

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ГПП-60
АО «КуйбышевАзот»

Студент(ка)

Н.В. Биширова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О.В. Самолина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

АННОТАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе была произведена реконструкция электрооборудования главной понизительной подстанции №60 на ОАО «КуйбышевАзот».

Была произведена замена электрооборудования ГПП на современное для обеспечения высокой надёжности электроснабжения производств. Выбраны ячейки КРУ, вакуумные выключатели, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, выбор и обоснование релейной защиты.

Выпускная квалифицированная работа состоит из пояснительной записки объемом 57 страниц, 6 рисунков, 15 таблиц и графической части содержащей 6 чертежей формата А1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Общие сведения о ГПП-60	7
2. Расчёт электрических нагрузок понизительной подстанции	9
3. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	11
4. Расчёт токов короткого замыкания	18
5. Выбор электрических аппаратов и проводников	23
5.1 Выбор выключателей	24
5.2 Выбор ячеек КРУ	29
5.3 Выбор трансформаторов тока	31
5.4 Выбор трансформаторов напряжения	34
5.5 Выбор реакторов	37
5.6 Выбор шин	39
5.7 ОПН на стороне 110кВ	42
6. Выбор релейной защиты	44
7. Расчет защитного заземления КРУ 6кВ	51
Заключение	54
Список использованных источников	55

ВВЕДЕНИЕ

ОАО «КуйбышевАзот» является одним из ведущих предприятий российской химической промышленности. Данное предприятие входит в десятку крупнейших мировых производителей и занимает первое место в СНГ по выработке капролактама, является лидером в производстве полиамида-6 в России, СНГ и Восточной Европе, входит в первую десятку предприятий отечественной азотной промышленности. Это предприятие, которое является единственным производителем в России высоковязкого полиамида, высокопрочной технической нити и кордной ткани на её основе.

Завод осуществляет свою деятельность по двум основным направлениям:

- капролактамам и продукты его переработки (полиамид-6, высокопрочные технические нити, кордная ткань, инженерные пластики);
- аммиак и азотные удобрения.

ОАО «КуйбышевАзот» также производит технологические газы, обеспечивающие потребности основных бизнес-направлений, и вместе с тем являющиеся самостоятельными товарными продуктами.

Аварии на таком крупном химическом предприятии могут привести не только к простоям оборудования, что повлечёт за собой огромные финансовые потери, но и к нарушению технологического процесса, что является угрозой для жизни людей. Одним из способов исключения аварий на предприятиях является снижение вероятности сбоев в электроснабжении производств.

Целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей понизительной подстанции № 60 ОАО «КуйбышевАзот».

Задачами работы являются: разработка мероприятий по замене старого, изношенного физически и устаревшего морально электрооборудования на новое. Для этого производится расчёт токов короткого замыкания;

выбираются новые ячейки КРУ, выключатели, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения и т.д.

Для того, чтобы рассчитать любую систему электроснабжения, необходимо правильно определить ожидаемые нагрузки. Значения величин напряжения позволяют сделать правильный выбор всех элементов электрической системы [1]. Показатели капитальных вложений и величины потерь напрямую зависят от величин нагрузок. По сравнению с реальной нагрузкой, в случае завышения увеличиваются сечения проводов и кабелей, возрастает мощность коммутационной аппаратуры, это приводит к увеличению капиталовложений. Если же занижать нагрузку, то велика вероятность того, что выйдет аппаратура из строя [1].

Тем самым в результате планируется получить ГПП с современным электрооборудованием, экономически целесообразным, отвечающую требованиям безопасности и обеспечивающую высокую надёжность электроснабжения производств ОАО «КуйбышевАзот».

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГПП-60

Данная ГПП расположена на территории промышленного предприятия ОАО "КуйбышевАзот" она преобразует напряжение 110 кВ в напряжение 6 кВ.

ГПП 60 является двухтрансформаторной подстанцией. Первый трансформатор получает электроэнергию от подстанции «Васильевская» (линия «Азот-3»), второй - от ТoТЭЦ (линия «Азот-4»).

От ГПП электроэнергия передаётся в цеха:

- №3 (цех аммиачной селитры);
- №4 (цех карбамида);
- №11 (цех производства аммиака);
- №22 (цех циклогексанона);
- №23 (цех гидраксиламинсульфата и кальциевой соды);
- №24 (цех лактама);
- №25 (цех сульфата аммония);
- №38 (цех гидраксиламинсульфата);
- №№75, 77 (цех полиамида).

На подстанции установлено следующее электрооборудование:

- два трансформаторы ТРДЦНК 63000/110/6,3/6,3, имеющие расщепленную вторичную обмотку. Расщепление обмотки представляет собой эффективный способ ограничения токов короткого замыкания в электросети предприятия;

- реакторы РБАСМ-6-2x2500-0,15;
- трансформаторы напряжения НТМИ-6;
- трансформаторы собственных нужд ТМГ 160/6,3/0,4;
- ячейки серии КВЭ-6-13-600, КВЭ-6-13-1000, КВЭ-6-13-1600 КВЭ-6-13-2750;
- выключатели ВМП-10К-630, ВМП-10К-1000, ВМП-10Э-2500;
- трансформаторы тока ТПЛ-10 150/5, ТПЛ-10 300/5, ТПЛ-10 400/5,

ТПОЛ-10 600/5, ТПОЛ-10 800/5, ТПОЛ-10 1500/5, ТПШЛ-10 4000/5.

На подстанции установлены ячейки серии КВЭ 1964 года выпуска это говорит о том, что это оборудование не может отвечать современным требованиям надежности на подстанции промышленного предприятия, поэтому рекомендуется заменить устаревшие ячейки КРУ.

Выключатели, установленные на подстанции, являются масляными, а, как известно масляные выключатели считаются устаревшим оборудованием и имеют ряд недостатков: большие габариты, сложная конструкция, малый срок эксплуатации [21].

Релейная защита выполнена на устаревших электромеханических реле. Для реконструкции ГПП следует устанавливать оборудование, которое отвечает современным требованиям надежности, безопасности и экологичности.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАнЦИИ

Для того, чтобы спроектировать систему электроснабжения необходимо определить электрические нагрузки [1]. По полученному значению электрических нагрузок можно выбирать и проверять электрооборудование системы электроснабжения, и определить потери мощности и электроэнергии. Правильная оценка ожидаемых нагрузок позволяет рассчитать капитальные затраты для проектирования системы электроснабжения, определить эксплуатационные расходы, определить надежность работы электрооборудования [2].

Максимальная активная мощность всех потребителей п/ст № 60 составляет 58 кВт.

Максимальная полная мощность для потребителей п/ст №60:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi_{60}} = \frac{58}{0,93} = 62,3 \text{ МВА.}$$

Потребляемая электроэнергия для потребителей п/ст №60:

$$W = 58 \cdot (1 \cdot 0,5 + 0,9 \cdot 1,5 + 0,8 \cdot 1,5 + 0,75 \cdot 2 + 0,7 \cdot 2 + 0,65 \cdot 1 + 0,6 \cdot 0,26) \cdot 10^3 = \\ = 391848 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Определим продолжительность максимальной годовой нагрузки ПС:

$$T_{\max} = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{391848}{58} = 6756 \text{ час.}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС равен:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_{\max}}{8760} = \frac{6756}{8760} = 0,77.$$

