

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Нижегородский государственный университет
им. Н.И. Лобачевского»
Балахнинский филиал ННГУ

УТВЕРЖДАЮ

Директор Балахнинского филиала ННГУ



А.К. Балдин

20 19 г.

Методические указания
для студентов по выполнению выпускной квалификационной работы
(дипломного проекта)

Специальность среднего профессионального образования
13.02.03 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, СЕТИ И СИСТЕМЫ

Квалификация выпускника
ТЕХНИК-ЭЛЕКТРИК

Форма обучения
ОЧНАЯ

Пояснительная записка

По выбору обучающегося им разрабатывается тема дипломного проекта по одному из двух направлений:

1. Расчет электрической части электростанции
2. Расчет районной электрической сети и подстанции

В соответствии с двумя направлениями курсового проектирования методические указания состоят из двух частей.

Часть 1. Расчет электрической части электростанции ГРЭС, АЭС, ТЭЦ

Дипломный проект по расчету электрической части электростанции должен содержать пояснительную записку (ПЗ) с расчетами и графическую часть: главная схема станции, чертеж ОРУ, схема релейной защиты и спец. вопрос. В пояснительной записке должны быть следующие разделы:

Введение

1. Выбор основного оборудования
2. Технико-экономическое сравнение
3. Расчёт токов короткого замыкания
- 4 Выбор и обоснование схем электрических соединений РУ
- 5 Выбор электрооборудования и токоведущих частей
- 6 Выбор способа синхронизации
- 7 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора
- 8 Выбор типов защит для всех элементов схемы
- 9 Расчёт заземляющего устройства ОРУ
- 10 Описание конструкции ОРУ-220 кВ
- 11 Специальное задание
- 12 Капитальный ремонт заданного электрооборудования
- 13 Техника безопасности

Список использованной литературы

Пояснительную записку выполнять шрифтом «GOST type B», правильно пронумеровать номера формул, таблиц и рисунков.

Введение

(Подобрать материал о развитии электроэнергетики)

1 Выбор основного оборудования

1.1 Выбор генераторов, например:

Согласно заданию на ГРЭС, выбираю генератор типа ТВВ-220-2А, данные генератора заносу в таблицу

Таблица 1 - Технические данные генератора

Тип турбогенератора	Частота вращения, об/мин	Номинальные параметры					Сист. возбуждения	Охлаждение обмоток	
		$S_{ном,}$ МВ·А	$I_{ном,}$ кА	$U_{ном,}$ кВ	x''_d	$\cos\varphi$		стагора	ротора
ТВВ-220-2А	3000	259	9,49	15,75	0,197	0,85	ВЧ	НВ	НВР

1.2 Выбор блочных трансформаторов

Мощность блочных трансформаторов $S_{расч}$, в МВ·А, определяется по формуле

$$S_{расч} = \sqrt{(P_{\varepsilon} - P_{сн})^2 + (Q_{\varepsilon} - Q_{сн})^2}, \quad (1)$$

где $P_{сн}$, $Q_{сн}$ - расход на собственные нужды, %

$P_{уст}$, $Q_{г}$ - установленная активная и реактивная мощность генератора

Расход на собственные нужды от установленной мощности генератора $P_{уст}$ (активная мощность), в МВт, определяется по формуле,

$$P_{сн} = \frac{P_{с.н.} \%}{100} \cdot P_{уст}, \quad (2)$$

($P_{сн}\%$ (Л-8, стр.445)

Реактивные мощности с.н. и генератора Q , в Мвар, определяются по формуле

$$Q_{сн} = P_{сн} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{сн}, \quad Q_{г} = P_{г} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3)$$

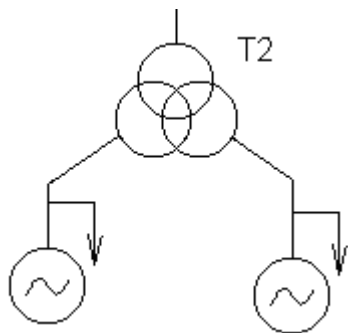
Номинальную мощность блочного трансформатора $S_{ном}$, в МВ·А, определяем по формуле

$$S_{ном} \geq S_{расч}$$

Выбираем блочные трансформаторы, например ТДЦ-250000/330

Примечание: блочные трансформаторы - без РПН (в конце обозначения не должно быть буквы "Н").

Мощность блочного трансформатора с расщепленной обмоткой НН определяется следующим образом:



$$S_{расч} = 2\sqrt{(P_z - P_{сн})^2 + (Q_z - Q_{сн})^2}$$

Выбираем блочные трансформаторы, данные заносим в таблицу

Таблица 2 - Технические данные блочных трансформаторов

Тип трансформатора	U _{ном} обмотки, кВ			потери, кВт		U _{кз} , %	I _{хх} , %
	ВН	СН	НН	P _{хх}	P _{кз}		
ТДЦ-250000/330	347	-	15,75	214	605	11	0,5
ТДЦ-250000/110	121	-	15,75	200	640	10,5	0,5

1.3 Разработка структурных схем электростанции

Необходимо разработать 2 варианта электрической схемы электростанции.

Рекомендации:

На ГРЭС обычно применяют моноблоки без генераторного выключателя (рис.1), блоки с автотрансформатором (рис.5,6).

На АЭС применяют моноблоки с генераторными выключателями (рис.2), объединенные или укрупненные блоки в том случае, когда с одним ядерным реактором устанавливается две турбины и два генератора.(рис. 3, 4).

На блочных ТЭЦ применяют моноблоки без генераторного выключателя и блоки с выключателем, если нагрузка генераторного напряжения питается отпайками от генераторов (рис.7).

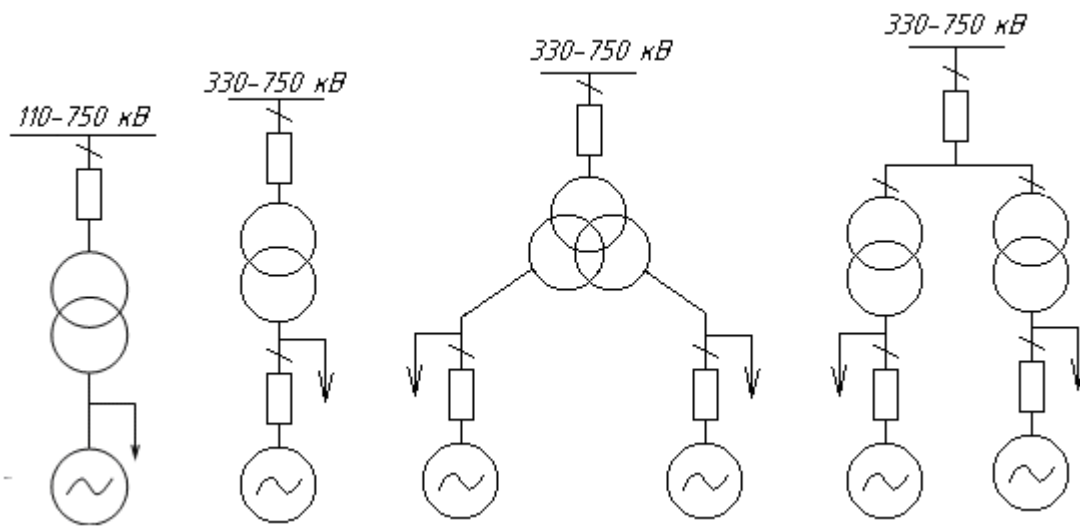


Рис.1

Рис.2

Рис.3

Рис.4

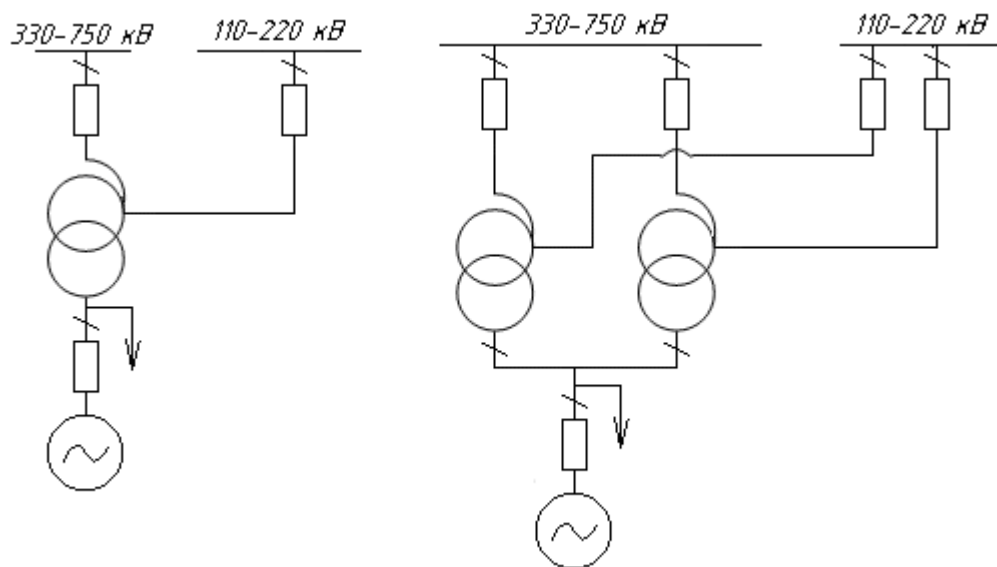


Рис.5

Рис.6

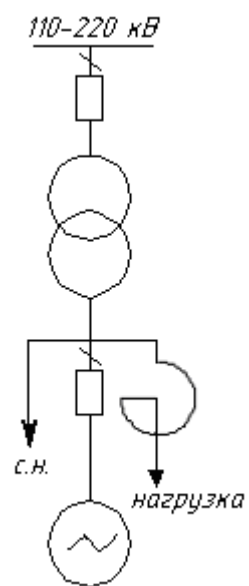


Рис.7

Количество блоков N , присоединенных к шинам среднего напряжения зависит от заданной нагрузки на среднем напряжении (P_{\max}).

$$N \geq \frac{S_{\max}}{S_{\Gamma}}, \quad \text{где } S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}; S_{\Gamma} - \text{полная мощность генератора}$$

Связь между РУ высокого и среднего напряжения может осуществляться автотрансформаторами связи или блочным автотрансформатором.

При составлении двух вариантов структурной схемы электростанции необходимо проработать вопрос подключения резервных трансформаторов собственных служб (с.н.) и их количества (см. Л 8 § 5.9, 5.10).

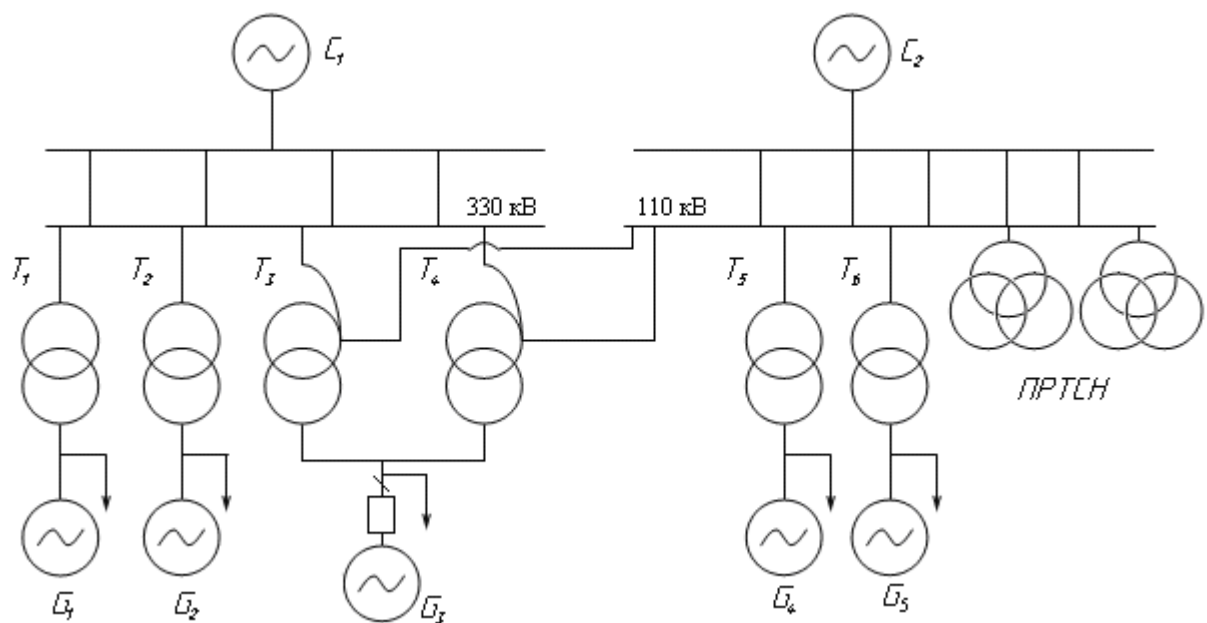
Количество резервных ТСН на ГРЭС, блочных ТЭЦ и АЭС можно принять равным двум при количестве энергоблоков на электростанции три и более.

Резервные ТСН присоединяют к двум разным точкам главной электрической схемы станции, чтобы при ремонте или отказе любого элемента схемы резервное питание с.н. через один трансформатор сохранялось.

Местами присоединения резервных трансформаторов могут быть: сборные шины 110-220 кВ, обмотки НН автотрансформатора связи, отвлечение на генераторном напряжении от блока, имеющего генераторный выключатель.

Пример 2-х вариантов структурных схем электростанции

Вариант 1



Вариант 2

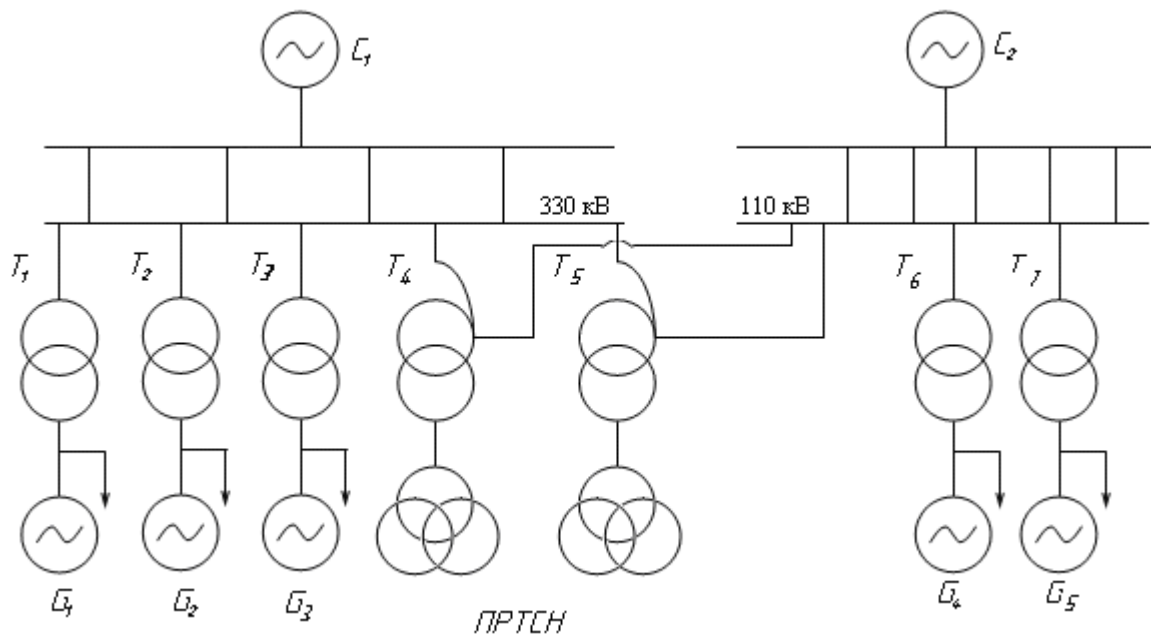


Рисунок 1 - Структурные схемы электростанции

1.4 Выбор автотрансформаторов

Вариант 1

Выбор блочных трансформаторов связи.

Мощность блочного автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгоды:

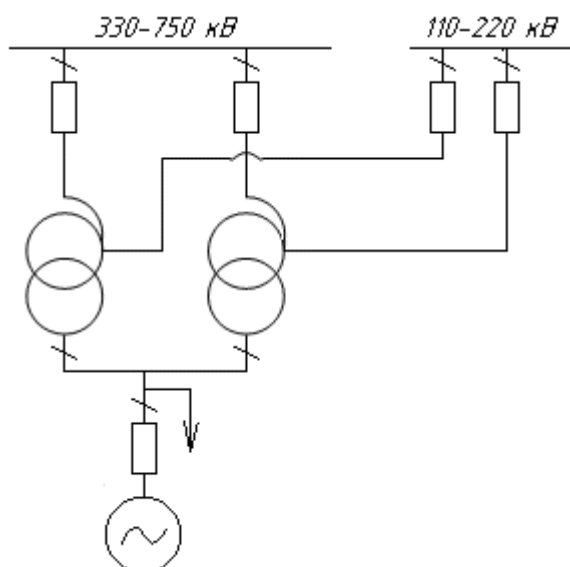
$$K_{\text{выг}} = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}}$$

Номинальную мощность автотрансформатора $S_{\text{ном}}$, в МВ·А, определяют по формуле

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{с}} - S_{\text{сн}}}{K_{\text{выг}}},$$

Полная мощность собственных нужд $S_{\text{сн}}$, в МВ·А, определяется по формуле

$$S_{\text{сн}} = \sqrt{P_{\text{сн}}^2 + Q_{\text{сн}}^2}$$



В случае, если в справочнике нет автотрансформатора необходимой мощности, то приходится объединять два автотрансформатора с одним генератором:

Тогда мощность автотрансформатора определяется следующим образом:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{г}} - S_{\text{сн}}}{2 \cdot K_{\text{блг}}},$$

Примечание: при выборе автотрансформатора следует учесть, что автотрансформаторы типа АОДЦТН- однофазные, указанная в справочнике мощность умножается на 3. Например, АОДЦТН-167, $S=3 \cdot 167=501 \text{ МВ} \cdot \text{А} \dots$

Вариант 2

Выбор автотрансформаторов связи

Обычно устанавливают два автотрансформатора связи.

Мощность автотрансформатора выбирается по максимальному переоток мощности между РУ ВН и РУ СН, определяемому формулой

$$S_{\text{расч1}} = \sqrt{(n \cdot P_{\text{г}} - n \cdot P_{\text{сн}} - P_{\text{макс}})^2 + (n \cdot Q_{\text{г}} - n \cdot Q_{\text{сн}} - Q_{\text{макс}})^2},$$

где n-число генераторов, работающих на шины среднего напряжения

$P_{\text{г}}$, $Q_{\text{г}}$ - номинальные и реактивные мощности генераторов.

$P_{\text{с.н.}}$, $Q_{\text{с.н.}}$ - активная и реактивная мощность собственных нужд блоков

$P_{\text{с}}$, $Q_{\text{с}}$ - активная и реактивная нагрузки на шинах среднего напряжения.

Максимальную реактивную нагрузку на шинах среднего напряжения $Q_{\text{с}}$ в Мвар, определяют по формулам

$$Q_{\text{Сmax}}=P_{\text{Сmax}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad Q_{\text{Сmin}}=P_{\text{Сmin}} \text{tg}\varphi,$$

где $P_{\text{С max}}$ -максимальная активная нагрузка на шинах среднего напряжения, $P_{\text{С min}}$ - минимальная активная нагрузка на шинах среднего напряжения.

Примечание:

при подсчете реактивной мощности $Q=P \cdot \text{tg}\varphi$ следует определять $\text{tg}\varphi$ для генератора, для с.н. и для заданной нагрузки на среднем напряжении.

Расчетную мощность автотрансформаторов определяют для трех режимов:

1. Режим максимальной нагрузки на шинах среднего напряжения

$$S_{\text{расч1}} = \sqrt{(n \cdot P_{\text{г}} - n \cdot P_{\text{сн}} - P_{\text{макс}})^2 + (n \cdot Q_{\text{г}} - n \cdot Q_{\text{сн}} - Q_{\text{макс}})^2}$$

2. Режим минимальной нагрузки на шинах среднего напряжения

$$S_{\text{расч2}} = \sqrt{(n \cdot P_{\text{г}} - n \cdot P_{\text{сн}} - P_{\text{минс}})^2 + (n \cdot Q_{\text{г}} - n \cdot Q_{\text{сн}} - Q_{\text{минс}})^2}$$

3. Аварийный режим (на шинах среднего напряжения отключился один блок).

$$S_{\text{расч3}} = \sqrt{((n-1) \cdot P_{\text{г}} - (n-1) \cdot P_{\text{сн}} - P_{\text{макс}})^2 + (((n-1) \cdot Q_{\text{г}} - (n-1) \cdot Q_{\text{сн}} - Q_{\text{макс}})^2}$$

По наибольшей расчетной мощности выбрать номинальную мощность автотрансформатора.

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расчmax}}}{K_{\text{II}}},$$

где $K_{\text{II}}=1,4$ -коэффициент перегрузки

Технические данные автотрансформаторов записываем в таблицу, например:

Таблица 3 - Технические данные автотрансформаторов

Тип авто- трансформа- тора	$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	$U_{\text{НОМ}}, \text{ кВ}$			Потери, кВт				$U_{\text{к}} \%$			$I_{\text{xx}}, \%$
		ВН	СН	НН	XX	КЗ			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
АТДЦТН - 200000/ 330/110	200	330	115	15,75	155	560	300	210	10,5	38	25	0,45
АТДЦТН- 125000/ 330/110	125	330	115	38,5	100	345	240	210	10	35	24	0,45

1.5 .Выбор рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд (ТСН)

Рабочие ТСН присоединяются отпайкой от генератора, следовательно, $U_{\text{ВН.ТСН}} = U_{\text{нн}}$ генератора. В системе с.н. применяют напряжение 6 или 10 кВ, соответственно $U_{\text{ВН.ТСН}} = 6$ или 10 кВ.

Расчетная мощность рабочего ТСН определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединены к данному трансформатору. Точное определение расчетной мощности очень затруднено, поэтому используют формулу с коэффициентом спроса $K_{\text{с}}$.

Расчетный коэффициент $K_{\text{с}}$ учитывает разновременность работы электроприемников, средние значения коэффициента нагрузки, КПД, коэффициента мощности двигателей:

Коэффициенты спроса $K_{\text{с}}$ указаны в табл.5.2.(Л.8) стр. 445 для разных видов электростанций и топлива.

Мощность рабочего ТСН определяется по формуле:

$$S_{\text{сн}} \geq \frac{P_{\text{сн}} \% \cdot P_{\text{с}}}{100} \cdot K_{\text{с}}$$

Мощность резервных ТСН должна обеспечить замену одного рабочего ТСН и одновременный пуск или остановку блока.

Как правило, пускорезервные трансформаторы с.н. (ПРТСН) имеют мощность на ступень выше рабочих ТСН.

Технические данные трансформаторов собственных нужд заносят в таблицу, например:

Таблица 4 - Технические данные трансформаторов собственных нужд

Тип трансформатора	U _{ном} , кВ		Потери, кВт		U _{кз} , %	I _{хх} , %
	ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТДНС-16000/15,75	15,75	6,3	17	85	10	0,7
ТРДНС-25000/35	36,75	6,3-6,3	25	115	10,5	0,65
ТРДН-25000/110	115	6,3-6,3	25	120	10,5	0,65

2 Технико- экономическое сравнение 2-х вариантов схемы электростанции

(Л.8 стр. 395-402). При расчетах пользоваться примером 53 стр.397 учебника

Технико-экономическое сравнение производят по приведенным затратам «3»: определяют затраты 31 и 32 для обоих вариантов.

2.1 Определение годовых потерь электроэнергии в трансформаторах и автотрансформаторах

2.1.1, 2.1.2 Определяем потери энергии в блочных трансформаторах, присоединённых к шинам ВН и СН, $\square W$, в кВт·ч, по формуле

$$\square W = P_x \cdot T + P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau,$$

где P_x - потери холостого хода

P_k - потери короткого замыкания

S_{\max} - максимальная нагрузка трансформатора

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

$T = T_{\text{год}} - T_{\text{рем}} = 8760 - 600 = 8160$ ч - время работы трансформатора в течение года

τ - продолжительность максимальных потерь, определяется по графику, рис.5.6. стр. 396 (Л8) в зависимости от T_{\max} и $\cos\phi$

T_{\max} - продолжительность использования максимальной нагрузки.

Например:

$\tau = 5800$ ч при $T_{\text{уст}} = 7000$ ч, $\cos\phi_T = 0,85$

2.1.3 Определяем потери энергии в блочном автотрансформаторе

I варианта $\Delta W_{\text{АТ1}}$, в кВт·ч, по формуле

$$\Delta W_{AT1} = P_{xx} \cdot T + P_{KB} \cdot \left(\frac{S_{maxB}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_B + P_{KC} \cdot \left(\frac{S_{maxC}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_C + P_{KH} \cdot \left(\frac{S_{maxH}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_H, \quad (4)$$

где $T = T_{год} - T_{рем} = 8160$ ч

$\tau_B = \tau_C = XX$ ч при $T_{max AT} = 0,5 \cdot (T_{уст} + T_{max})$ ч

$\tau_H = 5800$ ч

Определяем максимальную нагрузку обмотки НН $S_{max H}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{max H} = \frac{S_2 - S_{CH}}{2}$$

Определяем максимальную нагрузку обмотки СН $S_{max C}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{max C} = \frac{S_{расч. max}}{2}$$

Определяем максимальную нагрузку обмотки ВН $S_{max B}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{max B} = S_{max H} + S_{max C} \text{ или } S_{max B} = S_{max H} - S_{max C},$$

в зависимости от того, куда направлен переток мощности между шинами ВН и СН

Определяем потери короткого замыкания в обмотке высокого напряжения P_{KB} , в кВт, по формуле

$$P_{KB} = 0,5 \cdot \left(P_{KB-C} + \frac{P_{KB-H}}{K_{бл2}^2} - \frac{P_{KC-H}}{K_{бл2}^2} \right) \quad (5)$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке среднего напряжения P_{KC} , в кВт, по формуле

$$P_{KC} = 0,5 \cdot \left(P_{KB-C} + \frac{P_{KC-H}}{K_{бл2}^2} - \frac{P_{KB-H}}{K_{бл2}^2} \right) \quad (6)$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке низкого напряжения P_{KH} , в кВт, по формуле

$$P_{KH} = 0,5 \cdot \left(\frac{P_{KB-H}}{K_{бл2}^2} + \frac{P_{KC-H}}{K_{бл2}^2} - P_{KB-C} \right)$$

Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи I варианта $\square W_{AT1}$, в кВт·ч, по формуле 4.

