q \cdot n_Q = 7000 \cdot 2 = 14000$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{ГПП}} = 0 + 25800 = 25800$$

4.2.2 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{\text{ВЛ}} + I_a^{\text{В}} + I_a^{\text{Т}} + I_a^{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{2,8}{100} \cdot 0 + \frac{6,4}{100} \cdot 0 + \\ &+ \frac{6,4}{100} \cdot 11800 + \frac{6,4}{100} \cdot 14000 = 1651,2 \end{aligned}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned}
 I_0 &= I_0^{\text{ВЛ}} + I_0^{\text{В}} + I_0^{\text{Т}} + I_0^{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В}} + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{Т}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В(ГПП)}} = \frac{0,4}{100} \cdot 0 + \frac{3,0}{100} \cdot 0 + \\
 &+ \frac{3,0}{100} \cdot 11800 + \frac{3,0}{100} \cdot 14000 = 774,0
 \end{aligned}$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\begin{aligned}
 \Delta \mathcal{E}_{\text{Т}} &= n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_{\text{Т}}} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \cdot \tau = \\
 &= 2 \cdot 19 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 85 \cdot \left(\frac{11016,0}{16000} \right)^2 \cdot 8760 = 509362,2
 \end{aligned}$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт [2];

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [2].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{Т}} = 0 + 509362,2 = 509362,2$$

Ежегодные издержки на потери в ЛЭП составят, тыс. руб.:

$$I_{\text{пэ}} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 509362,2 = 1018,7$$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{а}} + I_0 + I_{\text{пэ}} = 1651,2 + 774,0 + 1018,7 = 3443,9$$

Приведенные затраты по второму варианту, тыс. руб.:

$$Z = r_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 25800 + 3443,9 = 6668,9$$

Таблица 4 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K _Σ , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				Z, тыс. руб./год
		I _а , тыс. руб./год	I _о , тыс. руб./год	I _{пэ} , тыс. руб./год	I _Σ , тыс. руб./год	
1	22200	1420,8	666,0	1128,4	3215,2	5990,2
2	25800	1651,2	774,0	1018,7	3443,9	6668,9

Вывод: предпочтение отдаем 2 варианту, в котором на подстанции установлены трансформаторы ТДН-16000/110, т. к. разница составляет менее 15 % (11 %).

5 Расчет трехфазных токов короткого замыкания

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах (ЭЭС) как при нормальной эксплуатации (включение или отключение нагрузки, линий, источников питания и др.), так и при аварийных режимах: короткие замыкания, обрыв нагруженной цепи линии или её фазы, выпадение вращающихся машин из синхронизма и т.д. При этом переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и механических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями. При определении параметров схемы замещения ЭЭС приняты допущения.

Расчет проводим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения [5], при базисных условиях.

Для выбора и проверки электрооборудования допускаются упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

начальное значение периодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

начальное значение апериодической составляющей тока КЗ и значение этой составляющей в произвольный момент времени, вплоть до расчетного времени размыкания поврежденной цепи;

ударный ток КЗ.

Исходная схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 3.

Расчет токов КЗ в указанных точках проведен с помощью программы MathCAD2015 Professional и представлен в Приложении А. Результаты расчетов приведены в таблице 9.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	$I_{по} = I_{пт}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	115	0,502	6,025	15,677
К2	10,5	5,499	7,435	18,926

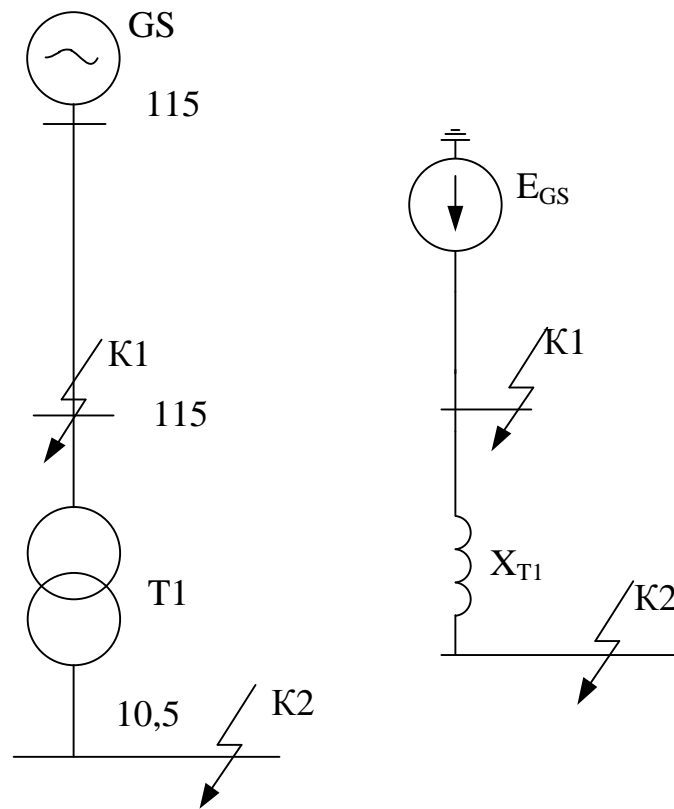


Рисунок 3 – Исходная схема и схема замещения для расчета токов КЗ

6 Выбор оборудования

6.1 Выбор выключателей и разъединителей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа.

