

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
«04» ок 20 19 г.

Методические указания
для студентов по выполнению курсового проекта по междисциплинарному курсу
МДК. 03.01 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Специальность среднего профессионального образования
13.02.03 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, СЕТИ И СИСТЕМЫ

Квалификация выпускника
ТЕХНИК-ЭЛЕКТРИК

Форма обучения
ОЧНАЯ

Пояснительная записка

Методические указания для студентов по выполнению курсового проекта по междисциплинарному курсу "Автоматизированные системы управления в электроэнергосистемах" составлены в соответствии с требованиями программы профессионального модуля ПМ.03.

Обучающимся предложены следующие темы курсового проекта:

1. Расчет районной электрической сети и подстанции 110-500 кВ.
2. Разработка электрической части ГРЭС 640-1800 МВт.
3. Разработка электрической части ТЭЦ 400-600 МВт.
4. Разработка электрической части подстанции, например, 220/110/10 кВ.

По выбору обучающегося им разрабатывается тема 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

Порядок расчета:

Введение

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 турбо-генератора	Частота вращения, об/мин	Номинальные параметры					Сист. во-буждения	Охлаждение обмоток	
		$S_{ном},$ МВ·А	$I_{ном},$ кА	$U_{ном},$ кВ	x''_d	$\cos\varphi$		статора	Ро-тора
ТВВ-220-2А	3000	259	9,49	15,75	0,197	0,85	ВЧ	В	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, %

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

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

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

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

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

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

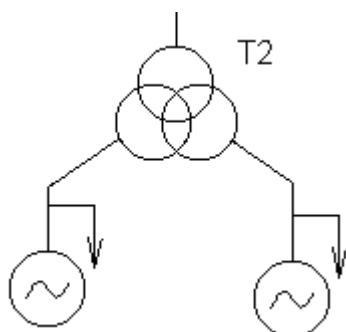
Номинальную мощность блочного трансформатора $S_{\text{ном}}$, в МВ·А, определяем по формуле

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}}$$

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:



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

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 устанавливаются 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).

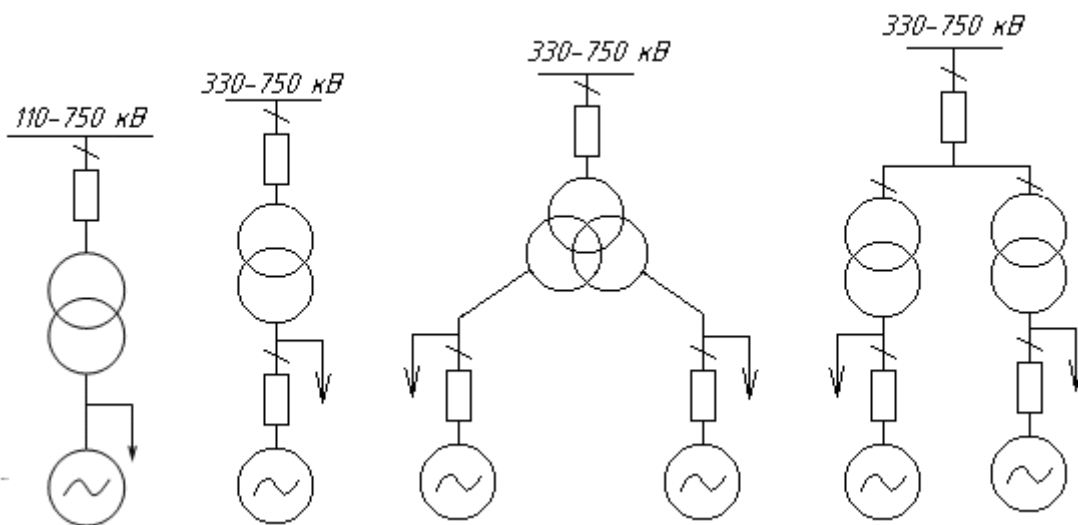


Рис.1

Рис.2

Рис.3

Рис.4

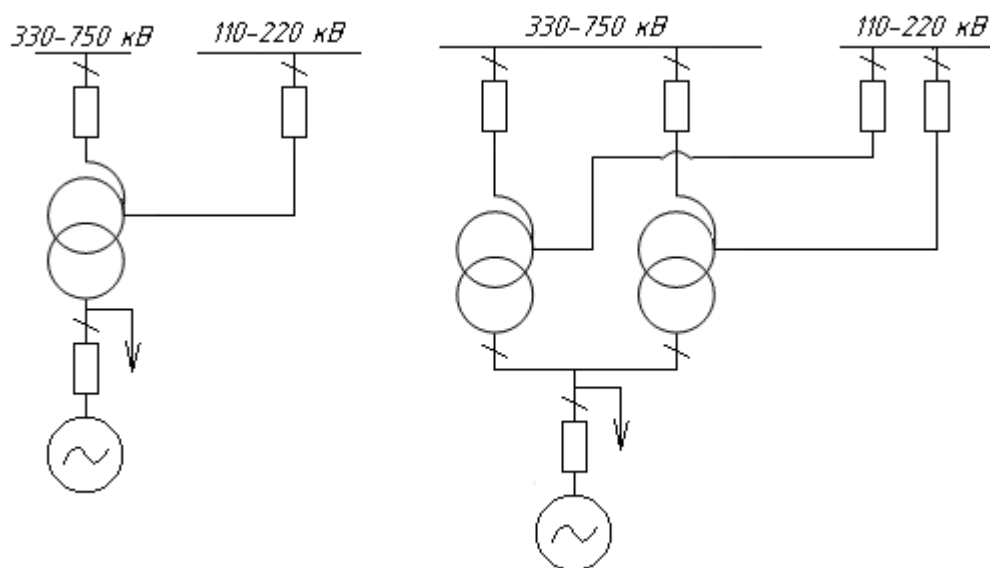


Рис.5

Рис.6

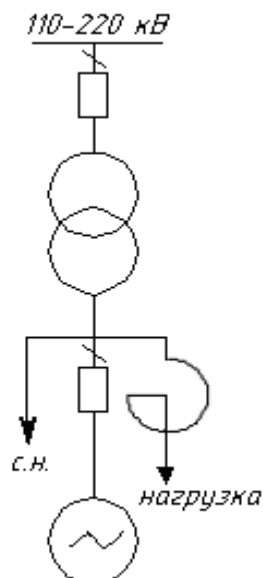


Рис.7

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

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

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 1 § 5.9, 5.10).