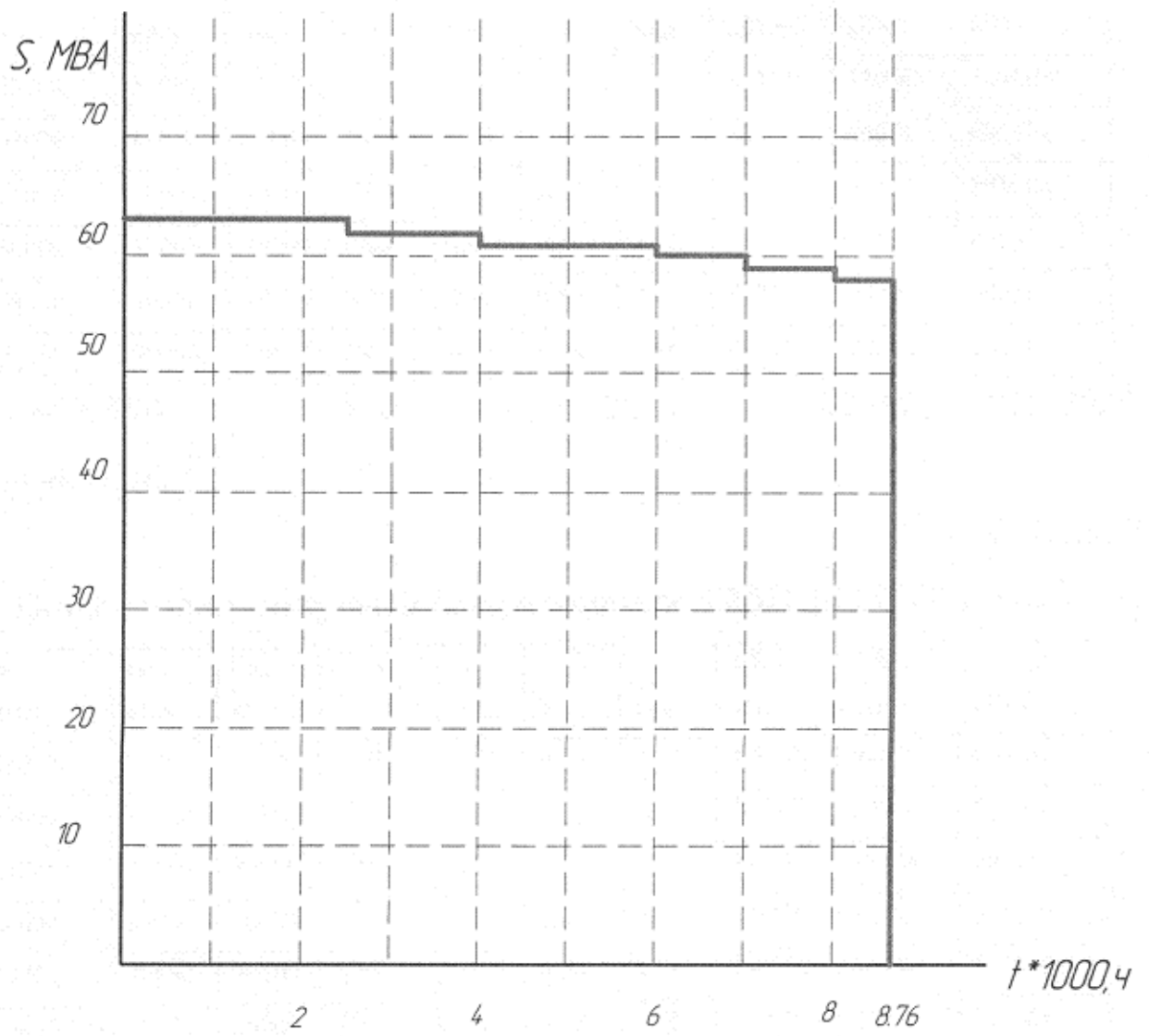


Рисунок 1 - Годовой график нагрузки

3 ВЫБОР ТИПА, ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На проектируемой ГПП имеется два уровня напряжения 110 кВ и 6 кВ, все потребители 1 категории, следовательно, подстанция (ПС) должна иметь два трехфазных трансформатора.

Исходя из допустимой аварийной перегрузки (40%), для двухтрансформаторной ПС принято использовать приближенное выражение [4]:

$$S_{номТ} = 0,7 \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 62,3 = 43,6 \text{ МВА};$$

где S_{max} – максимальная расчётная мощность потребителей.

С этим учетом рассмотрим следующие два варианта:

- вариант 1: трансформатор типа ТРДЦНК–63000/110/6,3/6,3;
- вариант 2: трансформатор типа ТРДЦНК 80000/110/6,3/6,3.

Вариант первый:

Таблица 1 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦНК–63000/110/6,3/6,3

Тип	$S_{ном.Т.},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_{x},$ кВт	$\Delta P_{к},$ кВт	$I_{x},$ %
		ВН	НН				
ТРДЦНК– 63000/110/6,3/6,3	63	115	6,3/6,3	10,5	59	245	0,5

Значения приведенных потерь мощности вычисляются по формуле:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} + \kappa_{3.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{3.н2}^2 \cdot P'_{к.н2};$$

Значения приведенных потерь мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x = 59 + 0,05 \cdot 315 = 74,7 \text{ кВт};$$

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,5}{100} \cdot 63000 = 315 \text{ квар};$$

Вычислим коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{номТ}} = \frac{62,3}{63} = 0,98; \quad k_{з.н1} = \frac{S_{Н1}}{S_{номТ}} = \frac{31,1}{63} = 0,49; \quad k_{з.н2} = \frac{S_{Н2}}{S_{номТ}} = \frac{31,1}{63} = 0,49.$$

где $K_{ин}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0,02-0,2 кВт/квар. Для расчетов принимаем $K_{ин}=0,05$ кВт/квар.

Из полученных данных вычислим приведенные потери мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + K_{ин} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 826,88 = 41,34 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1} + K_{ин} \cdot Q_{к.н1} = 490 + 0,05 \cdot 11576,25 = 1068,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot U_{к.в} (\%)}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 63000 = 826,88 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{1,75 \cdot U_{к.в} (\%)}{100} \cdot S_{номТ} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 63000 = 11576,25 \text{ квар};$$

$$\text{где: } P_{к.в} = 0; \quad P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ квар}.$$

Отсюда получим приведенные потери мощности:

$$P'_T = 74,7 + 0,98^2 \cdot 41,34 + 0,49^2 \cdot 1068,8 + 0,49^2 \cdot 1068,8 = 627,6 \text{ кВт}.$$

На основании годового графика нагрузки, приведенного на рисунке 1, определяются потери электроэнергии в трансформаторах [14]:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki};$$

$$\text{где } \Delta W_{xi} = n_i \cdot P'_x \cdot T_i, \quad \Delta W_k = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.}^2 \cdot T_i$$

Расчеты по потерям электроэнергии в трансформаторах сводятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Потери электроэнергии в трансформаторах ТРДЦНК–63000/110/6,3/6,3

i	S_{B_i} , МВА	S_{H_i} МВА	$S_{H_{2i}}$, МВА	n_i	$T_b, ч$	ΔW_{xi} кВт·ч	$k_{3.6i}$	$k_{3.H_i}$	$k_{3.H_{2i}}$	$\Delta W_{к.6i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H_i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H_{2i}}$, кВт·ч
1	63000	31500	31500	2	2500	373500	1,08	0,54	0,54	60273	389577	389577
2	62000	31000	31000		1500	224100	1,06	0,53	0,53	34837	225169	225169
3	61000	30500	30500		2000	298800	1,05	0,52	0,52	45557	289003	289003
4	60000	30000	30000		1000	149400	1,03	0,52	0,52	21928	144501	144501
5	59000	29500	29500		1000	149400	0,98	0,49	0,49	19851	128309	128309
6	58000	29000	29000		760	113544	0,95	0,48	0,48	14177	93575	93575
						$\sum \Delta W_{xi} = 1308744$				$\sum \Delta W_{ki} = 2736891$		

$$\Delta W_{nc} = 1308744 + 2736891 = 4045635 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$Иэ = \Delta W_{nc} \cdot Cэ = 4045635 \cdot 2 = 8091270 \text{ руб};$$

где $Cэ = 2 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}.$

Приведённые затраты:

$$З_{пр} = E_n \cdot K + Иа + Иэ, \text{ руб};$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования, $E_n = 0,15$;

K – капитальные затраты на оборудование ПС (стоимость трансформатора), $K = 30\,000\,000 \text{ руб}.$

$Иа$ – амортизационные отчисления;

$$Иа = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 30000000 = 2820000 \text{ руб};$$

$$З_{пр1} = 0,15 \cdot 3000000 + 2820000 + 8091270 = 15411270 \text{ руб}.$$

Вариант второй:

Таблица 3 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦНК–80000/110/6,3/6,3

Тип	$S_{ном.Т.},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_{к},$ %	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta P_{к},$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
ТРДЦНК– 80000/110/6,3/6,3	80	115	6,3/6,3	10,5	70	310	0,45

Значения приведенных потерь мощности вычисляются по формуле:

$$P'_T = P'_x + \kappa_{з.в}^2 \cdot P'_{к.в} + \kappa_{з.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + \kappa_{з.н2}^2 \cdot P'_{к.н2};$$

Значения приведенных потерь мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{ин} \cdot Q_x = 70 + 0,05 \cdot 360 = 88 \text{ кВт};$$

$$Q_x = \frac{I_x (\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,45}{100} \cdot 80000 = 360 \text{ квар};$$

Вычислим коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$k_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}} = \frac{62,3}{80} = 0,77; \quad k_{з.н1} = \frac{S_{Н1}}{S_{ном.Т}} = \frac{31,1}{80} = 0,38; \quad k_{з.н2} = \frac{S_{Н2}}{S_{ном.Т}} = \frac{31,1}{80} = 0,38.$$

где $K_{ин}$ - коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0,02-0,2 кВт/квар. Для расчетов принимаем $K_{ин}=0,05$ кВт/квар.