Условия выбора:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Условие длительного нагрева $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$;
- 3) Ток отключения выключателя $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$;
- 4) Динамическое действие тока КЗ $i_y \leq I_{пр.скв}$;
- 5) Тепловой импульс тока КЗ $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$.

5.1.1 Выбор выключателей и разъединителей на стороне 110 кВ в цепи ВН трансформатора ТДН-16000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \quad (22)$$

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_{номВН} = 1,4 \cdot 84 = 118 \quad (23)$$

Таблица 4 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ВТБ-110-630/40 УХЛ1	Разъединитель РГНП.2-110/1000 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 118$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = 6,025$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА	$I_{отк.ном} = 31,5$ кА
$i_y \leq I_{пр.скв}$	$i_y = 15,677$ кА	$I_{пр.скв} = 80$ кА	$I_{пр.скв} = 80$ кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 6,025^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 10,9$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75$ кА ² ·с

Выключатель ВТБ-110-2500/40 УХЛ1 – элегазовый баковый выключатель наружной установки на номинальный ток 2000 А, номинальный ток отключения 40 кА, номинальное напряжение 110 кВ.

Разъединитель высоковольтный типа РГНП.2-110/1000 УХЛ1 предназначены для включения и отключения находящихся под напряжением обесточенных участков электрических цепей высокого напряжения 110 кВ, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей.

6.1.2 Выбор выключателей на стороне 10 кВ в цепи НН трансформатора ТДН-16000/110

Токи нормального и аварийного режимов работы трансформатора, А:

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}} = \frac{16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 462 \quad (24)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{номНН}} = 1,4 \cdot 462 = 647 \quad (25)$$

В цепи НН трансформатора и секционной перемычки принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 5 – Проверка условий выбора выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/1600
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 647$	$I_{\text{ном}} = 1600$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 7,435 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y \leq I_{\text{пр.скв}}$	$i_y = 18,926 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_K = 7,435^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 16,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.1.3 Выбор выключателей в КРУ на стороне 10 кВ в цепи обходящих линий

Выбор оборудования производим по наиболее нагруженной линии, а именно ф. 20-1.

Токи нормального и аварийного режимов работы кабельной линии, А:

$$I_{\text{ркл}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2700}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 78 \quad (26)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 2 \cdot I_{\text{ркл}} = 2 \cdot 78 = 156 \quad (27)$$

В цепи линий принимаем к установке комплектные распределительные устройства серии КРУ 2-10. Произведем проверку ВВР выключателей, установленных в КРУ.

Таблица 6 – Проверка условий выбора выключателя и разъединителя цепи кабельных линий

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		Выключатель ВВР-10-20/630
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 156$	$I_{\text{ном}} = 630$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$	$I_{\text{пт}} = 7,435 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} \leq I_{\text{пр.скв}}$	$i_{\text{у}} = 18,926 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 51 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 7,435^2 \cdot (0,1 + 0,2) = 16,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для комплектования остальных КРУ используем рассчитанные выше выключатели ВВР-10-20/630.

6.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

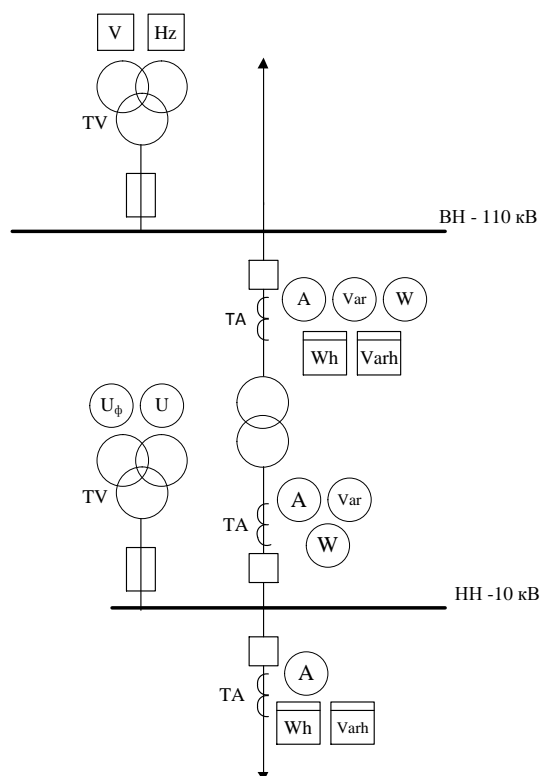


Рисунок 4 – Измерительные приборы в цепи подстанции

На ВН трансформаторы тока встроены в силовые трансформаторы.