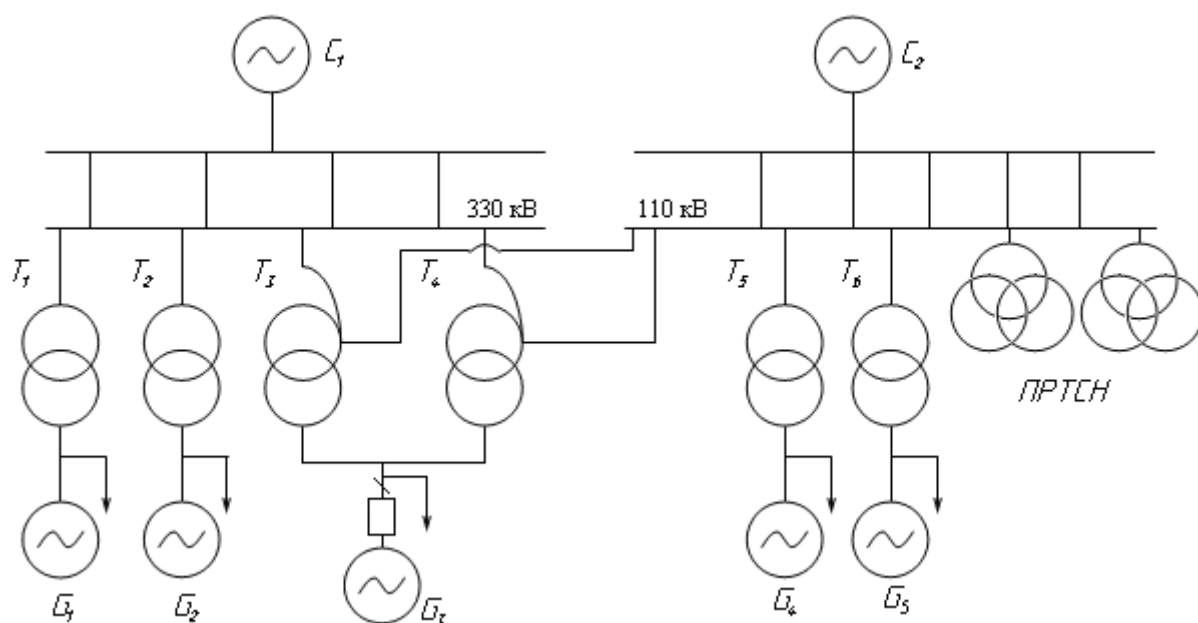
Количество резервных ТСН на ГРЭС, блочных ТЭЦ и АЭС можно принять равным двум при количестве энергоблоков на электростанции три и более.

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, ответвление на генераторном напряжении от блока, имеющего генераторный выключатель.

Пример 2-х вариантов структурных схем электростанции

Вариант 1



Вариант 2

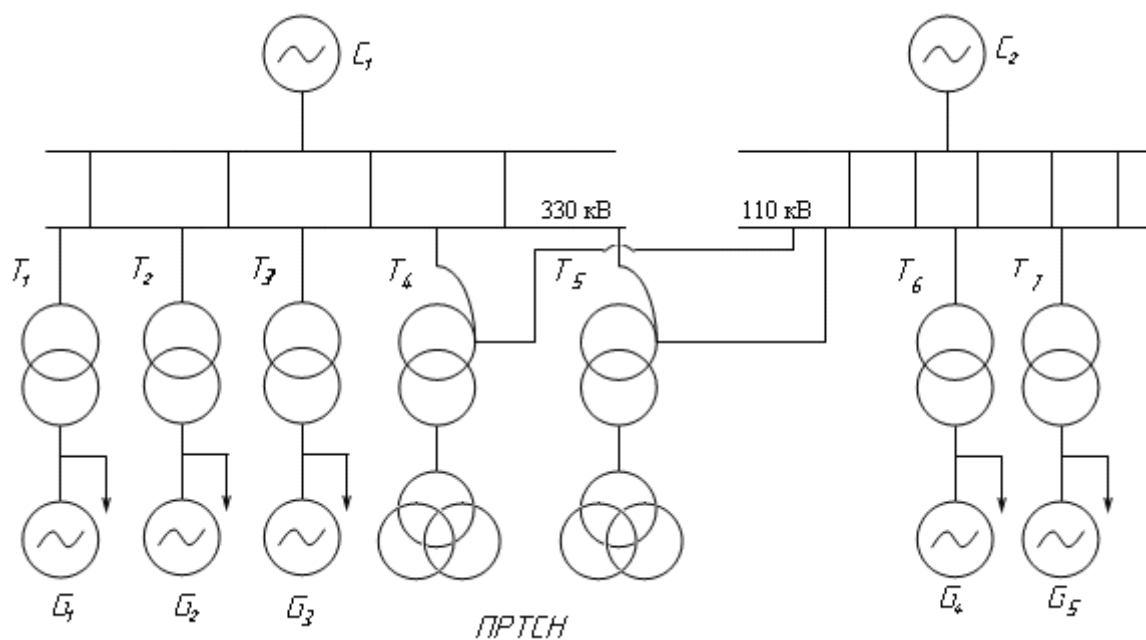


Рисунок 8 - Структурные схемы электростанции

1.4 Выбор автотрансформаторов

Вариант 1

Выбор блочных трансформаторов связи.

.Мощность блочного автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгоды:
ности:

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

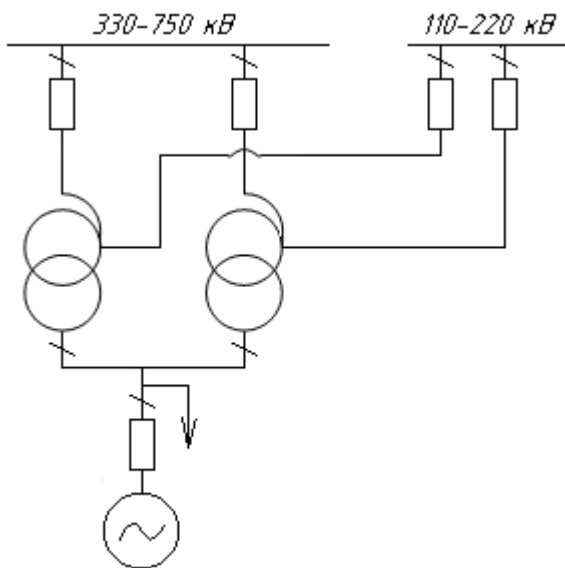
Номинальную мощность автотрансформатора $S_{\text{ном}}$, в МВ·А, определяют по формуле

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\Sigma} - S_{CH}}{K_{\text{выл}}},$$

Полная мощность собственных нужд S_{CH} , в МВ·А, определяется по формуле

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

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



Тогда мощность автотрансформатора определяется следующим образом:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\Sigma} - S_{CH}}{2 \cdot K_{\text{выл}}},$$

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

Вариант 2

Выбор автотрансформаторов связи

Обычно устанавливают два автотрансформатора связи.

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

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(n \cdot P_{\Sigma} - n \cdot P_{CH} - P_{\text{макс}})^2 + (n \cdot Q_{\Sigma} - n \cdot Q_{CH} - Q_{\text{макс}})^2},$$

где n-число генераторов, работающих на шины среднего напряжения

P_{Σ} , Q_{Σ} - номинальные и реактивные мощности генераторов.

P_{CH} , Q_{CH} - активная и реактивная мощность собственных нужд блоков

P_{Σ} , Q_{Σ} - активная и реактивная нагрузки на шинах среднего напряжения.

Максимальную реактивную нагрузку на шинах среднего напряжения Q_{CH} в Мвар, определяют по формулам

$$Q_{C\max}=P_{C\max}\cdot\operatorname{tg}\varphi, \quad Q_{C\min}=P_{C\min}\operatorname{tg}\varphi,$$

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

Примечание:

при подсчете реактивной мощности $Q=P\cdot\operatorname{tg}\varphi$ следует определять $\operatorname{tg}\varphi$ 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

$$S_{расч1} = \sqrt{(n \cdot P_{\varepsilon} - n \cdot P_{сн} - P_{max})^2 + (n \cdot Q_{\varepsilon} - n \cdot Q_{сн} - Q_{max})^2}$$

2. Режим минимальной нагрузки на шинах среднего напряжения

$$S_{расч2} = \sqrt{(n \cdot P_{\varepsilon} - n \cdot P_{сн} - P_{min})^2 + (n \cdot Q_{\varepsilon} - n \cdot Q_{сн} - Q_{min})^2}$$

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

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

По наибольшей расчетной мощности выбрать номинальную мощность автотрансформатора.