2.1.4 Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи

II варианта $\square W_{AT2}$, в кВт·ч, по формуле

$$\Delta W_{AT2} = P_{xx} \cdot T + P_{KB} \cdot \left(\frac{S_{max B}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_B + P_{KC} \cdot \left(\frac{S_{max C}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_C, \quad (7)$$

где $T = T_{год} = 8760$ ч

$\tau_B = \tau_C =$ ч при $T_{max AT} = 0,5 \cdot (T_{уст} + T_{max})$ ч

Определяем максимальную нагрузку обмоток ВН и СН $S_{\max B} = S_{\max C}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{\max B} = S_{\max C} = \frac{S_{\text{расч. max}}}{2}$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке высокого напряжения $P_{\text{кв}}$, в кВт, по формуле 5

Определяем потери короткого замыкания в обмотке среднего напряжения $P_{\text{кс}}$, в кВт, по формуле 6

Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи II варианта ΔW_{AT2} , в кВт·ч, по формуле 7

2.1.5 Определить суммарные потери энергии : ΔW_1 и ΔW_2 , по формуле (например для рассмотренного примера)

$$\Delta W = n \cdot \Delta W_{330} + n \cdot \Delta W_{110} + n \cdot \Delta W_{\text{AT}}$$

где n – количество трансформаторов и автотрансформаторов в варианте

2.2 Составить таблицу подсчета капитальных затрат, учитывая основное оборудование: трансформаторы, автотрансформаторы, резервные ТСН, если они разные по вариантам, ячейки ОРУ с выключателями (Iоткл ориентировочно до 40 кА), генераторные выключатели. Например:

Таблица 5 - Капитальные затраты

Оборудование	Стоимость единицы, тыс. руб.	I вариант		II вариант	
		Кол-во единиц	Общая стоимость, тыс. руб.	Кол-во единиц	Общая стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-250000/330	11550	2	23100	3	34650
ТДЦ-250000/110	8995	2	17990	2	17990
АТДЦТН-200000/330/110	11200	2	22400	-	-
АТДЦТН-125000/330/110	9205	-	-	2	18410
ТРДНС-25000/35	2660	-	-	2	5320
ТРДН-25000/110	3220	2	6440	-	-
ячейка 330 кВ	5950	4	23800	5	29750

ячейка 110 кВ	1120	6	6720	4	4480
Ячейка генер. выкл.	1400	1	1400	-	-
Итого:		$K_1=101850$		$K_2=110600$	

2.3 Годовые эксплуатационные издержки

Определяют годовые эксплуатационные издержки I_1 и I_2 , в тыс. руб., по формуле

$$I = \frac{P_a + P_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W,$$

где P_a - отчисления на амортизацию, %; $P_a=6,4\%$

P_o - отчисления на обслуживание, %; $P_o=2\%$

β - стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, руб/кВт·ч

2.4 Приведённые затраты

Определяют приведённые затраты Z_1 и Z_2 , в тыс. руб., по формуле

$$Z = p_n \cdot K + I,$$

где p_n - нормативный коэффициент экономической эффективности;

$$p_n = 0,12$$

Определяем наиболее экономичный вариант по формуле

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% \text{ (из большего вычитают меньшее)}$$

Далее делается вывод, например:

Первый вариант экономичнее второго на 2,67 %, принимаю его для дальнейших расчетов.

3 Расчет токов короткого замыкания.

Порядок расчета:

3.1. Начертить схему замещения выбранного варианта, обозначить точки КЗ, номинальные напряжения, например:

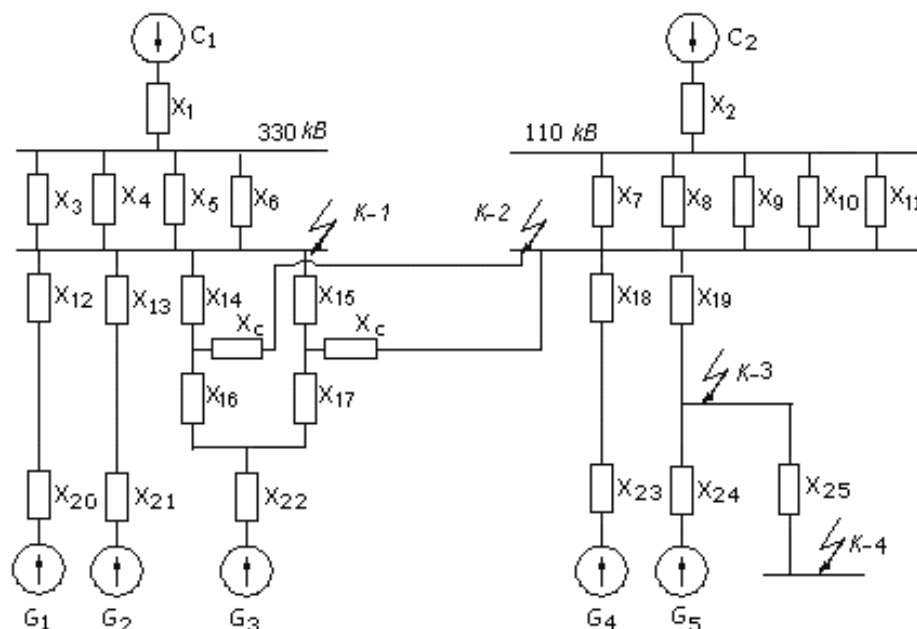


Рисунок 2 - Расчётная схема замещения

3.2. Подсчитать величину сопротивлений схемы, задавшись предварительно $S_b=1000$ МВ·А..

3.3. Преобразовать схему замещения поочередно относительно точек КЗ

И подсчитать токи КЗ и тепловой импульс для всех точек КЗ, задаваясь предварительно выключателем на данное напряжение ($t_{с.в.}$, $t_{о.в.}$).

Примечания:

1. При определении V_k в точке КЗ на выводах генератора токкл следует принять равным $4c_{.}$, т.е. по времени резервной защиты, т.к цепи генератора особо ответственные. (учебник, стр.191.)

2. В системе собственных нужд схему сворачивают до одного сопротивления, расчет ведут с учетом действия электродвигателя (см. учебник, стр.176-181).

Задаться выключателем типа ВМПЭ-10, входящим в ячейку КРУ.

Результаты расчетов токов К.З. свести в таблицы, например:

Таблица 6 - Результаты расчета токов к.з. в точке К-1

Источники	C ₁	C ₂	G _{1,2}	G ₃	G _{4,5}	Сумма
I _б , кА	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
E " φ	1	1	1,13	1,13	1,13	
X _{рез}	0,36	1,39	0,6	2,4	1,36	
I _{Π0} , кА	4,7	1,2	3,2	0,8	1,4	11,3
I _{ном} ' , кА	-	-	0,88	0,44	0,88	
$\frac{I_{\Pi 0}}{I'_{ном}}$	-	-	3,6	1,8	1,6	
τ, с	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	
γ	-	-	0,94	0,98	0,98	
I _{Πт} , кА	4,7	1,2	3	0,78	1,37	11
k _y	1,78	1,608	1,965	1,965	1,965	
i _y , кА	11,7	2,7	8,9	2,2	3,9	29,4
T _а , с	0,04	0,02	0,26	0,26	0,26	
i _{ат} , кА	2,6	0,3	3,7	0,9	1,6	9,1
Вк, кА ² ·с	4	0,2	4	0,3	0,8	9,3
U _{ср} , к = 340 кВ						

Затем составить сводную таблицу токов КЗ, например:

Таблица 10 - Сводная таблица токов КЗ

Точки КЗ	Источники	$I_{П0}$, кА	$I_{Пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	i_y , кА	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К-1 330 кВ	C1	4,7	4,7	2,6	11,7	4
	C2	1,2	1,2	0,3	2,7	0,2
	$G_{1,2}$	3,2	3	3,7	8,9	4
	G_3	0,78	0,78	0,9	2,2	0,3
	$G_{4,5}$	1,37	11,3	1,6	3,9	0,8
	Сумма	11,3	11	9,1	29,4	9,3
К-2 110 кВ	C1	5,9	5,9	2,2	14,8	7
	C2	8,3	8,3	0,6	18,8	12,4
	$G_{1,2}$	4	3,8	4,4	11	6,7
	G_3	5,3	4,8	5,8	13,8	11,8
	$G_{4,5}$	9,6	8,5	10,6	26,6	38,7
	Сумма	33	31,3	21	85	76,6
К-3 15,75 кВ	C1	13,4	13,4	1,9	33,6	725
	C2	19	19	0	43	1451
	G_{1-3}	19	19	18,2	52,6	1969
	G_4	11	11	9,3	30,5	515
	G_5	54,6	42,6	53,9	151,7	12908
	Сумма	117	105	81,1	311,4	16918
К-4 6,3 кВ	$C_{1,2}; G_1$	15,2	15,2	7,3	38,1	55,4
	Д	10,2	3,8	2,5	27,3	22,9
	Сумма	25,4	19	9,8	65,4	78,3

4 Выбор и обоснование схемы электрических соединений РУ

Главная схема и схема с.н. выбирается в соответствии с требованиями «Норм технологического проектирования» и выбранной структурной схемой.

Основные рекомендации:

Для РУ 110кВ и выше с числом присоединений не более четырех рекомендуется схемы треугольника, четырехугольника.

Для РУ 110-220кВ с большим числом присоединений рекомендуется схема с одной или двумя рабочими и обходной системами сборных шин.

Для РУ 330-750кВ рекомендуются схемы 3/2, 4/3.

Для РУ с.н. 6-10кВ рекомендуется одиночная секционированная система шин, число секций равно числу котлов (генераторов). Питание секций осуществляется от блоков через понижающие ТСН или реакторы, если напряжение генератора и секций С.Н. совпадает.

Примечания:

1. В РУ 110-220 кВ, выполненном по схеме «двойная система шин с обходной» при числе присоединений более 12 следует секционировать одну систему шин, при числе присоединений более 16-обе системы шин.

2 В схеме 3/2 сборные шины секционируют при числе цепочек с выключателями более 5.

Пример схемы соединений:

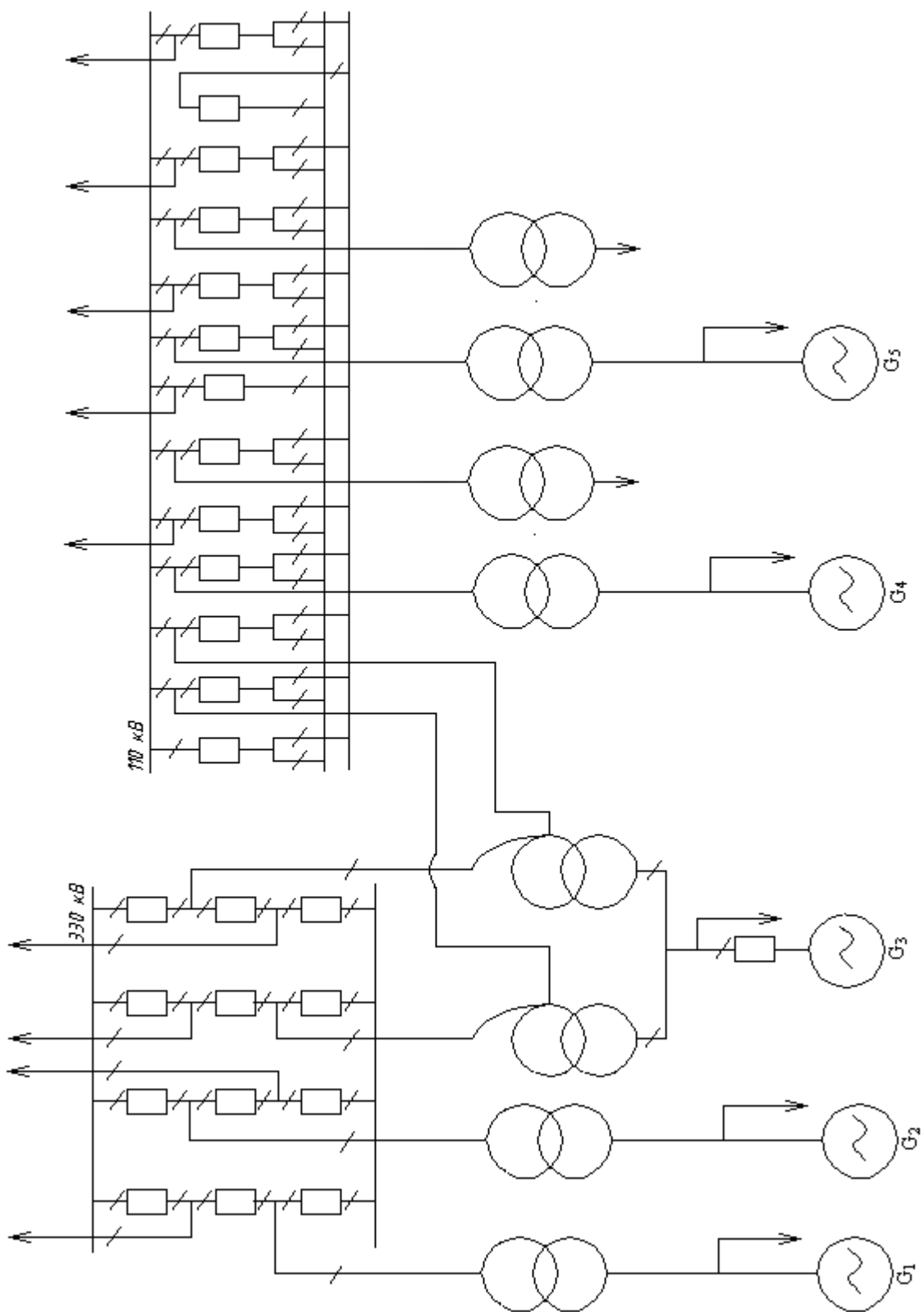


Рисунок 12 - Главная схема станции ГРЭС-1100 МВт

Для РУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин с одним выключателем на цепь. Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном присоединении всех присоединений, шиносоединительный выключатель QA включен. Такое распределение присоединений увеличивает надёжность схемы, так как при КЗ на шинах отключается шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв в электроснабжении половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110-220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7-15, а так же на электростанциях при числе присоединений до 12. Данная схема позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Она является гибкой и достаточно надёжной.

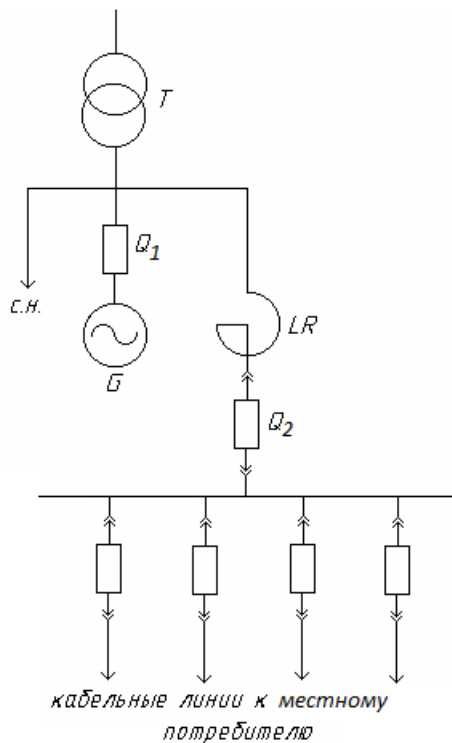
В РУ 330-750 кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи. В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций для вывода в ревизию - минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких оперативных переключений ими не производится. Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством полуторной схемы является её высокая надёжность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах.

Схема позволяет в рабочем режиме без операций разъединителями производить опробование выключателей. Ремонт шин, очистка изоляторов, ревизия шинных разъединителей производится без нарушения работы цепей (отключается соответствующий ряд шинных выключателей), все цепи продолжают работать параллельно через оставшуюся под напряжением систему шин.

5 Выбор электрооборудования и токоведущих частей

5.1 Выбор реакторов для отходящих к потребителю линий генераторного напряжения (**только для ТЭЦ!**) (см. пример 3.9. стр.204-205 учебника)

С помощью реактора LR необходимо уменьшить ток КЗ в точке К-3 до величины тока отключения выключателя Q_2 . Намечаем к установке в линиях 6-10кВ выключатель ВМПЭ - 31,5 (или аналогичный), входящий в состав ячейки КРУ. Ток отключения выключателя $I_{отк}=31,5$ кА.



Определяем номинальный ток реактора по максимальному току I_{\max} , проходящему через реактор. Ток I_{\max} , в А, определяется по формуле

$$I_{\max} = \frac{P_{10\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot \cos \varphi}$$

$P_{10\max}$ -заданная нагрузка на генераторном напряжении.

$$I_{отк} = 31,5 \text{ кА} = I_{по \text{ треб}}$$

Определим результирующее сопротивление цепи к.з. без реактора, в Ом, по формуле

$$X_{рез} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{но, \text{ треб}}}$$

Определим требуемое сопротивление цепи к.з., в Ом, для ограничения тока к.з до $I_{по \text{ треб}}$ по формуле

$$X_{рез. \text{ треб}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{но, \text{ треб}}}$$

Определяем сопротивление реактора, в Ом, по формуле

$$X_p = X_{рез \text{ треб}} - X_{рез}$$

Выбираем реактор по следующим параметрам : $U_n = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2111 \text{ А}$ $X_p = 0,116 \text{ Ом}$

Намечаем к установке реактор с $I_{ном} > I_{мах}$

Например, выбираем реактор РБСДГ - 10 - 2500 - 0,14. $i_{дин} = 79 \text{ кА}$

Определяем $X'_{рез}$ цепи, в Ом, с учётом реактора, по формуле

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_p$$

Определим фактическое значение $I_{по}$ за реактором, в кА, по формуле

$$I_{по} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X'_{рез}}$$

Проверим стойкость реактора в режиме к.з.

Электродинамическая стойкость, например:

$$K_y = 1,965 ; \quad i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 27 \cdot 1,965 = 74,2 \text{ А}$$

$$i_{дин} = 79 \text{ кА} = i_y = 79 \text{ кА}$$

Термическая стойкость, например:

$$I_{\text{тер}} = 31,1 \text{ кА}; t_{\text{тер}} = 8 \text{ с}; T_a = 0,23 \text{ с}; t_{\text{отк}} = 1,2 \text{ с}$$

$$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} > B_{k \text{ расч}} =$$

$$I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a)$$

$$B_k = 31,1^2 \cdot 8 > B_{k \text{ расч}} = 27^2 \cdot (1,2 + 0,23)$$

$$7737 \text{ кА}^2\text{с} > 1042,47 \text{ кА}^2\text{с}$$

5.2 Выбор выключателей и разъединителей

Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН, СН, в цепи генератора. и ячеек КРУ в системе с.н.

Определяем максимальный ток, кА, по формуле

$$I_{\text{max}} = \frac{P_{\text{н.э}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot 0,95} \quad (8)$$

Определяем номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле

$$i_{a, \text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{откном}}}{100} \quad (9)$$

Расчётные и каталожные данные выключателей и разъединителей заносим в таблицы, например:

5.2.1 На напряжение 110 кВ

Таблица 11 - Технические данные выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные	
		ВВБК-110Б-50	РДЗ-110/2000
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=1360 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=2000 \text{ А}$
$I_{\text{пр}}=31,3 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{отк, ном}}=50 \text{ кА}$	
$i_{a\tau}=21 \text{ кА}$	\leq	$i_{a, \text{ном}}=33,1 \text{ кА}$	
$I_{\text{п0}}=33 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{дин}}=50 \text{ кА}$	
$i_y=85 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{дин}}=128 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$
$B_k=76,6 \text{ кА}^2\text{с}$	\leq	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=10443 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=4200 \text{ кА}^2\text{с}$

5.2.2 На генераторное напряжение 18 кВ

Определяем ток по формулам 8 и 9

$$I_{\max} = \frac{160000}{1,7318 \cdot 0,85 \cdot 0,95} = 6363 \text{ A} \quad i_{a \text{ ном}} = 0, \text{ т.к. } \beta = 0$$

Таблица 13 - Технические данные выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные	
		ВВГ-20-160	РВП-20-20000
$U_{\text{уст}} = 18 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 6363 \text{ A}$	\leq	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ A}$
$I_{\text{пр}} = 57,6 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{отк, ном}} = 160 \text{ кА}$	
$i_{\text{ат}} = 42,76 \text{ кА}$	\leq	$i_{a, \text{ ном}} = 0 \text{ кА}$	
$\sqrt{2} I_{\text{пр}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 57,6 + 42,76 = 124,2 \text{ кА}$	\leq	$\sqrt{2} I_{\text{отк, ном}} \cdot (1 + \frac{\beta_n}{100}) = \sqrt{2} \cdot 160 = 225,6 \text{ кА}$	
$I_{\text{п0}} = 65,62 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$	
$i_y = 176,8 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{дин}} = 440 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 490 \text{ кА}$
$B_k = 17224 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 102400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

5.2.3 Выбор ячеек КРУ в системе собственных нужд

Определяем максимальный ток I_{\max} , в А, по формуле

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (10)$$

где $S_{\text{тсн}}$ номинальная мощность трансформатора собственных нужд, например:

$$I_{\max} = \frac{16000}{1,736,3} = 1468 \text{ A}$$

Для трансформатора с.н. с расщепленной обмоткой НН $S_{\text{тсн}}$ делится на 2:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{тсн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

Расчётные и каталожные данные ячеек КРУ (Л.5 с.400) заносим таблицу

Таблица 13 - Технические данные ячеек КРУ

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		К-XXVI
$U_{уст}=6,3$ кВ	\leq	$U_{ном}=6$ кВ
$I_{max}=1468$ А	\leq	$I_{ном}=1600$ А
$I_{гр}=19$ кА	\leq	$I_{отк,ном}=31,5$ кА
$i_y=65,4$ кА	\leq	$i_{дин}=80$ кА
Выключатель	\longrightarrow	ВМПЭ-10-1600-31,5

Рекомендуемые ячейки КРУ: К-XXI - К-XXVI.

5.3 Выбор токоведущих частей

5.3.1 Выбор экранированного токопровода в цепи генератора (выбирается по типу генератора, Л5. стр.420)

Максимальный ток определен при выборе генераторного выключателя по формуле 8

Расчётные и каталожные данные токопровода заносим таблицу, например

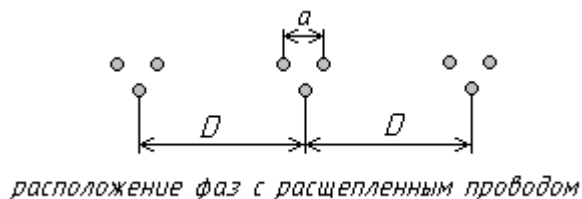
Таблица 15 - Технические данные токопровода

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТЭН-220У1
$U_{уст}=15,75$ кВ	\leq	$U_{ном}=20$ кВ
$I_{max}=9499$ А	\leq	$I_{ном}=10000$ А
$i_y=311,4$ кА	\leq	$i_{дин}=420$ кА
трансформатор тока	\longrightarrow	ТШЛ-20Б-10000/5
трансформатор напряжения	\longrightarrow	ЗНОМ-20

5.3.2, 5.3.3 Выбор гибких шин в РУ ВН и СН (Л8 стр. 237-239)

Примечание:

При $U \geq 330$ кВ следует выбирать расщепленный провод в фазе, чтобы не было коронирования



Сечение сборных шин принимается по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения.

Например: на напряжение 330 кВ

Принимаем сечение сборных шин по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах. Определяем наибольший ток нормального режима по формуле

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{норм}} = \frac{259000}{1,73 \cdot 330} = 454 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 454 \text{ А}$$

Принимаем 2 провода в фазе, 2хАС-400/64, q=400 мм², d=27,7 мм, I_{доп}=860 А

$$I_{\text{max}} = 454 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2 \cdot 860 = 1720 \text{ А}$$

Проверка на сжигание не производится, т.к. I_{п0}⁽³⁾=11,3кА < 20кА. Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования:

Определяем начальную критическую напряжённость E₀, кВ/см, по формуле

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

где m- коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов m=0,82)

r₀- радиус провода, см

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,385}}\right) = 31,16 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряжённость вокруг провода E, кВ/см, по формуле

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{эк}}}}$$

где U- линейное напряжение (U=1,1·U_{ном}=1,1·330=363 кВ)

D_{cp}- среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (D_{cp}=1,26·D=1,26·450=567 см)

k- коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе определяется по формуле

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}$$

где a - расстояние между проводами в расщепленной фазе, см

$$k = 1 + 2 \frac{1,385}{40} = 1,07$$

$r_{\text{ЭК}}$ - эквивалентный радиус, см, определяется по формуле

$$r_{\text{ЭК}} = \sqrt{r_0 \cdot a}$$

$$r_{\text{ЭК}} = \sqrt{1,385 \cdot 40} = 7,4 \text{ см}$$

$$E = 1,07 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,385 \cdot \lg \frac{567}{7,4}} = 26,3 \text{ кВ/см}$$

Условия проверки $1,07 \cdot E \leq 0,9 E_0$

$$1,07 \cdot 26,3 = 27,93 < 0,9 \cdot 31,16 = 28,04$$

Провод 2хАС-400/64 проходит по условию короны.

Выбор токоведущих частей от выводов 330 кВ блочного автотрансформатора до сборных шин

Токоведущие части от выводов блочного автотрансформатора до сборных шин выполняются гибкими проводами.

Определяем сечение по экономической плотности тока, $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$, по формуле

$$g_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3}$$

$$g_3 = \frac{454}{1} = 454 \text{ мм}^2$$

Принимаем 2 провода АС-400/64, $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 860 \text{ А}$, $q = 2 \cdot 400 \text{ мм}^2$

$$I_{\text{max}} = 453,6 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1720 \text{ А}$$

5.2.4 Выбор жёстких шин в РУ собственных нужд (Л8 стр. 230)

Выполнен расчет для двух вариантов: принимаем шины однополосные или двухполосные – необходимо выбрать

I. Однополосные шины

Расчётный ток продолжительных режимов $I_{\text{норм}}$, в А, определен по формуле 10

$$I_{\text{норм}} = 1481 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} = 1,35 \cdot 1481 = 1999,35 \text{ А}$$

Принимаем алюминиевые однополосные шины (120х10) мм²; $I_{\text{доп}} = 2070 \text{ А}$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 1999,35 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2070 \text{ А}$$

Проверяем шины на термическую стойкость по формуле

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C},$$

где C-функция, в $\frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$, определяется в зависимости от материала шин

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{78,3 \cdot 10^6}}{91} = 97,2 \text{ мм}^2, \text{ что меньше принятого сечения } q = 2 \times (120 \times 10)$$

Проверяем шины на механическую прочность

Принимаем величину пролета пролёт $l = 1,2 \text{ м}$, расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Определим наибольшее удельное усилие при 3-х фазном к.з. F^3 , в Н, по формуле

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\phi}^2}{a}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{65400^2}{0,8} = 926 \text{ Н}$$

Изгибающий момент равен:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{926 \cdot 1,2^2}{10} = 133,34 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Определим напряжение в материале шин, возникшее при воздействии изгибающего момента $\sigma_{\text{расч}}$, в МПа, по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W},$$

$$\text{где } W = \frac{bh^2}{6} = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24 \text{ мм}^2 - \text{ момент сопротивления}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{133,34}{24} = 5,6 \text{ МПа}$$

Условие проверки:

$$\sigma_{\text{расч}} = 5,6 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны.