Таблица 7 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на ВН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,5		0,5	Д304
Счетчик активной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Счетчик реактивной мощности	0,05		0,05	СЭТ3
Итого:	1,6		1,6	

Таблица 8 – Подсчет нагрузки трансформаторов тока на НН в цепи силового трансформатора

Прибор	Нагрузка по фазам			Тип
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	0,5	Э335
Ваттметр	0,5		0,5	Д335
Варметр	0,6		0,6	Д304Б
Итого:	1,6		1,6	

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = 1,6 \quad (28)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 1,6 \quad (29)$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \quad (30)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \quad (30)$$

где I_2 – вторичный номинальный ток.

6.2.1 Выбор ТТ на стороне ВН

На стороне ВН принимаем ТВТ-110-I-150/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 118$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}} \quad (31)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036 \quad (32)$$

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{1,036} = 1,64 \quad (33)$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,42$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,42 = 0,58$$

Таблица 9 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне высшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТВТ-110-I-150/5
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}}=118 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}}=150 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2=0,58 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$
	$B_{\text{к}} \leq (\kappa_{\text{T}} I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_{\text{к}}=0,0041 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}}=0,067 \text{ кА}^2\text{с}$

6.2.2 Выбор ТТ на стороне НН

На стороне НН принимаем ТПОЛ-10-800/5.

$$I_{\text{раб.макс}} = 647$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}}$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,064 - 0,1 = 1,036$$

						Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{1,036} = 0,28$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{\text{ст}}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,064 + 0,1 + 0,08 = 0,25$$

Таблица 10 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТПОЛ-10-800/5
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 647 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
	$B_k \leq (\kappa_T I_{\text{ном}})^2 t_{\text{тер}}$	$B_k = 0,125 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 1,92 \text{ кА}^2\text{с}$

6.2.3 Выбор ТТ в цепи линии

На отходящих линиях трансформаторы тока, так же как и другие измерительные приборы, устанавливаются в КРУ. Для наиболее нагруженной линии ф. 20-1, рассчитанной выше выбираем трансформатор тока ТЛК-10-200/5 УЗ.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 11 – Нагрузки трансформаторов тока на кабельной линии

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э379	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Счетчик реактивной мощности	СЭТЗ	0,05		0,05
Итого		0,6		0,6

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = 0,6$$

Сопротивление приборов, Ом:

$$r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024$$

$$I_{\text{раб.макс}} = 156$$

Вторичная нагрузка трансформатора

$$Z_{2\text{ном}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r_{\text{пров}}$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Сопротивление проводов, Ом:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,024 - 0,1 = 0,28$$

Сечение проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,28} = 1,05$$

где ρ – удельное сопротивление материала, Ом·мм²/м;

$l_{\text{расч}}$ – длинная провода, м.

$$q_{\text{ст}} = 4 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод марки АКВРГ 4 мм². В соответствие с $q_{ст}$ найдем сопротивление проводов, Ом:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{4} = 0,08$$

Вторичная нагрузка, Ом:

$$Z_{2ном} = 0,024 + 0,1 + 0,08 = 0,20$$

Таблица 12 – Расчетные и каталожные данные трансформаторов тока на стороне низшего напряжения в цепи КЛ

	Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТЛК-10-200/5 УЗ
НН	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 156$ А	$I_{ном} = 200$ А
	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,2$ Ом	$Z_{2ном} = 0,4$ Ом
	$B_k \leq (\kappa_T I_{1ном})^2 t_{тер}$	$B_k = 0,007$ кА ² с	$B_k = 0,12$ кА ² с

6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от цепей высокого напряжения.

Трансформаторы высокого напряжения подбираются по следующим параметрам:

- 1) Напряжение установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) Учёт конструкции и схемы соединения обмоток;
- 3) Учёт класса точности $S_2 < S_{2ном}$.

Таблица 13 – Измерительные приборы на подстанции ВН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
ВН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	4	8	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	4	16	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Таблица 14 – Измерительные приборы на подстанции НН

	Прибор	Тип	Мощность ВА	Кол-во обмоток	Кол-во приборов	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
НН	Ваттметр	Д345	2	2	1	4	0
	Варметр	Д345	2	2	1	4	0
	Счетчик Активной энергии	СЭТ3	2	1	6	12	0
	Счетчик реактивной энергии	СЭТ3	4	1	6	24	0
	Вольтметр	Э379	2	1	1	2	0

Полная мощность приборов, В·А:

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{ВН}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(4 + 4 + 8 + 16 + 2)^2 + 0^2} = 5,8 \quad (34)$$

$$\sum S_{\text{приб}}^{\text{НН}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(4 + 4 + 12 + 24 + 2)^2 + 0^2} = 6,8 \quad (35)$$

Выбираем ЗНГ-110-У1, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 120 \cdot 3 = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Выбираем НАМИ-10 У2, класс точности 0,5.

$$S_{\text{ном}} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 15 – Расчетные и каталожные данные

	Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные
ВН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 5,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 360 \text{ В} \cdot \text{А}$
НН	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$S_2 \leq S_{2 \text{ ном}}$	$S_2 = 6,8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 \text{ ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$

Сечение проводов (по условию механической прочности) принимают 1,5 мм² для медных жил и 2,5 мм² для алюминиевых жил. Для ВН и НН возьмем кабель АКРВГ 2,5 мм².