Приведенные потери мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 1050 = 52,5 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н1} = 620 + 0,05 \cdot 14700 = 1355 \text{ кВт};$$

$$Q_{к.в} = \frac{0,125 \cdot U_{к.в} (\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{0,125 \cdot 10,5}{100} \cdot 80000 = 1050 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{1,75 \cdot U_{к.в} (\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{1,75 \cdot 10,5}{100} \cdot 80000 = 14700 \text{ квар};$$

$$\text{где: } P_{к.в} = 0; \quad P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН} = 2 \cdot 310 = 620 \text{ квар}.$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = 88 + 0,77^2 \cdot 52,5 + 0,38^2 \cdot 1355 + 0,38^2 \cdot 1355 = 510,4 \text{ кВт}.$$

На основании годового графика нагрузки, приведенного на рисунке 1, определяются потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki};$$

$$\text{где } \Delta W_{xi} = n_i \cdot P'_x \cdot T_i, \quad \Delta W_k = \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_3^2 \cdot T_i$$

Расчеты по потерям электроэнергии в трансформаторах сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Потери электроэнергии в трансформаторах ТРДН–80000/110/6,3/6,3

i	S_{B_i} , МВА	$S_{H_{1i}}$ МВА	$S_{H_{2i}}$, МВА	n_i	$T_i, ч$	ΔW_{xi} кВт·ч	$k_{3.6i}$	$k_{3.H_{1i}}$	$k_{3.H_{2i}}$	$\Delta W_{к.6i}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H_{1i}}$, кВт·ч	$\Delta W_{к.H_{2i}}$, кВт·ч
1	63000	31500	31500	2	2500	440000	0,85	0,43	0,43	47414	313174	313174
2	62000	31000	31000		1500	264000	0,84	0,42	0,42	27783	179226	179226
3	61000	30500	30500		2000	352000	0,83	0,41	0,41	36167	227775	227775
4	60000	30000	30000		1000	176000	0,81	0,41	0,41	17222	113887	113887
5	59000	29500	29500		1000	176000	0,78	0,39	0,39	15970	103047	103047
6	58000	29000	29000		760	133760	0,75	0,38	0,38	11221	74351	74351
						$\sum \Delta W_{xi} = 1541760$				$\sum \Delta W_{ki} = 2178697$		

$$\Delta W_{nc} = 1541760 + 2178697 = 3720457 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3 = 3720457 \cdot 2 = 7440914 \text{ руб};$$

$$\text{где } C_3 = 2 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{час};$$

$$Z_{пр} = E_n \cdot K + I_a + I_3, \text{ руб};$$

где E_n – нормативный коэффициент дисконтирования, $E_n = 0,15$;

K – капитальные затраты на оборудование ПС (стоимость трансформатора),

$$K = 38\,000\,000 \text{ руб}.$$

I_a – амортизационные отчисления;

$$I_a = P_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 38\,000\,000 = 3\,572\,000 \text{ руб};$$

$$Z_{пр2} = 0,15 \cdot 38\,000\,000 + 3\,572\,000 + 7\,440\,914 = 16\,712\,914 \text{ руб}.$$

Полученные данные сравним:

$$Z_{пр1} < Z_{пр2}$$

$$15\,411\,270 \text{ руб} < 16\,712\,914 \text{ руб}.$$

Из этого делаем вывод, что трансформатор ТРДЦНК–63000/110/6,3/6,3 имеет меньшие приведенные затраты, следовательно выбираем его.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткие замыкания приводят к отказам в электрических цепях. В результате чего возникает уменьшение общего электрического сопротивления системы, вследствие этого токи в цепях системы значительно увеличиваются, а это значит уменьшается напряжение [7].

Напряжение уменьшается в системе различно, как и у токов короткого замыкания. Уменьшение наибольших размеров приходится не непосредственной близости мест короткого замыкания. Токи короткого замыкания достигают десятков, сотен тысяч ампер в мощных установках. Оборудование, которое считается недостаточно прочным, с точки зрения механики, может быть разрушено из-за электродинамических усилий, а большой токоведущих частей может повредить изоляцию [14].

Нормальная работа электрических приёмников нарушается в следствии понижения напряжения. При незначительном понижении напряжения вращающий момент асинхронного двигателя может быть слабым для вращения машины, так как вращающий момент пропорционален квадрату напряжения. Как следствие, понижение напряжения может привести к сбою устойчивости параллельной работы электростанций, а так же к выходу их из синхронизма и отключения линий, которые соединяют станции [1].

Возможны три основных вида коротких замыканий в трёхфазной системе - это трёхфазные, двухфазные и однофазные короткие замыкания. Трёхфазные короткие замыкания симметричны, то есть при них не происходит нарушение симметрии токов и напряжений. Геометрические суммы токов и напряжений в любом месте цепи равны нулю, поэтому система остается уравновешенной. Двухфазные и однофазные короткие замыкания являются неуравновешенными [24].

Необходимость расчёта токов короткого замыкания нужна для:

- определения и выбора электрического оборудования, а так же электрических аппаратов, шин, изоляторов, силовых кабелей и т.д.;
- выбора средств ограничения токов короткого замыкания;
- определенности в проектировании релейной защиты;
- точного анализа аварий в системах электроснабжения.

Расчёт токов КЗ ведётся в относительных единицах, так как напряжение сети выше 1 кВ [9]. Расчётная схема и схема замещения представлены на рисунке 2.

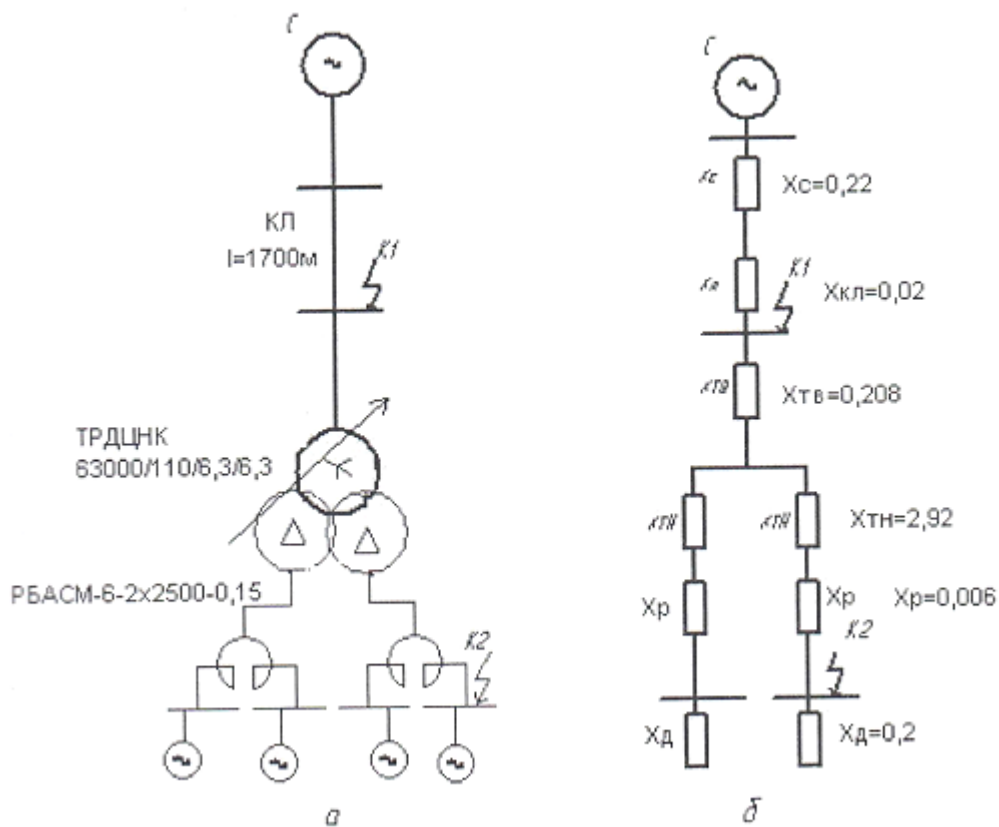


Рисунок 2 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Сопротивление системы при базисной мощности $S_6 = 1000 \text{ МВА}$:

Определим сопротивление кабельной линии:

$$x_{*c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}} = \frac{1000}{4500} = 0,22;$$

$$x_{*л} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_H^2} = 0,18 \cdot 1,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,02;$$

где $x_0 = 0,18$ - индуктивное сопротивление кабельной линии (Ом/км), выполненной маслонаполненным кабелем 110 кВ [29];

l - длина линии (км);

U_H - номинальное напряжение.

Расчет тока КЗ в точке К1:

Суммарное сопротивление:

$$x_{*\Sigma} = x_{*c} + x_{*К/Л1} = 0,22 + 0,02 = 0,24.$$

Расчет базисного тока:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока К.З.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''}{x_1} \cdot I_{\bar{o}} = \frac{1}{0,24} \cdot 5,03 = 20,9 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 20,9 \cdot 1,8 = 53,2 \text{ кА}.$$

Коэффициент ударного тока: $k_{y\partial} = 1,8$.

$$x_{*TB} = \frac{X_{*TB} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нм}} = \frac{1,31}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,2;$$

$$X_{TH1} = X_{TH2} = \frac{X_{*TH} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нм}} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,92;$$

$$x_{*TB} \% = 0,125 \cdot U_{KB-H} \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125;$$

$$x_{*TH1} \% = x_{*TH2} \% = 1,75 \cdot U_{KB-H} \% = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375.$$

Расчет тока к.з. в точке К2:

Суммарное сопротивление:

$$x_2 = x_c + x_{KL} + x_{TB} + x_{TH} + x_P = 0,22 + 0,02 + 0,2 + 2,92 = 3,36.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''}{x_2} \cdot I_{\bar{o}} = \frac{1}{3,36} \cdot 91,6 = 27,2 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з.:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 27,2 \cdot 1,9 = 73 \text{ кА}.$$

Для точки к.з. 2 необходимо учитывать ток подпитки от электродвигателей [15]. На самой загруженной секции питание получают 2 электродвигателя: синхронный и асинхронный. Переходное сопротивление их $x_d = 0,2$; значение сверхпереходной ЭДС для СД – 1,1, для АД – 0,9.