Выбор опорных изоляторов

Выбираем изоляторы ОФ-10-375 УЗ

Проверка изоляторов по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение изоляторов, в кВ

$$6,3 \text{ кВ} = 6,3 \text{ кВ}$$

Проверка изоляторов по допустимой нагрузке

Определяем допустимую нагрузку на изоляторы $F_{\text{доп}}$, в Н по формуле

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}},$$

где $F_{\text{разр}}$ - нормально разрешенная нагрузка на изоляторы, в Н

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Определяем расчётную нагрузку на изоляторы $F_{\text{расч}}$, в Н, по формуле

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a} l$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(65,4 \cdot 10^3)^2}{0,8} 1,2 = 555,6 \text{ Н}$$

Условие проверки изоляторов по допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$555,6 \text{ Н} < 2250 \text{ Н}$$

Изоляторы ОФ-10-375 УЗ проходят по напряжению и по допустимой нагрузке

II. Двухполосные шины

Выбор жёстких шин в РУ собственных нужд

Расчётный ток продолжительных режимов $I_{\text{норм}}$, в А, определен по формуле 10

$$I_{\text{норм}} = 1730 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} = 1,35 \cdot 1730 = 2335,5 \text{ А}$$

Выбираем двухполосные алюминиевые шины сечением $2(120 \times 10) \text{ мм}^2$,

$$I_{\text{доп ном}} = 3200 \text{ А}$$

По условиям нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{доп}} \quad 2335,5 \text{ А} < 3200 \text{ А}$$

Проверяем шины на термическую стойкость

Определяем минимальное сечение по условиям термической стойкости $q_{\text{тер}}$ в мм^2 , по формуле

$$q_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}$$

$$q_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{105 \cdot 10^6}}{91} = 112,6 \text{ мм}^2$$

Условие проверки на термическую стойкость

$$q_{\text{тер}} \leq q_{\text{доп}}$$

$$112,6 \text{ мм}^2 < 2 \cdot (120 \cdot 10) = 2400 \text{ мм}^2$$

Проверяем шины на механическую прочность

Определяем длину пролета между изоляторами при условии что частота собственных колебаний шин будет больше 200 Гц, l в м, по формуле

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}$$

где J - момент инерции

Если шины расположены на ребро, то

$$J = 0.72 \cdot b^3 \cdot h$$

$$J = 0.72 \cdot 1^3 \cdot 12 = 8,64 \text{ см}^4$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{8,64}{12 \cdot 1 \cdot 2}} = 0.52 \text{ м}^2$$

$$l = \sqrt{0.52} = 0.72 \text{ м}$$

Если шины расположены плашмя, то

$$J = 0.72 \cdot \frac{b \cdot h^3}{6}$$

$$J = 0.72 \cdot \frac{1 \cdot 12^3}{6} = 207,4 \text{ см}^4$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{207,4}{2 \cdot 1 \cdot 12}} = 2,5 \text{ мм}^2$$

$$l = \sqrt{2,5} = 1.6 \text{ м}$$

Принимаем расположение пакета шин плашмя, т.к. получается экономия изоляторов.

Пролет - 1,6 м, расстояние между фазами a = 0.8 м

Определяем расстояние между прокладками, ln в м, по формуле

$$ln \leq 0.216 \cdot \sqrt{\frac{a_n}{i_0}} \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{\hat{E}_0}}$$

где $a_n = 2 \cdot b = 2 \cdot 1 = 2 \text{ см}$

$$E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$$

$$J_n = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{12 \cdot 1^3}{12} = 1 \text{ см}^4$$

$$K\phi = 0,35$$

$$ln \leq 0.216 \cdot \sqrt{\frac{2}{66200}} \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{0,35}} = 0,67 \text{ м}$$

$$ln \leq 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2}$$

где $m_n = 2.7 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 1 \cdot 100 = 3,24 \text{ кг/м}$

$$l_n \leq 0.133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 1}{3,24}} \cdot 10^{-2} = 0.51 \text{ м}$$

Принимаем расстояние между прокладками по меньшему значению

$$l_n = 0,51 \text{ м}$$

Определяем число прокладок в пролете ,n ,по формуле

$$n = \frac{1}{l_n} - 1$$

$$n = \frac{1,6}{0.51} - 1 = 2,1$$

Принимаем число прокладок $n = 2$

Определяем расчетный пролет при двух прокладках ,ln в м ,по формуле

$$l_n = \frac{1}{n + 1}$$

$$l_n = \frac{1,6}{2 + 1} = 0.53 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами ,fn в Н/м ,по формуле

$$f_n = \frac{K_{\phi} \cdot i_y^2}{4 \cdot b} \cdot 10^{-7}$$

где $b = 10 \text{ мм} = 0.01 \text{ м}$

$$f_n = \frac{0,35 \cdot 66200^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 3835 \text{ Н/м}$$

Определяем напряженность в материале шин ,Gn в МПа ,по формуле

$$G_n = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} ,$$

$$\text{где } W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{1^2 \cdot 12}{6} = 2 \text{ см}^3$$

$$G_n = \frac{38350,53^2}{12 \cdot 2} = 44,9 \text{ МПа}$$

Определяем напряженность в материале шин от взаимодействия фаз ,Gф в МПа ,по формуле

$$G_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W_{\phi}} ,$$

$$\text{где } W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{1 \cdot 12^2}{3} = 48 \text{ см}^3$$

$$G\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{1,6^2 \cdot 66200^2}{0,8 \cdot 48} = 5,05 \text{ МПа}$$

Определяем расчетную напряженность в материале шин $G_{\text{расч}}$ в МПа ,
по формуле

$$G_{\text{расч}} = G\phi + G_n$$

$$G_{\text{расч}} = 5,05 + 44,9 = 50,4 \text{ МПа}$$

Условие проверки на допустимую напряженность в материале шин

$$G_{\text{расч}} \leq G_{\text{доп}}$$

$$50,4 \text{ МПа} \leq 75 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны

Выбор опорных изоляторов

Выбираем изоляторы ОФ-10-375 УЗ

Проверка изоляторов по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение изоляторов, в кВ

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$$

Проверка изоляторов по допустимой нагрузке

Определяем допустимую нагрузку на изоляторы $F_{\text{доп}}$, в Н по формуле

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}, \quad (66)$$

где $F_{\text{разр}}$ - нормально разрешенная нагрузка на изоляторы, в Н

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Определяем расчётную нагрузку на изоляторы $F_{\text{расч}}$, в Н, по формуле

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a} l \quad (67)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(66,2 \cdot 10^3)^2}{0,8} 1,6 = 758 \text{ Н}$$

Условие проверки изоляторов по допустимой нагрузке

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$$

$$758 \text{ Н} < 2250 \text{ Н}$$

Изоляторы ОФ-10-375 УЗ проходят по напряжению и по допустимой нагрузке

5.4 Выбор измерительных трансформаторов

Примечание: измерительные трансформаторы выбираются для тех напряжений, где токи К.З. В цепи генератора следует проверять те измерительные трансформаторы, которые встроены в экранированный токопровод)

Например:

5.4.1 Выбор трансформаторов тока в ЛЭП 330 кВ

Принимаем трансформатор тока ТФУМ-330-У1; $I_{2ном}=1A$; $S_{2ном}=30$ ВА.

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 16 - Вторичная нагрузка трансформатора тока.

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счётчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.02	0,3	-	0,3
Датчик активной энергии	Е-829	1,0	-	1,0
Датчик реактивной энергии	Е-830	1,0	-	1,0
Итого		3,8	0,5	3,8

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С

Определяем общее сопротивление приборов $r_{приб}$, в Ом, по формуле

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2но}^2}, \quad (11)$$

где $S_{приб}$ -мощность, потребляемая приборами;

$I_{2но}$ -вторичный номинальный ток трансформатора.

$$r_{приб} = \frac{3,8}{1^2} = 3,8 \text{ Ом}$$

Определяем номинальную допустимую нагрузку трансформатора тока в выбранном классе точности $Z_{2 ном}$, в Ом, по формуле

$$Z_{2 ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}, \quad (12)$$

где $S_{2ном}$ -нагрузка вторичной обмотки

$$Z_{2\text{ ном}} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}$$

Определяем допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (13)$$

где $r_{\text{к}}$ -сопротивление контактов, принимаем равным 0,1 Ом

$$r_{\text{пр}} = 30 - 38 - 0,1 = 26,1 \text{ Ом}$$

Определяем сечение соединительных проводов q , в мм^2 , по формуле

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (14)$$

где ρ -удельное сопротивление материала провода(с медными жилами), $\rho = 0,0175$

$$\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$$

$l_{\text{расч}}$ -расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока ($l_{\text{расч}} = 150 \text{ м}$)

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{26,1} = 0,1 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель КВВГ $q_{\text{каб}} = 2,5 \text{ мм}^2$.

Определяем действительное сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{каб}}} \quad (15)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом}$$

Определяем вторичную нагрузку трансформатора r_2 , в Ом, по формуле

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (16)$$

$$r_2 = 3,8 + 1,05 + 0,1 = 4,95 \text{ Ом}$$

Расчётные и каталожные данные трансформатора тока записываем в таблицу

Таблица 17 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТФУМ-330-У1
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 454 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 29,4 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{дин}} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 9,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 68^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 4,95 \text{ Ом}$	\leq	$Z_{2\text{ ном}} = 30 \text{ Ом}$
схема соединения вт.обм.	\longrightarrow	0,5/10P/10P/10P
класс точности	\longrightarrow	0,5

5.4.2 Выбор трансформаторов напряжения на сборных шинах 330 кВ.

Принимаем трансформатор напряжения НКФ-330-73, $S_{2\text{ном}}=400 \text{ В}\cdot\text{А}$; класс точности 0,5.

. Проверим трансформатор по вторичной нагрузке

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Частотомер регистриру- ющий	Н-397	7	1	1	0	1	7	-
Вольтметр регистриру- ющий	Н-394	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-362	1	-	1	0	2	2	-
Итого							21	

Определяем нагрузку трансформатора напряжения по формуле

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (17)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{21^2 + 0^2} = 21 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$S_{2\Sigma} = 21 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Трансформатор напряжения будет работать в своем классе точности

5.4.3 Выбор трансформаторов тока в цепи генератора

Принимаем трансформатор тока ТШЛ-20Б-10000/5; $Z_{2\text{ ном}}=1,2 \text{ Ом}$, класс точности 0,5

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 23 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, В·А		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счётчик активной энергии	СЭТ-4ТМ.02	0,3	-	0,3

Датчик активной мощности	Е-829	1	-	1
Датчик реактивной мощности	Е-830	1	-	1
Амперметр регистрирующий	Н-393	-	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-395	10	-	10
Ваттметр (щит турбины)	Д-335	0,5	-	0,5
Итого		14,3	10,5	14,3

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С

Определяем общее сопротивление приборов по формуле 11

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,3}{5^2} = 0,57 \text{ Ом}$$

Определяем допустимое сопротивление проводов по формуле 13

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,57 - 0,1 = 0,53 \text{ Ом}$$

Определяем сечение соединительных проводов по формуле 14

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,53} = 1,32 \text{ мм}^2$$

Выбираем контрольный кабель КВВГ $q_{\text{каб}} = 2,5 \text{ мм}^2$.

Определяем действительное сопротивление проводов по формуле 15

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Определяем вторичную нагрузку по формуле 16

$$r_2 = 0,53 + 0,28 + 0,1 = 0,91 \text{ Ом}$$

Расчётные и каталожные данные трансформатора тока записываем в таблицу

Таблица 24 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТШЛ-20Б-12000/5
$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 10737,5 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}} = 12000 \text{ А}$
$i_y = 194,36 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{дин}} = 380 \text{ кА}$
$B_k = 7617,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 28400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$r_2=0,94 \text{ Ом}$	\leq	$Z_{2\text{НОМ}}=1,2 \text{ Ом}$
схема соединения вт.обм.	\longrightarrow	0,5/10P
класс точности	\longrightarrow	0,5

5.4.4 Выбор трансформаторов напряжения в цепи генератора

Принимаем трансформатор напряжения ЗНОМ-20; $S_{2\text{НОМ}}=75 \text{ В}\cdot\text{А}$

Проверим трансформатор по вторичной нагрузке

Таблица 25 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	0	1	10	-
Частотомер	Э-362	1	1	1	0	2	2	-
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активной мощности	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивной мощности	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Ваттметр регистрирующий	Н-395	10	2	1	0	1	20	-
Счётчик активной энергии	СЭТ-4М.02	1	2	0,38	0,925	1	2	4,87
Итого							65	4,87

Определяем нагрузку трансформатора напряжения по формуле 17

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{65^2 + 4,87^2} = 65,2 \text{ В}\cdot\text{А}$$

$$S_{2\Sigma} = 67,7 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Трансформатор напряжения будет работать в своем классе точности.

6 Выбор способа синхронизации

Включение генератора на параллельную работу может быть выполнено методом точной синхронизации или самосинхронизации.

Для включения генератора методом точной синхронизации без броска тока в статоре и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены три условия:

- равенство значений напряжений генератора и сети;
- совпадение этих напряжений по фазе;
- равенство частот генератора и сети.

Точная синхронизация проводится при помощи автоматического синхронизатора, а в том случае, где его нет – вручную. Схема ручной синхронизации выполняется блокировкой от несинхронного включения, разрешающей включение генератора только при допустимой разности частот вращения и угле расхождения между фазами напряжений генератора и сети. Ручная синхронизация при отключенной блокировке от несинхронного включения запрещается.

Синхронизация генераторов методом точной синхронизации является весьма ответственной операцией, требующей от обслуживающего персонала соответствующей квалификации и опыта работы. Поэтому на данной станции нужен автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения УБАС.

По способу самосинхронизации генератор включается в сеть без возбуждения при частоте вращения, близкой к синхронной (скольжение $\pm 2\%$), после чего включается АГП, генератор возбуждается и в течение 1-2 секунд втягивается в синхронизм. Регулировочный реостат перед включением генератора должен быть установлен в положение XX. Во избежание пробоя изоляции обмотки ротора из-за появления перенапряжений она должна быть замкнута до включения АГП на резистор самосинхронизации

При включении методом самосинхронизации применяют устройство полуавтоматической самосинхронизации.

Преимуществом метода самосинхронизации является: значительное упрощение операций включения, быстрое включение машины в сеть, что особенно важно при аварии в системе.

В аварийных условиях, когда напряжение и частота в сети могут сильно колебаться, операция по включению генератора способом точной синхронизации может затянуться на продолжительное время или сопровождаться включением с большим углом расхождения векторных напряжений генератора и сети. В этих условиях турбогенераторы мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторы мощностью до 500 МВт включительно разрешается включать на параллельную работу методом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность симметричной составляющей тока самосинхронизации к номинальному току не превышает 3.0

Выбираем способ точной синхронизации.

7 Расчёт дифференциальной защиты трансформатора

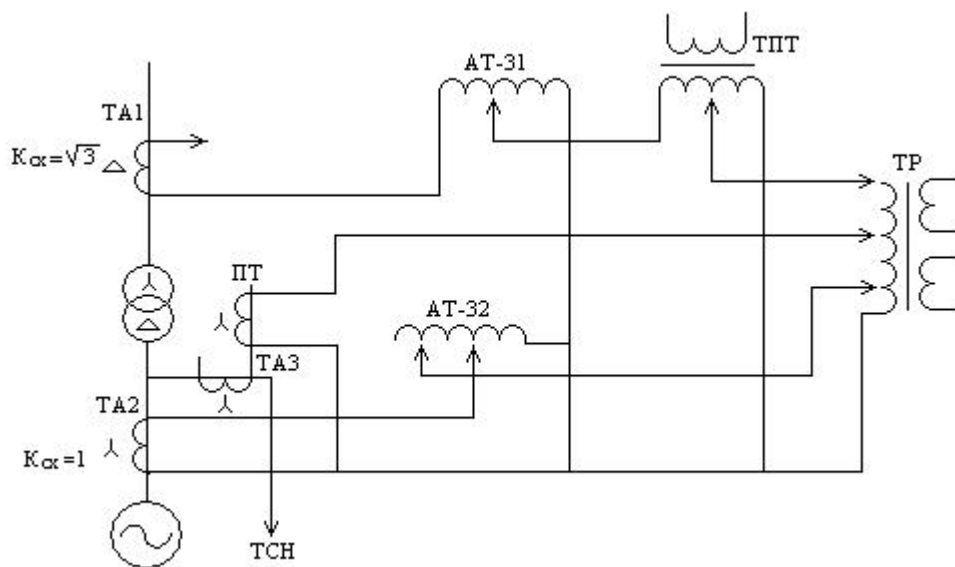


Рисунок 13 - Схема токовых цепей дифзащиты трансформатора

Данные для расчета, например:

Тип трансформатора-ТДЦ

$S_H = 200 \text{ MVA}$

$U_{ВН} = 347 \text{ кВ}$

$U_{НН} = 18 \text{ кВ}$

$K_{I1} = 1000/1 = 1000$

$K_{I2} = 8000/5 = 1600$

$K_{I3} = 1500/5 = 300$

$I_{K \max} = 1,12 \text{ кА} = 1120 \text{ А}$

$I_{K \min} = 960 \text{ А}$

Далее - расчет по методичке.

$I_{K \max}$ — ток от данного генератора в точке КЗ на стороне ВН или СН.

8 Выбор типов защит для всех элементов схемы

Основные защиты, применяемые на блоках с генераторами:

Защита от замыканий на землю в обмотке статора

Для генераторов мощностью 160 Мвт и более применяется защита типа ЗЗГ-1. Она состоит из органа напряжения нулевой последовательности первой гармоники и органа третьей гармоники. Орган первой гармоники представляет собой максимальное реле напряжения с

фильтром высших гармоник, пропускающих только напряжение первой гармоники; защищает большую часть витков обмотки статора генератора со стороны линейных выводов. Органом третьей гармоники является реле напряжения с торможением, защищающего часть обмотки статора, примыкающую к нейтрали, и саму нейтраль.

Поперечная дифференциальная защита генератора

Поперечная дифференциальная защита генератора включается на трансформатор тока установленный в перемычке, соединяющей две нейтрали ветвей обмотки статора. Защита реагирует на замыкания между витками одной ветви, между ветвями одной фазы и между ветвями разных фаз. Защита выполняется на реле типа РТ-40/Ф с фильтром высших гармоник.

Продольная дифференциальная защита генератора

Защита выполняется на реле типа ДЗТ-11/5, имеющего рабочую обмотку (144 витка) с одним ответвлением посередине. Защита имеет трехфазное исполнение. Тормозная обмотка имеет дискретное регулирование числа витков, общее число витков 36. Тормозная обмотка включается во вторичную цепь трансформатора тока со стороны линейных выводов генератора.

Резервная дистанционная защита

Дистанционная защита выполнена на реле типа КРС-2 с использованием реле сопротивления. Реле включается в токовые цепи через трансреактор 1ТР, в цепи напряжения реле включается во вторичную обмотку трансформатора напряжения ТН, соединенную в звезду.

Токовая защита обратной последовательности

Токовая защита обратной последовательности выполнена на устройстве типа РТФ-6М. Устройство содержит фильтр тока обратной последовательности (ФТОП), орган с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени, два органа, не имеющие выдержки времени (отсечки) и сигнальный орган. ФТОП присоединяется к трансформаторам тока, установленным со стороны нейтрали, чем обеспечивается действие защиты при внутренних несимметричных КЗ.

Защита от потери возбуждения

Защита от потери возбуждения выполнена с помощью направленного реле сопротивления типа КРС-2, реагирующего на изменение сопротивления на выводах генератора. В нормальном режиме работы вектор полного сопротивления на выводах генератора находится в I квадранте комплексной плоскости сопротивлений. При потере возбуждения генератор потребляет из сети значительную реактивную мощность и продолжает нести активную нагрузку, указанный вектор полного сопротивления перемещается в IV квадрант. Для выявления потери возбуждения во всем диапазоне нагрузок генератора реле сопротивления должно надежно охватывать область в IV квадранте от X_d до $0,5X_d$

Защита ротора от перегрузки обмотки ротора током возбуждения

На турбогенераторах мощностью 160МВт и более применяется устройство защиты типа РЗР-1М.

Устройство защиты типа РЗР-1М выполняется с двумя ступенями действия :

- первой, действующей на развозбуждение генератора,
- второй, действующей на отключение его от сети и на гашение поля.

Выдержка времени первой ступени меньше выдержки времени второй ступени примерно на 20%.

Ток ротора подается в защиту от датчика тока, в качестве которого при тиристорном и высокочастотном возбуждении используется трансформатор постоянного тока (ТПТ), а при бесщеточном возбуждении – индукционный короткозамкнутый датчик тока ИКДТ.

Сигнализация симметричной перегрузки генератора

Защита выполняется с помощью токового реле типа РТВК, включенного на ток одной фазы, и действует на сигнал с выдержкой времени 6-8 сек. В настоящее время для защиты от перегрузки применяется реле типа РТВК с диапазоном уставок 3,68 - 14А, имеющее $K_{возврата}=0,99$.

Сигнализация перегрузки действует при токе нагрузки, равном $1,06 I_{ном}$. Реле РТВК выполнено на полупроводниковых элементах с использованием транзисторов, диодов, стабилитронов и интегрального усилителя. Его отличительной особенностью является отсутствие специального блока питания (к реле подводится только ток от трансформаторов тока). Однако при этом из-за сложности схемы реле РТВК довольно громоздкое (150x200x183 мм) и его масса составляет около 5кг.

Защита от повышения напряжения

Устанавливается на всех энергоблоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более. Выполняется на максимальном реле напряжения РН-58/200, имеющем коэффициент возврата $>0,85$. Уставка на реле напряжения принимается $U_{сз} = 1,2U_{ном}$.

Защита не имеет выдержки времени и может действовать только на холостом ходу генератора (на гашение поля). При работе блока на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью трехфазных токовых реле, размыкающих свои контакты при появлении тока и устанавливаемых для использования в схемах УРОВ с целью контроля тока в выключателях (реле тока 1РТ-4РТ).

Защита от замыканий на землю в цепи возбуждения генератора

Для сигнализации возникновения замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения турбогенераторов с тиристорной и высокочастотной системами возбуждения применяется защита типа КЗР-3, выполняемая с наложением на цепь возбуждения переменного тока частотой 25 Гц. Источником наложенного тока является магнитный делитель частоты МДЧ получающий питание переменным током 50Гц напряжением 220 В от сети собственных нужд. Переменный ток 25 Гц подается на землю (на вал генератора) и на обмотку ротора ОВГ через

вспомогательное устройство. Защита реагирует на изменение сопротивления изоляции цепей возбуждения. Уставки срабатывания защиты: 5 кОм, 2,5 кОм. Первый сигнал указывает на необходимость перевода генератора на резервное возбуждение для уточнения местонахождения участка со сниженным сопротивлением изоляции, а второй (при более низком уровне изоляции) указывает на необходимость немедленного отключения генератора, если сопротивление изоляции после перехода на резервное возбуждение ниже допустимого.

Дифференциальная защита трансформатора блока

Дифференциальная защита на трансформаторах блока применяется в качестве основной защиты от всех видов КЗ выполняется на реле типа ДЗТ-21. Обладает высокой чувствительностью $I_{сз}=0,3 I_{ном}$. Время срабатывания защиты ДЗТ-21 не более 0,04 с. В рабочую цепь включена дифференциальная отсечка на реле РТ-40. Отсечка имеет две уставки по току:

6 $I_{ном}$ и 9 $I_{ном}$.

Газовая защита трансформатора

Газовая защита реагирует на газообразование внутри бака трансформатора, возникающее в результате разложения масла или разрушения изоляции под действием значительных повышений температуры.

Выделяющиеся в трансформаторе газы поступают в газовое реле, врезанное в маслопровод между трансформатором и расширителем.

Газовое реле содержит два элемента - сигнальный и отключающий. Сигнальный элемент срабатывает при повреждениях, сопровождающихся слабым газообразованием после накопления определенного объема газа в реле.

При значительном повреждении, вызывающем бурное выделение газа, повышается давление внутри бака и создается переток масла в сторону расширителя, воздействующий на отключающий элемент. Последний срабатывает при превышении заданной скорости потока масла. Газовая защита обладает высокой чувствительностью и в ряде случаев выявляет повреждения в начальной стадии их развития. На некоторые виды опасных повреждений (например, на пожар в стали сердечника трансформатора, на замыкания малого числа витков обмоток, на некоторые неисправности переключателя ответвлений) реагирует только газовая защита, тогда как другие защиты при этом не приходят в действие. По указанным причинам газовая защита получила широкое распространение, и ей применение на мощных трансформаторах и автотрансформаторах обязательно. Выполняется газовая защита на газовых реле типа РГТ-50, РГТ-80 или ВГ-80/Q.

Защита от однофазных КЗ на стороне ВН блока

Токовая защита нулевой последовательности на трансформаторах блоков выполняется с помощью двух токовых реле 1РТ, 2РТ типа РТ-40, включенных на ток нейтрали трансформатора блока. Реле 1РТ предназначено для резервирования защит от КЗ на землю смежных эле-

ментов сети ВН. С помощью реле 2РТ осуществляется деление шин ВН и ускорения ликвидации неполнофазных режимов.

Дифференциальная защита ошиновки

Дифференциальная защита ошиновки на стороне ВН применяется на блоках, присоединенных к схеме ОРУ 3/2, 4/3 или многоугольника. При наличии резервной дифференциальной блока (на АЭС) защита ошиновки выполняется без торможения (на реле РНТ-565 или РНТ-566) а при отсутствии резервной диф. защиты - с торможением на реле ДЗТ-11/4. Защита ошиновки присоединяется к трансформаторам тока в цепи каждого выключателя блока на стороне ВН и к трансформаторам тока блока..

Контроль изоляции вводов

Устройство контроля изоляции вводов трансформатора КИВ-500Р включается на емкостной ток нулевой последовательности в цепи обкладок трех вводов с бумажно-масляной изоляцией, КИВ-500Р реагирует на первую гармонику суммы емкостных токов вводов всех трех фаз..

При частичном пробое изоляции ввода или возрастании активного тока утечки в связи с развитием повреждения ток в цепи КИВ увеличивается и вызывает срабатывание устройства.

Резервная дифференциальная защита

При наличии резервной дифференциальной блока (на АЭС) защита ошиновки выполняется без торможения (на реле РНТ-565 или РНТ-566) а при отсутствии резервной диф. защиты - с торможением на реле ДЗТ-11/4. Защита ошиновки присоединяется к трансформаторам тока в цепи каждого выключателя блока на стороне ВН и к трансформаторам тока.