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

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

Технические данные автотрансформаторов записываем в таблицу, например:

Таблица 3 - Технические данные автотрансформаторов

Тип авто- трансформа- тора	$S_{\text{НОМ,}}$ МВ· А	$U_{\text{НОМ,}}$ 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, $U_{\text{ВН}} \text{ ТСН} = U_{\text{НН}}$ 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_c :

Расчетный коэффициент K_c учитывает разновременность работы электроприемников, средние значения коэффициента нагрузки, КПД, коэффициента мощности двигателей:

Коэффициенты спроса K_c указаны в табл.5.2.(Л.1) стр. 445 для разных видов электростанций и топлива.

Мощность рабочего ТСН определяется по формуле:

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

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	XX	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.1 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, ΔW , в кВт·ч, по формуле

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

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 (Л1) в зависимости от T_{\max} и $\cos\varphi$

T_{\max} - продолжительность использования максимальной нагрузки.

Например:

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

2.1.3 Определяем потери энергии в блочном автотрансформаторе

I варианта ΔW_{AT1} , в кВт·ч, по формуле

$$\Delta W_{\text{AT1}} = P_{\text{хх}} \cdot T + P_{\text{кВ}} \cdot \left(\frac{S_{\max B}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau_B + P_{\text{кС}} \cdot \left(\frac{S_{\max C}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau_C + P_{\text{кН}} \cdot \left(\frac{S_{\max H}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau_H, \quad (4)$$

где $T = T_{\text{год}} - T_{\text{рем}} = 8160$ ч

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

$\tau_H = 5800$ ч

Определяем максимальную нагрузку обмотки НН $S_{\max \text{ Н}}$, 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 $P_{\kappa B}$, в кВт, по формуле

$$P_{\kappa B} = 0,5 \cdot \left(P_{\kappa B-C} + \frac{P_{\kappa B-H}}{K_{\text{блз}}^2} - \frac{P_{\kappa C-H}}{K_{\text{блз}}^2} \right) \quad (5)$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке среднего напряжения $P_{\kappa C}$, в кВт, по формуле

$$P_{\kappa C} = 0,5 \cdot \left(P_{\kappa B-C} + \frac{P_{\kappa C-H}}{K_{\text{блз}}^2} - \frac{P_{\kappa B-H}}{K_{\text{блз}}^2} \right) \quad (6)$$

Определяем потери короткого замыкания в обмотке низкого напряжения $P_{\kappa H}$, в кВт, по формуле

$$P_{\kappa H} = 0,5 \cdot \left(\frac{P_{\kappa B-H}}{K_{\text{блз}}^2} + \frac{P_{\kappa C-H}}{K_{\text{блз}}^2} - P_{\kappa B-C} \right)$$

Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи I варианта ΔW_{AT1} , в кВт·ч, по формуле 4.

2.1.4 Определяем потери энергии в автотрансформаторе связи

II варианта ΔW_{AT2} , в кВт·ч, по формуле

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

где $T = T_{\text{год}} = 8760 \text{ ч}$

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

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

$$S_{\max B} = S_{\max C} = \frac{S_{\text{РАСЧ} \cdot \text{MAX}}}{2}$$

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

Определяем потери короткого замыкания в обмотке среднего напряжения $P_{\kappa C}$, 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)

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

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 ($I_{откл}$ 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_0 - отчисления на обслуживание, %; $P_0=2\%$

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:

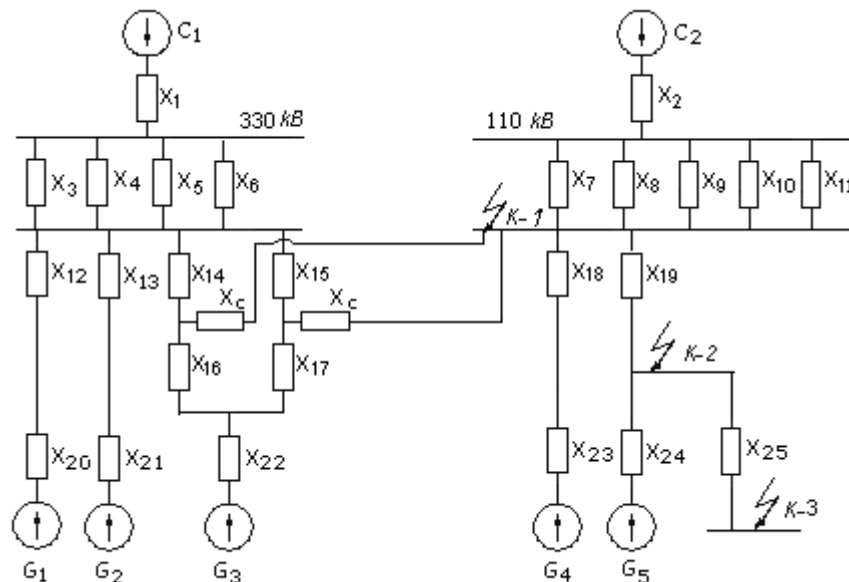


Рисунок 9 - Расчётная схема замещения

3.2. Подсчитать величину сопротивлений схемы, задавшись предварительно $S_b=1000$ МВ·А. (Л1 стр. 129-131).

3.3. Преобразовать схему замещения поочередно относительно точек К.З и подсчитать токи КЗ и тепловой импульс для всех точек К.З., задаваясь предварительно выключателем на данное напряжение (тс.в.,to.в.).

Примечания:

1. При определении B_k в точке КЗ на выводах генератора токкл следует принять равным 4с., 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 5 - Результаты расчета токов к.з. в точке К-1

Источники	C_1	C_2	$G_{1,2}$	G_3	$G_{4,5}$	Сумма
$I_{\phi}, \text{кА}$	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	
$I_{\Pi 0}, \text{кА}$	4,7	1,2	3,2	0,8	1,4	11,3
$I'_{ном}, \text{кА}$	-	-	0,88	0,44	0,88	
$\frac{I_{\Pi 0}}{I'_{ном}}$	-	-	3,6	1,8	1,6	
$\tau, \text{с}$	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	
γ	-	-	0,94	0,98	0,98	
$I_{\Pi \tau}, \text{кА}$	4,7	1,2	3	0,78	1,37	11
k_y	1,78	1,608	1,965	1,965	1,965	
$i_y, \text{кА}$	11,7	2,7	8,9	2,2	3,9	29,4
$T_a, \text{с}$	0,04	0,02	0,26	0,26	0,26	
$i_{ат}, \text{кА}$	2,6	0,3	3,7	0,9	1,6	9,1
$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	4	0,2	4	0,3	0,8	9,3
$U_{ср,к} = 340 \text{ кВ}$						

Затем составить сводную таблицу токов КЗ, например:

Таблица 6 - 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-1 110 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-2 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-3 6,3 кВ	$C_{1,2}; G_1$	15,2	15,2	7,3	38,1	55,4
	Двигатели	10,2	3,8	2,5	27,3	22,9
	Сумма	25,4	19	9,8	65,4	78,3

4 Выбор и обоснование схем электрических соединений РУ

Пояснения:

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:

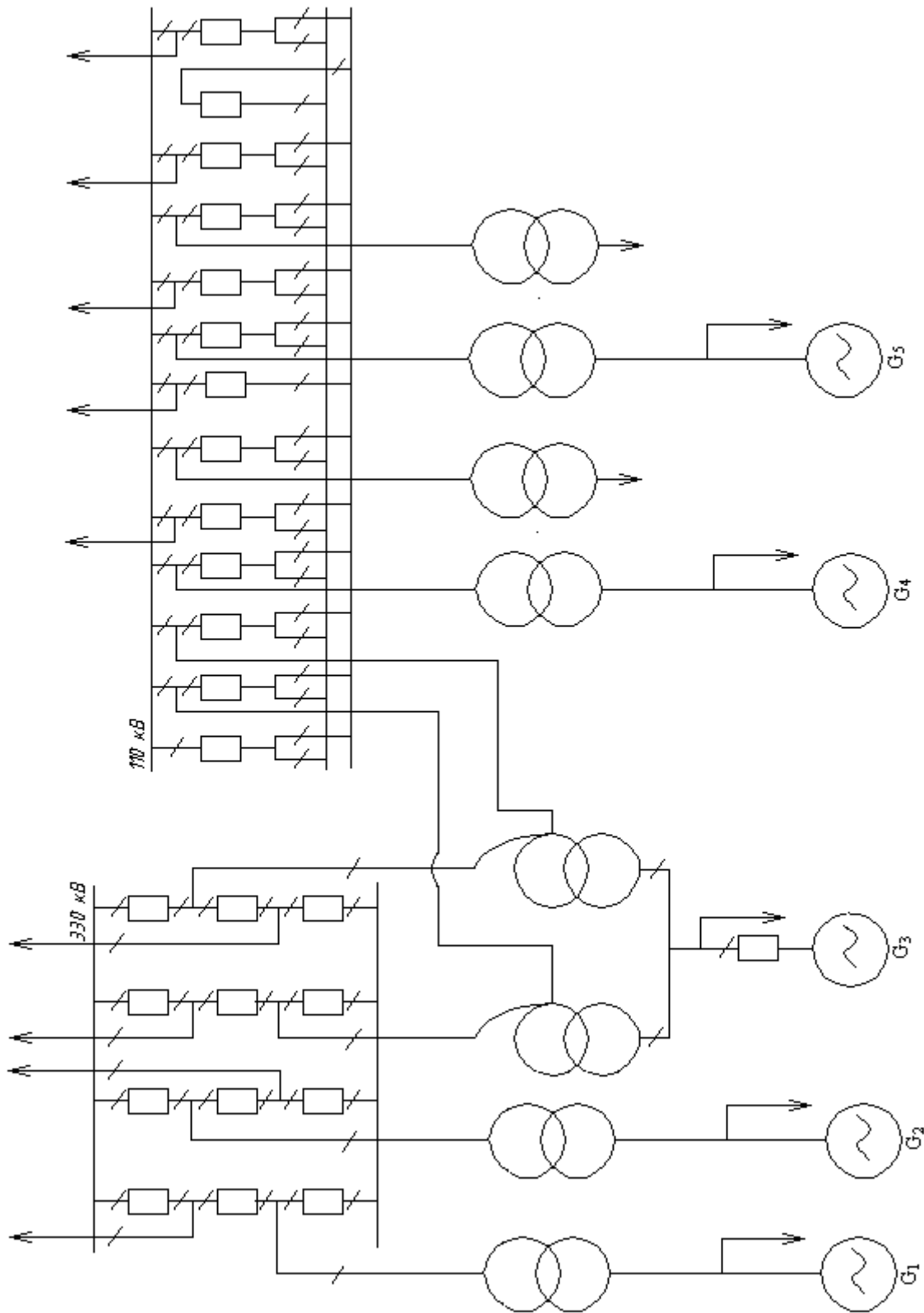


Рисунок 10 - Главная схема станции ГРЭС-1100 МВт

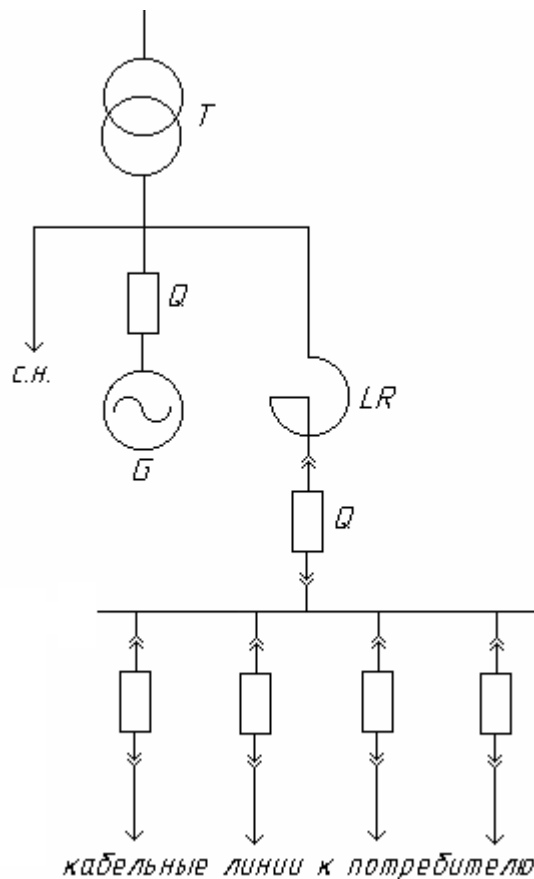
Для РУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин с одним выключателем на цепь. Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном присоединении всех присоединений, шиносоединительный выключатель QA включен. 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 электроснабжения 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. Намечаем к установке в линиях 6-10 кВ

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

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

P_{10max} -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

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

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

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

Определяем сопротивление реактора, в Ом, по формуле

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

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

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

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

$$I_{тер} = 31,1 \text{ кА}; t_{тер} = 8 \text{ с}; T_a = 0,23 \text{ с}; t_{отк} = 1,2 \text{ с} \quad B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_{к расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a)$$

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

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

5.2 Выбор выключателей и разъединителей

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

Определяем максимальный ток, кА, по формуле

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

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

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

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

5.2.1 На напряжение 110 кВ

Таблица 7 - Технические данные выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные	
		ВВБК-110Б-50	РДЗ-110/2000
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1360 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{Пт} = 31,3 \text{ кА}$	\leq	$I_{отк, ном} = 50 \text{ кА}$	
$i_{ат} = 21 \text{ кА}$	\leq	$i_{a, ном} = 33,1 \text{ кА}$	
$I_{П0} = 33 \text{ кА}$	\leq	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	
$i_y = 85 \text{ кА}$	\leq	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 76,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 10443 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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 8 - 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	$I_{\text{ном}}=12500 \text{ A}$	$I_{\text{ном}}=12500 \text{ A}$
$I_{\text{Пт}}=57,6 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{отк, ном}}=160 \text{ кА}$	
$i_{\text{ат}}=42,76 \text{ кА}$	\leq	$i_{a, \text{ ном}}=0 \text{ кА}$	
$\sqrt{2} I_{\text{Пт}} + i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 57,6 + 42,76 = 124,2 \text{ кА}$	\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 (Л2, стр.400) заносим таблицу

Таблица 9 - Технические данные ячеек КРУ

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		К-XXVI
$U_{уст}=6,3 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=6 \text{ кВ}$
$I_{max}=1468 \text{ А}$	\leq	$I_{ном}=1600 \text{ А}$
$I_{Пт}=19 \text{ кА}$	\leq	$I_{отк,ном}=31,5 \text{ кА}$
$i_y=65,4 \text{ кА}$	\leq	$i_{дин}=80 \text{ кА}$
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 (Л2. стр.420)