Расчет токов к.з. в точке К2 с учётом подпитки:

$$I_{CD} = \frac{E_{CD}}{x_{CD}} \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{1,1}{0,2} \cdot \frac{2200}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,97} = 1,3 \text{ кА};$$

$$I_{AD} = \frac{E_{AD}}{x_{AD}} \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{0,9}{0,2} \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,8 \cdot 0,98} = 0,76 \text{ кА}.$$

Суммарный ток к.з. в точке К2:

$$I_{K2}^3 = I_{n,o}^3 + \sum I_{CDuAD} = 27,2 + 1,3 + 0,76 = 29,26 \text{ кА}.$$

Ударный ток с учётом подпитки КЗ двигателями:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 1,85 = 5,02 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial K3} = i_{y\partial 2} + i_{y\partial AД} = 73 + 5,02 = 78,02 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов тока к.з.:

Точка к.з.	Тип тока короткого замыкания	Значение тока
К1	Ток к.з.	20,9 кА
	Ударный ток к.з.	53,2 кА
К2	Ток к.з.	27,2 кА
	Ударный ток к.з.	73 кА
	Ток к.з. с учётом подпитки эл.электродвигателями	29,26 кА
	Ударный ток к.з. с учётом подпитки эл.дв.	78,02 кА

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

Чтобы обеспечить надёжную работу подстанции необходимо соответствие каждого выбранного аппарата условиям номинального режима работы, а так же условиям работы при коротких замыканиях [2].

Следовательно начальным этапом выбора электрических аппаратов является определение их по номинальным параметрам, а затем осуществляются проверка на действие токов короткого замыкания. Напряжение и ток относятся к номинальным параметрам аппаратов [15].

Указанное на щитке аппарата межфазное напряжение называют номинальным напряжением. Для работы в сети, для которой предназначен аппарат, его номинальное напряжение должно быть численно равно номинальному напряжению сети [1].

Наибольший длительный ток, при котором устройство сможет работать продолжительное длительное время, при условии, если температура окружающего воздуха не превышает расчётной величины (35°C), называется номинальным током аппарата.

Определение наибольшего возможного значения тока короткого замыкания необходимо для проверки аппарата на устойчивость при коротких замыканиях. Аппарат считается электродинамически устойчивым, если при протекании ударного тока короткого замыкания в аппарате не наблюдается каких-либо остаточных деформаций деталей, которые препятствуют его исправной работе [21].

Аппараты, которые защищены предохранителями с номинальным током до 60 А включительно, можно не проверять на электродинамическую устойчивость.

Аппарат считается термически устойчивым, если при протекании тока короткого замыкания, у него все части не нагреваются выше установленной нормами максимальной кратковременной температуры [20].

Защищённые плавкими предохранителями аппараты, в независимости от их типа и номинального тока, не проверяются на термическую устойчивость.

5.1 Выбор выключателей

Необходимо заменить устаревшие выключатели марки ВМПЭ на новые вакуумные. Вакуумные выключатели обладают следующими достоинствами: высокое быстродействие, полная взрыво- и пожаробезопасность, экологическая чистота, широкий диапазон температуры, надежность, минимальные эксплуатационные затраты, минимальные габаритные размеры, повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам, высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и токов нагрузки [9]. Выбирается вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ Самарского завода "Электроштит", обладающий рядом преимуществ:

1. Конструктивной особенностью выключателя является его универсальность - возможность установки электромагнитного привода или пружинно-моторного.
2. Возможность при отсутствии оперативного питания ручного включения выключателя (только для пружинно-моторного выключателя).
3. Нечувствительность к просадкам напряжения, в тех случаях, когда выключатель выключает короткозамкнутую линию.
4. Простота конструкции.
5. Высокая надежность.
6. Легкое встраивание в различные типы КСО и КРУ.
7. Высокий коммутационный ресурс.
8. Для лучшего теплоотвода в полюсе ВВУ-СЭЩ-10 использован эффект естественной конвекции. На выключателе с номинальным током до 1000 А нет необходимости устанавливать теплоотводящие радиаторы, из чего следует, что конструкция получилась более дешевой и надежной.
9. Выключатель имеет механизм поджатия контактов, в следствии чего

не требуются дополнительные регулировки на протяжении всего срока службы (даже в случае износа контактов).

10. Наличие счетчика числа циклов срабатывания выключателя.

11. Наличие индикации положения выключателя - включен/отключен, пружинный привод готов/не готов к работе.

12. Компоновка выключателей с обычным и фронтальным расположением полюсов; расположением размещения трёх полюсов и привода в линию, раздельным размещением выключателя и привода на разных уровнях, например, в КСО.

13. Наличие встроенных в привод выключателя расцепителей.

14. Единый конструктив для всех типов выключателей, выключатели с электромагнитным и пружинно-моторным приводом имеют одинаковые присоединительные размеры, выключатели на номинальные токи 1000 А, 1600 А, номинальные токи отключения 20 кА, 31,5 кА имеют одинаковые габаритные размеры.

Перечислим особенности и преимущества вакуумной камеры нового поколения:

1. Вакуумная камера нового поколения обладает уникальными техническими характеристиками - для улучшения отключающих свойств, между контактами камеры создается аксиальное магнитное поле.

2. Конструктивно контакты изготовлены из нескольких различных материалов, в центральной части контакта использован материал обладающий высокой теплопроводностью и теплоемкостью, и обладает несколько большим сопротивлением по сравнению с материалом, расположенным в крайних частях поверхности контакта, за счет этого достигается оптимальное распределение электрического поля, что позволяет улучшить теплоотвод с контактов камеры [10]. Технические характеристики ВВУ-СЭЩ представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические характеристики ВВУ-СЭЩ

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	81
Номинальный ток термической стойкости, кА	31.5
Собственное время	0.03
Полное время отключения, с, макс.	0,05

Вакуумные выключатели серии ВВУ-СЭЩ-10 Самарского завода (рисунок 3) предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6-10 кВ.

Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ, а также для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации. Во всех случаях установка выключателей серии ВВУ-СЭЩ-10 допускается только по согласованию с предприятием-изготовителем. При разработке вакуумных выключателей учитывался уровень лучших отечественных и зарубежных аппаратов [22].



Рисунок 3 - Выключатель ВВУ-СЭЩ-10

Выключатель проверяем по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ}$$

2. Номинальному току:

$$I_p \leq I_{ном}$$

$$I_p = \frac{S_{Н.Т}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 2886,8 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 3150 \text{ А};$$

$$2886,8 \leq 3150 \text{ А}$$

3. Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$$

$$I_{нт} = 30,185 \text{ кА}$$

$$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$$

$$30,185 \leq 31,5 \text{ (кА)}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном},$$

где $i_{а.т}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ; $\beta_{ном}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривым ($\approx 0,41$ для $\tau = 0,05$ сек.)).

$$\tau = t_{р.з.} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ сек}$$

Расчетное время отключения выключателя:

где $t_{р.з.} = 0,02$ с. – время действия релейной защиты;

$t_{c.B.} = 0,03$ с. – собственное время отключения выключателя

$$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,41 \cdot 31,5 = 18,27 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{н.о} = \sqrt{2} \cdot 0,41 \cdot 30,185 = 17,5 \text{ кА}$$

$$17,5 \leq 18,27 \text{ кА}$$

4. Предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость

$$I_{y\delta} \leq j_{np.c}$$

$$i_{y\delta} = 80,25 \text{ кА}$$

$i_{np.c} = 81$ кА (из паспорта аппарата)

$$80,25 \leq 81 \text{ кА.}$$

5. Тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_{\kappa} = I_n^2 \cdot (t + \tau) = 30,185^2 \cdot (0,05 + 0,115) = 141,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где $I_{тер}$ - предельный ток термической устойчивости (по справочнику);

t_m - длительность протекания тока термической устойчивости;

τ - расчетное время отключения выключателя;

T_a - постоянная времени затухания, определяемая по таблице для различных мест КЗ (для шин РУ с трансформаторами 32-80 МВА $T_a=0,115$).

$$141,2 \leq 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/3150 – вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом (существует модель с электромагнитным приводом).

Выключатель предназначен для коммутации высоковольтных электрических цепей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземлённой нейтралью частоты 50 Гц напряжения 10 кВ в номинальном режиме работы электроустановки и для автоматического отключения этих токов коротких замыканий и перегрузок, возникающих при аварийных режимах [22].

5.2 Выбор ячеек КРУ

Для модернизации необходимо заменить старые КРУ серии КВЭ-6 1961-го года выпуска на современные КРУ.

Для установки принимается КРУ серии СЭЩ-70Т Самарского завода "Электроштит" со следующими техническими характеристиками:

- Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ: 7,2;
- Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ, А: 3150;
- Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА: 31,5;
- Ток термической стойкости, при времени протекания 3 с, кА: 31,5;
- Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА: 81;
- Габаритный размеры высоковольтных ячеек без шинпровода, высота/глубина/ширина, мм не более: 2385/1750/1000.