9 Расчёт заземляющего устройства ОРУ-330 (110, 220, 500, 750) кВ

Данные для расчета, например:

$q=24$ м - ширина ячейки ОРУ-330 кВ;

$B'=157,4$ - длина ячейки ОРУ-330 кВ;

$n=4$ - число ячеек ОРУ-330 кВ; (к-во ячеек подсчитывается по схеме соединений)

$I_3=7,7$ кА

$\tau=t_{p.з.}+t_{o.в.}$; $t_{o.в.}=0,04$ с; $t_{p.з.}=0,12$ с, $\tau=0,16$ с-длительность воздействия тока на человека;

$R_e=1,2$ Ом - сопротивление естественных заземлителей

$\rho_1=1500$ Ом·м - удельное сопротивление верхнего слоя земли

$\rho_2=150$ Ом·м - удельное сопротивление нижнего слоя земли

$h_1=2$ м - толщина верхнего слоя

$t=0,7$ м- глубина заземления полос сетки

$l_b=5$ м- длина вертикальных заземлителей

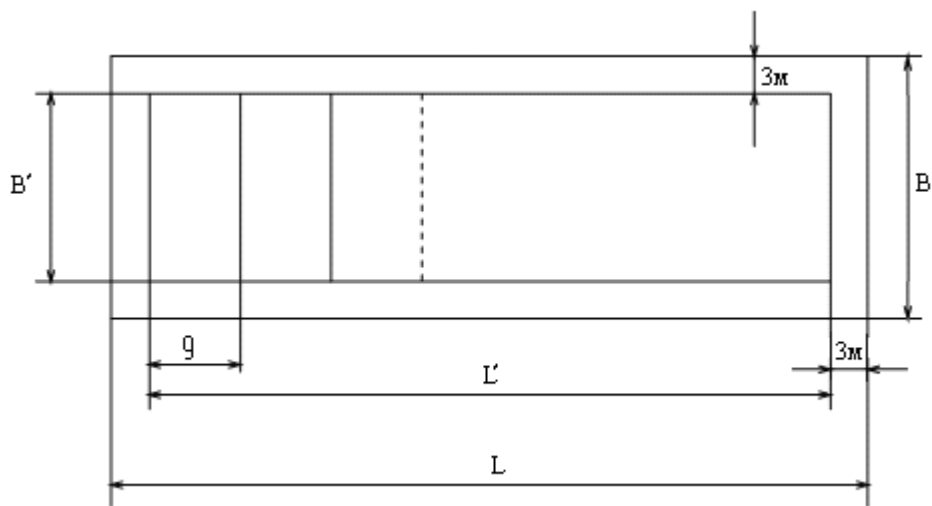


Рисунок 15 - План заземляющего устройства ОРУ-330 кВ

Далее – расчет по методичке

10 Описание конструкции ОРУ-330, 500 кВ

Для схемы с полутора выключателями на цепь широко применяется компоновка с трехрядной установкой выключателей.

Коммутационное оборудование 330 кВ, в частности воздушные выключатели, имеет значительные размеры, поэтому при выборе расстояний между фазами оборудования и общих размеров ячеек учитывается необходимость подъезда к оборудованию автотранспорта для подачи отдельных узлов этого оборудования и специальных автомеханизмов для монтажных и ремонтных работ.

При компоновке ОРУ 330кВ по схеме 3/2 дороги для монтажно-ремонтных механизмов проходят вдоль трех рядов выключателей и механизмы подъезжают к ремонтируемому выключателю, проезжая мимо других выключателей, находящихся под напряжением. С учетом минимальных радиусов закругления дороги расстояние между фазами выключателей должно быть 8 м и расстояние от оси выключателя до оси дороги-7,4 м. Очевидно, что для уменьшения шага ячейки ОРУ 330 кВ со схемой 3/2 целесообразно применять самоходные монтажно-ремонтные механизмы меньших размеров.

Высота подвески верхнего яруса ошиновки и высота опор определяются с учетом проведения монтажно-ремонтных работ на выключателе при наличии напряжения на верхнем ярусе гибкой ошиновки. Высшая точка крана равна примерно 16 м , расстояние от крана до проводов, находящихся под напряжением 330 кВ, должно быть 4 м ,стрела провеса проводов 3 м , поэтому высота принята 23 м. Высота опор должна выбираться по местным условиям в зависимости от отметки площадки, где устанавливаются опоры, принятого расстояния между опорами, тяжения по проводам и сечения проводов.

ОРУ 500 кВ при такой же компоновке имеет длину ячейки 249,4 м, а шаг ячейки 28 м. С целью уменьшения размеров ОРУ 500 кВ возможен отказ от сооружения трех дорог вдоль трех рядов выключателей, если высоту ступеней под оборудование принять по 4 м, что обеспечивает возможность проезда ремонтно-монтажных механизмов и подготовку их к работе без снятия напряжения на соседних цепях.

Описание конструкции ОРУ-110, 220 кВ

Все выключатели и размещаются в один ряд около второй системы шин, что облегчает их обслуживание. Такие ОРУ называют однорядными в отличие от других компоновок, где выключатели линий расположены в одном ряду, а выключатели трансформаторов- в другом. В типовых компоновках выключатель не изображается, показано лишь место его установки. Каждый полюс шинных разъединителей второй системы шин расположен под проводами соответствующей фазы сборных шин. Такое расположение позволяет выполнить соединение шинных разъединителей непосредственно под сборными шинами и на этом же уровне присоединить выключатель. Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминевым проводом. При большой нагрузке или по условиям проверки на коронирование в каждой фазе могут быть два-три провода. Линейные и шинные порталы и все опоры под аппаратами- стандартные, железобетонные. Большое количество порталных конструкций в рассмотренном типовом ОРУ вызывает необходимость производства работ на высоте, затрудняет и удорожает монтаж. Если сборные шины выполнить жесткими, то шинных порталов не требуется, а монтаж облегчается.

11 Специальное задание

По заданию преподавателя-консультанта

12 Капитальный ремонт заданного электрооборудования

Разработать технологическую карту ремонта

13 Техника безопасности в электроустановках

Применяемое в электроустановках оборудование, место для него, а также материалы должны соответствовать требованиям ГОСТ и техническим условиям, на электрооборудованиях должны быть таблички, предусмотренные ГОСТами и техническими условиями.

Электрооборудование станции, связанные с ним конструкции должны быть защищены от коррозии защитными средствами, т.е. стойкими к воздействию окружающей среды. Окраска должна соответствовать общему фону окраски помещений и технического оборудования.

Окраска одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковой. Шины должны быть окрашены в следующие цвета:

Фаза А-желтый

Фаза В-зеленый

Фаза С-красный

Нулевые шины: при изолированной нейтрали – белый, при заземленной – черный.

В ОРУ должны находиться шкафы с электротехническими защитными средствами и инструментами.

Включение и отключение разъединителей изолирующей штангой следует производить в диэлектрических перчатках.

Установку и снятие под напряжением предохранителей следует производить в очках, диэлектрических перчатках с помощью штанги.

При производстве операций в ОРУ должны выполняться технические и организационные мероприятия.

Электроустановки осматриваются без снятия напряжения с них вдали от токоведущих частей. Право осматривать электроустановки имеет дежурный с квалификационной не ниже ,в установках выше 1000 В. При производстве осмотра одним лицом запрещается проникать за ограждение, входить в камеры РУ, не имеющие барьеров.

При обнаружении замыканий на землю запрещается приближаться к месту замыкания на расстояние менее 8-10 м в ОРУ. Приближаться на более близкое расстояние допускается только для ликвидации замыкания, а также при необходимости оказания первой помощи пострадавшему. В этих случаях следует пользоваться правилами оказания первой помощи пострадавшему и защитными средствами.

Части электрооборудования, находящиеся под напряжением , должны иметь сеточное ограждение.

Калитки и ворота ОРУ должны быть запертыми, а на входах в ОРУ вывешивается текст « Стой - высокое напряжение».

Оборудование должно иметь надежную блокировку от включения разъединителями и заземляющими разъединителями.

Рукоятки заземляющих разъединителей окрашивается в красный цвет, выключатели должны иметь указания положения «Включения» «Отключено».

Противопожарная безопасность

На электростанции причинами пожара или взрыва может быть недопустимый нагрев, искрения контактов. Искрение и дуги появляются во время ошибочных действий с коммутационными аппаратами, атмосферных перенапряжений. Чтобы не допустить этого необходимо выполнять следующие противопожарные мероприятия:

- электрооборудование для пожароопасного и взрывоопасных помещений выбирают в зависимости от его класса;
- здания и сооружения выполняются огнестойкими;
- кабельные туннели должны быть герметичны для предотвращения попадания в них технических вод и масла из камер РУ при авариях маслонаполненного оборудования, а также должен быть обеспечен отвод почвенных вод;
- кабельные туннели должны быть обеспечены естественной вентиляцией;
- кабельные туннели должны выполняться из негорючих материалов;
- у маслонаполненного оборудования должен быть обеспечен быстрый слив и отвод масла в безопасное место на случай пожара;
- для тушения пожаров трансформаторы должны быть оборудованы устройствами автоматического пожаротушения;
- загоревшийся трансформатор тушат воздушно-механической пеной, распыленной водой, углекислотными огнетушителями;
- при тушении пожара в генераторе необходимо его отключить и заполнить корпус углекислым газом, водой или паром.

Водой можно тушить электроустановки напряжением до 10 КВ при условии:

в установках до 1000 В длина струи должна быть не менее 4 м, выше 1000 В - 8 м; в диэлектрических перчатках, ботах, ствол брандбоя должен быть заземлен медным проводником сечением не менее 16 мм².

Часть 2. Расчет районной электрической сети и подстанции

Дипломный проект по расчету районной электрической сети и подстанции должен содержать пояснительную записку (ПЗ) с расчетами и графическую часть: схема электрической сети, схема подстанции, схема релейной защиты трансформатора (автотрансформатора) и чертеж специального задания. В пояснительной записке должны быть следующие разделы:

Введение

1. Определение полной мощности подстанций
2. Выбор силовых трансформаторов на подстанциях
3. Определение сопротивлений трансформаторов
4. Разработка вариантов проектируемой сети
5. Приведение нагрузок подстанций к шинам высокого напряжения
- 6 Предварительный электрический расчёт двух вариантов сети
- 7 Технико-экономическое сравнение двух вариантов сети
- 8 Расчет оптимального варианта сети
 - 8.1 Максимальный режим
 - 8.2 Послеаварийный режим
 - 8.3 Минимальный режим
- 9 Выбор рабочих ответвлений РПН трансформаторов
- 10 Выбор главной схемы подстанции № и схемы собственных нужд
- 11 Расчет токов короткого замыкания на подстанции
- 12 Выбор электрооборудования и токоведущих частей
- 13 Расчет собственных нужд подстанции
- 14 Релейная защита и автоматика на подстанции
- 15 Расчёт заземляющего устройства
- 16 Описание конструкции

17 Специальный вопрос

18 Капитальный ремонт заданного электрооборудования

19 Техника безопасности и противопожарная техника

Список используемой литературы

Пояснительную записку выполнять шрифтом «GOST type B», правильно пронумеровать номера формул, таблиц и рисунков.

Введение

1. Определение полной мощности подстанций

Расчет нагрузок производится, согласно исходных данных задания. В максимальных и минимальных режимах определяется полная и реактивная мощность нагрузок.

Подстанция №1

Полная мощность S , в МВ·А, определяется по формуле

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (1)$$

$$S_{35} = \frac{30}{0,9} = 33,3$$

$$S_{10} = \frac{15}{0,89} = 16,8$$

Реактивная нагрузка Q , в Мвар, определяется по формуле

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2)$$

$$Q_{35} = \sqrt{33,3^2 - 30^2} = 14,5$$

$$Q_{10} = \sqrt{16,8^2 - 15^2} = 7,8$$

Полная мощность подстанции $S_{п/ст.}$, в МВ·А, определяется по формуле

$$S_{п.ст.} = \sqrt{(P_{10} + P_{35})^2 + (Q_{10} + Q_{35})^2} \quad (3)$$

$$S_{п/ст1} = \sqrt{(30+15)^2 + (14,5+7,8)^2} = 50,2$$

Подстанция №2

Полная нагрузка S в, МВ·А и реактивная нагрузка Q , в Мвар, определяются по формулам

1 и 2

$$S_{10} = \frac{16}{0,9} = 17,8 \text{ МВА}$$

$$Q_{10} = \sqrt{17,8^2 - 16^2} = 7,8$$

$$S_{п.ст.2} = S_{10} = 17,8$$

Подстанция №3

Полная нагрузка S в, МВ·А и реактивная нагрузка Q , в Мвар, определяются по формулам 1 и 2

$$S_{10} = \frac{12}{0,9} = 13,3$$

$$Q_{10} = \sqrt{13,3^2 - 12^2} = 5,7$$

Полная мощность подстанции $S_{п/ст}$, в МВ·А

$$S_{п/ст3} = 13,3$$

2. Выбор силовых трансформаторов на подстанциях

На 1-й и 2-й подстанциях устанавливаем по два трансформатора, т.к. потребители подстанции I и II категории, а на 3-й подстанции устанавливаем один трансформатор, т.к. потребители подстанции III категории

Определяем мощность трансформатора на подстанции №1 $S_{тр}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{тр} \geq \frac{S_{н.см}}{1,4} \quad (4)$$

$$S_{тр} \geq \frac{50,2}{1,4} = 35,8$$

Определяем мощность трансформатора на подстанции №2 $S_{тр}$, в МВ·А, по формуле 4

$$S_{тр} \geq \frac{17,8}{1,4} = 12,7$$

Определяем мощность трансформатора на подстанции №3 $S_{тр}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{тр} \geq S_{п/ст3} \quad (5)$$

$$S_{тр} \geq 13,3$$

Таблица 1 - Технические параметры трансформаторов

№ п/ст	Тип транс- форматора	U _{ном} , кВ			U _к , %			ΔP _{кз} , кВт	ΔP _х , кВт	I _{хх} , %
		ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН			
1	ТДТН-40000/110	115	38,5	10,5	10,5	17	6	200	63	0,8
2	ТДН-16000/110	115	-	11	-	10,5	-	85	18	0,7
3	ТДН-16000/110	115	-	11	-	10,5	-	85	18	0,7

3. Определение сопротивлений трансформаторов

Подстанция №1. Трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор)

Определяем общее активное сопротивление R , в Ом, по формуле

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^3, \quad (6)$$

где ΔP_{κ} - потери в трансформаторе при коротком замыкании (из таблицы трансформаторов)

$U_{\text{н}}$ - номинальное высокое напряжение трансформатора в кВ

$S_{\text{н}}$ - номинальная мощность трансформатора, в кВ·А

$$R_{\text{общ}} = \frac{200 \cdot 115^2}{40000^2} \cdot 10^3 = 1,64$$

Определяем сопротивление каждой обмотки, в Ом

$$R_1 = R_2 = R_3 = 0,5 \cdot R_{\text{общ}} = 0,5 \cdot 1,64 = 0,82$$

Определяем индуктивные сопротивления обмоток x , в Ом, я по формуле

$$X = \frac{U_{\kappa} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} \cdot 10, \quad (7)$$

где U_{κ} - напряжения короткого замыкания

Определяем напряжения короткого замыкания в % по формулам:

$$U_{\kappa 1} = 0,5(U_{\kappa 1-2} + U_{\kappa 1-3} - U_{\kappa 2-3}) \quad (8)$$

$$U_{\kappa 1} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{\kappa 2} = 0,5(U_{\kappa 1-2} + U_{\kappa 2-3} - U_{\kappa 1-3}) \quad (9)$$

$$U_{\kappa 2} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = 0\%$$

$$U_{\kappa 3} = 0,5(U_{\kappa 1-3} + U_{\kappa 2-3} - U_{\kappa 1-2}) \quad (10)$$

$$U_{\kappa 3} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

Определяем индуктивные сопротивления обмоток x , в Ом, я по формуле 7

$$X_1 = \frac{10,75\% \cdot 115^2}{40000} \cdot 10 = 35,54$$

$$X_2 = 0$$

$$X_3 = \frac{6,25\% \cdot 115^2}{40000} \cdot 10 = 20,66$$

Подстанция №2. Двухобмоточный трансформатор

Определяем активное сопротивление R , в Ом, по формуле 6

$$R = \frac{85 \cdot 115^2}{16000^2} \cdot 10^3 = 4,39$$

Определяем индуктивное сопротивление обмоток x , в Ом, я по формуле 7

$$X = \frac{10,5\% \cdot 115^2}{16000} \cdot 10 = 86,8$$

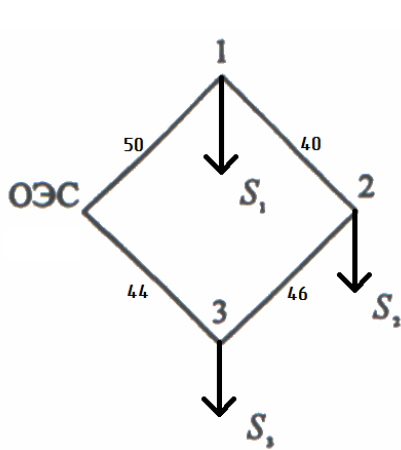
Подстанция №3

Сопротивления такие же, как для трансформаторов подстанции №2

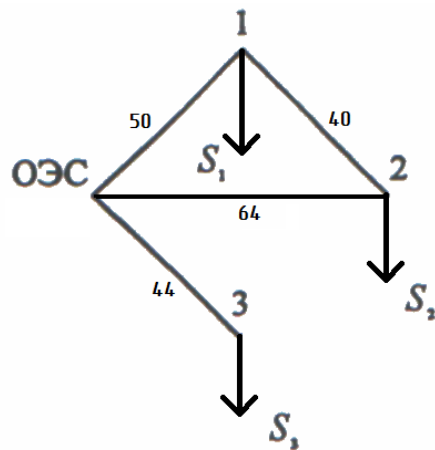
$$R = 4,39 \text{ Ом}$$

$$X = 86,8 \text{ Ом}$$

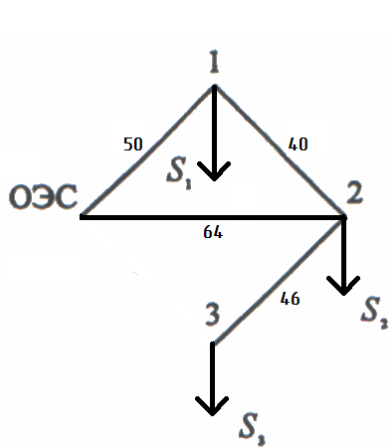
4. Разработка вариантов проектируемой сети



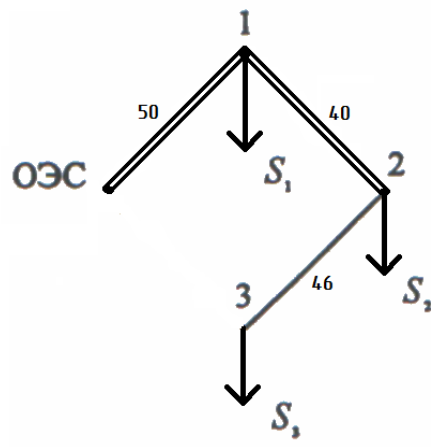
Вариант I



Вариант II



Вариант III



Вариант IV

Рисунок 1 – Возможные варианты схем электрической сети

Для дальнейшего расчёта выбираем два варианта с наименьшей суммарной длиной линий $L_{\Sigma 1}=180$ км, $L_{\Sigma 2}=198$ км, $L_{\Sigma 3}=200$ км, $L_{\Sigma 4}=226$ км.

Для технико-экономического сравнения выбираем I и II варианты, имеющие наименьшую суммарную длину линий.

5. Приведение нагрузок подстанций к шинам высокого напряжения. Определение приведённых мощностей всех подстанций

Приведенная нагрузка ПС - это мощность, поступающая в трансформаторы на шины ВН, складывается из мощностей потребителей и потерь в обмотках и магнитопроводах трансформаторов.

Подстанция № 1 с трехобмоточным трансформатором (автотрансформатором).

Составляем схему замещения

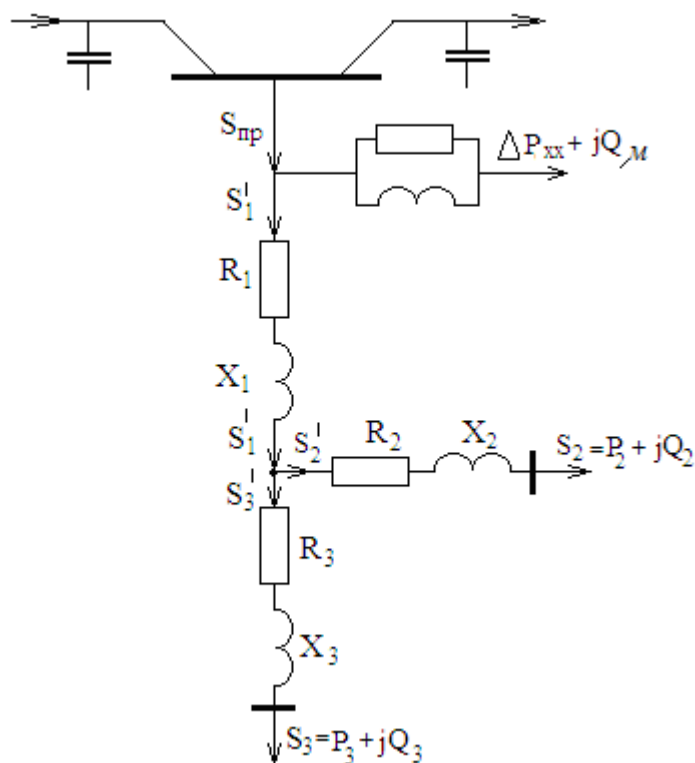


Рисунок 4 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора на подстанции №1

Определяем намагничивающую мощность трансформатора ΔQ_μ , в Мвар, по формуле

$$\Delta Q_\mu = \frac{I_{xx} \% \cdot S_H}{100} \quad (11)$$

$$\Delta Q_\mu = \frac{0,8\% \cdot 40}{100} = 0,32$$

Определяем потери активной мощности ΔP , в МВт, в сопротивлениях обмоток по формуле

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_H^2} \cdot \frac{R}{2} \quad (12)$$

$$\Delta P_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_3}{2} = \frac{15^2 + 7,8^2}{115^2} \cdot \frac{0,82}{2} = 0$$

Определяем потери реактивной мощности в обмотках ΔQ , в Мвар, по формуле

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_H^2} \cdot \frac{x}{2} \quad (13)$$

$$\Delta Q_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_3}{2} = \frac{15^2 + 7,8^2}{115^2} \cdot \frac{20,66}{2} = 0,2$$

Определяем полную мощность начала звена обмоток S' , в МВ·А, по формуле

$$S' = S + \Delta P + j\Delta Q \quad (14)$$

Определяем полную мощность, поступающую в обмотку НН (мощность начала звена)

S_1' , в МВ·А, по формуле 14

$$S_3' = 15 + j7,8 + j0,2 = 15 + j8$$

Определяем потери мощности в сопротивлениях обмотки СН по формулам 12 и 13

$$\Delta P_2 = \frac{30^2 + 14,5^2}{115^2} \cdot \frac{0,82}{2} \approx 0; \quad \Delta Q_2 = \frac{30^2 + 14,5^2}{115^2} \cdot \frac{0}{2} = 0$$

Определяем полную мощность в начале звена обмотки СН S_2' , в МВ·А, по формуле 14

$$S_2' = 30 + j14,5$$

Определяем полную мощность в конце звена обмотки ВН S_1 , в МВ·А, по формуле

$$S_1 = S_2' + S_3' \quad (15)$$

$$S_1 = 30 + j14,5 + j8 + 15 = 45 + j22,5$$

Определяем потери мощности в сопротивлениях обмотки ВН по формулам 12 и 13

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_1}{2} = \frac{45^2 + 22,3^2}{115^2} \cdot \frac{0,82}{2} \approx 0;$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_1}{2} = \frac{45^2 + 22,3^2}{115^2} \cdot \frac{35,54}{2} = 3,4,$$

где $P_1 = P_2 + P_3$; $Q_1 = Q_2 + Q_3$

Определяем полную мощность в начале звена обмотки ВН S_1 , в МВ·А, по формуле

$$S_1' = S_1 + \Delta P_1 + j\Delta Q_1 \quad (16)$$

$$S_1' = 45 + j22,5 + j3,4 = 45 + j25,9$$

Определяем приведенную нагрузку подстанции $S_{пр}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{пр} = S_1' + 2\Delta P_{xx} + 2j\Delta Q_{\mu} \quad (17)$$

$$S_{пр1} = 45 + j25,9 + 2 \cdot 0,08 + 2 \cdot j0,32 = 45,2 + j26,5$$

Подстанция №2 с двухобмоточным трансформатором.

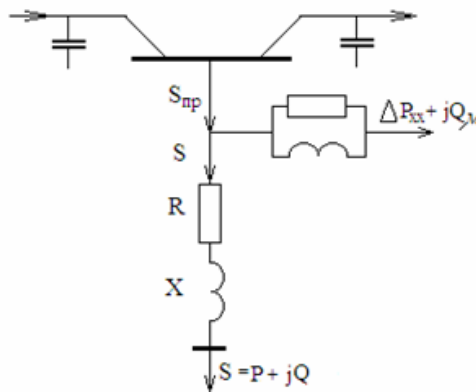


Рисунок 5 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора на подстанциях №2, №3

Определяем намагничивающую мощность трансформатора ΔQ_{μ} , в Мвар, по формуле 11

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{0,7\% \cdot 16}{100} = 0,11$$

Определяем потери активной мощности ΔP , в МВт, по формуле 12

$$\Delta P = \frac{16^2 + 7,8^2}{115^2} \cdot \frac{4,39}{2} = 0,05$$

Определяем потери реактивной мощности ΔQ , в Мвар, по формуле 13

$$\Delta Q = \frac{16^2 + 7,8^2}{115^2} \cdot \frac{86,8}{2} = 0,9$$

Определяем полную мощность начала звена обмоток S' , в МВ·А, по формуле 14

$$S' = 16 + j7,8 + 0,05 + j0,9 = 16,05 + j8,7 \text{ МВ·А}$$

Определяем приведенную нагрузку трансформатора, равную приведенной нагрузке подстанции, $S_{пр}$, в МВ·А, по формуле 17

$$S_{пр2} = 16,05 + j8,7 + 2 \cdot 0,018 + 2 \cdot j0,11 = 16,1 + j8,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Подстанция №3 с двухобмоточным трансформаторам

Определяем намагничивающую мощность трансформатора ΔQ , в Мвар, по формуле 11

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{0,7\% \cdot 16}{100} = 0,11$$

Определяем потери активной мощности ΔP , в МВт, по формуле 12

$$\Delta P = \frac{12^2 + 5,7^2}{115^2} \cdot 4,39 = 0,06$$

Определяем потери реактивной мощности ΔQ , в Мвар, по формуле 13

$$\Delta Q = \frac{12^2 + 5,7^2}{115^2} \cdot 86,8 = 1,2$$

Определяем полную мощность начала звена обмоток S' , в МВ·А, по формуле 14

$$S' = 12 + j5,7 + 0,06 + j1,2 = 12,06 + j6,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Приведенная нагрузка подстанции $S_{пр}$ определяется по формуле 17, учитывая, что на подстанции установлен один трансформатор

$$S_{пр3} = 12,06 + j6,9 + 0,018 + j0,11 = 12,1 + j7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

6. Предварительный электрический расчет вариантов сети в максимальном режиме

6.1 Расчет электрической сети I варианта

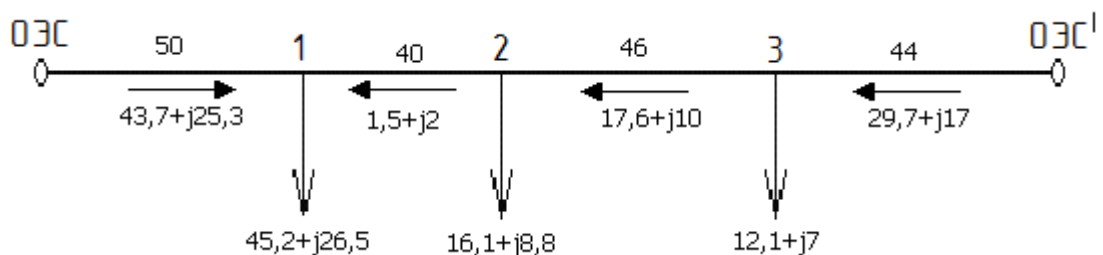


Рисунок 6 - Развернутая схема электрической сети I варианта

Определяем активную мощность, выходящую из ОЭС, $P_{оэс}$ в МВт, по формуле

$$P_{оэс} = \frac{\sum P \cdot L}{L_{общ}}, \quad (18)$$

где L - длина участков сети

$L_{общ}$ - длина всей сети

$$P_{оэс} = \frac{45,2 \cdot 130 + 16,1 \cdot 90 + 12,1 \cdot 44}{180} = 43,7$$

Определяем реактивную мощность, выходящую из ОЭС, $Q_{оэс}$ в Мвар, по формуле

$$Q_{оэс} = \frac{\sum Q \cdot L}{L_{общ}} \quad (19)$$

$$Q_{\text{оэс}} = \frac{26,5 \cdot 130 + 8,8 \cdot 90 + 7 \cdot 44}{100} = 25,3$$

Определяем активную мощность, выходящую из ОЭС', $P_{\text{оэс'}}$, в МВт, по формуле 18

$$P_{\text{оэс'}} = \frac{45,2 \cdot 50 + 16,1 \cdot 90 + 12,1 \cdot 136}{180} = 29,7$$

Определяем реактивную мощность, выходящую из ОЭС, $Q_{\text{оэс}}$ в Мвар, по формуле 19

$$Q_{\text{оэс}} = \frac{26,5 \cdot 50 + 8,8 \cdot 90 + 7 \cdot 136}{180} = 17$$

Проверим баланс мощностей в МВ·А

Приход	Расход
43,7+j25,3	45,2+j26,5
29,7+j17	16,1+j8,8
	12,1+j7
$\Sigma = 73,4+j42,3$	$\Sigma = 73,4+j42,3$

Баланс мощности выполняется.