Максимальный ток определен при выборе генераторного выключателя по формуле 8

Расчётные и каталожные данные токопровода заносим таблицу, например

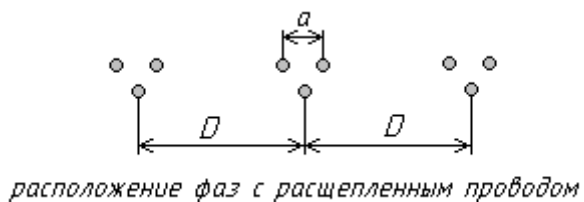
Таблица 10 - Технические данные токопровода

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

5.3.2 Выбор гибких шин в РУ ВН или СН (Л1 стр. 237-239)

Примечание:

При $U \geq 330 \text{ кВ}$ следует выбирать провод с расщепленной фазой, чтобы не было коронирования



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

Например:

1. 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, $q=400 \text{ мм}^2$, $d=27,7 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}}=860 \text{ А}$

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

Проверка на сжигание не производится, т.к. $I_{\text{П0}}^{(3)} = 11,3 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$. 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 , 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 $m=0,82$)

r_0 - 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

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

где U - линейное напряжение ($U = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 330 = 363 \text{ кВ}$)

$D_{\text{ср}}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$(D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см})$$

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

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

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

$$r_{ЭК} = \sqrt{r_0 \cdot a}$$

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

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

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

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

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 g_3 в мм^2 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, $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 860 \text{ А}$, $q = 2 \cdot 400 \text{ мм}^2$

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

2. На напряжение 220 кВ

Определяем наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$, в кА, по формуле

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

$$I_{\text{норм}} = \frac{353000}{1,73 \cdot 220} = 927,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 927,5 \text{ А}$$

Принимаем 2хАС-300/66, $q = 300 \text{ мм}^2$, $d = 24,5 \text{ мм}$, $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 680 \text{ А}$

Проверка на схлёстывание не производится, так как $I_{\text{П0}}^{(3)} = 20,4/2 < 20 \text{ кА}$. 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

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

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,225}}\right) = 31,56 \text{ кВ/см}$$

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

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

где U - линейное напряжение ($U = 1,1 \cdot U_{ном} = 1,1 \cdot 220 = 242$ кВ)

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз

$$(D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см})$$

$$k\text{- коэффициент, учитывающий число проводов } n \text{ в фазе } k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,225}{30} = 1,08$$

$$r_{эк}\text{- эквивалентный радиус, } r_{эк} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,225 \cdot 30} = 6,1 \text{ см}$$

$$E = 1,08 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{2 \cdot 1,225 \cdot \lg \frac{504}{6,1}} = 19,7 \text{ кВ/см}$$

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

$$1,07 \cdot 19,7 = 21,079 < 0,9 \cdot 31,56 = 28,404$$

Провод 2хАС-300/66 проходит по условию короны.

Выбор токоведущих частей от выводов 230 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 48:

$$g_3 = \frac{927,5}{1} = 927,5 \text{ мм}^2$$

Принимаем 2хАС-300/66, $q = 300 \text{ мм}^2$, $d = 24,5 \text{ мм}$, $I_{доп} = 2 \cdot 680 \text{ А}$

$$I_{max} = 927,5 \text{ А} < I_{доп} = 1360 \text{ А}$$

5.2.4 Выбор жёстких шин в РУ собственных нужд (Л1 стр. 230)

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

I. Однополосные шины

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

$$I_{норм} = 1481 \text{ А}$$

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

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

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

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

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

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

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

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

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. I. 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 $a = 0.8 \text{ м}$

Определяем расстояние между прокладками, l_n в м, по формуле

$$l_n \leq 0.216 \cdot \sqrt[4]{\frac{a_n}{i_\delta}} \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{\hat{E}_\delta}}$$

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

$$E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$$

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

$$K\phi = 0,35$$

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

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

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

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

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

$$G_{\text{расч}} = G_{\text{ф}} + G_{\text{н}}$$

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

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

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

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

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

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

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 рассчитывали 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; $I_{2\text{ном}}=1\text{ А}$; $S_{2\text{ном}}=30\text{ ВА}$.

Проверим трансформатор тока по вторичной нагрузке

(данные приборов - л1 стр.635,636)

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-4М.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 $r_{\text{приб}}$, в Ом, по формуле

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

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

$I_{2\text{ном}}$ -вторичный номинальный ток трансформатора.

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

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

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

где $S_{2\text{ ном}}$ -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_k -сопротивление контактов, принимаем равным 0,1 Ом

$$r_{пр}=30-3,8-0,1=26,1 \text{ Ом}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определяем вторичную нагрузку трансформатора r_2 , в Ом, по формуле

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

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

Расчётные и каталожные данные трансформатора тока записываем в таблицу

Таблица 12 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТФУМ-330-У1
$U_{уст}=330 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=330 \text{ кВ}$
$I_{max}=454 \text{ А}$	\leq	$I_{ном}=1000 \text{ А}$
$i_y=29,4 \text{ кА}$	\leq	$i_{дин}=160 \text{ кА}$
$B_k=9,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 68^2 \cdot 1 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2=7,15 \text{ Ом}$	\leq	$Z_{2ном}=30 \text{ Ом}$
схема соединения вт.обм.	\longrightarrow	0,5/10P/10P/10P
класс точности	\longrightarrow	0,5

5.3.2 Выбор трансформаторов напряжения на сборных шинах 330кВ.

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 13 - 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

5.3.2 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 14 - 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 15 - Расчётные и каталожные данные трансформатора тока

Расчётные данные	Условие выбора	Каталожные данные
		ТШЛ-20Б-12000/5
$U_{уст}=20 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном}=20 \text{ кВ}$
$I_{max}=10737,5 \text{ А}$	\leq	$I_{ном}=12000 \text{ А}$
$i_y=194,36 \text{ кА}$	\leq	$i_{дин}=380 \text{ кА}$
$B_k=7617,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=28400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2=0,91 \text{ Ом}$	\leq	$Z_{2ном}=1,2 \text{ Ом}$
схема соединения вторичных обмоток	\longrightarrow	0,5/10P
класс точности	\longrightarrow	0,5

5.3.3 Выбор трансформаторов напряжения в цепи генератора

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

Проверим трансформатор по вторичной нагрузке

Таблица 16 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S, В·А од- ной обм.	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	S общая	
							P, Вт	Q, В·А
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	0	1	110	-
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 ре-	Н-395	10	2	1	0	1	20	-

гистрирующий								
Счётчик атив- ной 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

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

$$S_{2\Sigma} = 65,2 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Трансформатор напряжения будет работать в своем классе точности.

Часть 2. Расчет районной электрической сети и подстанции

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

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

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

$$Q_{10} = \sqrt{16,9^2 - 15^2} = 7,8$$

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

$$S_{mp} \geq \frac{S_{n.cm}}{1,4} \quad (4)$$

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

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 , %			$\Delta P_{кз}$, кВт	ΔP_x , 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 х, в Ом, я по формуле 7