6.4. Выбор шин

Для РУ напряжением 35 кВ и выше используются гибкие шины, выполненные проводами АС. В установках напряжением до 20 кВ применяются жесткие алюминиевые шины с сечением различной формы. Согласно ПУЭ сборные шины и ошиновку выбираем по длительно допустимому току. Определение сечения шин производится по условию нагрева, т.е. по рабочему максимальному току.

Условие выбора шин по условию нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Допущения при выборе гибких шин:

- а) шины выполнены из голых проводов на открытом воздухе, на термическую стойкость короткого замыкания не проверяют;
- б) гибкие шины РУ при $I_{\text{по}} < 20$ кА не проверяют на электродинамическое действие токов КЗ;
- в) проверка по условиям короны выполняется при напряжении 110 кВ и выше.

6.4.1 На стороне ВН

Принимаем гибкие шины из сталеалюминиевого провода АС-70/11.

$$I_{\text{раб.макс}} = 118 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$$

Условие выбора шин по току $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ выполняется.

Проверка шин на термическое и электродинамическое действие тока КЗ не производится.

6.4.2 На стороне НН

Принимаем жесткие алюминиевые шины прямоугольного сечения. Выбираем сечение шин ($h=50$ мм, $b=5$ мм), расположение плашмя.

$$S = b \cdot h = 5 \cdot 50 = 250 \text{ мм}^2$$

Проверка по допустимому току, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = 647 \leq I_{\text{доп}} = 665$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Проверка на термическую устойчивость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{16,6 \cdot 10^6}}{91} = 45 \text{ мм}^2 \leq 1000 \text{ мм}^2$$

где C – коэффициент, принимаемый 91 для алюминиевых шин.

Проверка на механическую прочность:

Наибольшее удельное усилие, Н/м:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(i_y^{(3)})^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(7,435)^2}{0,3} = 32$$

где a – расстояние между фазами, для КРУ равно 0,3 м;

$i_y^{(3)}$ – ударный ток на стороне низшего напряжения, кА.

Изгибающий момент, Н·м:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} = \frac{32 \cdot 1,5^2}{10} = 7,2$$

Механическое напряжение в материале шин, МПа:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{7,2}{2,1} = 3,4 < \sigma_{\text{доп}}$$

где W – момент сопротивления шин, установленных на ребро, см³;

$\sigma_{\text{доп}} = 82$ МПа – допустимое механическое напряжение в материале шин из алюминия.

$$W = \frac{h^2 \cdot b}{6} = \frac{5^2 \cdot 0,5}{6} = 2,1$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

6.5 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции. Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений.

Для защиты от атмосферных перенапряжений и кратковременных внутренних напряжений изоляции ВЛ и трансформаторов на сторонах ВН, НН устанавливаем ограничители перенапряжений типа:

ОПН-П/ЗЭУ-110/40,5/10/550 УХЛ1 – предназначены для защиты электрооборудования в сетях с эффективно заземленной нейтралью, напряжением 110 кВ.

ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2 – предназначены для надежной защиты электрооборудования в сетях класса напряжения 10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью. Рекомендуются для использования в распределительных сетях для защиты трансформаторов и двигателей. Изготавливаются для наружной и внутренней установки (УХЛ1 и 2 по ГОСТ15150). Встраиваются в КРУ 2-10.

Таблица 17 – Каталожные данные ОПН

Тип	Каталожные данные	
	ОПН-П/ЗЭУ-110/40,5/10/550 УХЛ1	ОПН-КР/TEL-10/12.0 УХЛ2
$U_{ном}$, кВ	110	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение $U_{НР}$, кВ	145	12,0
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	140	3,70

6.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, шкафов КРУ, а так же освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВт·А.

Таблица 18 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Электроприемник	Установленная мощность, кВт	Количество приемников	Суммарная мощность, кВт
Обогрев:			
Шкафы РЗ	0,5	14	7
Шкафы КРУ	0,6	14	8,4
Отопление и освещение помещения персонала	5,5	1	5,5
Наружное освещение	4,5	1	4,5
Нагрузка потребляемая оперативными цепями	1,8	1	1,8
Маслохозяйство	75	1	75
Итого:			96,2

Для рассматриваемой подстанции принимаем два ТСЗ-160/10.