Определяем токи I на участках сети, в А, по формуле

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 10^3 \quad (20)$$

$$I_{\text{оэс}-1} = \frac{\sqrt{43,7^2 + 25,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 265$$

$$I_{2-1} = \frac{\sqrt{1,5^2 + 2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 13$$

$$I_{3-2} = \frac{\sqrt{17,6^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 106$$

$$I_{\text{оэс'-3}} = \frac{\sqrt{29,7^2 + 17^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 180$$

Определяем время использования максимальной нагрузки T , в ч, по формуле

$$T = \frac{\Sigma P \cdot T}{\Sigma P} \quad (21)$$

Т.к. на подстанцию №1 нагрузки поступают с обеих сторон, то $T_{\text{оэс}-1} = T_{1-2} = T_1$

$$T_{\text{оэс'-3}} = \frac{12,1 \cdot 3900 + 16,1 \cdot 5700 + 1,5 \cdot 5100}{29,7} = 4936$$

$$T_{2-3} = \frac{16,1 \cdot 5700 + 1,5 \cdot 5100}{17,6} = 56488 \text{ ч}$$

Определяем сечение проводов F , в мм^2 , по экономической плотности тока по формуле

$$F = \frac{I}{j_{\text{э}}} \quad (22)$$

$$F_{\text{оэс-1}} = \frac{265}{1} = 265 \quad \text{Выбираем провод АС-240: } r_0 = 0,118$$

$$F_{1-2} = \frac{13}{1} = 13 \quad \text{Выбираем провод АС-95: } r_0 = 0,314, \quad x_0 = 0,43$$

$$F_{2-3} = \frac{106}{1} = 106 \quad \text{Выбираем провод АС-120: } r_0 = 0,245, \quad x_0 = 0,42$$

$$F_{3-\text{оэс}} = \frac{180}{1,1} = 164 \quad \text{Выбираем провод АС-240: } r_0 = 0,118, \quad x_0 = 0,4$$

Определяем активное сопротивление на участках сети R , в Ом, по формуле

$$R = r_0 \cdot l_i, \quad (23)$$

где r_0 - активное сопротивление 1 км линии

$$R_{\text{оэс-1}} = 0,118 \cdot 50 = 5,9$$

$$R_{1-2} = 0,314 \cdot 40 = 12,6$$

$$R_{2-3} = 0,245 \cdot 46 = 11,3$$

$$R_{3-\text{оэс}} = 0,118 \cdot 44 = 5,2$$

Определяем индуктивное сопротивление на участках сети x , в Ом, по формуле

$$x = x_0 \cdot l_i, \quad (24)$$

где x_0 - индуктивное сопротивление 1 км линии

$$X_{\text{оэс-1}} = 0,4 \cdot 50 = 20$$

$$X_{1-2} = 0,43 \cdot 40 = 17,2$$

$$X_{2-3} = 0,42 \cdot 46 = 19,3$$

$$X_{\text{оэс3}} = 0,4 \cdot 44 = 17,6$$

Определяем потери активной мощности на участках сети ΔP , в МВт, по формуле

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot R \quad (25)$$

$$\Delta P_{\text{оэс-1}} = \frac{43,7^2 + 25,3^2}{110^2} \cdot 5,9 = 1,24$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{1,5^2 + 2^2}{110^2} \cdot 12,6 = 0,006$$

$$\Delta P_{2-3} = \frac{17,6^2 + 10^2}{110^2} \cdot 11,3 = 0,4$$

$$\Delta P_{3-03c'} = \frac{29,7^2 + 17^2}{110^2} \cdot 17,6 = 0,5$$

Определяем потери реактивной мощности на участках сети ΔQ , в Мвар, по формуле

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_i^2} \cdot \tilde{O} \quad (26)$$

$$\Delta Q_{03c-1} = \frac{43,7^2 + 25,3^2}{110^2} \cdot 20 = 4,2$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{1,5^2 + 2^2}{110^2} \cdot 17,2 = 0,01$$

$$\Delta Q_{2-3} = \frac{17,6^2 + 10^2}{110^2} \cdot 19,3 = 0,7$$

$$\Delta Q_{3-03c'} = \frac{29,7^2 + 17^2}{110^2} \cdot 17,6 = 8,9$$

Определяем коэффициент мощности $\cos\varphi$ на участках сети по формуле

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (27)$$

$$\cos\varphi_{03c-1} = \frac{43,7}{\sqrt{43,7^2 + 25,3^2}} = 0,86$$

$$\cos\varphi_{1-2} = \frac{1,5}{\sqrt{1,5^2 + 2^2}} = 0,6$$

$$\cos\varphi_{2-3} = \frac{17,6}{\sqrt{17,6^2 + 10^2}} = 0,87$$

$$\cos\varphi_{3-03c'} = \frac{29,7}{\sqrt{29,7^2 + 17^2}} = 0,8$$

Определяем время максимальных потерь по $\cos\varphi$ и времени Т:

$$\tau_{03c-1} = 3700 \text{ ч}; \quad \tau_{1-2} = 4200 \text{ ч}; \quad \tau_{2-3} = 4200 \text{ ч}; \quad \tau_{3-03c'} = 3500 \text{ ч}$$

Определяем потери энергии на участках сети ΔW , в МВт·ч, по формуле

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (28)$$

$$\Delta W_{03c-1} = 1,24 \cdot 3700 = 4588$$

$$\Delta W_{1-2} = 0,006 \cdot 4200 = 25$$

$$\Delta W_{2-3} = 0,4 \cdot 4200 = 1680$$

$$\Delta W_{3-03c'} = 0,5 \cdot 3500 = 1750$$

Определяем потери энергии во всей сети ΔW_{Σ} , в МВт·ч, по формуле

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{03c-1} + \Delta W_{1-2} + \Delta W_{2-3} + \Delta W_{3-03c'} \quad (29)$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 4588 + 25 + 1680 + 1750 = 8018$$

2 Расчет электрической сети II варианта

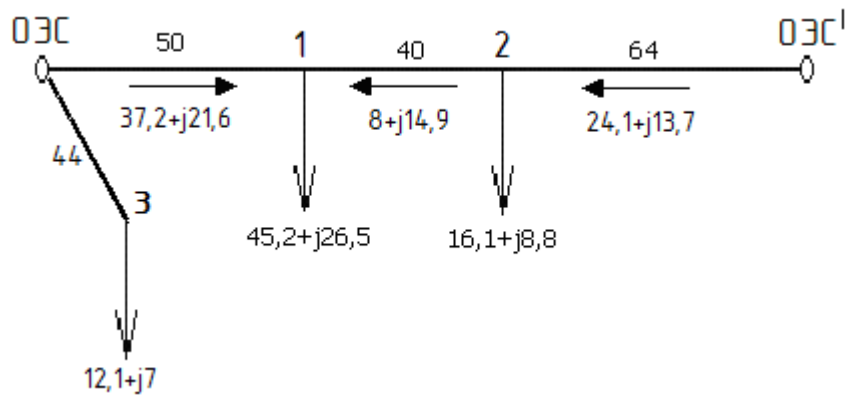


Рисунок 7 - Развернутая схема сети II варианта

Определяем активную мощность, выходящую из ОЭС, $P_{\text{оэс}}$ в МВт, по формуле 18

$$P_{\text{оэс}} = \frac{45,2 \cdot 104 + 16,1 \cdot 64}{154} = 37,2$$

Определяем реактивную мощность, выходящую из ОЭС, $Q_{\text{оэс}}$ в Мвар, по формуле 17

$$Q_{\text{оэс}} = \frac{26,5 \cdot 104 + 8,8 \cdot 64}{154} = 21,6$$

Определяем активную мощность, выходящую из ОЭС', $P_{\text{оэс'}}$, в МВт, по формуле 16

$$P_{\text{оэс'}} = \frac{45,2 \cdot 50 + 16,1 \cdot 90}{154} = 24,1$$

Определяем реактивную мощность, выходящую из ОЭС, $Q_{\text{оэс'}}$ в Мвар, по формуле 17

$$Q_{\text{оэс'}} = \frac{26,5 \cdot 50 + 8,8 \cdot 90}{154} = 13,7$$

Проверим баланс мощностей

Приход	Расход
$37,2 + j21,6$	$45,2 + j26,5$
$24,1 + j13,7$	$16,1 + j8,8$
$\Sigma = 61,3 + j35,3$	$\Sigma = 61,3 + j35,3$

Определяем токи I на участках сети, в А, по формуле 20

$$I_{\text{оэс-1}} = \frac{\sqrt{37,2^2 + 21,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 226$$

$$I_{2-1} = \frac{\sqrt{8^2 + 4,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 49$$

$$I_{\text{оэс}'-2} = \frac{\sqrt{24,1+13,7}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 146$$

$$I_{\text{оэс}-3} = \frac{\sqrt{12,1+7}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 73$$

Определяем время использования максимальной нагрузки Т, в ч, по формуле 21

$$T_{\text{оэс}-1} = T_{1-2} = 5100 \text{ ч}$$

$$T_{\text{оэс}'-2} = \frac{16,1 \cdot 5700 + 8 \cdot 5100}{24,1} = 5500 \text{ ч}$$

Определяем сечение проводов F в мм² по экономической плотности тока по формуле 22

$$F_{\text{оэс}-1} = \frac{226}{1} = 200 \text{ Выбираем провод АС-240: } r_0=0,118, x_0=0,4, I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$$

$$F_{1-2} = \frac{49}{1} = 49 \text{ Выбираем провод АС-95: } r_0=0,3, x_0=0,406, I_{\text{доп}}=330 \text{ А}$$

$$F_{2-\text{оэс}'} = \frac{146}{1} = 146 \text{ Выбираем провод АС-150: } r_0=0,193, x_0=0,406, I_{\text{доп}}=445 \text{ А}$$

$$F_{\text{оэс}-3} = \frac{73}{1,1} = 66 \text{ Выбираем провод АС-70: } r_0=0,42, x_0=0,41, I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$$

Определяем активное сопротивление на участках сети R, в Ом, по формуле 23

$$R_{\text{оэс}-1} = 0,118 \cdot 50 = 7,7$$

$$R_{1-2} = 0,3 \cdot 40 = 12$$

$$R_{2-\text{ОЭС}'} = 0,193 \cdot 64 = 12,3$$

$$R_{\text{оэс}-3} = 0,42 \cdot 44 = 18,4$$

Определяем индуктивное сопротивление на участках сети X, в Ом, по формуле 24

$$X_{\text{оэс}-1} = 0,4 \cdot 50 = 19,5$$

$$X_{1-2} = 0,406 \cdot 40 = 16$$

$$X_{2-\text{ОЭС}'} = 0,406 \cdot 64 = 25,6$$

$$X_{\text{оэс}-3} = 0,41 \cdot 44 = 18$$

Определяем потери активной мощности на участках сети ΔP, в МВт, по формуле 25

$$\Delta P_{\text{оэс}-1} = \frac{37,2^2 + 21,6^2}{110^2} \cdot 7,7 = 1,18$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{8^2 + 4,9^2}{110^2} \cdot 12 = 0,1$$

$$\Delta P_{2-\text{ОЭС}} = \frac{24,1^2 + 13,7^2}{110^2} \cdot 12,3 = 0,78$$

$$\Delta P_{\text{оэс}-3} = \frac{12,1^2 + 7^2}{110^2} \cdot 18,4 = 0,3$$

Определяем потери реактивной мощности на участках сети ΔQ , в Мвар, по формуле 26

$$\Delta Q_{\text{оэс-1}} = \frac{37,2^2 + 21,6^2}{110^2} \cdot 19,5 = 3$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{8^2 + 4,9^2}{110^2} \cdot 16 = 0,16$$

$$\Delta Q_{2-\text{оэс}} = \frac{24,1^2 + 13,7^2}{110^2} \cdot 25,6 = 1,62$$

$$\Delta Q_{\text{оэс-3}} = \frac{12,1^2 + 7^2}{110^2} \cdot 18,4 = 0,3$$

Определим коэффициент мощности $\cos\varphi$ на участках сети по формуле 27

$$\cos\varphi_{\text{оэс-1}} = \frac{37,2}{\sqrt{37,2^2 + 21,6^2}} = 0,87$$

$$\cos\varphi_{1-2} = \frac{8}{\sqrt{8^2 + 4,9^2}} = 0,85$$

$$\cos\varphi_{2-\text{оэс}} = \frac{24,1}{\sqrt{24,1^2 + 13,7^2}} = 0,87$$

$$\cos\varphi_{\text{оэс-3}} = \frac{12,1}{\sqrt{12,1^2 + 7^2}} = 0,86$$

Определяем время максимальных потерь

$$\tau_{\text{оэс-1}} = 3300 \text{ ч}; \quad \tau_{1-2} = 3500 \text{ ч}; \quad \tau_{2-\text{оэс}} = 3650 \text{ ч}; \quad \tau_{\text{оэс-3}} = 2500 \text{ ч}$$

Определяем потери электрической энергии на участках сети ΔW , в МВт·ч, по формуле 28

$$\Delta W_{\text{оэс-1}} = 1,18 \cdot 3300 = 3894$$

$$\Delta W_{1-2} = 0,1 \cdot 3500 = 350$$

$$\Delta W_{2-\text{оэс}} = 0,78 \cdot 3650 = 2847$$

$$\Delta W_{\text{оэс-3}} = 0,3 \cdot 2500 = 750$$

Определяем потери электрической энергии во всей сети ΔW , в МВт·ч, по формуле 29

$$\Delta W = 3894 + 350 + 2847 + 750 = 7841$$

7 Технико-экономическое сравнение двух выбранных вариантов схемы

I вариант

Определяем расчетные приведенные затраты для каждого варианта сети по формуле

$$Z = I + P_n \cdot K, \quad (30)$$

где $I = I_1 + I_2 + I_3$ - суммарные ежегодные расходы на эксплуатацию сети.

P_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $P_n = 0,12 - 0,15$

K - первоначальные капитальные затраты на сооружение сети

Капитальные затраты - складываются из стоимостей линий, трансформаторов и автотрансформаторов, ячеек с выключателями и отделителями. Определяем капитальные затраты в линию К, в тыс. руб, по формуле

$$K=(K_0 \cdot L_{0\text{эс}-1}+K_0 \cdot L_{1-2}+K_0 \cdot L_{2-3}+K_0 \cdot L_{3-0\text{эс}}), \quad (31)$$

$$K=(K_0 \cdot l_{0\text{эс}-1}+K_0 \cdot l_{1-2}+K_0 \cdot l_{2-3}+K_0 \cdot l_{3-0\text{эс}}),$$

где K_0 —стоимость 1 км линии (Приложение 1)

$$K_I=(10 \cdot 50+8,2 \cdot 40+8,6 \cdot 46+10 \cdot 44)=49920 \text{ тыс. руб}$$

Определяем ежегодные эксплуатационные расходы по формуле

$$I_1=I_1+I_2+I_3, \quad (32)$$

где I_1 -стоимость потерянной в сети энергии, в тыс. руб, определяется по формуле

$$I_1=\beta \cdot \Delta W, \quad (33)$$

где β - стоимость одного кВт·ч потерянной энергии

$$I_1=1,6 \cdot 8018=20526 \text{ тыс. руб.}$$

I_2 -отчисления на амортизацию, в тыс. руб, определяются по формуле

$$I_2=\frac{\alpha_a \cdot K}{100}, \quad (34)$$

где $\alpha_a=2,8\%$ - процентные отчисления на амортизацию

$$I_2=2,8 \cdot 49920/100=1398$$

I_3 - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, в тыс. руб, определяется по формуле

$$I_3=\frac{\alpha_p \cdot K}{100}, \quad (35)$$

где $\alpha_p=1\%$ - величина процентных отчислений на текущий ремонт и обслуживание сети

$$I_3=1 \cdot 49920/100=499$$

Ежегодные эксплуатационные расходы I_1 , в тыс. руб., определяем по формуле 32

$$I_1=20526+1398+499=22423 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем расчетные приведенные затраты, в тыс. руб, по формуле 30

$$З_I=22423+0,12 \cdot 49920=28413$$

II вариант

Определяем капитальные затраты в линию К, в тыс. руб, по формуле 31

$$K_{II}=(9,4 \cdot 50+8,2 \cdot 40+9 \cdot 64+8,1 \cdot 44) \cdot 30=51912$$

Определяем ежегодные эксплуатационные расходы по формулам 32-35

$$I_1=1,6 \cdot 7841=12546 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_2=2,8 \cdot 51912/100=1453 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_3=1 \cdot 51912/100=519 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{II}=12546+1453+519=14518 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем расчетные приведенные затраты, в тыс. руб, по формуле 30

$$З_{II}=14518+0,12 \cdot 51912=20747$$

Определяем наиболее экономичный вариант по формуле

$$\Delta Z = \left(\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \right) \cdot 100\% \quad (36)$$

$$\Delta Z = \frac{28413 - 20747}{28413} \cdot 100 = 27\%$$

Второй вариант экономически выгоднее первого на 27%, принимаем его для дальнейших расчетов

8 Расчет оптимального варианта сети

8.1 Максимальный режим

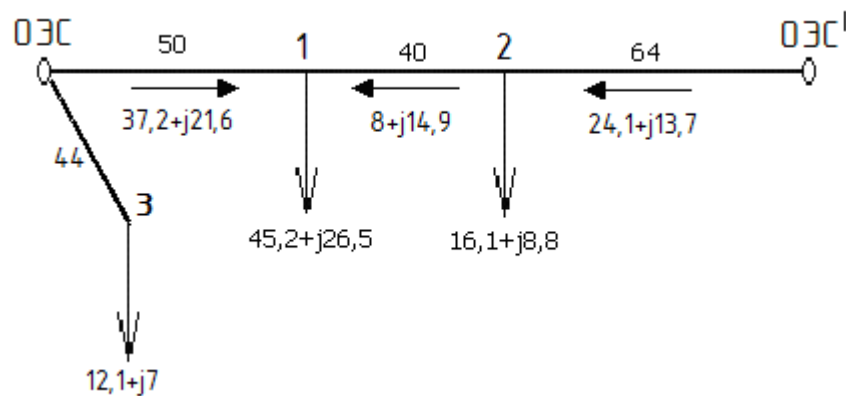


Рисунок 8 - Развернутая схема электрической сети оптимального варианта

Определяем зарядные мощности линий Q , в Мвар, по формуле

$$Q = U_n^2 \cdot b_0 \cdot L, \quad (37)$$

где b_0 - ёмкостная проводимость одного километра линии

L - длина участка сети

$$Q_{B_{0ЭС-1}} = 110^2 \cdot 2,76 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 1,67$$

$$Q_{B_{1-2}} = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 1,29$$

$$Q_{B_{2-0ЭС}} = 110^2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 64 = 2,12$$

$$Q_{B_{0ЭС-3}} = 110^2 \cdot 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 44 = 1,38$$

Определяем расчетные нагрузки подстанций S_p , в МВ·А, по формуле

$$S_p = S_{np.n.cm.} - j \left(\frac{Q_{B_n}}{2} + \frac{Q_{B_{n+1}}}{2} \right), \quad (38)$$

где n - обозначение участка сети

$$S_{p1} = S_{np.n.cm.1} - j \left(\frac{Q_{B_{OЭС-1}}}{2} + \frac{Q_{B_{1-2}}}{2} \right) = 45,2 + j26,5 - j \left(\frac{1,67}{2} + \frac{1,29}{2} \right) = 45,2 + j25$$

$$S_{p2} = 16,1 + j8,8 - j \left(\frac{1,29}{2} + \frac{2,12}{2} \right) = 16,1 + j7,1$$

$$S_{p3} = 12,1 + j7 - j \left(\frac{1,38}{2} \right) = 12,1 + j6,3$$

Определяем мощность, выходящую из ОЭС $S_{OЭС}$, в МВ·А, по формуле

$$S_{OЭС} = \frac{S_{p1}Z_1 + S_{p2}Z_2}{Z_{OЭС-OЭС'}} \quad (39)$$

где $Z_1 = Z_{1-2} + Z_{2-OЭС'} = 12 + j16 + 12,3 + j25,6 = 24,3 + j41,6$ Ом

$Z_2 = Z_{2-OЭС'} = 12,3 + j25,6$ Ом

$Z_{OЭС-OЭС'} = Z_{OЭС-1} + Z_{1-2} + Z_{2-OЭС'} = 7,7 + j19,5 + 12 + j16 + 12,3 + j25,6 = 32 + j61$ Ом

$$S_{OЭС} = \frac{[(45,2 + j25) \cdot (24,3 + j41,6)] + [(16,1 + j7,1) \cdot (12,3 + j25,6)]}{32 + j61} = 38,8 + j19,1$$

Определяем мощность, выходящую из ОЭС', в МВ·А, по формуле:

$$S_{OЭС'} = \frac{S_{p1}Z'_1 + S_{p2}Z'_2}{Z_{OЭС-OЭС'}}, \quad (40)$$

где $Z'_1 = Z_{OЭС-1} = 7,7 + j19,5$ Ом

$Z'_2 = Z_{OЭС-1} + Z_{1-2} = 7,7 + j19,5 + 12 + j16 = 19,7 + j35,5$ Ом

$$S_{OЭС'} = \frac{[(45,2 + j25) \cdot (7,7 + j19,5)] + [(16,1 + j7,1) \cdot (19,7 + j35,5)]}{32 + j61} = 22,5 + j13$$

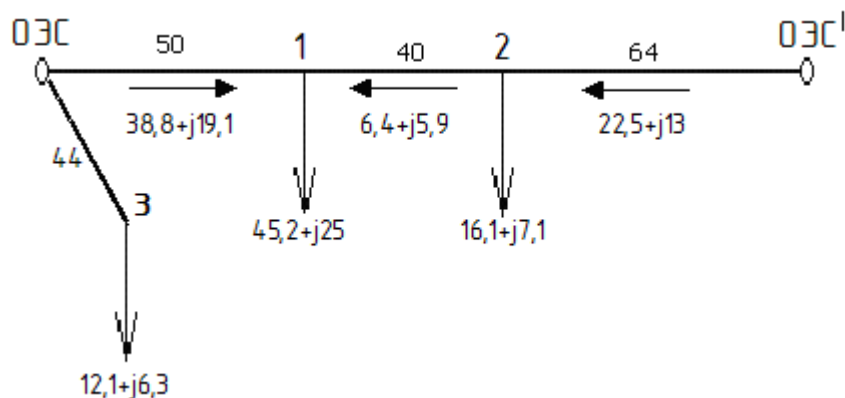


Рисунок 9 - Преобразованная схема электрической сети оптимального варианта

Проверяем баланс мощностей в МВ·А

Приход:

$$S_{OЭС} + S_{OЭС'} = 38,8 + j19,1 + 22,5 + j13 = 61,3 + j32,1$$

Расход

$$S_{P1}+S_{P2}= 45,2+j25+16,1+j7,1=61,3+j32,1$$

Баланс выполняется.

Определяем токи на участках сети, I, в А, по формуле 20

$$I_{OЭC-1} = \frac{\sqrt{38,8^2 + 19,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 227$$

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{6,4^2 + 5,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 44$$

$$I_{2-OЭC'} = \frac{\sqrt{22,5^2 + 113^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 136,5$$

$$I_{OЭC-3} = \frac{\sqrt{12,1^2 + 6,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 72$$

Определяем сечение проводов F, в мм², по экономической плотности тока, по формуле 22

$$F_{OЭC-1} = \frac{227}{1} = 227 \quad \text{AC - 240} \quad I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$$

$$F_{1-2} = \frac{44}{1} = 44 \quad \text{AC - 95} \quad I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}$$

$$F_{OЭC'-2} = \frac{136,5}{1} = 136,5 \quad \text{AC - 150} \quad I_{\text{доп}} = 445 \text{ A}$$

$$F_{OЭC-3} = \frac{72}{1,1} = 65 \quad \text{AC - 70} \quad I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$$

Сечения проводов соответствуют ранее принятым.