Перечислим основные конструктивные особенности КРУ СЭЩ-70Т:

1. Наличие верхнего расположения сборных шин.
2. Доступность в одностороннем обслуживании.
3. В средней части шкафа имеется выдвижной элемент с выкатыванием на инвентарную тележку.
4. КРУ имеет фасадные двери, которые обеспечивают локализацию аварии.
5. Наличие заземляющего разъединителя с пружинной доводкой ножей.
6. Доступен единый контур заземления.
7. Не требующая специального нулевого цикла рама основания.
8. В одном шкафу имеется возможность разделки до 12 кабелей.
9. КРУ изготовлено с двухступенчатой дуговой защитой.
10. Имеются шторки, которые автоматически закрываются при выкатывании выдвижного элемента.
11. Возможно установление 2-х, 3-х и 4-х обмоточных трансформаторов тока с пломбированием цепей учёта.

12. Возможность изготовления любого выключателя по желанию заказчика.

13. Имеется удобный релейный шкаф, который вмещает в себя любые схемные решения на микропроцессорах.

14. Релейный шкаф специально увеличен, что позволяет выполнить любую схему на электромеханике.

15. От неправильных действий персонала присутствуют нужные блокировки.

16. Каркас и большинство деталей изготовлены из оцинкованной стали.

Перечислим преимущества КРУ СЭЩ-70Т:

1. Чтобы ускорить срок изготовления заказа, устройство имеет каркасную конструкцию, которая позволяет легко изменить схему главных цепей на месте у заказчика с помощью установки дополнительных элементов (узлов трансформаторов тока, ОПН, трансформатора напряжения, заземляющего разъединителя).

2. Наличие удобного доступа к трансформаторам тока.

3. Возможность легкого доступа к трансформатору напряжения на вводе.

4. Возможность дистанционного управления выдвижным элементом и заземляющим разъединителем с помощью электрического привода.

5. Не маловажная особенность устройства это многофункциональная система мониторинга ИНФО-СЭЩ- это:

- мнемосхема, которая отображает в реальном времени состояние аппаратов в шкафу;

- сигнализация наличия напряжения, с возможностью «горячей» фазировки;

- сигнализация опасной температуры в 3-х точках на каждой фазе (всего 9 точек);

- подсказки по операциям с аппаратами;

- передача данных по каналам телемеханики.

6. Все основные узлы (выключатель, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы) собственного производства, что дает гарантию их надёжной совместной работы.

Встраиваемое оборудование:

1. Выключатель вакуумный: ВВУ-СЭЩ, VD4, ВВ/TEL.
2. Выключатель элегазовый: LF (Merlin Gerin).
3. Трансформаторы тока: ТОЛ-СЭЩ, ТПЛ-СЭЩ, ТЛШ (г. Екатеринбург).
4. Трансформаторы тока нулевой последовательности: ТЗЛЭ-125 УХЛ2, ТЗЛМ-1, ТЗЛМ-1-1.
5. Трансформаторы напряжения: НАЛИ-СЭЩ-10(6), ЗНОЛ-СЭЩ-10(6), НОЛ-СЭЩ-10(6), данное оборудование может быть установлено и других заводов-изготовителей по требованию заказчика.
6. Трансформаторы собственных нужд: ОЛСП-0,63/6(10)У2(Т2), ОЛС-СЭЩ-0,63/10-1 У2, ТЛС-10-40/10У3.
7. Предохранители плавкие: ПКТ.
8. Ограничители перенапряжения: ОПН-ЭС-П-6/6.0-10/3 УХЛ2, ОПН-ЭС-П-10/11.5-10/2 УХЛ2, ОПНп-6/17,4, ОПНп-10/29, данное оборудование может быть установлено и других заводов-изготовителей по требованию заказчика.
9. Индикатор напряжения стационарный: СНСФ, данное оборудование может быть установлено и других заводов-изготовителей по требованию заказчика.
10. Микропроцессорное многофункциональное устройство: ИНФО-СЭЩ, данное оборудование может быть установлено и других заводов-изготовителей по требованию заказчика [23].

5.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока характеризуется по номинальному току и напряжению, по нагрузке во вторичной цепи. Следующим этапом идет

проверка на расчётное действие токов короткого замыкания [2].

Трансформатор тока предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока в комплектных распределительных устройствах.

Производится выбор трансформаторов тока (рисунок 4) для вводной ячейки (остальные выбираются аналогично).

Технические характеристики ТЛШ-10 представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики ТЛШ-10

Наименование параметра	Номинальный первичный ток, А					
	1000	1500	2000	3000	4000	5000 6000
Номинальное напряжение, кВ	10; 11					
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12					
Номинальная частота, Гц	50; 60					
Номинальный вторичный ток, А	1;5					
Количество вторичных обмоток, шт.	2;3;4					
Трехсекундный ток термической стойкости, кА	31,5			140		175
Номинальное сопротивление вторичной цепи, Ом	5				6	



Рисунок 4 - Трансформатор тока ТЛШ-10

Трансформатор тока проверяется по следующим параметрам:

1. По значению номинального напряжения:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По значению номинального тока:

$$I_{ТТ} \leq I_{ном}$$

$$I_{ТТ} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 2886,8 \text{ А};$$

$$I_{ном} = 4000 \text{ А};$$

$$2886,8 \leq 4000 \text{ А}$$

3. Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq \sqrt{2} \cdot K_{дин} \cdot I_{1ном};$$

$$i_y = 80,25 \text{ кА};$$

$$I_{эд} = \sqrt{2} \cdot 4000 \cdot 20 = 112 \text{ кА};$$

где $I_{1ном}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока; $K_{дин}$ - кратность электродинамической стойкости (по каталогу);

$$80,25 \leq 112 \text{кА}.$$

4. По значению теплового импульса, т.е. на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_T$$

$$B_k = I_n^2 \cdot (t + T_a) = 30,185^2 \cdot (0,05 + 0,115) = 141,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{ном}^2 \cdot t_m = 175^2 \cdot 3 = 10208 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где t_T – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$141,2 \leq 10208 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5. По определению вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}.$$

Вторичной нагрузкой являются цифровое защитное реле Seram 1000+, цифровой счётчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М.

Сопротивление прибора:

$$r_{приб} = \frac{S_{\sum приб}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

где I_2 - вторичный номинальный ток прибора; $S_{\sum пр}$ – мощность, потребляемая приборами.

$$Z_2 = Z_{2ном} \approx R_2.$$

Номинальное полное сопротивление нагрузки:

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k = 0,22 + 0,028 + 0,1 = 0,33 \text{ Ом};$$

$$R_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{S_{пр}} = \frac{0,028 \cdot 6}{10} = 0,028 \text{ Ом};$$

$$Z_2 \leq Z_{2ном};$$

$$0,33 \leq 6;$$

где $R_k = 0,1$ - переходное сопротивление контактов;

$R_{пр}$ - сопротивление проводов;

l - длина провода (для КРУ $l=6\text{м}$);

ρ - удельное сопротивление (для алюминия $\rho=0,028 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальное сопротивление вторичной цепи.

Принимается стандартное сечение 6 мм^2 , материал провода алюминий.

Выбираем трансформатор тока ТЛШ - 10.

5.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения является одной из разновидностей трансформаторов, которые служат не для преобразования напряжения основного потока передаваемой мощности, а для гальванической развязки цепей высокого (6 кВ и выше) от низкого (обычно 100 В) напряжения вторичных обмоток [2].

Изолирование низковольтных логических цепей защиты и измерительных цепей от высокого напряжения, осуществляется за счет применения трансформатора напряжения, что в свою очередь дает возможность использовать более дешёвое оборудование в низковольтных сетях, и позволяет удешевить их изоляцию. Так как трансформатор напряжения не предназначен для перетока через него потоков мощностей, основной режим работы трансформатора напряжения это режим холостого хода.

Для установки выбирается трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-6, являющийся комплектующим изделием для КРУ СЭЦ-70Т. Трёхфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЦ-6 предназначена для установки в комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки, а так же в сборные камеры одностороннего обслуживания, обеспечивает питание электронных приборов учета электроэнергии, аппаратуры, современных микропроцессорных защит и автоматики.

Трёхфазная группа НАЛИ-СЭЦ-6 обладает рядом преимуществ перед аналогичными трансформаторами напряжения:

1. Главное преимущество перед масляными ТН – это пожаро- и взрывобезопасность, что несомненно позволяет расширить сферу применяемости, в частности на АЭС и химических предприятиях.

2. Имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине.

3. Сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник - по сравнению с трехфазным масляным ТН типа НАМИ-10-95.

4. В НАЛИ-СЭЩ-6(10) (рисунок 5) заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТНП. По сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов.