7 Расчет молниезащиты и заземления ГПП

7.1 Расчет заземляющего устройства ГПП

При прикосновении человека к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением или к металлическим частям, которые оказываются под напряжением вследствие пробоя или неисправности изоляции токоведущих частей, может произойти поражение электрическим током.

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землёй. Такое заземление называется защитным, так как его целью является защита обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения и шага.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, является рабочим заземлением.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть, Ом:

$$R_H \leq 0,5 \quad (75)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А

Необходимо рассчитать заземление подстанции 110/10 кВ имеющей два трансформатора с эффективно заземленной нейтралью 110 кВ. Для питания собственных нужд имеются трансформаторы напряжением 10/0.4 кВ; РУ – 110 кВ – открытого типа (ОРУ); РУ – 10 кВ – закрытого типа (ЗРУ).

На подстанции контурное заземление выполняется из вертикальных и горизонтальных электродов.

Для выполнения заземляющего контура используются вертикальные стержневые заземлители из стержней диаметром $d = 0,018$ м и длиной $L = 3$ м. Глубина заложения электродов в землю $t_{\text{полосы}} = 0,7$ м. Расстояние между электродами $h = 5$ м. Вертикальные электроды соединены стальной полосой сечением 40×4 мм².

Удельный расчетный коэффициент сопротивления грунта, Ом·м:

$$\rho = \frac{(\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L)}{(\rho_1 \cdot (L - H + t_{\text{полосы}}) + \rho_2 \cdot (H - t_{\text{полосы}}))} \quad (36)$$

$$\rho = \frac{(50 \cdot 60 \cdot 3)}{(50 \cdot (3 - 2 + 0,7) + 60 \cdot (2 - 0,7))} = 55,2$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

где ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, Ом·м;
 ρ_2 – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, Ом·м;
 L – длина вертикального заземлителя, м;
 H – толщина верхнего слоя грунта, равна 2 м;
 $t_{\text{полосы}}$ – глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Сопротивление одного вертикального заземлителя, Ом:

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho \cdot k_1}{L} \cdot \left(\log \left(\frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \log \left(\frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \right) \quad (37)$$

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot 54,3 \cdot 1,65}{2,5} \cdot \left(\log \left(\frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,018} \right) + \frac{1}{2} \cdot \log \left(\frac{4 \cdot 2,45 + 3}{4 \cdot 2,45 - 3} \right) \right) \\ = 29,8$$

где k_1 – климатический коэффициент для вертикальных электродов, равный 1,65 о. е.;
 d – диаметр стержня, м;
 t – расстояние от поверхности земли до середины заземлителя, равный 2,45 м.

Предполагаемое количество вертикальных заземлителей, шт.:

$$n_{\text{пр}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{29,8}{0,5 \cdot 0,74} = 81 \quad (38)$$

где $\eta_{\text{в}}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей, равный 0,74 о. е.

Сопротивление горизонтального заземлителя, Ом:

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot k_2 \cdot \rho_1}{l_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{г}}} \cdot \log \left(\frac{l_{\text{г}}^2}{b \cdot t_{\text{полосы}}} \right) \quad (39)$$

$$r_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot 4 \cdot 50}{144 \cdot 0,52} \cdot \log \left(\frac{100^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 7,8$$

где b – ширина стальной полосы, м;
 $l_{\text{г}}$ – длина горизонтально заземлителя, м;
 k_2 – климатический коэффициент для горизонтальных электродов, равный 4 о. е.;
 $\eta_{\text{г}}$ – коэффициент использования горизонтальных электродов, равный 0,52 о. е.

Полное сопротивление вертикальных заземлителей, Ом:

$$R = \frac{R_H \cdot r_T}{r_T - R_H} = \frac{0,5 \cdot 7,8}{7,8 - 0,5} = 0,5 \quad (40)$$

С учетом полного сопротивления вертикальных заземлителей уточнённое количество вертикальных заземлителей с учётом соединительной полосы определяется по формуле, шт:

$$n = \frac{r_B}{R \cdot \eta_B} = \frac{29,8}{0,5 \cdot 0,74} = 75 \quad (41)$$

Принимаем к установке 75 вертикальных заземлителей, общая длина горизонтального заземлителя 180 м при среднем расстоянии между вертикальными заземлителями 2,4 м. Окончательное расстояние между вертикальными заземлителями вдоль соединительной полосы указывается на плане заземляющего устройства.