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

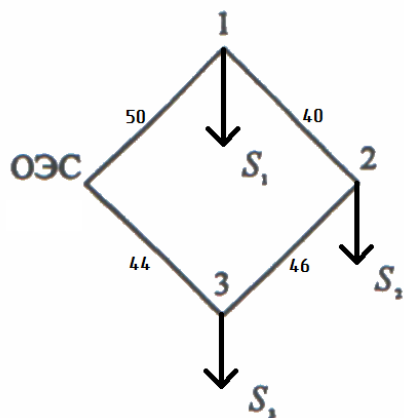
Подстанция №3

Сопротивления такие же, как для трансформаторов подстанции №2

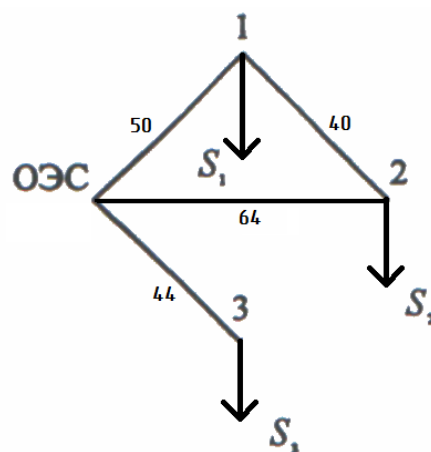
$$R = 4,39 \text{ Ом}$$

$$X = 86,8 \text{ Ом}$$

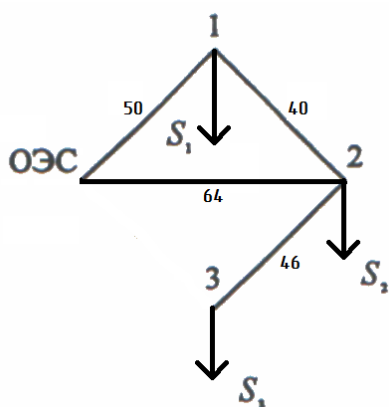
4. Разработка вариантов проектируемой сети



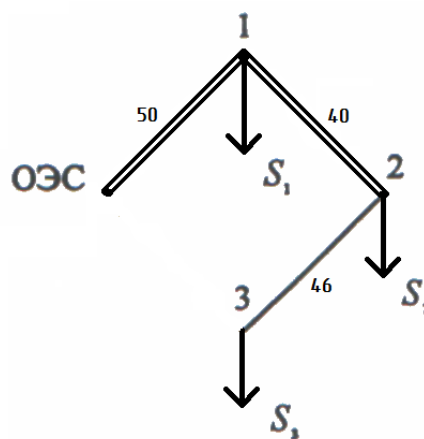
Вариант I



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

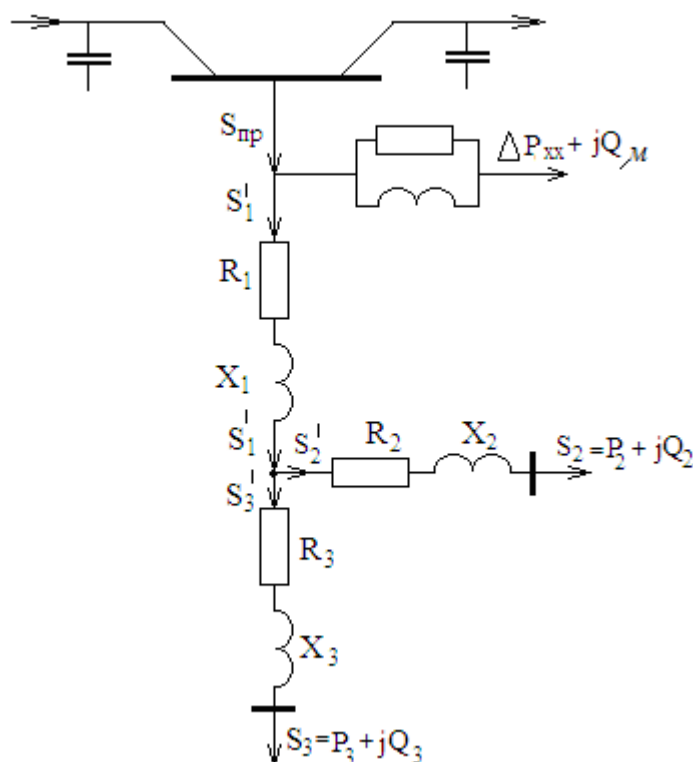


Рисунок 4 – Схема замещения трехобмоточного трансформатора на подстанции №1

Определяем намагничивающую мощность трансформатора ΔQ_μ , в Мвар, по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

Определяем полную мощность начала звена обмоток S'_1 , в МВ·А, по формуле

$$S'_1 = S + \Delta P + j\Delta Q \quad (14)$$

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.

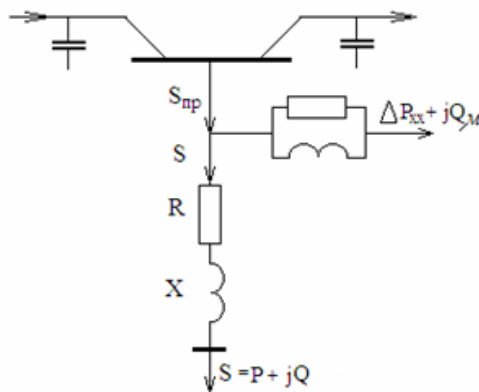


Рисунок 5 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора на подстанциях №2, №3

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

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

Подстанция №3 с двухобмоточным трансформатором

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

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

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

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

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

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

6. Предварительный электрический расчет вариантов сети в максимальном режиме

6.1 Расчет электрической сети I варианта

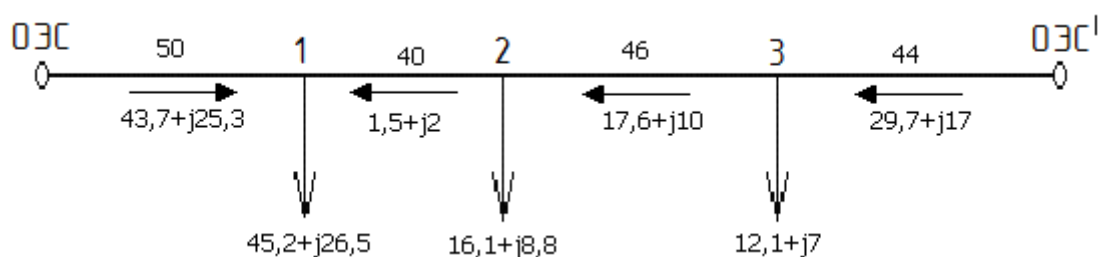


Рисунок 6 - Развернутая схема электрической сети I варианта

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

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

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

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

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

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

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

Т.к. на подстанцию №1 нагрузки поступают с обеих сторон, то

$$T_{\text{ОЭС-1}} = T_{1-2} = T_1 = 3900$$

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

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

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

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot x \quad (26)$$

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

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

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

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

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

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

$$\Delta W_{\text{оэс-1}} = 1,24 \cdot 3700 = 4588$$

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

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

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

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

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

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

6.2 Расчет электрической сети II варианта

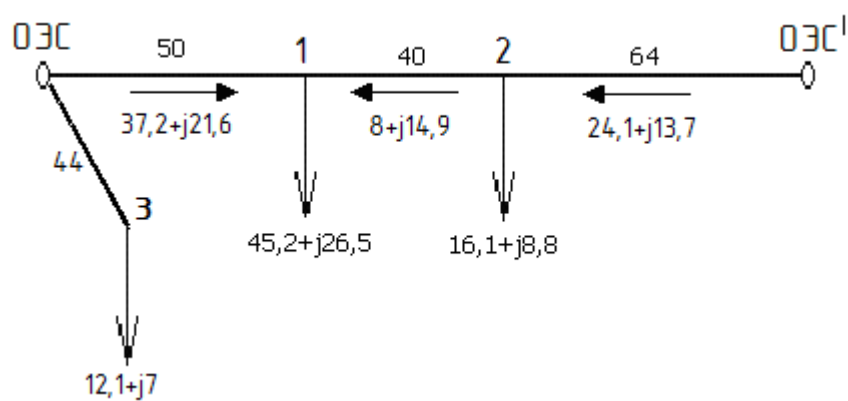


Рисунок 7 - Развернутая схема сети II варианта

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

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

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

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

$$I_{\text{оэс-3}} = \frac{\sqrt{12,1^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 73$$