Технические характеристики НАЛИ-СЭЩ представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики НАЛИ-СЭЩ

Наименование параметра	НАЛИ-СЭЩ-6
Конструкция	3хНОЛ-СЭЩ-6 + ТНП-СЭЩ-6
Класс напряжения, кВ	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальное линейное напряжение на вводах первичной обмотки, В	6000
Номинальное линейное напряжение на вводах вторичной обмотки, В	100

Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА	900
Номинальная частота, Гц	50



Рисунок 5 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-6

Трансформатор напряжения проверяется по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \leq 10кВ$$

2. Вторичной нагрузке:

$$S_{\sum np} \leq S_{НОМ},$$

где $S_{\sum np}$ -нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

$$S_{НОМ} = 900ВА;$$

$$S_{\sum np} = 50ВА;$$

$$50 \leq 900ВА.$$

Выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-6.

5.5 Выбор реакторов

Реактор — электрический аппарат, который предназначен для

ограничения тока короткого замыкания. Устройство включается последовательно в цепь, в которой ток нужно ограничивать. Реактор работает как индуктивное (реактивное) дополнительное сопротивление, которое уменьшает ток и поддерживает напряжение в сети при коротком замыкании, это приводит к увеличению устойчивости генераторов и системы в целом [10].

В цепи при коротком замыкании ток значительно возрастает в сравнении с током нормального режима. Чтобы выдержать электродинамические силы, которые возникают из-за протекания этих токов, необходимо подбирать соответствующие установки, а это в свою очередь не возможно, так как токи короткого замыкания в в/в сетях достигают высоких величин. Для того, чтобы ограничить ток короткого замыкания применяют токоограничивающие реакторы. Поддержание при коротких замыканиях достаточного высокого напряжения на сборных шинах, является главной задачей этих устройств (за счёт большего падения на самом реакторе), что необходимо для нормальной работы других нагрузок [11].

Токоограничивающие реакторы получили широкое распространение на внутренней установке на напряжения сетей до 35 кВ включительно. Бетонный реактор представляет собой концентрически расположенные витки изолированного многожильного провода, который залит в радиально расположенные бетонные колонки. Из-за электродинамических усилий при коротких замыканиях, обмотки и детали испытывают значительные механические напряжения, поэтому для их изготовления используется бетон с высокой прочностью. Все металлические детали реактора изготавливаются из немагнитных материалов. В случае больших токов применяется искусственное охлаждение.

Так как необходимо преодоление продольных динамических усилий при коротком замыкании, фазные катушки реактора располагают так, что при собранном реакторе поля катушек располагаются встречно. Бетонные реакторы могут выполняться как воздушно-принудительного охлаждения

(для больших номинальных мощностей), т.н. "дутьё" (добавляется буква "Д" в маркировке), так и естественно-воздушного [13].

Реакторы выбираются по следующим параметрам:

1. Номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \leq 10кВ$$

2. Номинальному току:

$$I_p \leq I_{ном}$$

$$I_p = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_n} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 2887 A;$$

$$I_{ном} = 5000 A;$$

$$2887 \leq 5000 A;$$

По индуктивному сопротивлению реактора:

Эффективность ограничения токов КЗ при замыкании на одной секции является важным условием выбора сопротивления секционного реактора. Обычно оно принимается таким, что падение напряжения на реакторе при протекании по нему номинального тока достигает 0,08-0,12 номинального напряжения:

$$X_p = \frac{0,1 \cdot U_{р.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{р.ном}} = \frac{0,1 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 2,5} = 0,146 \approx 0,15.$$

3. По электродинамической стойкости реактора:

$$i_{уд} \leq j_{нр.с};$$

$$80,25 \leq 81кА$$

4. По термической стойкости реактора:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T;$$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 30,185^2 \cdot (0,04 + 0,115) = 141,2кА^2 \cdot с$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 6 = 5953,5 кА^2 \cdot с$$

$$141,2 \leq 5953,5кА^2 \cdot с$$

Уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за

реактором:

$$U_{осм\%} = X_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н0}}{U_H \cdot n_в} \cdot 100 = 0,2 \frac{\sqrt{3} \cdot 30,185}{6,3 \cdot 2} \cdot 100 = 83\%$$

Значение УОСТ по условиям работы потребителей должно быть не менее 65-70%:

$$83\% \geq 70\%$$

Выбираем реактор РБАСМ-6-2х2500-0,15.

5.6 Выбор шин

Выбор ошиновки на стороне 6 кВ производится, по экономической плотности тока. Проверка выбранной ошиновки производится по условиям:

- нагрева в продолжительном режиме;
- термической стойкости;
- электродинамической прочности.

Определяются расчётные токи продолжительных режимов:

$$I_{ном} = \frac{S_{Т.НОМ}}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{63000}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1445,09 \text{ A}$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т.НОМ}}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{2 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2023,12 \text{ A}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

$$q_{э} = \frac{I_{НОМ}}{J_{ЭК}} = \frac{1445,09}{1} = 1445,09 \text{ мм}^2$$

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения 120х10 мм, расположенные горизонтально, допустимый ток $I_{доп} = 2070 \text{ A}$. Расстояние между осями соседних фаз 0,3 м.

Условием проверки по нагреву в продолжительном режиме является:

$$I_{доп} > I_{max} = 2070 > 2023,12$$

Условие выполняется, т.е. шины проходят по нагреву в продолжительном режиме.

Условием проверки по термической стойкости является:

$$S_{\text{МИН}} < S_{\text{ШИИ}}$$

где $s_{\text{МИН}}$ - минимальное сечение по термической стойкости;

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

где B_K - тепловой импульс квадратичного тока, $B_K = 105,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек}$;

C - коэффициент учитывающий материал проводника,

для алюминия $C = 90$.

$$S_{\text{МИН}} = \frac{\sqrt{105,83}}{90} \cdot 1000 = 114,3 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{МИН}} < S_{\text{ШИИ}} = 114,3 < 1200$$

Условие выполняется, т.е. выбранные шины проходят по термической стойкости.

Частота собственных колебаний шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{EJ}{m}};$$

где l – длина пролёта между изоляторами, принимается 1 м;

$$J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10 \cdot 1^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4 = 0,83 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4 \quad - \quad \text{момент инерции поперечного}$$

сечения шины;

$E = 7 \cdot 10^{10}$ - модуль упругости материала шины, Па;

$r_1 = 4,73$ - параметр основной собственной частоты шины;

m - масса шины на единицу длины, $m = 2,16$ кг

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,83 \cdot 10^{-8}}{2,16}} = \frac{22,373}{6,28} \cdot \sqrt{\frac{469}{2,16}} = 3,563 \cdot 16,4 = 58,43 \text{ Гц},$$

Так как частота свободных колебаний получилась меньше 200 Гц, то может произойти возникновение механического резонанса, поэтому, изменяя длину, надо добиваются того, чтобы резонанс был исключён, т. е.

$$f_0 > 200 \text{ Гц}$$

$$200 \geq \frac{r_1^2}{2\pi l^2} \cdot \sqrt{\frac{EJ}{m}},$$

Принимается $l = 0,5$ м и пересчитывается f_0 :

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,83 \cdot 10^{-8}}{2,16}} = 14,3 \cdot 16,4 = 233,7 \text{ Гц}$$

$f_0 > 200 \text{ Гц}$, из чего следует, что условие удовлетворяется.

Проверка шин на электродинамическую стойкость – напряжение в материале шин при взаимодействии фаз:

$$\sigma = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l^2 \cdot i_{y\delta}^2}{\lambda \cdot W \cdot a}$$

где λ - коэффициент, зависящий от условия закрепления шины, $\lambda = 12$;

l - расстояние между опорными изоляторами, $l = 0,5 \text{ м}$;

a - расстояние между фазами, $a = 0,3 \text{ м}$;

$i_{y\delta}$ - ударный ток короткого замыкания, $i_{y\delta} = 44,45 \text{ кА}$;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины.

$$W = \frac{h \cdot b^3}{6} = \frac{10 \cdot 1^3}{6} = 1,67 \text{ см}^3 = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 44,45^2}{12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,3} = 14,2 \text{ МПа}$$

Для алюминиевых шин, допустимое нормируемое напряжение

$$\sigma_{доп} = 82,3 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} = 14,2 < 82,3 \text{ МПа}$$

Условие выполняется, т.е. выбранные шины проходят по электродинамической прочности [9].

Окончательно выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения 120x10 мм.

5.7 ОПН на стороне 110 кВ

От коммутационных и грозовых перенапряжений используются ограничители перенапряжений нелинейные. Они являются основными средствами защиты электрооборудования станций и сетей среднего класса напряжения переменного тока промышленной частоты [18].

Нелинейным ограничителем перенапряжений (ОПН) является защитный аппарат, который имеет последовательно или последовательно – параллельно соединенные варисторы и не содержит искровых промежутков. Варистор является частью ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях малым сопротивлением. Это достигается, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике. Варисторы изготавливаются из керамических материалов, содержащих окись цинка и другие окислы металлов, спеченных вместе [19].

Предполагается к установке на стороне 110 кВ ограничитель перенапряжения ОПН-РК-110/56 Симферопольского завода ”Таврида Электрик”. Они разработаны специально для того, чтобы защитить изоляцию разземлённых нейтралей трансформаторов 110 кВ. При разработке этих устройств были использованы последние новейшие технологические достижения и опыт эксплуатации ОПН в отечественной и зарубежной практике. Ограничители рекомендуется применять при новом строительстве, а также взамен вентильных разрядников соответствующих классов напряжения при проектировании, эксплуатации, техническом перевооружении и реконструкции электроустановок.