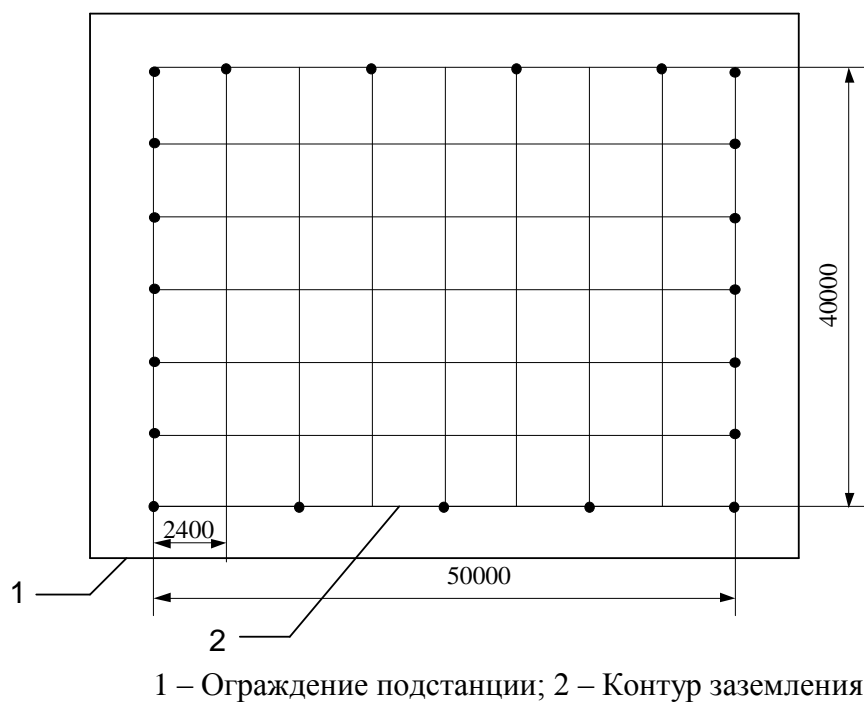


Рисунок 5 – Схема заземляющего устройства

7.2 Расчет молниезащиты ГПП

Защита подстанции от прямых ударов молнии заключается в исключении возможности удара молнии непосредственно в оборудование подстанции, при котором возможны разрушения, загорание, взрывы оборудования при прохождении по нему тока молнии. Ток молнии вызывает электромагнитное, тепловое и механическое воздействие на объекты.

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	37

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных.

Рассчитаем двойные стержневые молниеотводы одинаковой высоты.

Высота зоны защиты над землей (при $h = 16$), м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (42)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 16 = 13,6.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (43)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot 16 = 17,1.$$

Радиус зоны защиты на высоте над землей, м

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (44)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 16) \cdot \left(16 - \frac{9,2}{0,85} \right) = 5,5.$$

Определим высоту средней части молниеотвода, при $L_1 > h$, ($18\text{м} > 16\text{м}$), м:

$$h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (l - h),$$

$$h_{c1} = 13,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16) \cdot (18 - 16) = 13,3.$$

Определим радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_{c1} = r_0 = 17,1$$

Определим радиус защиты на высоте h_x над землей, м:

$$r_{cx1} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c},$$

$$r_{cx1} = \frac{17,1 \cdot (13,3 - 9,2)}{13,3} = 5,2.$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Определим высоту средней части молниеотвода, при $L_2 \leq h$, ($15\text{м} \leq 16\text{м}$), м:

$$h_{c2} = h_0 = 13,6$$

Определим радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_{c2} = r_0 = 17,1$$

Определим радиус защиты на высоте h_x над землей, м:

$$r_{cx2} = r_x = 5,5$$

Количество молниеотводов примем равным 6.

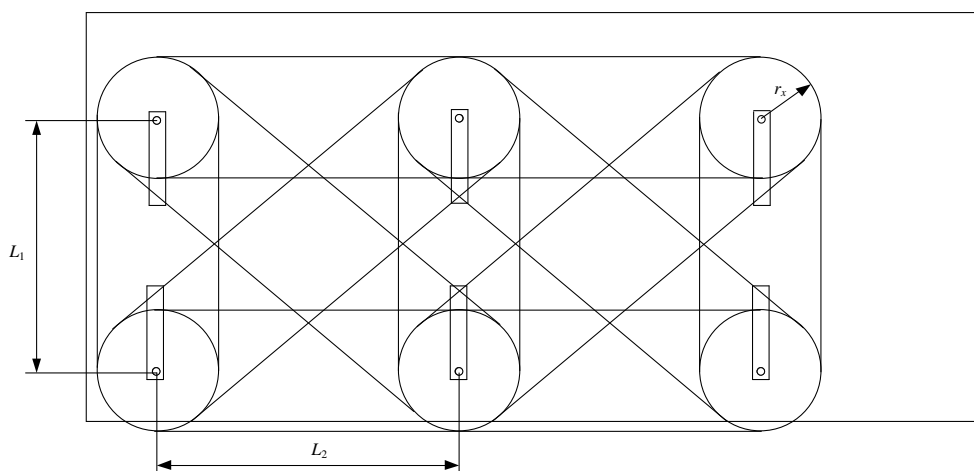


Рисунок 6 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода
равной длины

8 Релейная защита силового трансформатора ТДН–16000/110

Повреждения и ненормальные режимы работы.