Определяем потери активной мощности на участках сети ΔP, в МВт, по формуле 25

$$\Delta P_{OЭC-1} = \frac{38,8^2 + 19,1^2}{110^2} \cdot 7,7 = 1,19$$

$$P_{1-2} = \frac{6,4^2 + 5,9^2}{110^2} \cdot 12 = 0,07$$

$$\Delta P_{2-OЭC} = \frac{20,5^2 + 13^2}{110^2} \cdot 12,3 = 0,6$$

$$\Delta P_{OЭC-3} = \frac{12,1^2 + 6,3^2}{110^2} \cdot 18 = 0,27$$

Определяем потери реактивной мощности на участках сети ΔQ, в Мвар, по формуле 26

$$\Delta Q_{OЭC-1} = \frac{38,8^2 + 19,1^2}{110^2} \cdot 19,5 = 3$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{6,4^2 + 5,9^2}{110^2} \cdot 12 = 0,09$$

$$\Delta Q_{2-03c} = \frac{20,5^2 + 13^2}{110^2} \cdot 25,6 = 1,25$$

$$\Delta Q_{03c-3} = \frac{12,1^2 + 6,3^2}{110^2} \cdot 18 = 0,27$$

Определяем окончательное распределение мощностей, в МВ·А, по формуле

$$S'_i = S_i + \Delta P_i + j \Delta Q_i \quad (41)$$

$$S'_{03c-1} = 38,8 + j19,1 + 1,19 + j3 = 40 + j22,1$$

$$S'_{1-2} = 6,4 + j5,9 + 0,07 + j0,09 = 6,5 + j6$$

$$S'_{2-03c'} = 20,5 + j13 + 0,6 + j1,2 = 21,1 + j14,2$$

$$S'_{3-03c} = 12,1 + j6,3 + 0,3 + j0,3 = 12,4 + j6,6$$

Определяем напряжение на шинах ОЭС, в кВ

$$U_{03c} = 1,13 \cdot U_n = 1,13 \cdot 110 = 124,3$$

Определяем напряжение на подстанции №1 U_1 в кВ, по формуле

$$U_1 = U_{03c} - \frac{P_{03c-1} \cdot R_{03c-1} + Q_{03c-1} \cdot X_{03c-1}}{U_{03c}} \quad (42)$$

$$U_1 = 124,3 - \frac{40 \cdot 7,7 + 22,1 \cdot 19,5}{124,3} = 118,3$$

Определяем напряжение на подстанции №2 U_2 в кВ, по формуле

$$U_2 = U_{03c} - \frac{P_{2-03c'} \cdot R_{2-03c'} + Q_{2-03c'} \cdot X_{2-03c'}}{U_{03c}} \quad (43)$$

$$U_2 = 124,3 - \frac{21,1 \cdot 12,3 + 14,2 \cdot 25,6}{124,3} = 119,3$$

Определяем напряжение на подстанции №3 U_3 в кВ, по формуле

$$U_3 = U_{03c} - \frac{P_{03c-3} \cdot R_{03c-3} + Q_{03c-3} \cdot x_{03c-3}}{U_{03c}} \quad (44)$$

$$U_3 = 124,3 - \frac{12,4 \cdot 18,4 + 6,6 \cdot 18}{124,3} = 121,5$$

Определяем потери напряжения на участках сети в %, по формуле

$$\Delta U \% = \frac{U_n - U_{n'}}{U_n} \cdot 100, \quad (45)$$

где n- обозначение точки сети (№ подстанции), откуда выходит мощность, проходящая по данному участку; n' - точка, куда входит мощность.

$$\Delta U_{03c-1} = \Delta U_{03c-1} = \frac{U_{03c} - U_1}{U_{03c}} \cdot 100 = \Delta U_{03c-1} = \frac{124,3 - 118,3}{124,3} \cdot 100 = 4,8$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{1-2} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100 = \frac{119,3 - 118,3}{118,3} \cdot 100 = 0,85$$

$$\Delta U_{2-3} = \Delta U_{2-3} = \frac{U_3 - U_2}{U_2} \cdot 100 = \frac{121,5 - 119,3}{U_2} \cdot 100 = \frac{121 - 117,7}{121} \cdot 100 = 4$$

$$\Delta U_{3-03c'} = \Delta U_{3-03c'} = \frac{U_3 - U_{03c'}}{U_3} \cdot 100 = \frac{124,3 - 121,5}{124,3} \cdot 100 = 2,25$$

8.2 Послеаварийный режим

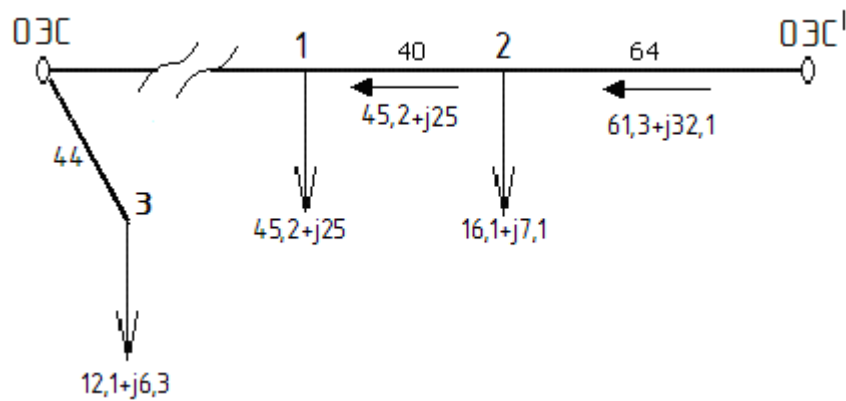


Рисунок 10 - Развернутая схема сети в послеаварийном режиме

Определяем мощности на участках сети, в МВ·А,

$$S_{1-2} = S_1 = 45,2 + j25$$

$$S_{2-3} = S_1 + S_2 = 45,2 + j25 + 16,1 + j7,1 = 61,3 + j32,1$$

Определяем токи I на участках сети по формуле 20, сравним с допустимыми токами выбранных проводов

$$I_{03C'-2} = \frac{\sqrt{61,3^2 + 32,1^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 364 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$$

$$I_{03C-3} = \frac{\sqrt{12,1^2 + 6,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 70 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 445 \text{ A}$$

$$I_{2-1} = \frac{\sqrt{45,2^2 + 25^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 271 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$$

Определяем напряжение на подстанции №2, в кВ, по формуле

$$U_2 = U_{03c'} - \frac{P_{03c'-2} \cdot R_{2-03c'} + Q_{03c'-2} \cdot X_{2-03c'}}{U_{03c'}} \quad (46)$$

$$U_2 = 124,3 - \frac{61,3 \cdot 12 + 32,1 \cdot 16}{124,3} = 114,2$$

Определяем напряжение на подстанции №3, в кВ, по формуле

$$U_3 = U_{оэс} - \frac{P_{оэс-3} \cdot R_{оэс-3} + Q_{оэс-3} \cdot X_{оэс-3}}{U_{оэс}} \quad (47)$$

$$U_3 = 124,3 - \frac{12,1 \cdot 18,4 + 6,3 \cdot 18}{124,3} = 121,6$$

Определяем напряжение на подстанции №1, в кВ, по формуле

$$U_1 = U_2 - \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{U_2} \quad (48)$$

$$U_1 = 114,2 - \frac{45,2 \cdot 12 + 25 \cdot 16}{114,2} = 106$$

Определяем потери напряжения на участках сети по формуле 45

$$\Delta U_{оэс-2} = \frac{124,3 - 116,7}{124,3} \cdot 100 = 6,1\%$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{116,7 - 103,9}{116,7} \cdot 100 = 11\%$$

$$\Delta U_{2-3} = \frac{124,3 - 121,6}{124,3} \cdot 100 = 2,2\%$$

8.3 Минимальный режим

Определение полных и реактивных нагрузок в минимальном режиме.

Определяем полные и реактивные мощности на подстанциях по формулам 1 и 2

Подстанция №1

$$S_{10} = \frac{11}{0,89} = 12,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Q_{10} = \sqrt{12,4^2 - 11^2} = 5,7 \text{ Мвар}$$

$$S_{35} = \frac{20}{0,9} = 22,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Q_{35} = \sqrt{22,2^2 - 20^2} = 9,6 \text{ Мвар}$$

Подстанция №2

$$S_{10} = \frac{10}{0,9} = 11,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Q_{10} = \sqrt{11,1^2 - 10^2} = 4,8 \text{ Мвар}$$

Подстанция №3

$$S_{10} = \frac{9}{0,9} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$Q_{10} = \sqrt{10^2 - 9^2} = 4,4 \text{ Мвар}$$

Приведение нагрузок подстанций к шинам ВН в минимальном режиме

Подстанция №1

Определяем потери активной мощности ΔP_3 , в МВт, на сопротивлении обмотки НН по формуле 12

$$\Delta P_3 = 0$$

Определяем потери реактивной мощности ΔQ_3 , в Мвар, на сопротивлении обмотки НН по формуле 13

$$\Delta Q_3 = \frac{11^2 + 5,7^2}{115^2} \cdot \frac{35,4}{2} = 0,2$$

Определяем мощность начала звена обмотки НН S'_3 , в МВ·А, по формуле 14

$$S'_3 = 11 + j5,7 + j0,2 = 11 + j5,9$$

Потери активной мощности ΔP_2 на сопротивлении обмотки СН и потери реактивной мощности ΔQ_2 на сопротивлении обмотки СН равны нулю.

Определяем мощность начала звена обмотки СН S'_2 , в МВ·А, по формуле 14

$$S'_2 = 20 + j9,6$$

Определяем мощность в конце звена обмотки ВН по формуле 15

$$S_1 = 20 + j9,6 + 11 + j5,9 = 31 + j15,5$$

Определяем потери активной мощности ΔP_1 , в МВт, на сопротивлении обмотки ВН по формуле 12

$$\Delta P_1 = \frac{31^2 + 15,5^2}{115^2} \cdot \frac{0,82}{2} = 0,04$$

Определяем потери реактивной мощности ΔQ_1 , в Мвар, на сопротивлении обмотки ВН определяем по формуле 13

$$\Delta Q_1 = \frac{31^2 + 15,5^2}{115^2} \cdot \frac{35,4}{2} = 1,6$$

Определяем мощность начала звена обмотки ВН S_1 , в МВ·А, по формуле 16

$$S'_1 = 31 + j15,5 + 0 + j1,6 = 31 + j17,1$$

Определяем приведенную нагрузку подстанции с двумя трансформаторами $S_{пр.1}$, в МВ·А, по формуле 17

$$S_{пр.1} = 31 + j17,1 + 0,063 \cdot 2 + j(0,32 \cdot 2) = 31,1 + j17,7$$

Подстанция №2

Определяем потери активной мощности ΔP , в МВт, на сопротивлении обмоток по формуле 12

$$\Delta P = 0$$

Определяем потери реактивной мощности ΔQ , в Мвар, на сопротивлении обмотки по формуле 13

$$\Delta Q = \frac{10^2 + 4,8^2}{115^2} \frac{86,8}{2} = 0,4$$

Определяем полную мощность начала звена в обмотках S' , в МВ·А, по формуле 14

$$S' = 10 + j4,8 + j0,4 = 10 + j5,2$$

Определяем приведённую нагрузку двухобмоточного трансформатора, равную приведенной нагрузке подстанции, $S_{пр}$, в МВ·А, по формуле 17

$$S_{пр2} = 10 + j5,2 + 2 \cdot 0,018 + 2 \cdot j0,11 = 10 + j5,4$$

Подстанция №3

Определяем потери активной мощности ΔP , в МВт, на сопротивлении обмотки по формуле 12

$$\Delta P = 0$$

Определяем потери реактивной мощности ΔQ , в Мвар на сопротивлении обмотки по формуле 13

$$\Delta Q = \frac{9^2 + 4,4^2}{115^2} 86,8 = 0,7$$

Определяем полную мощность начала звена в обмотках S' , в МВ·А, по формуле 14

$$S' = 9 + j4,4 + j0,7 = 9 + j5,1$$

Определяем приведённую нагрузку двухобмоточного трансформатора, равную приведенной нагрузке подстанции, $S_{пр}$, в МВ·А, по формуле 17

$$S_{пр3} = 9 + j5,1 + j0,11 = 9 + j5,2$$

Определяем расчетные нагрузки подстанций S_p , в МВ·А, по формуле 38

$$S_{p1} = 31,1 + j17,7 - j(1,67/2 + 1,29/2) = 31,1 + j16,2$$

$$S_{p2} = 10 + j5,4 - j(1,29/2 + 2,12/2) = 10 + j3,7$$

$$S_{p3} = 9 + j5,2 - j(1,38/2) = 9 + j4,5$$

Определяем мощность, выходящую из ОЭС $S_{оэс}$, в МВ·А, по формуле 39

$$S_{оэс} = \frac{[(31 + j16,2) \cdot (24,3 + j41,6)] + [(11 + j3,7) \cdot (12,3 + j25,6)]}{32 + j61} = 25,1 + j12,5$$

Определяем мощность, выходящую из ОЭС' $S'_{оэс}$, в МВ·А, по формуле 40

$$S_{o3c'} = \frac{[(31 + j16,2) \cdot (7,7 + j19,5)] + [(11 + j3,7) \cdot (19,7 + j35,5)]}{32 + j61} = 15,9 + j7,4$$

Определяем мощность на участке 1-2 определяем по формуле 38

$$S_{1-2} = S_{o3c} - S_{p1}$$

$$S_{1-2} = (31 - 25,1 + j16,2) - (25,1 + j12,5) = 5,9 + j3,7$$

Проверяем баланс мощностей

Приход:

$$P_{o3c} + jQ_{o3c} + P_{o3c'} + jQ_{o3c'} = 25,1 + j12,5 + 15,9 + j7,4 = 41 + j19,9$$

Расход

$$P_1 + jQ_2 + P_2 + jQ_2 = 31 + j16,2 + 10 + j3,7 = 41 + j19,9$$

Баланс выполняется.

Определяем потери активной мощности на участках сети ΔP , в МВт, по формуле 25

$$\Delta P_{o3c-1} = \frac{25,1^2 + 12,5^2}{110^2} \cdot 7,7 = 0,5$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{5,9^2 + 3,7^2}{110^2} \cdot 12 = 0,01$$

$$\Delta P_{2-o3c'} = \frac{15,9^2 + 7,4^2}{110^2} \cdot 12,3 = 0,3$$

$$\Delta P_{o3c-3} = \frac{12,1^2 + 6,3^2}{110^2} \cdot 18,4 = 0,3$$

Определяем потери реактивной мощности на участках сети ΔQ , в Мвар, по формуле 26

$$\Delta Q_{o3c-1} = \frac{25,1^2 + 12,5^2}{110^2} \cdot 19,5 = 1,3$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{5,9^2 + 3,7^2}{110^2} \cdot 16 = 0,01$$

$$\Delta Q_{2-o3c'} = \frac{15,9^2 + 7,4^2}{110^2} \cdot 32,8 = 0,6$$

$$\Delta Q_{o3c-3} = \frac{12,1^2 + 6,3^2}{110^2} \cdot 18,4 = 0,3$$

Определяем окончательное распределение мощностей по формуле 41

$$S_{o3c-1} = 25,1 + j12,5 + 0,5 + j1,3 = 25,6 + j13,8$$

$$S_{1-2} = 5,9 + j3,7$$

$$S_{2-o3c} = 15,9 + j7,4 + 0,3 + j0,6 = 16,2 + j8$$

$$S_{2-o3c'} = 12,1 + j6,3 + 0,3 + j0,3 = 12,4 + j6,6$$

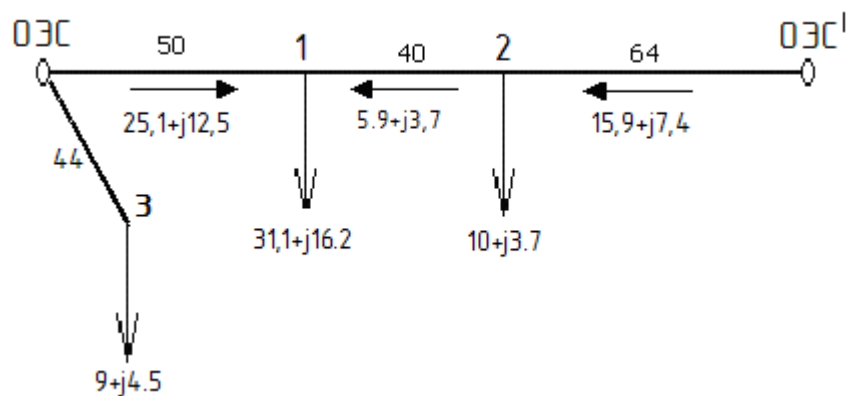


Рисунок 11 - Преобразованная схема электрической сети оптимального варианта в минимальном режиме

Определение напряжения на стороне высшего напряжения подстанций.

Определяем напряжение на шинах ОЭС в минимальном режиме, в кВ

$$U_{\text{ОЭС}} = 1,04 \cdot 110 = 114,4 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение на подстанции №1 U_1 в кВ, по формуле 42

$$U_1 = 114,4 - \frac{25,6 \cdot 7,7 + 13,8 \cdot 19,5}{114,4} = 110,3$$

Определяем напряжение на подстанции №2 U_2 в кВ, по формуле 43

$$U_2 = 114,4 - \frac{16,2 \cdot 12,3 + 8 \cdot 25,6}{114,4} = 110,8$$

Определяем напряжение на подстанции №3 U_3 в кВ, по формуле 44

$$U_3 = 114,4 - \frac{12,4 \cdot 18,4 + 6,6 \cdot 18}{114,4} = 111,4$$

Определяем потери напряжения на участках сети по формуле 45

$$\Delta U_{\text{ОЭС-1}\%} = (114,4 - 110,3) / 114,4 \cdot 100 = 3,6\%$$

$$\Delta U_{1-2\%} = (110,3 - 110,8) / 110,3 \cdot 100 = 0,5\%$$

$$\Delta U_{2-\text{ОЭС}\%} = (114,4 - 110,8) / 114,4 \cdot 100 = 2,6\%$$

$$\Delta U_{3-\text{ОЭС}\%} = (114,4 - 111,4) / 114,4 \cdot 100 = 2,6\%$$

9 Выбор рабочих ответвлений РПН трансформаторов

Максимальный режим

Подстанция №1

Определяем напряжение в нулевой точке звезды схемы замещения трансформатора U'_0 , обмотки ВН, в кВ, по формуле

$$U'_0 = U_1 - \frac{P_1 \cdot \frac{R_1}{2} + Q_1 \cdot \frac{x_1}{2}}{U_1} \quad (49)$$

$$U'_0 = 117,9 - \frac{45 \cdot \frac{0,82}{2} + 25,9 \cdot \frac{35,54}{2}}{118,3} = 114,3$$

Определяем напряжение на шинах СН, приведенное к напряжению обмотки ВН, в кВ, по формуле

$$U'_{35} = U'_0 - \frac{P_2 \cdot \frac{R_2}{2} + Q_2 \cdot \frac{X_2}{2}}{U_0} \quad (50)$$

$$U'_{35} = 114,3 - \frac{30 \cdot 0,41 + 14 \cdot 0}{114,3} = 114,2$$

Определяем напряжение на шинах НН, приведенное к напряжению обмотки ВН, в кВ, по формуле

$$U'_{10} = U'_0 - \frac{P_3 \cdot \frac{R_3}{2} + Q_3 \cdot \frac{X_3}{2}}{U_0} \quad (51)$$

$$U'_{10} = 114,3 - \frac{15 \cdot 0,41 + 8 \cdot 10,33}{114,3} = 113,5$$

Определяем расчетное напряжение на шинах НН при основном ответвлении обмотки ВН, в кВ, по формуле

$$U_{\text{расч } 10} = \frac{U'_{10}}{K_{mp0}} \quad (52)$$

$$U_{\text{расч } 10} = \frac{113,5}{10,45} = 10,86 \text{ кВ} \quad \text{Желаемое напряжение } U_{\text{жел}} = 10,5 - 10,7 \text{ кВ, примем } U_{\text{жел}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Определяем добавочное число витков (относительное изменение) в % по формуле

$$\Delta W = \frac{U_{\text{ддн-10}} - U_{\text{а дд}}}{U_i} \cdot 100\%, \quad r_{i\delta} = \frac{\rho \cdot l_{\text{ддн-}}}{q_{\text{ддд}}} \quad (53)$$

$$\Delta W = \frac{10,86 - 10,6}{11} \cdot 100 = 2,36\%$$

Выбираем 9 ответвление РПН по таблице 1, $K_{тр} = 10,63$

Определяем действительное напряжение на шинах НН $U_{10 \text{ дейст}}$, в кВ, по формуле

$$U_{10 \text{ дейст}} = \frac{U'_{10}}{k_{mp}} \quad (54)$$

$$U_{10 \text{ дейст}} = \frac{113,5}{10,63} = 10,68 \text{ кВ. Соответствует желаемому.}$$

Определяем действительное напряжение на шинах СН $U_{35 \text{ дейст}}$, в кВ, по формуле

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{U'_{35}}{K_{mp}} \quad (55)$$

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{114,2}{3,04} = 37,56 \text{ кВ}$$

Минимальный режим

Определяем напряжение в нулевой точке звезды схемы замещения трансформатора U'_0 , обмотки ВН, в кВ, по формуле 49

$$U'_0 = 110,23 - \frac{31 \cdot 0,41 + 17,1 \cdot \frac{35,54}{2}}{110,3} = 107,5$$

Определяем напряжение на шинах СН, приведенное к напряжению обмотки ВН, в кВ, по формуле 50

$$U'_{35} = 107,5 - \frac{20 \cdot 0,41}{107,5} = 107,4 \text{ кВ}$$

Определяем напряжение на шинах НН, приведенное к напряжению обмотки ВН, в кВ, по формуле 51

$$U'_{10} = 107,5 - \frac{11 \cdot 0,41 + 5,9 \cdot 10,33}{107,5} = 106,9$$

Определяем расчетное напряжение на шинах НН при основном ответвлении обмотки ВН, в кВ, по формуле 52

$$U_{\text{расч } 10} = \frac{107,5}{10,45} = 10,28 \quad \text{Желаемое напряжение } U_{\text{жел}} = 10,2 - 10,4 \text{ кВ}$$

Соответствует желаемому.

Определяем действительное напряжение на шинах СН $U_{35 \text{ дейст}}$, в кВ, по формуле 55

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{107,4}{2,99} = 35,9$$

Аварийный режим

Определяем напряжение в нулевой точке звезды схемы замещения трансформатора U'_0 обмотки ВН, в кВ, по формуле 49

$$U'_0 = 106 - \frac{45 \cdot 0,41 + 25,9 \cdot \frac{35,5}{2}}{106} = 101,5$$

Определяем напряжения на шинах СН, НН, приведенные к напряжению обмотки ВН, в кВ, по формулам 50, 51

$$U'_{35} = 101,5 - \frac{30 \cdot 0,41}{99,3} = 101,4 \text{ кВ}$$

$$U'_{10} = 101,5 - \frac{15 \cdot 0,41 + 8 \cdot 10,33}{101,5} = 100,5$$

Определяем расчетное напряжение на шинах НН при основном ответвлении обмотки ВН, в кВ, по формуле 52

$$U_{\text{расч } 10} = \frac{100,5}{10,45} = 9,6 \quad \text{Желаемое напряжение } U_{\text{жел}} = 10,5 - 10,7 \text{ кВ}$$

Т.к. расчетное напряжение меньше желаемого, то необходимо изменить коэффициент трансформации. Выбираем ответвление.

Определяем число витков регулирующей обмотки ΔW по формуле 53

$$\Delta W = \frac{9,6 - 10,6}{11} \cdot 100 = -9,1\%$$

Выбираем 15 ответвление РПН, $K_{\text{тр}} = 9,5$

Определяем действительные напряжения $U_{10 \text{ дейст}}$ и $U_{35 \text{ дейст}}$, в кВ, по формулам 54, 55

$$U_{10 \text{ дейст}} = \frac{100,5}{9,5} = 10,6. \text{ Соответствует желаемому.}$$

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{101,4}{2,72} = 37,3$$

10 Выбор главной схемы подстанции №1 и схемы собственных нужд

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы.

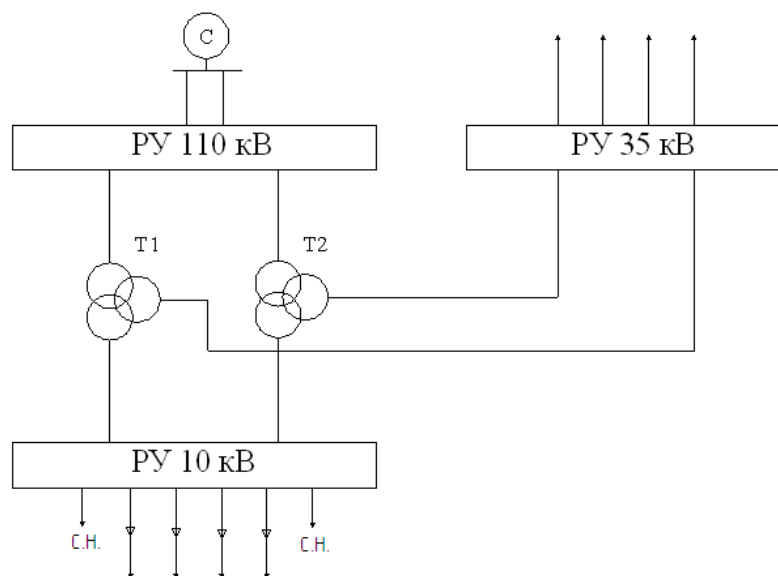
Схемы с отделителями допустимо применять только на напряжении 110 кВ в случаях, когда нет необходимого количества выключателей.

Блочные схемы применяются на стороне ВН тупиковых подстанций до 500 кВ включительно и ответвительных подстанций, присоединенных к одной или двум линиям до 220 кВ выключительно

Мостиковые схемы применяются на стороне ВН подстанций 35-220 кВ при необходимости осуществления секционирования линий и мощности трансформаторов до 63 МВ·А включительно

С учетом схемы развития электросетей энергосистемы применяем на напряжении 110 кВ – схему четырехугольника. На напряжении 35 кВ выбираем двойную систему шин с обходной, на 10 кВ выбираем одиночную секционированную систему шин.

На подстанции устанавливаем два трансформатора собственных нужд.



