

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Р.А. Уфа, Н.М. Космынина,
А.А. Суворов, И.А. Разживин**

**ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2023

УДК 621.311.2.002.5(075.8)

ББК 31.277я73

У88

Уфа Р.А.

У88 Выбор коммутационного оборудования и токоведущих частей электрической части электростанции : учебное пособие / Р.А. Уфа, Н.М. Космынина, А.А. Суворов, И.А. Разживин ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2023. – 194 с.

ISBN 978-5-4387-1125-4

В пособии рассмотрены цели, задачи, основные правила и этапы проектирования электрической части электростанции, обозначены особенности функционирования и требования к выбору силового оборудования электростанции. Приводится методика выбора коммутационного оборудования, токоведущих частей, измерительных трансформаторов тока и напряжения и структурных схем распределительных устройств. В приложении даны справочные данные и параметры выбираемого коммутационного оборудования, токоведущих частей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также пример расчета токов короткого замыкания с помощью программного комплекса RastrWin.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлениям 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» уровней бакалавриата и магистратуры соответственно.

УДК 621.311.2.002.5(075.8)

ББК 31.277я73

Рецензенты

Доктор технических наук, доцент
заведующий кафедрой электроснабжения
и электротехники ИрНИТУ

К.В. Суслов

Кандидат технических наук, доцент
заместитель генерального директора – научный руководитель,
заведующий отделом постоянного тока ООО «НИИПТ»

Н.Г. Лозинова

ISBN 978-5-4387-1125-4

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2023

© Уфа Р.А., Космынина Н.М.,
Суворов А.А., Разживин И.А., 2023

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2023

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие разработано для обобщения и закрепления теоретических знаний, полученных студентами при изучении дисциплины «Электрическая часть станции и подстанции». Изложена методика выбора коммутационного оборудования и токоведущих частей электрической части электростанции. Материал может быть использован при проектировании и разработке технического проекта электрической части электрической станции, который должен отвечать требованиям надежной и безопасной работы электрической станции для выдачи генерируемой мощности и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В первом разделе пособия представлены расчетные условия для выбора электрических аппаратов и токоведущих частей первичных цепей по нормальным (продолжительным) и аварийным режимам работы, в частности при коротких замыканиях. Во втором разделе описаны основные принципы и этапы расчета токов короткого замыкания, в третьем – основные принципы и этапы выбора электрических аппаратов и токоведущих частей первичных цепей. В четвертом разделе приводятся указания по выбору измерительных аппаратов, а также анализу объема измерительных приборов. Обоснование выбора схем электрических соединений распределительных устройств электростанции дано в пятом разделе. В приложениях представлены порядок расчета токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin RastrKZ, расчетные формулы для определения параметров прямой, обратной и нулевой последовательностей, а также каталожные данные электрических аппаратов.

Раздел 1

ФОРМИРОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ВЫБОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ПЕРВИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

К электрическим аппаратам первичных цепей можно отнести [1–4]:

1. Коммутационные аппараты, обеспечивающие автоматическое или ручное отключение/включение электрической цепи. К коммутационным аппаратам выше 1 кВ относят: высоковольтные выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, плавкие предохранители; до 1 кВ: автоматические выключатели, рубильники, пакетные выключатели, переключатели, плавкие предохранители, автоматические станции противоаварийного управления.

2. Измерительные аппараты, в частности трансформатор напряжения, емкостный делитель напряжения, трансформатор тока, предназначенные для понижения высокого уровня тока/напряжения и питания установок вторичных цепей: измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики. Таким образом, данные аппараты обеспечивают гальваническую развязку между первичными и вторичными цепями, а также позволяют использовать для измерения на высоком напряжении и токе стандартные измерительные приборы: для непосредственного включения на высокое напряжение и ток потребовались бы очень громоздкие приборы и реле вследствие необходимости их выполнения с высоковольтной изоляцией и большого сечения токоведущих частей.

3. Токоограничивающие реакторы, используемые в электрических цепях для ограничения величины ударного тока короткого замыкания (КЗ): в современных электрических сетях, которые характеризуются сложнозамкнутой топологией, множественными параллельными связями, наличием мощных генераторов, значение токов КЗ может достигать больших значений, что требует использования дорогостоящих коммутационных аппаратов с высокой отключающей способностью.

К токоведущим частям первичных цепей относят шинные, кабельные и воздушные линии, применение которых определяется уровнем напряжения, значением рабочего тока, протяженностью, местными условиями эксплуатации.

Фрагмент схемы генераторного распределительного устройства (ГРУ) с обозначением электрических аппаратов представлен на рис. 1.1.