Определяем время использования максимальной нагрузки T , 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta Q_{2-03C} = \frac{24,1^2 + 13,7^2}{110^2} \cdot 25,6 = 1,62$$

$$\Delta Q_{03C-3} = \frac{12,1^2 + 7^2}{110^2} \cdot 18,4 = 0,3$$

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

$$\cos\varphi_{03C-1} = \frac{37,2}{\sqrt{37,2^2 + 21,6^2}} = 0,87$$

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

$$\cos\varphi_{2-03C} = \frac{24,1}{\sqrt{24,1^2 + 13,7^2}} = 0,87$$

$$\cos\varphi_{03C-3} = \frac{12,1}{\sqrt{12,1^2 + 7^2}} = 0,86$$

Определяем время максимальных потерь

$$\tau_{03C-1} = 3300 \text{ ч}; \quad \tau_{1-2} = 3500 \text{ ч}; \quad \tau_{2-03C} = 3650 \text{ ч}; \quad \tau_{03C-3} = 2500 \text{ ч}$$

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

$$\Delta W_{03C-1} = 1,18 \cdot 3300 = 3894$$

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

$$\Delta W_{2-03C} = 0,78 \cdot 3650 = 2847$$

$$\Delta W_{03C-3} = 0,3 \cdot 2500 = 750$$

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

$$З=И+Р_n \cdot K, \quad (30)$$

где $И=И_1+И_2+И_3$ - суммарные ежегодные расходы на эксплуатацию сети.

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

K - первоначальные капитальные затраты на сооружение сети

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

$$K=(K_0 \cdot L_{03c-1}+K_0 \cdot L_{1-2}+K_0 \cdot L_{2-3}+K_0 \cdot L_{3-03c}), \quad (31)$$

$$K=(K_0 \cdot l_{03c-1}+K_0 \cdot l_{1-2}+K_0 \cdot l_{2-3}+K_0 \cdot l_{3-03c}),$$

где K_0 –стоимость 1 км линии (Приложение 1)

$$K_1=(10 \cdot 50+8,2 \cdot 40+8,6 \cdot 46+10 \cdot 44)=49920 \text{ тыс. руб}$$

Определяем ежегодные эксплуатационные расходы по формуле

$$И_1=И_1+И_2+И_3, \quad (32)$$

где $И_1$ -стоимость потерянной в сети энергии, в тыс. руб, определяется по формуле

$$И_1=\beta \cdot \Delta W, \quad (33)$$

где β - стоимость одного кВт·ч потерянной энергии

$$И_1=1,6 \cdot 8018=20526 \text{ тыс. руб.}$$

$И_2$ -отчисления на амортизацию, в тыс. руб, определяются по формуле

$$И_2 = \frac{\alpha_a \cdot K}{100}, \quad (34)$$

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

$$И_2=2,8 \cdot 49920/100=1398$$

$И_3$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, в тыс. руб, определяется по формуле

$$И_3 = \frac{\alpha_p \cdot K}{100}, \quad (35)$$

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

$$И_3=1 \cdot 49920/100=499$$

Ежегодные эксплуатационные расходы $И_1$, в тыс. руб., определяем по формуле 32

$$И_1=20526+1398+499=22423 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$З_1=22423+0,12 \cdot 49920=28413$$

II вариант

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

$$K_{II}=(9,4\cdot50+8,2\cdot40+9\cdot64+8,1\cdot44)\cdot30=51912$$

Определяем ежегодные эксплуатационные расходы по формулам 32-35

$$И_1=1,6\cdot7841 = 12546 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_2= 2,8\cdot51912/100=1453 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_3=1\cdot51912/100=519 \text{ тыс. руб.}$$

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

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

$$З_{II}= 14518 + 0,12\cdot51912 = 20747$$

Определяем наиболее экономичный вариант по формуле

$$\Delta Z=\left(\frac{Z_2-Z_1}{Z_2}\right)\cdot100\% \quad (36)$$

$$\Delta Z=\frac{28413-20747}{28413}\cdot100=27\%$$

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

8 Расчет оптимального варианта сети

8.1 Максимальный режим

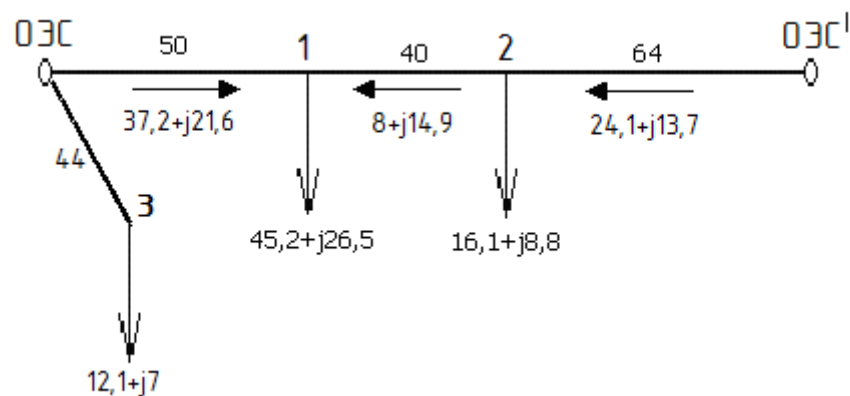


Рисунок 8 - Развернутая схема электрической сети оптимального варианта

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

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

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

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

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

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

$$S_{p1} = S_{np.n.cm.1} - j \left(\frac{Q_{B_{0ЭC-1}}}{2} + \frac{Q_{B_{1-2}}}{2} \right) = 45,2 + j26,5 - j \left(\frac{1,67}{2} + \frac{1,29}{2} \right) = 45,2 + j25$$

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

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

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

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

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

$$Z_2 = Z_{2-оэс'} = 12,3 + j25,6 \text{ Ом}$$

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

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

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

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

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

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

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

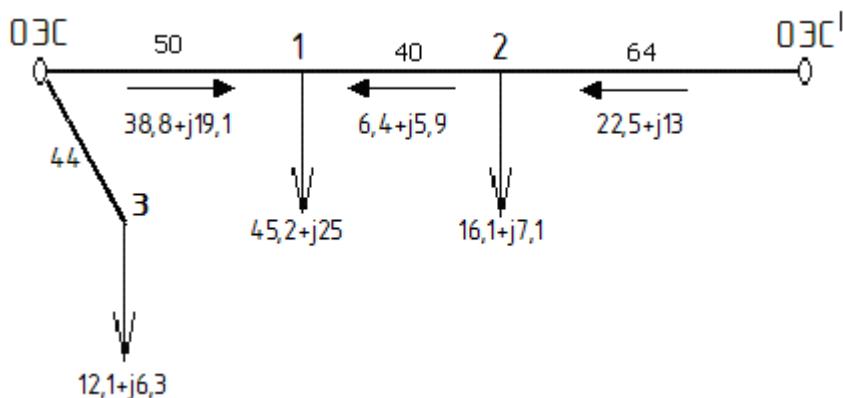


Рисунок 9 - Преобразованная схема электрической сети оптимального варианта

Проверяем баланс мощностей в МВ·А

Приход:

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

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

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

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

$$I_{2-OЭC'} = \frac{\sqrt{22,5^2 + 11,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 136,5$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Определяем окончательное распределение мощностей по формуле

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

$$S'_{\text{оэс-1}} = 38,8 + j19,1 + 1,19 + j3 = 40 + j22,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