Основные повреждения:

- между или многофазные КЗ в обмотках трансформаторов и на выводах;
- однофазные КЗ на выводах;
- пожар в стали сердечника.

Междуфазные или многофазные КЗ могут вызывать значительные повреждения оборудования, так как, проходя по оборудованию, ток КЗ нагревает их выше допустимого предела, что может вызывать повреждения изоляции токоведущих частей.

Витковые замыкания в обмотках и пожар стали, сердечника могут привести к выходу из строя трансформатора. От всех видов повреждений релейная защита должна срабатывать мгновенно на отключение выключателей.

Для защиты от таких видов повреждений на трансформаторе устанавливается токовая отсечка мгновенного действия, газовая защита и защита от однофазных КЗ (на стороне ВН трансформатора).

Ненормальные режимы работы:

- внешние КЗ;
- технологическая перегрузка;
- снижения напряжения при внешних КЗ;
- режим недопустимого уровня масла в баке.

При внешних КЗ, и как следствие - снижение напряжения, возникает режим сверхтоков, что может вызвать перегрев или повреждение обмоток трансформатора при определенной продолжительности воздействия.

Для защиты от такого режима на трансформаторе устанавливается – МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

Мгновенное срабатывание от такой защиты не требуется, поэтому она срабатывает с некоторой выдержкой времени – $t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t$.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения, приводит к дополнительному перегреву оборудования, и соответственно, к ускоренному износу изоляции, и ее повреждению.

Так как перегрузка это симметричный режим, то достаточно установить реле в одну фазу, которое будет действовать на сигнал, предупреждающий обслуживающий персонал о необходимости разгрузки оборудования.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

8.1 Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения РЗ

1. ТА1, ТА2 (ВН)

Номинальный ток высокой стороны, А:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84$$

где S_H – мощность трансформатора, кВ·А;

U_H^B – напряжение ВН, кВ.

Расчетный ток трансформатора, А:

$$I_{ТА1}^{\text{расч}} = I_H^B \cdot k_{\text{сх}} = 84 \cdot \sqrt{3} = 146 \quad (45)$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, так как схема соединения первичной обмотки «треугольник», $k_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

Выбираем трансформатор тока ТВТ-110-I-150/5:

– номинальный ток $I_{\text{ном}} = 150$ А;

– коэффициент трансформации $n_{ТА1} = 150/5$.

2. Выбираем трансформаторы напряжения TV1 – на стороне ВН и TV2 – на стороне НН:

$$n_{TV1} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{110000}{100} \quad (46)$$

Тип TV1 – ЗНГ-110-У1.

$$n_{TV2} = \frac{U_H^B}{100} = \frac{10000}{100}$$

Тип TV2 – НАМИ-10 У2.

8.2 Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты от многофазных КЗ применяем дифференциальную токовую защиту. Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

Расчет уставок.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{\text{сз}} = 4 \cdot I_H^B = 4 \cdot 84 = 336 \quad (47)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{cp} = I_{cз} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{TA1}} = 336 \cdot \frac{\sqrt{3}}{\frac{150}{5}} = 19,4 \quad (48)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, для схемы «треугольник» принимают $\sqrt{3}$;
 n_{TA1} – коэффициент трансформации трансформатора тока $TA1$.

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{cз}} = \frac{843}{336} = 2,51 \geq 2 \quad (49)$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

8.3 Защита от сверхтоков внешних КЗ

Для защиты от сверхтоков внешних КЗ применяют максимальную токовую защиту (МТЗ). Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

Ток срабатывания защиты, А:

$$I_{cз} = \frac{k_H \cdot k_{cз}}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 118 = 332,4 \quad (50)$$

где k_H – коэффициент надежности, равен 1,1 – 1,3;

$k_{cз}$ – коэффициент самозапуска, принимают от 1 до 3;

k_B – коэффициент возврата принимают равным 0,85;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН.

$$I_{раб.макс} = 1,4 \cdot I_H^B = 1,4 \cdot 84 = 118 \quad (51)$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{cp} = I_{cз} \cdot \frac{k_{cx}}{n_{TA2}} = 332,4 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 11,1$$

Проверка защиты по чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{cз}} = \frac{843}{332,4} = 2,5 \geq 1,5$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	42

Время срабатывания защиты, с:

$$t_{сз} = t_{сз}^{см.эл} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \quad (52)$$

8.4 Защита от технологических перегрузок

Для защиты от технологических перегрузок трансформатора применяют МТЗ от перегрузок. Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

Ток срабатывания защита, А:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 118 = 145,4 \quad (53)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,05;

k_B – коэффициент возврата, равный 0,85.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \frac{k_{сх}}{n_{ТА2}} = 145,4 \cdot \frac{1}{\frac{150}{5}} = 4,8$$

Согласно ПУЭ МТЗ от перегрузок на чувствительность не проверяется.

Время срабатывания реле делится на две очереди:

$I_{сзI} = 9 - 10$ с – сигнал и автоматическая разгрузка;

$I_{сзII} = 40$ мин – отключение.