11 Расчет токов короткого замыкания

11.1 Расчет сопротивлений сети и подстанции №1 в относительных единицах

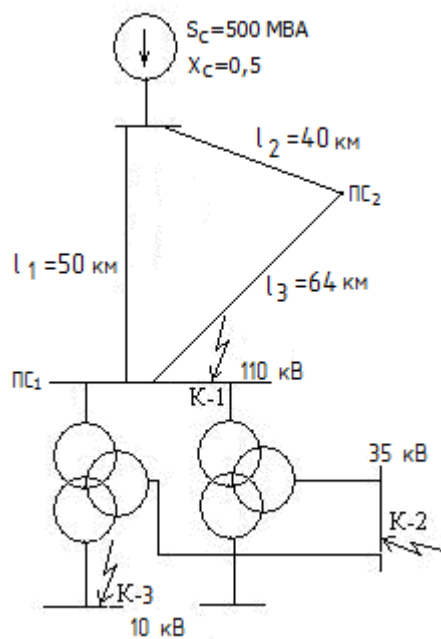


Рисунок 12 - Расчетная схема сети и подстанции №1

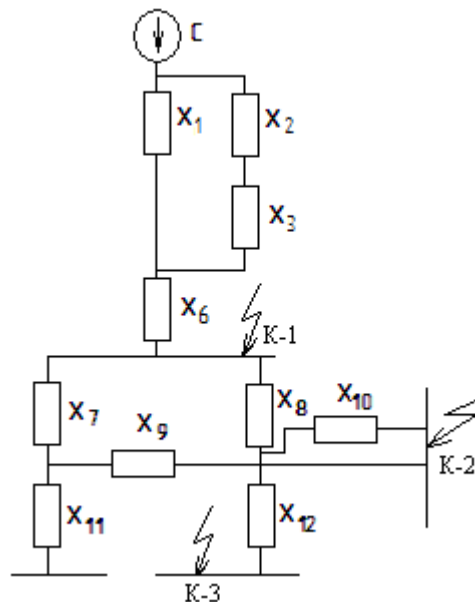


Рисунок 13 - Схема замещения сети и подстанции №1

Задаемся базовой мощностью $S_6=1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Определяем сопротивления линий по формуле

$$x=x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (56)$$

где l -длина линии

$x_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление линии

$U_{\text{ср}}$ - среднее напряжение

$$X_1 = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,5$$

$$X_2 = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,2$$

$$X_3 = 0,4 \cdot 64 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,9$$

Упростим схему

$$X_4 = X_2 + X_3 = 1,2 + 1,9 = 3,1$$

$$X_5 = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} = \frac{1,5 \cdot 3,1}{1,5 + 3,1} = 1$$

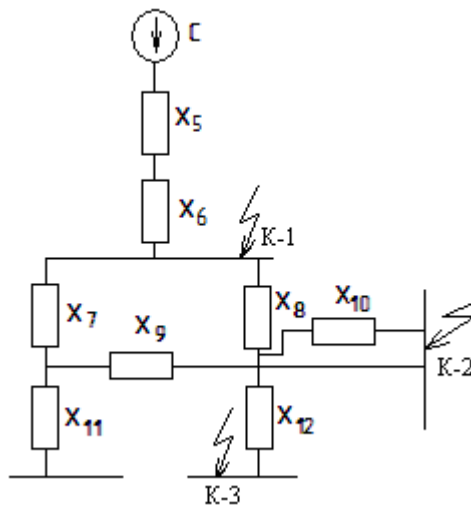


Рисунок 13 - Промежуточная схема замещения

Определяем сопротивление системы по формуле

$$x = x_C \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_C} \quad (57)$$

$$x_6 = 0,5 \cdot \frac{1000}{500} = 1$$

Определяем сопротивление обмотки ВН автотрансформатора по формуле

$$x_{кВ} = \frac{0,5 \cdot (U_{кВН} + U_{кВС} - U_{кСН}) \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (58)$$

где $U_{кВН}$ - напряжение короткого замыкания для пары обмоток высокого и низкого напряжения в %

$U_{кВС}$ - напряжение короткого замыкания для пары обмоток высокого и среднего напряжения в %

$U_{кСН}$ - напряжение короткого замыкания для пары обмоток среднего и низкого напряжения в %

$$x_7 = x_8 = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot 1000}{40 \cdot 100} = 3,44$$

Определяем сопротивление обмотки СН автотрансформатора по формуле

$$x_{кС} = \frac{0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кСН} - U_{кВН}) \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (59)$$

$$x_9 = x_{10} = 0$$

Определяем сопротивление обмотки НН автотрансформатора по формуле

$$x_{кН} = \frac{0,5 \cdot (U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}) \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (60)$$

$$x_{11} = x_{12} = \frac{0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) \cdot 1000}{100 \cdot 40} = 1,56$$

Упростим схему

$$x_{13}=x_5 + x_6=1+1=2$$

$$x_{14}=\frac{x_7}{2}=\frac{3,44}{2}=1,72$$

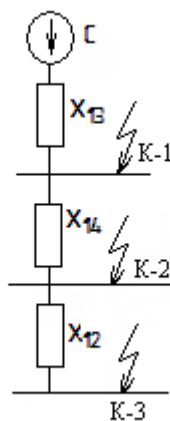


Рисунок 15 - Конечная схема замещения сети и подстанции №1

11.2 Расчет токов короткого замыкания относительно точки К-1

Определяем базовый ток I_6 , в кА, по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{срК}} \quad (61)$$

$$I_6 = \frac{1000}{1,73 \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{П0}$, в кА, по формуле

$$I_{П0} = \frac{E''_{\phi}}{x_{13}} \cdot I_6, \quad (62)$$

где I_6 - базовый ток

E''_{ϕ} - ЭДС источника, для системы $E''_{\phi}=1$

$$I_{П0} = \frac{1}{2} \cdot 5,02 = 10 \text{ кА}$$

Определим двухфазный ток к.з. по формуле

$$I_{П0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \quad (63)$$

$$I_{П0}^{(2)} = 0,87 \cdot 10 = 8,7 \text{ кА}$$

Определяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания $i_{ат}$, в кА, по формуле

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (64)$$

Задаемся выключателем ВГТ-110 , $t_{св}=0,035с$, $t_{ов}=0,055с$

Расчетное время $\tau=0,01+t_{св}=0,01+0,035=0,045 с$

$$i_{ат}=1,41 \cdot 10 \cdot \overset{-0,045}{\underset{0,03}{a}} = 4,2 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток короткого замыкания i_y , в кА, по формуле

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot k_y, \quad (65)$$

где k_y -ударный коэффициент

$$i_y = 1,41 \cdot 10 \cdot 1,7 = 24 \text{ кА}$$

Определяем значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{пт}$, в кА

$$I_{пт} = I_{п0} = 10 \text{ кА}$$

Определяем тепловой импульс тока короткого замыкания B_k , в $кА^2 \cdot с$, по формуле

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (66)$$

где $t_{отк}=t_{отк В}+t_{рз}=0,055+0,1=0,155 с$

$$B_k = 10^2 \cdot (0,155+0,03) = 19 \text{ кА}^2 \cdot с$$

11.3 Расчет токов короткого замыкания относительно точки К-2

Определяем базовый ток $I_б$, в кА, по формуле 61

$$I_б = \frac{1000}{1,73 \cdot 38,5} = 15 \text{ кА}$$

Определяем результирующее сопротивление до точки к. з.

$$X_{16} = x_{13} + x_{14} = 2 + 1,72 = 3,72$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{п0}$, в кА, по формуле 62

$$I_{п0} = \frac{1}{3,72} \cdot 15 = 4 \text{ кА}$$

Определяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания $i_{ат}$, в кА, по формуле 64

Задаемся выключателем ВГТ-35, $t_{св}=0,035с$, $t_{ов}=0,055с$

Расчетное время $\tau=0,01+t_{св}=0,01+0,035=0,045 с$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4 \cdot e^{\frac{0,045}{0,02}} = 0,59 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток короткого замыкания i_y , в кА, по формуле 65

$$i_y = 1,41 \cdot 4 \cdot 1,608 = 9 \text{ кА}$$

Определяем значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{пт}$, в кА

$$I_{пт} = I_{п0} = 4 \text{ кА}$$

Определяем тепловой импульс тока короткого замыкания B_k , в $кА^2 \cdot с$, по формуле 66

$$t_{отк} = t_{отк В} + t_{рз} = 0,055 + 0,1 = 0,155 с$$

$$B_k = 4^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

11.4 Расчет токов короткого замыкания относительно точки К-3

Определяем базовый ток I_6 , в кА, по формуле 61

$$I_6 = \frac{1000}{1,73 \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

Определяем результирующее сопротивление до точки к. з.

$$X_{17} = x_{16} + x_{15} = 3,72 + 0,78 = 4,5$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{П0}$, в кА, по формуле 62

$$I_{П0} = \frac{1}{4,5} \cdot 55 = 12,2 \text{ кА}$$

Определяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания $i_{ат}$, в кА, по формуле 64

Задаемся выключателем ВМПЭ-10, $t_{св} = 0,09 \text{ с}$, $t_{ов} = 0,12 \text{ с}$

Расчетное время $\tau = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,09 = 0,1 \text{ с}$

$$i_{ат} = 1,41 \cdot 12,2 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,15}} = 3,51 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток короткого замыкания i_y , в кА, по формуле 65

$$i_y = 1,41 \cdot 12,2 \cdot 1,935 = 33,3 \text{ кА}$$

Определяем значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{Пт}$, в кА

$$I_{Пт} = I_{П0} = 12,2 \text{ кА}$$

Определяем тепловой импульс тока короткого замыкания B_k , в $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$, по формуле 66

$$t_{отк} = t_{отк \text{ В}} + t_{рз} = 0,12 + 0,1 = 0,22 \text{ с}$$

$$B_k = 12,2^2 \cdot (0,22 + 0,15) = 55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты расчета токов к.з. во всех точках сводим в таблицу

Таблица 2 - Сводная таблица токов к.з.

Токи к.з. Точки к.з.	$I_{П0}$, кА	$I_{П0}^{(2)}$, кА	i_y , кА	$I_{Пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К-1 (110 кВ)	10	8,7	24	10	4,2	19
К-2 (35 кВ)	4	3,5	9	4	0,59	2,8
К-3 (10 кВ)	12,2	10,6	33,3	12,2	3,5	55

12. Выбор электрооборудования и токоведущих частей.

Выбор выключателей и разъединителей.

На напряжение 110 кВ

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{номат}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,7 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 147 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номат}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 206 \text{ А}$$

$$i_{\text{а ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{отк, ном}}}{100} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,6 \text{ кА}$$

Расчётные и каталожные данные элегазовых выключателей и разъединителей заносим в таблицу

Таблица 4 - Выключатели и разъединители на 110 кВ

Расчётные дан- ные	Условие вы- бора	Каталожные данные	
		ВГТ-110П*- 40/3150У1	РДЗ-110
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=206 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}}=10 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{дин}}=40 \text{ кА}$	-
$I_{\text{пт}}=10 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{отк, ном}}=50 \text{ кА}$	-
$i_{\text{ат}}=0,59 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{а, ном}}=22,6 \text{ кА}$	-
$i_{\text{у}}=24 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}}=2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=40^2 \cdot 3=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На напряжение 35 кВ

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{номат}}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,7 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 462 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{номат}}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 925 \text{ А}$$

$$i_{\text{а ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{\text{отк, ном}}}{100} = \frac{1,4 \cdot 40 \cdot 50}{100} = 28,2 \text{ кА}$$

Расчётные и каталожные данные элегазовых выключателей и разъединителей заносим в таблицу

Таблица 5 - Выключатели и разъединители на 35 кВ

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные	
		ВГТ-35П*- 50/3150У1	РДЗ-35
$U_{уст}=35 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном}=35 \text{ кВ}$
$I_{max}=925 \text{ А}$	\leq	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ кА}$
$I_{П0}=4 \text{ кА}$	\leq	$I_{дин}=25 \text{ кА}$	-
$I_{Пт}=4 \text{ кА}$	\leq	$I_{отк,ном}=25 \text{ кА}$	-
$i_{ат}=0,28 \text{ кА}$	\leq	$i_{а,ном}=28,2 \text{ кА}$	-
$i_y=9 \text{ кА}$	\leq	$i_{дин}=127,5 \text{ кА}$	$i_{дин}=80 \text{ кА}$
$B_k=3,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=50^2 \cdot 3=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор ячеек КРУ на напряжение 10 кВ

Определяем максимальный ток по формуле

$$I_{max} = \frac{S_{10}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (67)$$

где $S_{тсн}$ - номинальная мощность трансформатора собственных нужд

$$I_{max} = \frac{16,8 \cdot 10^3}{2 \cdot 1,73 \cdot 10} = 485,5 \text{ А}$$

Расчётные и каталожные данные ячеек КРУ заносим таблицу

Таблица 6 - Технические данные ячеек КРУ

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные		
		К-ХП		
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$		
$I_{max}=485 \text{ А}$	\leq	$I_{ном}=600 \text{ А}$		
$I_{Пт}=12,2 \text{ кА}$	\leq	$I_{отк,ном}=20 \text{ кА}$		
$i_y=33,3 \text{ кА}$	\leq	$i_{дин}=52 \text{ кА}$		
Выключатель	→	ВМП-10П		

Выбор трансформаторов тока на 110 кВ

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 7- Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5

Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счётчик активной энергии	СЭТ-4МТ-О2	0,3	-	0,3
Счётчик реактивной энергии	СЭТ-4МТ-О2	0,3	-	0,3
Итого		2,1	0,5	2,1

Определяем общее сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$, в Ом, по формуле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (68)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}^2$ - вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,08$$

Определяем номинальную допустимую нагрузку трансформатора тока в выбранном классе точности $Z_{2\text{ном}}$, в Ом, по формуле

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (69)$$

где $S_{2\text{ном}}$ - нагрузка измерительной обмотки

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2$$

Определяем допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (70)$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, принимаем равным 0,1

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02 \text{ (Ом)}$$

Определяем сечение соединительных проводов q , мм², по формуле

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (71)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода, ($\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$)

$l_{\text{расч}}$ - расчётная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока ($l_{\text{расч}} = 100 \text{ м}$)

$$q = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,02} = 2,77 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Выбираем контрольный кабель АКВВГ $q_{\text{каб}} = 4 \text{ мм}^2$.

Определяем действительное сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле

$$r_{i\partial} = \frac{\rho \cdot l_{\partial\partial\tilde{\pi}}}{q_{\partial\partial\partial}} \quad (72)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,7$$

Определяем вторичную нагрузку Z_2 , в Ом, по формуле

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (73)$$

$$Z_2 = 0,08 + 0,7 + 0,1 = 0,88 \text{ (Ом)}$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,88 < 1,2$$

Таблица 8 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условия выбора	Трансформатор тока
		ТФЗМ-110-У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 206 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_y = 24 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$B_k = 19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 = 0,88 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$
Вариант исполнения вторичных обмоток	-	0,5/10P/10P/10P

Выбор трансформаторов тока на 35кВ

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 9 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5

Счётчик активной энергии	СЭТ-4МТ-02	0,3	-	0,3
Счётчик реактивной энергии	СЭТ-4МТ-02	0,3	-	0,3
Итого		2,1	0,5	2,1

Определяем общее сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$, в Ом, по формуле 68

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,08$$

Определяем номинальную допустимую нагрузку трансформатора тока в выбранном классе точности $Z_{2 \text{ ном}}$, в Ом, по формуле 69

$$Z_{2 \text{ ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2$$

Определяем допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле 70

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,08 - 0,1 = 1,02$$

Определяем сечение соединительных проводов q , в мм^2 , по формуле 71

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,02} = 2,08$$

Выбираем контрольный кабель АКВВГ $q_{\text{каб}} = 4 \text{ мм}^2$.

Определяем действительное сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле 72

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,52$$

Определяем вторичную нагрузку Z_2 , в Ом, по формуле 73

$$Z_2 = 0,08 + 0,52 + 0,1 = 0,7$$

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

$$0,7 < 1,2$$

Таблица 10 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условия выбора	Трансформатор тока
		ТФЗМ-35-У1
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 925 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 9 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} = 127 \text{ кА}$

$B_k=3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2883 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2=0,88 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$
Вариант исполнения	-	0,5/10P

Выбор трансформаторов тока на 10 кВ

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

Таблица 11 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка в фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счётчик активной энергии	СЭТ-4МТ-02	0,3	-	0,3
Счётчик реактивной энергии	СЭТ-4МТ-02	0,3	-	0,3
Итого		2,1	0,5	2,1

Определяем общее сопротивление приборов $r_{\text{приб}}$, в Ом, по формуле 68

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,08$$

Определяем номинальную допустимую нагрузку трансформатора тока в выбранном классе точности $Z_{2 \text{ ном}}$, в Ом, по формуле 69

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

Определяем допустимое сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле 69

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,08 - 0,1 = 0,62$$

Определяем сечение соединительных проводов q , в мм^2 , по формуле 70

$$q = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,62} = 1,8$$

Выбираем контрольный кабель АКВВГ $q_{\text{каб}} = 4 \text{ мм}^2$

Определяем действительное сопротивление проводов $r_{\text{пр}}$, в Ом, по формуле 72

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,28$$

Определяем вторичную нагрузку Z_2 , в Ом, по формуле 73

$$Z_2 = 0,08 + 0,28 + 0,1 = 0,46$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,46 < 0,8$$

Таблица 12- Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условия выбора	Трансформатор тока
		ТПОЛ-10-У3
$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}}=970 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$
$i_y=32 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}}=69 \text{ кА}$
$B_k=28,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=3072 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2=0,64 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_{2\text{ном}}=0,8 \text{ Ом}$
Вариант исполнения	-	0,5/10Р; 10Р/10Р

Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

Таблица 13 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число при- боров	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
ФИП	ФИП	3	-	1	0	1	3	-
Счётчик ак- тивной энер- гии	СЭТ-4МТ-02	2	2	0,38	0,925	2	8	19,4
Счётчик реак- тивной энер- гии	СЭТ-4МТ-02	2	2	0,38	0,925	2	8	19,4
Итого							31	38,8

Определяем нагрузку трансформатора напряжения $S_{2\Sigma}$, в В·А, по формуле

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (74)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{31^2 + 38,8^2} = 50$$

Принимаем трансформатор напряжения НКФ-110-58;

Номинальная мощность $S=3 \cdot 400=1200 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{2\Sigma}=50 \text{ В} \cdot \text{А}$; класс точности 0,5

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

Таблица 14 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	6	18	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	6	18	-
ФИП	ФИП	3	-	-	-	1	3	-
Счётчик активной энергии	СЭТ-4МТ-О2	2	2	0,38	0,925	6	24	58,2
Счётчик реактивной энергии	СЭТ-4МТ-О2	2	2	0,38	0,925	6	24	58,2
Итого							87	116,4

Определяем нагрузку трансформатора напряжения $S_{2\Sigma}$, в В·А, по формуле 74

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{87^2 + 116,4^2} = 145$$

Принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-35;

Номинальная мощность $S = 3 \cdot 150 = 450 \text{ В·А} > S_{2\Sigma} = 145 \text{ В·А}$; класс точности 0,5

Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	S, В·А одной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	6	-
ФИП	ФИП	3	-	1	0	1	3	-

Счётчик активной энергии	СЭТ-4МТ-02	2	2	0,38	0,935	1	4	9,7
Счётчик реактивной энергии	СЭТ-4МТ-02	2	2	0,38	0,935	1	4	9,4
Итого							23	19,4

Определяем нагрузку трансформатора напряжения $S_{2\Sigma}$, в В·А, по формуле 74

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 19,4^2} = 30$$

Принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-06;

Номинальная мощность $S = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{2\Sigma} = 130 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбор токоведущих частей

на напряжение 110 кВ

Так как гибкие шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах

Определяем наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$, в А, по формуле

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{40000}{1,73 \cdot 110} = 147 \quad (75)$$

Определяем наибольший ток нормального режима $I_{\text{мах}}$, в А, по формуле

$$I_{\text{мах}} = 1,35 \cdot \frac{40000}{1,73 \cdot 110} = 198 \quad (76)$$

Принимаем провод АС-70/11 $q = 70 \text{ мм}^2$, $d = 11 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$

Проверка на сжигание не производится, так как $I_{\text{п0}}^{(3)} = 10 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования.

Определяем начальную критическую напряжённость E_0 , в кВ/см, по формуле

$$E_0 = 30,3 \cdot t \cdot \left(1 + \frac{0,29\epsilon}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (77)$$

где t - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $t = 0,82$)

r_0 - радиус провода, см

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,55}}\right) = 34,9 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряжённость вокруг провода E, в кВ/см, по формуле

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ж}}} \quad (78)$$

где U- линейное напряжение ($U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 110 = 121 \text{ кВ}$)

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$(D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см})$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,55 \cdot \lg \frac{378}{0,55}} = 27,4 \text{ кВ/см}$$

Условия проверки $1,07 \cdot E \leq 0,9 E_0$

$$1,07 \cdot 27,4 = 29,3 < 0,9 \cdot 34,9 = 31,4$$

Выбор гибких шин на напряжение 35кВ

Выбираем шины по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах

Определяем наибольший ток нормального режима, в А, по формуле 75

$$I_{ном} = 0,7 \cdot \frac{40000}{1,73 \cdot 35} = 462$$

Определяем наибольший ток нормального режима I_{max} , в А, по формуле 76

$$I_{max} = 1,35 \cdot \frac{40000}{1,73 \cdot 35} = 624$$

Принимаем провод АС-400/51, $q = 400 \text{ мм}^2$, $d = 27,5 \text{ мм}$, $I_{доп} = 825 \text{ А}$

Проверка на сжлствывание не производится, так как $I_{п0}^{(3)} = 4 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования

Определяем начальную критическую напряжённость E_0 , в кВ/см, по формуле 77

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,375}}\right) = 31,2$$

Определяем напряжённость вокруг провода E, в кВ/см, по формуле 78

где ($D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 150 = 189 \text{ см}$)

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{1,375 \cdot \lg \frac{189}{1,375}} = 4,6$$

Условия проверки $1,07 \cdot E \leq 0,9 E_0$

$$1,07 \cdot 4,6 = 4,9 < 0,9 \cdot 31,2 = 28,08$$

Выбор жёстких шин на 10 кВ

Определяем расчётные токи продолжительных режимов I_{\max} , в А, по формуле 67

$$I_{\text{норм}} = \frac{16,8 \cdot 1000}{1,73 \cdot 2 \cdot 10} = 485,5$$

$$I_{\max} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} = 1,35 \cdot 485,5 = 655$$

Принимаем однополосные шины $50 \times 6 \text{ мм}^2$; $I_{\text{доп}} = 740 \text{ А}$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 655 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 740 \text{ А}$$

Проверяем шины на термическую стойкость q_{\min} , мм^2 , по формуле

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \quad (79)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{55 \cdot 10^6}}{91} = 81,5 \text{ мм}^2, \text{ что меньше принятого сечения } q = 50 \times 6 = 300 \text{ мм}^2$$

Принимаем величину пролета 1,5 м, расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном К.З. по формуле

$$f^3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{\phi}^2}{a} \quad (80)$$

$$f^3 = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33,3^2}{0,8} = 240 \text{ Н}$$

Изгибающий момент равен:

$$M = \frac{f l^2}{10} = \frac{240 \cdot 1,5^2}{10} = 54 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Определим напряжение в материале шин, возникшее при воздействии изгибающего момента $\sigma_{\text{расч}}$, в МПа, по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W}, \quad (81)$$

$$\text{где } W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 4,2 \text{ мм}^2 - \text{ момент сопротивления}$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{54}{4,2} = 12,9 \text{ МПа}$$

Условие проверки:

$$\sigma_{\text{расч}} = 12,9 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны.

Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах

Выбираем изолятор ОФ-10-375-У3 для внутренней установки

Таблица 16 – Технические данные изоляторов

Расчётные данные	Условия выбора	ОФ-10-375-У3
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$F_{расч}=332 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$F_{доп}=3675 \cdot 0,6=2205$

Определяем силу, действующую на изолятор $F_{расч}$, в Н по формуле

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (82)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{(33,3 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-7} = 338 \text{ Н}$$

Условие проверки изоляторов по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}$$

$$F_{расч} = 338 \text{ Н} < F_{доп} = 2250 \text{ Н}$$

Изоляторы ОФ-10-375 У3 проходят по напряжению и по допустимой нагрузке.

13. Расчет собственных нужд

Выбор оперативного тока

На подстанциях может применяться оперативный ток: постоянный, переменный и выпрямленный. Источниками постоянного тока служат аккумуляторные батареи, источниками переменного и выпрямленного тока – трансформаторы собственных нужд. Выбор оперативного тока зависит от наличия выключателей ВН с электромагнитными приводами, требующими постоянного тока.

Согласно НТП рекомендуется применять оперативный постоянный ток на всех ПС 330-750 кВ, на ПС 110-220 кВс числом выключателей ВН три и более.

Выбираем на проектируемой подстанции постоянный оперативный ток. Источником постоянного оперативного тока используем аккумуляторную батарею. На подстанции устанавливаем одну аккумуляторную батарею 220 В, которая работает в режиме непрерывного подзаряда от выпрямительных устройств.

Выбор трансформаторов собственных нужд

Для электрического снабжения потребителей системы собственных нужд подстанции предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. потребителями энергии подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов, обогревание масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и устройствами, приборами, электрическим отоплением, освещением и т.д.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд осуществляется на основании суммирования мощности потребителей проектируемой подстанции.

Таблица 17 – Потребители собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установлен- ная мощ- ность, кВт	Коли- чество	Cos φ	tg φ	Нагрузка	
					P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Охлаждение трансформатора ТДТН-40	2	2	0,85	0,62	4	2,48
Подогрев выключате- лей 110 кВ	4,45	3	1	0	13,35	
Подогрев выключате- лей 35 кВ	2,5	2	1	0	5	
Подогрев шкафов КРУ	1	12	1	0	12	
Охлаждение и освещение ОПУ	60	1	1	0	60	
Освещение ЗРУ-10 кВ	4,35	1	1	0	7	
Вентиляция ЗРУ-10 кВ	1,96	1	0,85	0,62	1,96	1,21
Освещение ОРУ-110кВ			1	0	10	
Подзарядно-зарядный агре- гат ВАЗП			1	0	2х23	
Итого					160,5	3,69

Определяем расчетную нагрузку с.н. при коэффициенте спроса K_с=0,8 по формуле

$$S_{\text{расч}} = K_c \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{160,5^2 + 3,69^2} = 160,54 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

Принимаем к установке 2 трансформатора

$$\text{Мощность одного трансформатора } S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{1,4} = \frac{160,54}{1,4} = 114,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем трансформатор ТМ-250/10/0,4

Релейная защита и автоматика

Релейная защита силового трансформатора.

На подстанции могут возникать ненормальные режимы и повреждения, которые в ряде случаев сопровождаются значительным увеличением тока и понижением напряжения. В связи с этим применение автоматических устройств необходимо, так как они защищают оборудование от повреждений.

При КЗ защита отключает повреждённый участок, воздействуя на выключатели, предназначенные для размыкания токов КЗ. При возникновении ненормальных режимов, защита выявляет их, и в зависимости от характера нарушений совместно с автоматикой производит соответствующие операции для восстановления нормального режима или подачей сигнала дежурному персоналу.

Релейная защита должна удовлетворять следующим требованиям:

- а) обеспечить селективность, т.е. отключать только повреждённый участок;
- б) иметь минимальное время срабатывания;
- в) обладать чувствительностью ко всем видам КЗ и ненормальным режимам;
- г) обладать надежностью.