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

$$S'_{2-\text{оэс}} = 20,5 + j13 + 0,6 + j1,2 = 21,1 + j14,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S'_{3-\text{оэс}} = 12,1 + j6,3 + 0,3 + j0,3 = 12,4 + j6,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Определяем напряжение на шинах ОЭС, в кВ

$$U_{\text{оэс}} = 1,13 \cdot U_{\text{н}} = 1,13 \cdot 110 = 124,3$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

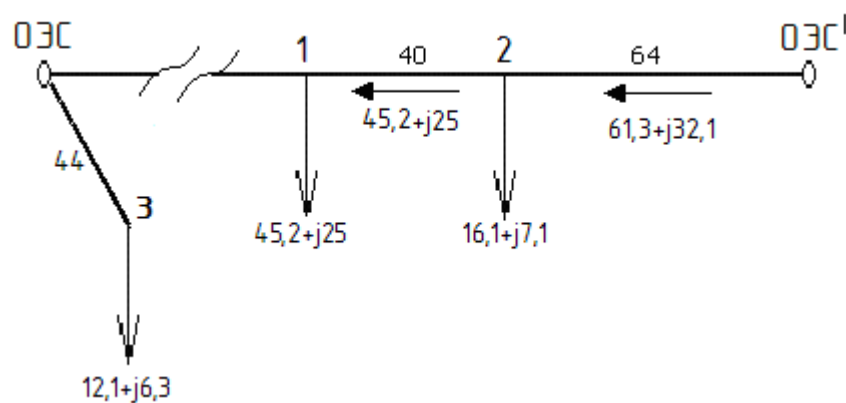


Рисунок 10 - Развернутая схема сети в послеаварийном режиме

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 приведённой 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

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

Определяем полную мощность начала звена в обмотках S' , в МВ·А, по формуле 14
 $S' = 9 + j4,4 + 0 + j0,7 = 9 + j5,1$

Определяем приведённую нагрузку двухобмоточного трансформатора, равную приведённой 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

$$\Delta Q_{o3c-1} = \frac{25,1^2 + 12,5^2}{110^2} \cdot 19,5 = 1,3$$

$$\Delta Q_{1-2} = \frac{5,9^2 + 3,7^2}{110^2} \cdot 16 = 0,01$$

$$\Delta Q_{2-o3c'} = \frac{15,9^2 + 7,4^2}{110^2} \cdot 32,8 = 0,6$$

$$\Delta Q_{O\partial C-3} = \frac{12,1^2 + 6,3^2}{110^2} \cdot 18,4 = 0,3$$

Определяем окончательное распределение мощностей по формуле 41

$$S_{O\partial C-1} = 25,1 + j12,5 + 0,5 + j1,3 = 25,6 + j13,8$$

$$S_{1-2} = 5,9 + j3,7$$

$$S_{2-O\partial C} = 15,9 + j7,4 + 0,3 + j0,6 = 16,2 + j8$$

$$S_{2-O\partial C} = 12,1 + j6,3 + 0,3 + j0,3 = 12,4 + j6,6$$

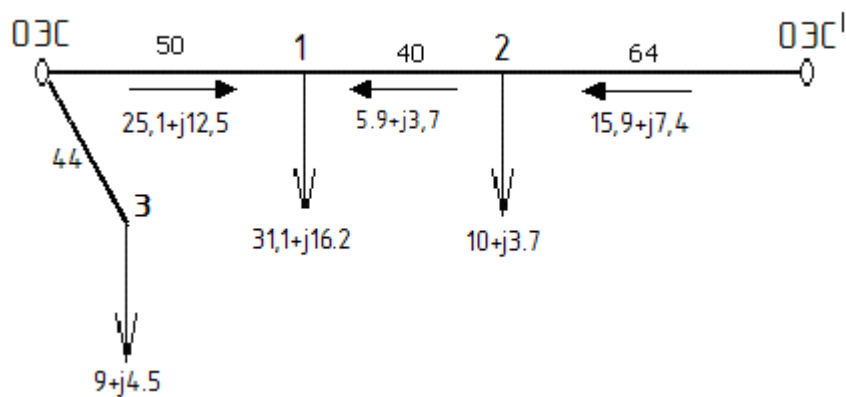


Рисунок 11 - Преобразованная схема электрической сети оптимального варианта в минимальном режиме

Определение напряжения на стороне высшего напряжения подстанций.

Определяем напряжение на шинах ОЭС в минимальном режиме, в кВ

$$U_{O\partial C} = 1,04 \cdot 110 = 114,4 \text{ кВ}$$

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

$$\Delta U_{0-1\%} = (114.4 - 110.3) / 114.4 \cdot 100 = 3.6\%$$

$$\Delta U_{1-2\%} = (110.3 - 110.8) / 110.3 \cdot 100 = 0.5\%$$

$$\Delta U_{2-0\%} = (114.4 - 110.8) / 114.4 \cdot 100 = 2.6\%$$

$$\Delta U_{3-0\%} = (114.4 - 111.4) / 114.4 \cdot 100 = 2.6\%$$

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

$$U_{\text{расч } 10} = \frac{U'_{10}}{K_{\text{mp}0}} \quad (52)$$

$$U_{\text{расч } 10} = \frac{113,5}{10,45} = 10,86 \text{ кВ} \quad \text{Желаемое напряжение } U_{\text{жел}} = 10,5 - 10,7 \text{ кВ, примем } U_{\text{жел}} = 10,6$$

кВ

Определяем добавочное число витков (относительное изменение) в % по формуле

$$\Delta W = \frac{U_{\text{расч } 10} - U_{\text{жел}}}{U_H} \cdot 100\%, \quad (53)$$

$$\Delta W = \frac{10,86 - 10,6}{11} \cdot 100 = 2,36\%$$

Выбираем 9 ответвление РПН, $K_{\text{тр}} = 10,63$

Определяем действительное напряжение на шинах НН $U_{10 \text{ дейст}}$, в кВ, по формуле

$$U_{10 \text{ дейст}} = \frac{U'_{10}}{k_{\text{тр}}} \quad (54)$$

$$U_{10 \text{ дейст}} = \frac{113,5}{10,63} = 10,68 \text{ кВ. Соответствует желаемому.}$$

Определяем действительное напряжение на шинах СН $U_{35 \text{ дейст}}$, в кВ, по формуле

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{U'_{35}}{K_{\text{тр}}} \quad (55)$$

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{114,2}{3,04} = 37,56 \text{ кВ}$$

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, $K_{тр} = 9,5$

Определяем действительные напряжения $U_{10 \text{ дейст}}$ и $U_{35 \text{ дейст}}$, в кВ, по формулам 54, 55

$$U_{10 \text{ дейст}} = \frac{100,5}{9,5} = 10,6. \text{ Соответствует желаемому.}$$

$$U_{35 \text{ дейст}} = \frac{101,4}{2,72} = 37,3$$

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

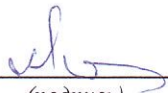
U _{ном} , кВ	Максимальный режим	Минимальный режим
	U _{жел} , кВ	
6	6,3 – 6,4	6,0 – 6,15
10	10,5 – 10,7	10,2 – 10,3
35	37 – 39	35 - 36
110	121 –122	115 –116

Рекомендуемая литература

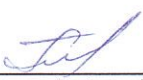
1. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред.проф.образования - М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 448 с.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. М.: КНОРУС, 2016. 645с. (Доступно в ЭБС «Book.ru»)
3. Файбисович 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.

Методические указания для студентов по выполнению курсового проекта 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 курсового проекта 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)