8.5 Защита от понижения напряжения

Устанавливается на стороне высокого напряжения.

Комплект защиты: блок SEPAM 1000.

Напряжение срабатывания защиты, кВ:

$$U_{сз} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 110 = 77 \quad (54)$$

Напряжение срабатывания реле, В:

$$U_{ср} = \frac{U_{сз}}{n_{ТВ1}} = \frac{77}{\frac{110000}{100}} = 70 \quad (55)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{U_{\text{сз}} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{ост}}} \geq 1,25 \quad (56)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение при КЗ в смежном элементе, кВ;
 $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, равен 1,25.

$$k_{\text{ч}}^U = \frac{77 \cdot 1,25}{32,5} = 2,96$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

						Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Электроснабжение: Учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 135 с.

2 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

3 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

4 Электроснабжение: учеб. пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2-х ч. Ч. 2 / Синенко Л. С., Рубан Т. П., Сизганова Е. Ю., Попов, Ю. П. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. ин-т, 2007. – 212 с.

5 Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах [Текст]: учеб. для вузов / С. А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

6 Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Учебник для вузов/ Федоров А. А., Каменева В. В. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с., ил.

7 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.

8 Федоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: Учеб. пособие для вузов/ Федоров А. А., Старкова Л. Е – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

9 Правила устройства электроустановок 6-е, 7-е издание [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 ПУЭ-7 с изменением по состоянию на 15 августа 2005г. Новосибирск; Сиб. унив. издательство 2005 . – 854с.

10 Справочник по электроснабжения промышленных предприятий [Текст]: Проектирование и расчет/ А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. - К.: Техніка, 1985.–279 с.

11 Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Г.Ф. Ковалев, Е.В. Сеннова, М.Б. Чельцов и др./ Под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Сибирское предприятие РАН, 1999. – 434 с.

12 Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: справочник: учеб. пособие. / Г. Н. Ополева – М. : ФОРУМ : ИНФРВ-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).

13 СТО 4.2–07–2014 Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Текстовые материалы и иллюстрации. – Красноярск: СФУ, 2014. – 57 с.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

Расчет токов короткого замыкания
в относительных единицах

Задаем начало отсчета

$$\text{ORIGIN} := 1$$

Выбор базисных условий

Расчет производим в относительных единицах, используя приближенное приведение к одной ступени напряжения, при базисных условиях:

$$S_6 := 100 \quad \text{MVA}$$

$$U_{\text{баз}} = U_{\text{ср.ном}}$$

$$U_{6_1} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$U_{6_2} := 10.5 \quad \text{кВ}$$

Базисные токи определяем

$$I_{6_1} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_1}} \quad I_{6_2} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6_2}}$$

$$I_6 = \begin{pmatrix} 0.502 \\ 5.499 \end{pmatrix}$$

Определение параметров электрической схемы замещения СЭС.

Энергосистема С

$$S_K := 1200 \quad x_c := \frac{S_6}{S_K}$$

$$x_c = 0.083$$

Трансформаторы Т1

$$S_{\text{ном}_1} := 16 \quad \text{MVA}$$

$$u_{K_1} := 10.5 \quad \%$$

$$x_{T_1} := \frac{u_{K_1} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном}_1}}$$

$$x_T = (0.656)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Определяем суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma_1} := x_c \quad X_{\Sigma_1} = 0.083$$

$$Z_{\Sigma_1} := (X_{\Sigma_1})$$

Определяем ток КЗ в точке К1.

$$I_{кк_1} := \frac{I_{6_1}}{Z_{\Sigma_1}} \quad I_{кк_1} = 6.025$$

Определяем суммарное сопротивление до точки К2

$$X_{\Sigma_2} := X_{\Sigma_1} + x_{r_1} \quad X_{\Sigma_2} = 0.74$$

$$Z_{\Sigma_2} := (X_{\Sigma_2})$$

Определяем ток КЗ в точке К2.

$$I_{кк_2} := \frac{I_{6_2}}{Z_{\Sigma_2}} \quad I_{кк_2} = 7.435$$

Для определения ударного тока в точке К1 находим ударный коэффициент по кривой (рис. 3.3) в зависимости от отношения x_{Σ}/r_{Σ} .

Количество точек КЗ $i := 1..2$

$$K_{уд_1} := 1.84$$

$$K_{уд_2} := 1.8$$

Определяем ударные токи в точках К1, К2

$$i_{уд_i} := \sqrt{2} \cdot I_{кк_i} \cdot K_{уд_i}$$

Результаты расчета токов

$$I_{кк} = \begin{pmatrix} 6.025 \\ 7.435 \end{pmatrix} \quad K_{уд} = \begin{pmatrix} 1.84 \\ 1.8 \end{pmatrix} \quad i_{уд} = \begin{pmatrix} 15.677 \\ 18.926 \end{pmatrix}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47