Ограничители перенапряжений могут быть снабжены предохранительными устройствами, которые обеспечивают взрывобезопасность аппарата [2].

Технические характеристики сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Технические характеристики ОПН-РК

Наименование параметра	ОПН-РК 110/56	ОПН-РК 110/73	ОПН-РК 110/77
Класс напряжения сети, кВ	110	110	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (Унд), кВ	56	73	77
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100	100	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	10
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	680	680	680
Удельная энергия по ГОСТ Р 52725, кДж/кВ	3,7	3,7	3,7
Рассеиваемая энергия ОПН, кДж, не менее	414,4	540,2	569,8
Масса, кг	15	15	15
Высота, мм	960	960	960

Выбирается ОПН-РК 110/56 в фарфоровых покрышках на основе оксидноцинковых варисторов без искровых промежутков.

6 Выбор релейной защиты

Релейная защита на ГПП выполнена на основе устаревших электромеханических реле тока РТ-40/10, РТ-40/20, РТ-40/50, РТ-40/100, РТ-84/2, РТЗ-50, реле напряжения РН-53/50, РН-54/160, реле времени ЭВ-113, ЭВ-132, ЭВ-142, РВМ-12. Необходимо установить микропроцессорную релейную защиту. Традиционное электромеханическое или индукционное реле контролирует один параметр в защищаемой фазе и соответственно способно реализовать один вид защиты, т.е. в схемах с несколькими видами защиты требуется установка довольно большого количества реле. Один микропроцессорный терминал способен реализовать несколько видов защит, практически отпадает нужда в установке промежуточных реле, соответственно существенно упрощается схема [22].

Процесс изменения уставок в защитах с использованием микропроцессорных терминалов также существенно упростился и осуществляется с помощью ноутбука либо с помощью органов управления на лицевой панели.

Одно из преимуществ микропроцессорных терминалов заключается в их точности, быстрой срабатывания, отсюда следуют минимально возможные послеаварийные последствия. А также постоянная самотестируемость (резкое снижение трудозатрат на проверки) и точность параметров в течение всего срока службы [25].

На сегодняшний день на смену традиционным электромеханическим и индукционным реле приходит микропроцессорная защита. Преимущество микропроцессорной защиты в том, что она непрерывно предоставляет всестороннюю информацию, как о своем состоянии, так и о режиме работы объекта, который находится по защитой.

Микропроцессорное устройство отличается постоянной работой, в отличие от электромеханического, которое срабатывает в момент возникновения повреждения на объекте, которое находится под защитой.

Кроме этого, микропроцессорные защиты значительно улучшены техническими характеристиками по сравнению с электромеханическими защитами (диапазоны установок, стабильность параметров при отклонении основных и вспомогательных воздействующих величин, весогабаритные показатели и т.д.), имеют разнообразные дополнительные функции, а также просты, удобны, информативны в обслуживании и работе [26].

У микропроцессорных защит преимуществ много: это и меньшие габаритные размеры, и постоянная самодиагностика, и более низкие эксплуатационные затраты, и совмещение в одном устройстве функций различных защит, управления, измерения, регистрации событий, возможность интеграции в АСУ ТП, а так же оперативное внесение изменений в программы защит [26].

Принимаем к установке гамму устройств защиты и измерения Sepam 1000+. Гамма SEPAM 1000+ включает в себя все стандартные функции микропроцессорных защит – это функции защиты, измерения, автоматики, диагностики сети и коммутационного аппарата, самодиагностики, цифрового осциллографирования и связи по открытому протоколу MODBUS.

При этом необходимо подчеркнуть, что устройство, соответствуя всем необходимым требованиям к перспективному развитию системы, не перегружено избыточными функциями, что позволяет обеспечить оптимальное соотношение цены и качества.

Для каждого из этих устройств применима целая гамма дополнительных модулей:

- модуль связи с системой диспетчерского управления;
- модуль температурных датчиков;
- модуль аналогового выхода;
- дополнительные модули входов-выходов.

Кроме того, устройства этой серии могут иметь различный человеко-машинный интерфейс в виде:

- программируемой линейки светодиодов;

- встроенного графического экрана;
- выносного графического экрана.

В Seram 1000+ объединены такие качества, как:

- использование передовых методов самотестирования и самодиагностики;
- простота управления;
- совместимость со стандартным протоколом связи Modbus;
- интеграция всех функций, необходимым для защиты и управления объектом в одном блоке.

Seram 1000+ отображает все необходимые для эксплуатации измерения, то есть:

- измеряет действующие значения трехфазных токов;
- измеряет ток нулевой последовательности;
- измеряет токи отключения относительной мощности при перегрузке (они отображаются в процентах от номинальной тепловой мощности);
- измеряет фазные напряжения;
- вычисляет или измеряет линейные напряжения;
- вычисляет напряжения прямой последовательности;
- вычисляет напряжения нулевой последовательности;
- измеряет частоты;
- измеряет температуры каждого датчика.

Измерения, необходимые для диагностики выключателей (эти измерения нужно сравнивать с данными, предоставленными изготовителем выключателей):

- кумулятивное значение токов отключения (получаемое значение может использоваться для оценки состояния полюсов выключателя);
- время коммутации, время взвода привода (измеряет время коммутации выключателя и время взвода привода, так же эти данные могут использоваться для оценки состояния полюса выключателя и привода);
- число коммутаций (кумулятивное значение количества коммутаций);

- счетчик часов работы;
- кумулятивное значение времени работы оборудования (двигателя или трансформатора) под нагрузкой. Эта величина отображается в часах (0-65535 ч) и сохраняется каждые 4 часа;

Seram 1000+ обладает рядом защит обеспечивая тем самым надёжную работу электрических аппаратов:

- защита в фазах и защита на землю с регулируемым временем возврата, с переключением группактивных уставок и логической селективностью;

- не чувствительная к току включения трансформаторов, защита на землю;

- наличие обнаружения небаланса фаз;

- учитывающая внешнюю рабочую температуру и работу вентиляции, тепловая защита RMS;

- защита по скорости изменения частоты (ROCOF) для быстрого и надежного отключения.

На лицевой панели устройства Seram 1000+ возможен процесс ввода и изменения уставок защит с помощью интерфейса, а так же с помощью ноутбука. Так же Seram 1000+ полностью совместим со стандартным протоколом связи Modbus.

Этот протокол связи может обеспечить доступ ко всем данным, необходимым для дистанционного управления оборудованием с диспетчерского поста. Обеспечить контроль за результатами измерений, аварийными сигналами, значениями уставок, передача команды телеуправления выключателю и т.д.

На всех трансформаторах, мощность которых 6,3 МВА и выше, устанавливается продольная дифференциальная защита. Трансформаторы тока для продольной дифференциальной защиты должны выполняться со всех сторон трансформатора, который она защищает.

Коэффициенты трансформации и схемы соединения ТА выбираются с

учетом соединения обмоток защищаемых силовых трансформаторов для выравнивания токов в цепи дифференциальной защиты.

Реле ДЗТ-11 вместе с уравнительными и рабочей обмотками, включает в себя тормозную обмотку, которая наматывается на том же насыщающемся трансформаторе тока [27].

Результаты расчетов дифференциальной токовой защиты с реле ДЗТ-11 и максимальной токовой защиты заносятся в таблицу 10.

Таблица 10 - Уставки релейной защиты для силового трансформатора

Силовой трансформатор ТРДЦНК-63000/110/6						
Номинальный ток				316 А		
ДЗТ	ТТ на ступ. 110 кВ	600/5	Обдув трансформ.	Тип реле	РТ-40/6	
	ТТ на ступ. 6 кВ	6000/5		Ток ср.реле (А)	19	
	Тип реле	РТН-565		Ток ср.защиты(А)	220	
	Ток ср.реле (А)	5,9/6,25	Блок. РПН	Блокировка по напряжению	РН 54160	
	Ток ср.защиты (А)	411/7500			$U_{ср.р} = 60В$	
МТЗ	Тип реле	РТ-40/20	Пере-груз	Блокировка по току	РТ-40/6	
	Ток ср.реле (А)	7,78			$I_{ср.р} = 2А$	
	Ток ср.защиты (А)	540	Тип реле	РТ-40/6		
	Тип реле	РВ-114			Ток ср.реле (А)	3,8
	Время ср. (сек)	2,4			Ток ср.защиты(А)	3800
	Тип реле	РН 56160				
	Напряжен.ср. (В)	50				

Таблица 11 - Уставки релейной защиты для реактора

Реактор РБАСМ-6-2х2500-0,15		
Номинальный ток		5000 А
МТЗ	Тип реле	РТ-40/10
	Ток ср.реле (А)	3,6
	Ток ср.защиты (А)	4320
	Тип реле	РВ-114
	Время ср. (сек) откл.вводов	2,0
	Время ср. (сек) откл.трансформатора	2,4
	Тип реле	РН 56160
	Напряжен.ср. (В)	50