На проектируемой подстанции согласно ПУЭ предусматривается следующая защита автотрансформатора:

1. Продольная дифференциальная защита
2. Газовая защита
3. Максимальная токовая защита
4. Токовая отсечка
5. Защита от перегрузки
6. Токовая защита нулевой последовательности

Расчёт дифференциальной защиты трансформатора

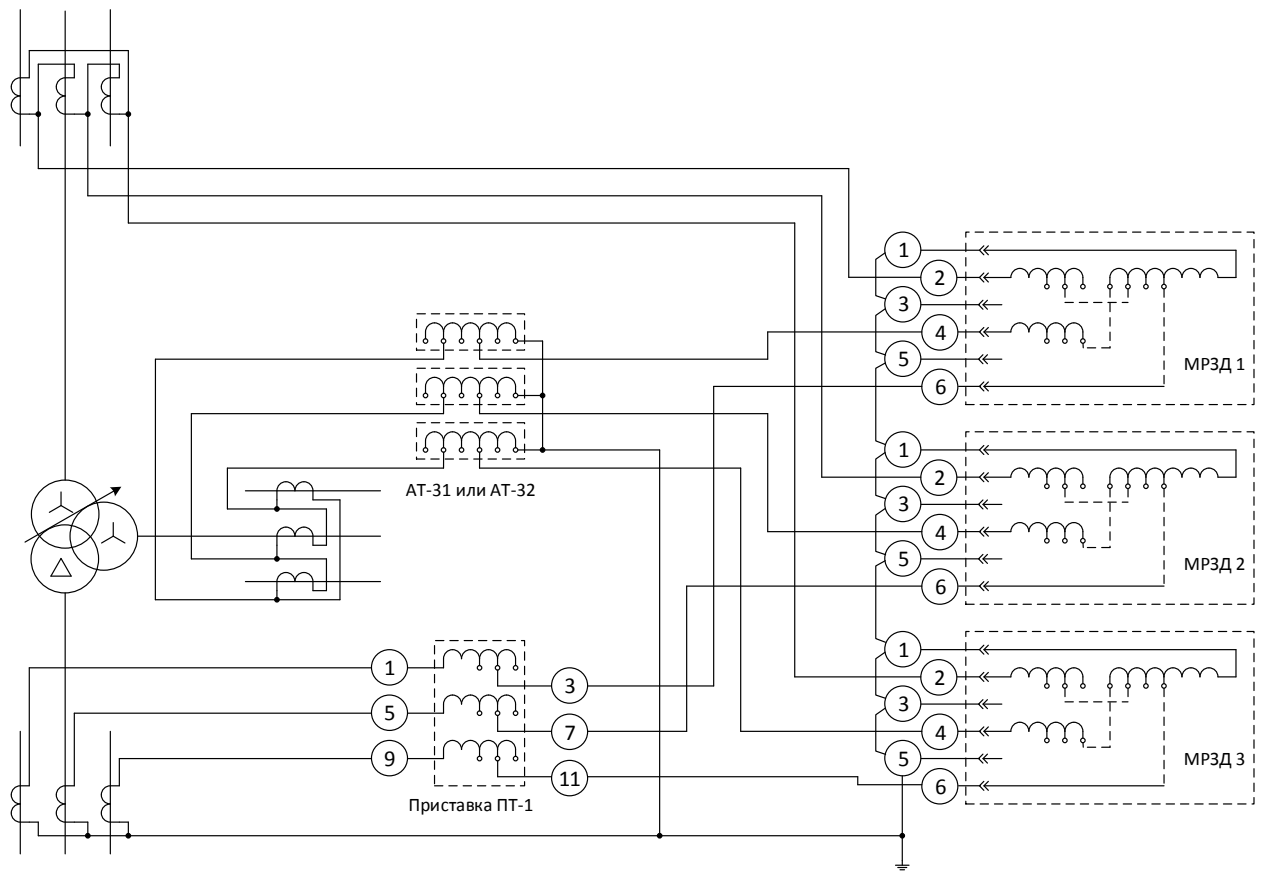


Рисунок 13 - Схема токовых цепей дифзащиты трансформатора

Определяем первичные токи $I_{\text{НОМ}}$, в А, для всех сторон защищаемого трансформатора по формуле

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (83)$$

$$I_{\text{ф110 110}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 198,86 \text{ ,}$$

$$I_{\text{ф110 35}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 599,844 \text{ ,}$$

$$I_{\text{НОМ10}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099,456 \text{ А .}$$

Записываем коэффициенты трансформации, соответствующие выбранным трансформаторам тока

$$K_{I110} = 600 / 5, K_{I35} = 1000 / 5, K_{I10} = 3000 / 5.$$

Вторичные обмотки трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и 35 кВ соединены в треугольник, а вторичные обмотки трансформатора тока на напряжение 10 кВ соединены звездой. Поэтому коэффициенты, учитывающие указанные схемы равны

$$K_{\text{сх 110}} = \sqrt{3}, K_{\text{сх 35}} = \sqrt{3}, K_{\text{сх 10}} = 1.$$

Определяем вторичные токи в плечах защиты, соответствующие мощности защищаемого трансформатора, по формуле

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I}, \quad (84)$$

$$I_{\text{НОМ.В } 110} = \frac{198,86 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} = 2,87$$

$$I_{\text{НОМ.В } 35} = \frac{599,844 \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5} = 5,195 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.В } 10} = \frac{2099,456 \cdot 1}{3000 / 5} = 3,499 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный ток ответвления трансреактора реле на основной стороне 110 кВ по соотношению

$$I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН.}} \leq I_{\text{НОМ.В.ОСН.}}, \quad (85)$$

$$I_{\text{ОТВ.НОМ.110}} = 2,5 \text{ А}.$$

Определяем расчётные токи ответвлений автотрансформаторов тока на неосновных сторонах 35 кВ и 10 кВ по формуле

$$I_{\text{отв.расч.неосн.}} = I_{\text{НОМ.В.неосн.}} \cdot \frac{I_{\text{ОТВ.НОМ.ОСН.}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН.}}}, \quad (86)$$

$$I_{\text{отв.расч. } 35} = 5,195 \cdot \frac{2,5}{2,87} = 4,525 \text{ А},$$

$$I_{\text{отв.расч. } 10} = 3,499 \cdot \frac{2,5}{2,87} = 3,048 \text{ А}.$$

Для стороны 35 кВ принимаем повышающий автотрансформатор тока АТ-31 со следующими параметрами:

номинальный ток используемого ответвления, к которому подводятся вторичные токи защиты

$$4,29 \text{ А};$$

номинальный ток используемого ответвления, к которому подключаются реле

$$5 \text{ А}.$$

Для стороны 10 кВ принимаем повышающий автотрансформатор тока АТ-31 со следующими параметрами:

номинальный ток используемого ответвления, к которому подводятся вторичные токи защиты

$$3,12 \text{ А};$$

номинальный ток используемого ответвления, к которому подключаются реле

$$3,63 \text{ А}.$$

Определяем расчётные токи ответвлений промежуточных трансформаторов тока в цепи торможения реле по формуле

$$I_{\text{отв.торм.расч.}} = \frac{I_{\text{ном.в.}}}{K_{\text{АТ}}}, \quad (87)$$

$$I_{\text{отв.торм.расч.110}} = 2,87 \text{ А},$$

$$I_{\text{отв.торм.расч.35}} = \frac{5,195}{4,29 / 5} = 6,055 \text{ А},$$

$$I_{\text{отв.торм.расч.10}} = \frac{3,499}{3,12 / 3,63} = 4,071 \text{ А}.$$

Определяем номинальные токи ответвлений приставки торможения и промежуточных трансформаторов тока по соотношению

$$I_{\text{отв.торм.ном.}} \leq I_{\text{отв.торм.расч.}}, \quad (88)$$

$$I_{\text{отв.торм.ном.110}} = 3 \text{ А},$$

$$I_{\text{отв.торм.ном.35}} = 5 \text{ А},$$

$$I_{\text{отв.торм.ном.10}} = 3,75 \text{ А}.$$

Так как на подстанции не имеется синхронных двигателей, в защите трёхобмоточного трансформатора при наличии питания только со стороны высшего напряжения в целях увеличения чувствительности защиты рекомендуется осуществлять торможение только от токов на приёмных сторонах. Однако, от подстанции питаются потребители первой и второй категории, поэтому на среднем напряжении 35 кВ возможна параллельная работа трансформаторов. В этом случае целесообразно осуществлять торможение на всех трёх сторонах трансформатора. В соответствии со сказанным выше выбираем уставку «начала торможения» $I_{\text{торм.нач.}}^* = 1,0$.

Определяем первичный тормозной ток, соответствующий «началу торможения» по формуле

$$I_{\text{торм.нач.п}} = 0,5 I_{\text{ном}} \left(K_{\text{ток I}} \cdot \frac{I_{\text{отв.торм.ном. I}}}{I_{\text{отв.торм.расч. I}}} + K_{\text{ток II}} \cdot \frac{I_{\text{отв.торм.ном. II}}}{I_{\text{отв.торм.расч. II}}} + K_{\text{ток III}} \cdot \frac{I_{\text{отв.торм.ном. III}}}{I_{\text{отв.торм.расч. III}}} \right), \quad (89)$$

$$I_{\text{торм.нач.п}} = 0,5 \cdot 198,86 \cdot \left(\frac{5}{6,055} \cdot 1 + \frac{3,75}{4,071} \cdot 1 \right) = 173,696 \text{ А}.$$

Определяем ток небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения», по формуле

$$I_{\text{нб.торм.нач.}} = \left(K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U + \left| \frac{I_{\text{отв.расч. СН}} - I_{\text{отв.ном. СН}}}{I_{\text{отв.расч. СН}}} \right| \right) \cdot I_{\text{торм.нач.п}}, \quad (90)$$

где $I_{\text{отв.расч. СН}}$, $I_{\text{отв.ном. СН}}$ – соответственно расчётный и номинальный токи ответвлений автотрансформатора на стороне среднего напряжения,

ΔU – диапазон регулирования устройства РПН трансформатора,

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока,

$K_{\text{одн}}$, $K_{\text{пер}}$ – соответственно коэффициенты однотипности и переходного режима,

$$I_{\text{нб.торм.нач.}} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + \left| \frac{4,525 - 4,29}{4,525} \right| \right) \cdot 173,696 = 45,497 \text{ А}.$$

Определяем первичный минимальный ток срабатывания защиты по следующим условиям:

отстройки от расчётного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»

$$I_{\text{с.з. min}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{нб.торм.нач.}} = 1,5 \cdot 45,497 = 68,245 \text{ А},$$

отстройки от тока небаланса в переходном режиме внешнего КЗ

$$I_{\text{с.з. min}} \geq 0,3 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 0,3 \cdot 198,86 = 59,658 \text{ А}.$$

За расчётное значение принимаем наибольшее из полученных расчётных значений

$$I_{\text{с.з. min}} = 68,245 \text{ А}.$$

Определяем относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения, принимая за расчётную сторону среднего напряжения, по формуле

$$I_{\text{с.р. min}}^* = \frac{I_{\text{с.з. min}} \cdot \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{сн}}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_I \cdot I_{\text{отв.ном. СН}}}, \quad (91)$$

$$I_{\text{с.р. min}}^* = \frac{68,245 \cdot \frac{121}{38,5} \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5 \cdot 4,29} = 0,433.$$

Первичный максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор, будет иметь место при внешнем КЗ в точке К-2

$$I_{\text{к max}} = 1,5 \cdot 4000 = 6000 \text{ А},$$

и соответствующий ему максимальный расчётный ток небаланса с учетом удвоенного значения коэффициента переходного режима определим по формуле (90)

$$I_{\text{нб.расч.}} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + \left| \frac{4,525 - 4,29}{4,525} \right| \right) \cdot 6000 = 2471,602 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент торможения по формуле

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot \frac{I_{\text{нб.расч.}}}{I_{\text{ном}}} \cdot \frac{I_{\text{ном.в.осн.}}}{I_{\text{отв.ном.осн.}}} - I_{\text{с.р. min}}^*}{0,5 \cdot \frac{I_{\text{к max}}}{I_{\text{ном}}} \cdot \left(\frac{1}{K_{\text{ток II}}} + \frac{1}{K_{\text{ток III}}} \right) - 1}, \quad (92)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot \frac{2471,602}{198,86} \cdot \frac{2,87}{2,5} - 0,433}{0,5 \cdot \frac{6000}{198,86} \cdot \left(\frac{6,055}{5} + \frac{4,071}{3,75} \right) - 1} = 0,62.$$

Определяем первичный срабатывания отсечки по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме на шинах среднего напряжения с учётом утроенного значения коэффициента переходного режима по формуле (90)

$$I_{\text{нб.расч.}} = \left(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + \left| \frac{4,525 - 4,29}{4,525} \right| \right) \cdot 4000 = 3071,602 \text{ А.}$$

Первичный ток срабатывания отсечки при шестикратной её уставке определим по формуле

$$I_{\text{с.отс.}} = 6 \cdot I_{\text{отв.ном.осн.}} \cdot \frac{K_I}{K_{\text{сх}}}, \quad (93)$$

$$I_{\text{с.отс.}} = 6 \cdot 2,87 \cdot \frac{600 / 5}{\sqrt{3}} = 1193,037 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности по формуле

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{с.з. min}}} = \frac{4000}{68,245} = 58,612 > 2.$$

15 Расчёт заземляющего устройства ОРУ-110 кВ

Данные для расчета:

$I_{\text{по}}^{(2)}$ из расчета т. К-1

длительность воздействия тока на человека $\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}}$;

$t_{\text{о.в.}} = 0,035 \text{ с}$; $t_{\text{р.з.}} = 0,12 \text{ с}$; $\tau = 0,155 \text{ с}$

$R_{\text{е}} = 0 \text{ Ом}$ - сопротивление естественных заземлителей

Длина контура заземления $L = 100 \text{ м}$, ширина $B = 90 \text{ м}$, площадь $S = 90 \cdot 100 = 9000 \text{ м}^2$

Грунт двухслойный, удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_1=500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, нижнего $\rho_2=60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Толщина верхнего слоя $h = 2\text{ м}$.

По периметру территории подстанции в грунт забиты вертикальные заземлители длиной $l_B=5\text{ м}$, соединенные стальной полосой на глубине $t = 0,7\text{ м}$.

Расстояние между вертикальными заземлителями $a=8 \text{ м}$;

Определяем требуемое количество полос сетки

а) по ширине ОРУ n_B по формуле

$$n_B = \frac{B}{a} \quad (94)$$

$$n_B = \frac{90}{8} = 11,25; \text{ принимаем } 11 \text{ полос}$$

б) по длине ОРУ n_L по формуле

$$n_L = \frac{L}{a} \quad (95)$$

$$n_L = \frac{100}{8} = 12,5; \text{ принимаем } 13 \text{ полос}$$

Определяем общую длину горизонтальных полос заземляющего контура L_Γ , в м, по формуле

$$L_\Gamma = n_L \cdot L + n_B \cdot B \quad (96)$$

$$L_\Gamma = 13 \cdot 100 + 11 \cdot 90 = 2200 \text{ м}$$

Определяем количество электродов, забитых в узлах сетки по наружному контуру заземляющего устройства Π по формуле

$$\Pi = \frac{2 \cdot (L + B)}{a} \quad (97)$$

$$\Pi = \frac{2 \cdot (100 + 90)}{8} = 48 \text{ электродов}$$

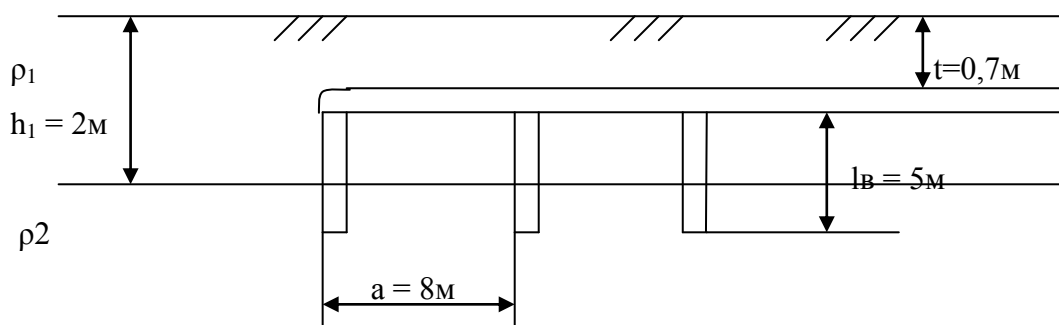


Рисунок 16 - Расположение вертикальных заземлителей

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель со стороной B'

$$B' = \sqrt{S} = \sqrt{9000} = 94,87 \text{ м}$$

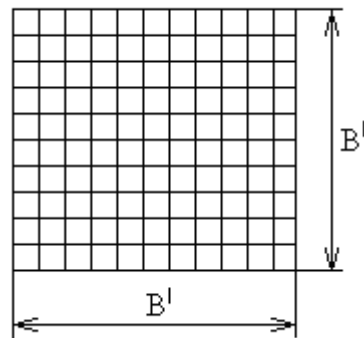


Рисунок 17 - Расчетная модель

Определяем сопротивление растеканию тока от ступней ног человека в землю R_c , в Ом, по формуле

$$R_c = 1,5 \cdot \rho_1 \quad (98)$$

$$R_c = 1,5 \cdot 500 = 750 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определяем коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека β по формуле

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_c}, \quad (99)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом}$ - сопротивление человека

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 750} = 0,57$$

Определяем коэффициент напряжения прикосновения k_n по формуле

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (100)$$

по отношению $\rho_1/\rho_2 = 8,33$ определяем $M = 0,806$; $l_B = 5 \text{ м}$; $a = 8 \text{ м}$; $L_{\Gamma} = 2200 \text{ м}$; $B = 0,57 \text{ м}$

$$k_n = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left(\frac{5 \cdot 2200}{8 \cdot 94,87} \right)^{0,45}} = 0,158$$

Определяем напряжение на заземлителе U_3 , в кВ, по формуле

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_n} \quad (101)$$

$U_{\text{пр.доп}} = 440 \text{ В}$ - допустимое напряжение прикосновения определяется по значению $\tau = 0,155 \text{ с}$

$$U_3 = \frac{440}{0,158} = 2785 \text{ В}$$

$$U_3 = 2785 \text{ В} < U_{3\text{доп}} = 10000 \text{ В},$$

где $U_{3\text{доп}}$ - допустимое напряжение на заземлителе

Определяем допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{3\text{доп}}$, в Ом, по формуле

$$R_{3\text{доп}} = \frac{U_3}{I_3} \quad (102)$$

$$R_{3\text{доп}} = \frac{2785}{7500} = 0,37 \text{ Ом}$$

Определяем число ячеек сетки из полос по стороне квадрата t по формуле

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (103)$$

$$m = \frac{2200}{2 \cdot 94,87} = 11,6; \text{ принимаем } t = 12$$

Определяем длину полос в расчётной модели L'_{Γ} , м, по формуле

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (104)$$

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot 94,87 \cdot (12 + 1) = 2466,6 \text{ м}$$

Определяем длину стороны ячейки сетки b , в м, по формуле

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (105)$$

$$b = \frac{94,87}{12} = 8 \text{ м}$$

Определяем число вертикальных заземлителей по периметру контура квадрата π_B по формуле

$$\pi_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{b} \quad (106)$$

$$\pi_B = \frac{94,87 \cdot 4}{8} = 48 \text{ электродов}$$

Определяем общую длину вертикальных заземлителей L_B , в м, по формуле

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (107)$$

$$L_B = 5 \cdot 48 = 240 \text{ м}$$

Определяем относительную глубину $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$ по формуле

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (108)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{94,87} = 0,06$$

Определяем общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель R_3 , в Ом, по формуле

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B} \quad (109)$$

Определяем коэффициент А по формуле

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \text{ т. к. } 0 < \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} < 0,1 \quad (110)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,06 = 0,3936$$

Определяем удельное эквивалентное сопротивление ρ_3 , в Ом·м, по следующим величинам:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{500}{60} = 8,3; \quad \frac{a}{l_B} = \frac{8}{5} = 1,6; \quad \frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26$$

находим

$$\frac{\rho_3}{\rho_2} = 1,3, \text{ тогда: } \rho_3 = \rho_2 \cdot 1,3 = 60 \cdot 1,3 = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определяем сопротивление заземляющего устройства

$$R_3 = 0,3936 \cdot \frac{78}{94,87} + \frac{78}{2200 + 240} = 0,354 \text{ Ом}$$

$$R_3 = 0,354 \text{ Ом} < R_{3\text{доп}} = 0,37 \text{ Ом}$$

Производим проверку по напряжению прикосновения $U_{пр}$ по формуле

$$U_{пр} = k_n \cdot I_3 \cdot R'_3 \quad (102)$$

$$U_{пр} = 0,158 \cdot 7500 \cdot 0,354 = 423 \text{ В}$$

$$U_{пр} = 419 \text{ В} < U_{пр,доп} = 440 \text{ В}$$

Требование выполняется

17 Специальное задание

18 Капитальный ремонт заданного электрооборудования

19 Техника безопасности и противопожарная техника

Для безопасности работ, проводимых на подстанции, должны соблюдаться организационные и технические мероприятия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

- оформление наряда или распоряжения
- допуск бригады к работе
- надзор во времени работы
- оформление перерыва, окончание работы, перевода на другую работу.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ с полным или частичным снятием напряжения:

- проведения необходимых отключений и принятия мер предупреждения подачи напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры.

- вывешивания плакатов «Не включать—работают люди,» «Не включать—работа на линии» , « Не открывать—работают люди. При необходимости должны быть установлены ????

- присоединяют к земле переносные заземления, проверяют отсутствие напряжения и накладывают заземления.

- организуют рабочее место и вывешивают плакаты «Стоять - высокое напряжение», «Не влезай—убьет», «Работать здесь», «Влезать здесь». При всех видах проводимых в действующих РУ напряжением 220 кВ на расстоянии 30 м от находящихся под напряжением токоведущих частях рабочие должны пользоваться специальными средствами защиты, заземляющими экранированными костюмами или экранами, установленными на месте работы.

При проведении работ все механические части заземляют переносным сечением не менее 4 мм. Наложение и снятие заземлений производится диэлектрическими перчатками. Операции по проверке отсутствия напряжения производится указателями напряжения или штангой. допускается это только в сухую погоду. На ОРУ-220 кВ предусмотрено ограждение металлическими сетками от, попадания за них посторонних лиц.

Токосоведущие части находятся на высоте, обеспечивающей безопасность обслуживающего персонала. Входы в РУ закрыты и имеют надпись « Стоять высокое напряжение. Все оборудования имеет надпись, его назначение и инвентарный номер.

Токосоведущие части окрашиваются в соответствующий цвет (желтый, красный , зеленый). На выключателях имеются указатели «Включено», Отключено». У проводов разъединителей, заземляющих ножей и других аппаратов должны быть указаны положения и стрелки, указывающие движения провода.

На ОРУ предусматривается электромагнитная и механическая блокировка между аппаратами, которая предотвращает направленные действия персонала. Рукоятки заземляющих ножей окрашены в красный цвет.

Противопожарные мероприятия

Здания и сооружения подстанций сооружаются огнестойкими. Помещение щитов управления, и другие помещения построены таким образом, чтобы ограничить распространение огня во время пожара учитывать его разрушающие последствия. Для этого устанавливают простые и массивные стены из негорючих материалов в тех направлениях, в которых взрыв и пожар приводят к опасным последствиям. В каждом случае при возникновении пожара должна быть обеспечена возможность быстрой и безопасной эвакуации людей входами составляет не более 30 м в противоположных сторонах помещений.

В маслonaполненном оборудовании содержится трансформаторное масло. В случае пожара его сливают и отвозят в безопасное место. Для этого под каждым из маслonaполненных аппаратов имеются яма с гравийной засыпкой. Кроме того мощные трансформаторы разделяют перегородкой из негорючего материала.

Для тушения пожаров трансформаторы оборудуют устройствами автоматического пожаротушения водой. Наиболее распространенный способ тушения пожара водой.

На территории РУ имеется водопровод, обеспечивающий расход воды на противопожарное водоснабжение.

В кабельных каналах и тоннелях устанавливают огнезащитные перегородки на расстоянии 50-100 м, образующие отсеки. В отсеках монтируются стационарные сети пожаротушения воздушно-механической пеной. При пожаре пена выбрасывается из пеногенератора, заполняет полностью отсек и гасит огонь. Установка пожаротушения действует автоматически. В помещениях кроме того установлены огнетушители, ящики с песком и противопожарный инвентарь. Для тушения пожара в электроустановках применяются углекислотные и воздушно пенные огнетушители.

Рекомендуемая литература

1. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф.образования - М.: Издательский центр «Академия», 2016. – 448 с.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. М.: КНОРУС, 2016. 645с. (Доступно в ЭБС «Book.ru»)
3. Файбисович Д.П. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: ЭНАС, 2012.Режим доступа: http://portal.tpu.ru/SHARED/a/ANDREEVMV/academic/avtomatika_ees/Tab1/Файбисович.pdf. – М.: ЭНАС 2012. Дата обращения: 16.10.2016.
4. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ -6 и ПУЭ-7, М: Норматика, 2018 г.-462 с.
5. Киреева Э.А., Цырук С.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования – 6 изд. Стер.- М: Издательский центр «Академия», 2017.-288 с.
6. Грибов В.Д. Экономика организации (предприятия) .Практикум: учебник. М.: КНОРУС, 2017.407 с.(доступно в ЭБС «Book.ru» с 2016)
7. Грибов В.Д. Грузинов В.П. Кузьменко В.А. Экономика организации (предприятия): учебник М.:КНОРУС, 2016. 407 с. (Доступно в ЭБС «Book.ru»)

Таблица 1 - Регулировочные ответвления РПН (U=115 кВ)

№ п/п	Число витков, %	Относительное число витков, %	$K_{mp} = \frac{115}{38,5}$	$K_{mp} = \frac{115}{6,6}$	$K_{mp} = \frac{115}{11}$
1	16,02	1,16002	3,46	20,22	12,12
2	14,24	1,1424	3,4	19,91	11,93
3	12,46	1,1246	3,36	19,59	11,75
4	10,68	1,1068	3,30	19,29	11,56
5	8,9	1,089	3,25	18,98	11,38
6	7,12	1,0712	3,199	18,67	11,19
7	5,34	1,0334	3,15	18,36	11
8	3,56	1,036	3,09	18,04	10,82
9	1,78	1,0178	3,04	17,73	10,63
10	0	1	2,987	17,42	10,45
11	-1,78	0,982	2,93	17,11	10,26
12	-3,56	0,9644	2,88	16,8	10,08
13	-5,34	0,9466	2,827	16,49	9,89
14	-7,12	0,9288	2,77	16,18	9,7
15	-8,9	0,911	2,72	15,87	9,52
16	-10,68	0,8932	2,66	15,56	9,33
17	-12,46	0,8754	2,61	15,25	9,14
18	-14,24	0,8576	2,56	14,94	8,96
19	-16,02	0,8398	2,5	14,63	8,77

Таблица 2 - Регулировочные ответвления РПН (U=230 кВ)


№ ответвления	Число витков %	Относительное число витков	$K_{mp} = \frac{230}{38,5}$	$K_{mp} = \frac{230}{11}$	$K_{mp} = \frac{230}{6,6}$	$K_{mp} = \frac{230}{121}$
1	12	1,12	6,69	23,42	39,03	2,128
2	10,8	1,108	6,619	23,17	38,62	2,105
3	9,6	1,096	6,547	22,92	38,2	2,089
4	8,4	1,084	6,476	22,61	37,68	2,059
5	7,2	1,072	6,404	22,42	37,37	2,036
6	6	1,06	6,332	22,16	36,93	2,014
7	4,8	1,048	6,26	21,91	36,52	1,991
8	3,6	1,036	6,189	21,66	36,1	1,968
9	2,4	1,024	6,117	21,41	35,68	1,945
10	1,2	1,012	6,046	21,16	35,27	1,922
11	0	1	5,974	20,91	34,85	1,9
12	-1,2	0,988	5,902	20,66	34,43	1,877
13	-2,4	0,976	5,83	20,41	34,02	1,854
14	-3,6	0,964	5,789	20,16	33,6	1,831
15	-4,8	0,952	5,087	19,91	33,18	1,808
16	-6	0,94	5,615	19,65	32,75	1,786
17	-7,2	0,928	5,455	19,4	32,33	1,763
18	-8,4	0,916	5,472	19,15	31,92	1,740
19	-9,6	0,904	5,4	18,9	31,5	1,717
20	-10,8	0,892	5,328	18,65	31,08	1,695
21	-12	0,880	5,197	18,4	30,67	1,672

Таблица 3 - Величина желаемых напряжений


U _{ном} , кВ	Максимальный режим	Минимальный режим
	U _{жел} , кВ	
6	6,3 – 6,4	6,0 – 6,15
10	10,5 – 10,7	10,2 – 10,3
35	37 – 39	35 - 36
110	121 –122	115 –116

Методические указания для студентов по выполнению выпускной квалификационной работы составлены в соответствии с требованиями ФГОС СПО по специальности 13.02.03 Электрические станции, сети и системы

Автор:

Преподаватель  Р. Г. Мысова
(подпись)

Методические указания для студентов по выполнению выпускной квалификационной работы рассмотрены и одобрены на заседании цикловой комиссии электротехнических, теплотехнических, математических, естественно-научных дисциплин, физической культуры и БЖД « 6 » 02 20 19 г., протокол № 4

Председатель цикловой комиссии  Г.Н. Журавлева
(подпись)