Таблица 12 - Уставки релейной защиты для ввода 6 кВ и секционника

Ввод 6 кВ		
МТЗ	Тип реле	Серам
	Ток ср.защиты (А)	4320
	Время ср. (сек) откл. ввода	1,6
	Время ср. (сек) откл. трансформатора	2,4
	Напряжен.ср. (В)	50
Секционный выключатель		
МТЗ	Тип реле	Серам
	Ток ср.защиты (А)	3680
	Время ср. (сек) отключение	1,2
	Время ср. (сек) ускорение	0,5
	Напряжен.ср. (В)	50

Таблица 13 -Уставки релейной защиты для синхронного эл.двигателя

СД 6 кВ 4000 кВт		
Номинальный ток, А		433
Трансформатор тока		600/5
МТЗ	Тип реле	Серам
	Ток ср.защиты (А)	550
	Время ср. (сек)	0,7
МТО	Ток ср.защиты (А)	3680
Защита от 3/3	Ток ср.защиты (А)	5

Таблица 14 - Уставки релейной защиты для асинхронных двигателей

АД 6 кВ				
Мощность, кВт		800	630	400
Номинальный ток, А		104	71	47
Трансформатор тока		200/5	150/5	150/5
МТЗ	Тип реле	Серам	Серам	Серам
	Ток ср.защиты (А)	170	105	75
	Время ср. (сек)	12	16	16
МТО	Ток ср.защиты (А)	2400	840	600
Защита от 3/3	Ток ср.защиты (А)	5	5	5

Таблица 15 - Уставки релейной защиты для подстанций

		п/ст 61	п/ст 17	п/ст 67
	Номинальный ток, А	1000	750	600
	Трансформатор тока	1500/5	800/5	600/5
МТЗ	Тип реле	Sepam	Sepam	Sepam
	Ток ср.защиты (А)	1200	940	710
	Время ср. (сек)	0,7	0,7	0,7
Защита от 3/3	Ток ср.защиты (А)	5	5	5

7 Расчет защитного заземления КРУ 6 кВ

Защитное заземление – это преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетокопроводящих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением. Эти устройства являются необходимой частью многих электроустановок.

По своему назначению различают следующие виды заземляющих устройств: выносное и контурное. Тип этих защит напрямую зависит от места их размещения относительно заземляемого оборудования [30].

Заземлитель выносного заземляющего устройства расположен за пределами площадки, на которой находится заземляемое оборудование.

Электроды заземлителя контурного заземляющего устройства располагают по контуру (периметру) площадки, а так же внутри периметра площадки, на которой располагаются заземляемые оборудования.

При наличии открытой электроустановки корпуса провода присоединяются соответственно к заземлителю. В зданиях планируется и прокладывается магистраль заземления, к которой присоединяются заземляющие провода. Главным условием является соединение магистрали заземления с заземлителем не менее чем в двух местах [30].

К естественным заземлителям подстанций и распределительным устройствам относят, например, заземлители опор, которые отходят от воздушных линий электропередачи, и которые соединены с заземляющим устройством подстанции или распределительным устройством при помощи грозозащитных тросов линий, чем вызывают рекомендации к использованию.

Для заземления подстанции будем использовать стальные прутки диаметром 12 мм, длиной 3 м. В качестве горизонтального заземлителя используем стальную полосу 40×4 мм. Расстояние между стальными прутками 5 м, прутки забиты в ряд (рисунок б).

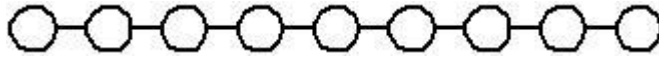


Рисунок 6 - Схема заземлителя

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{д}} = 4 \text{ Ом};$$

Расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

Сопротивление растеканию вертикального заземлителя:

$$R_B = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right)$$

$$R_B = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 35 \text{ Ом}$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{R_B}{R_{\text{д}}}$$

$$n_B = \frac{35}{4} = 8,7 \approx 9 \text{ шт}$$

Длина горизонтального заземлителя (полосы):

$$l_{\text{Г}} = 1,05 \cdot m \cdot (n - 1)$$

$$l_{\text{Г}} = 1,05 \cdot 5 \cdot (9 - 1) = 42 \text{ м}$$

Сопротивление растекания горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{Г}} = \frac{\rho}{2\pi l_{\text{Г}}} \ln \frac{l_{\text{Г}}^2}{dt}$$

$$R_{\text{Г}} = \frac{100}{2 \cdot 3,14 \cdot 42} \ln \frac{42^2}{0,02 \cdot 0,5} = 4,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление растеканию заземлителей:

$$R_3 = \frac{R_B R_\Gamma}{R_B \eta_\Gamma + R_\Gamma n \eta_B}$$

где η_Γ - коэффициент использования горизонтального электрода с учетом вертикальных электродов, $\eta_\Gamma = 0,72$;

η_B - коэффициент использования вертикальных электродов, учитывающий их взаимное экранирование, $\eta_B = 0,65$.

$$R_3 = \frac{35 \cdot 4,6}{35 \cdot 0,72 + 4,6 \cdot 9 \cdot 0,65} = 3,09 \leq 4 \text{ Ом}.$$

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция главной понизительной подстанции № 60 ОАО «КуйбышевАзот». Проведен расчет электрических нагрузок понизительной подстанции, и по результатам расчета были выбраны силовые трансформаторы марки ТРДЦНК–63000/110/6,3/6,3. Был проведен сравнительный анализ предлагаемого оборудования, расчет токов короткого замыкания. По результатам расчета токов короткого замыкания был произведен выбор основного силового электрооборудования на ГПП № 60 ОАО «КуйбышевАзот», к установке было принято:

ОПН – РК 110/56;

КРУ – СЭЩ – 70Т;

Реакторы РБАСМ-6-2х2500-0,15;

Выключатели ВВУ – СЭЩ;

Трансформаторы тока типа ТШЛ – 10;

Трансформаторы напряжения НАЛИ – СЭЩ – 6;

Релейная защита Seram1000+.

Список использованных источников

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. - М.: -Кнорус, 2009.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. - М.: НЦ ЭНАС, 2012.
3. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб.-метод, пособие для практических занятий и курсового проектирования/ В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2009.
4. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для курсового проектирования./ В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2013.
5. Вахнина, В.В. Проектирование и оптимизация систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие для курсового проектирования /В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2009.
6. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. - Тольятти: ТГУ, 2011.
7. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учебное пособие./ В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. - Тольятти: ТГУ, 2009.
8. Стёпкина, Ю.В. Электропитающие системы и электрические сети: учебное пособие / Ю.В. Стёпкина. - Тольятти: ТГУ, 2009.
9. Свириденко, Э.А. Основы электротехники и электроснабжения / Э.А. Свириденко. - М.: Техноперспектива, 2009.
10. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, 2009.
11. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб.

пособие для вузов. / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. - М.: Энергоатомиздат, 2011.

12. Федоров, А.А., Ристхейн, Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий: для студентов вузов. – Энергия, 1981.

13. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов /Б.И. Кудрин. - М.: Интермет Инжиниринг, 2009.

14. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ/ Е.Ф. Макаров. - М.: «ИД Энергия»,2010.

15. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии /Под общей ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов).-8-е изд., испр. и доп. –М.: Издательство МЭИ, 2010.

16. Опалева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Опалева. – М.: ИД «ФОРУМ», 2009.

17.Самсонов, В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: учеб. для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. - М. : «Высшая школа», 2010.

18. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособ. для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - Энергоатомиздат, 2009.

19. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.

20. Околович, М.Н. Проектирование электрических станций и подстанций. –М.: Энергоатомиздат, 2009.

21. СО 153-34.20.122-2006. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: Издательство стандартов, 2006.

22. Релейные и микропроцессорные устройства защиты электрооборудования системы электроснабжения: учеб. пособие / под ред. СИ. Гамазина. - Тула: ТГУ, 2009. - 108 с.

23. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем

электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2009.

24. Андреев, В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: учеб. пособие для вузов / В.А. Андреев. - М.: Высшая школа, 2009.

25. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. - М.: Энергоатомиздат, 2009.

26. Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко.- М.: Изд. дом МЭИ, 2010.

27. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов / Н.И. Овчаренко. - М.: НЦ ЭНАС, 2009.

28. РД 34.21.122. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 280.

29. ГОСТ Р 12.0.006-2002. Система стандартов безопасности труда. Общие требования к управлению охраной труда в организации.

30. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. / под ред. Тиходеева Н.Н. - СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

31. Analysis of the Impact of Increasing Shares of Electric Vehicles on the Integration of RES Generation, Andres Ramos.

32. Janssen M. C. The Smart Grid Drivers. – PAC, June 2010, p. 77

33. Amin S. M., Wollenberg B. F. Toward a Smart Grid. – IEEE P&E Magazine, September/October, 2005.

34. Gellings C. W. The Smart Grid. Enabling Energy Efficiency and Demand Response. – CRC Press, 2010

35. Analysis of short-term dynamic behavior of an electricity market

Andrés Ramos, Álvaro Baíllo, Santiago López, Michel Rivier, Mariano Ventosa I