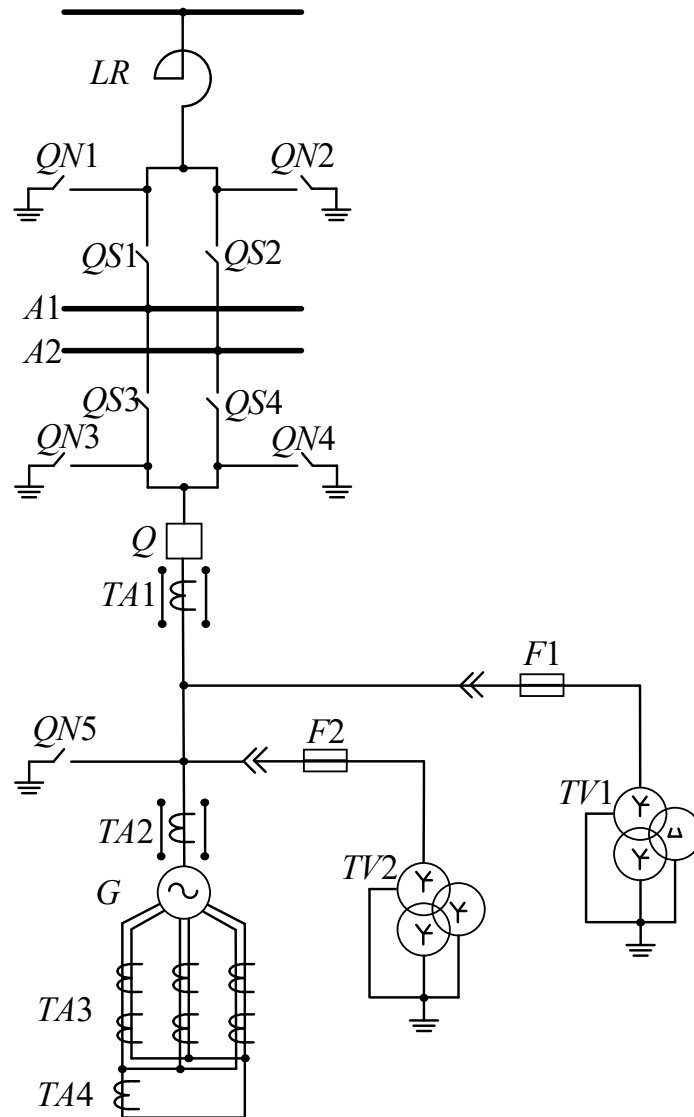


Рис. 1.1. Фрагмент схемы генераторного распределительного устройства с подключением электрических аппаратов

На рис. 1.1: LR – реактор (например, типа РТОС – реактор сухой однофазный токоограничивающий); $QN1$ – $QN5$ – короткозамыкатели; $QS1$ – $QS4$ – разъединители (например, типа РВРЗ – разъединитель внутренней установки рубящего типа с заземлителями); $A1$, $A2$ – первая и вторая системы шин; Q – высоковольтный выключатель (например, типа ВГГ – элегазовый генераторный выключатель); $TA1$ – измерительные трансформаторы тока (например, типа ТШЛ – трансформатор тока сборный с литой изоляцией, встраиваемый в закрытые шинопроводы); $F1$ и $F2$ – предохранители плавкие на выкатной тележке; $TV1$ – измерительные трансформаторы напряжения (например, типа ЗНОМ – однофазный заземляемый масляный трансформатор напряжения); $TV2$ – измерительные трансформаторы напряжения (например, типа ЗОМ – однофазный заземляемый масляный трансформатор напряжения,

предназначенный для комплектации трансформаторов напряжения серии ЗНОМ); *T42* – измерительные трансформаторы тока (например, типа ТНПШ – трансформатор тока нулевой последовательности, с подмагничиванием переменным током, шинный, охватывающий две жилы кабеля); *G* – синхронная машина (генератор); *T43* – измерительные трансформаторы тока (например, типа ТШЛ – трансформатор тока сборный с литой изоляцией, встраиваемый в закрытые шинопроводы); *T44* – измерительные трансформаторы тока (например, типа ТШЛЮ – трансформатор тока шинный, с плавкой изоляцией, подключаемый в нулевой провод/нейтраль).

Общими для всего оборудования электростанции и подстанции являются следующие требования [5–8]:

1. Оборудование должно обладать достаточной электрической прочностью, чтобы проводить длительно допустимый (рабочий) ток без чрезмерного повышения температуры токоведущих частей.

2. Токоведущие части оборудования должны обладать достаточной термической и электродинамической стойкостью к возможному кратковременному повышению длительно допустимого (рабочего) тока, а также к токам КЗ.

В частности, силовое оборудование (генераторы, трансформаторы), электрические аппараты и токоведущие части (шины, провода, кабели) должны быть выбраны по условиям нормальной, длительно допустимой работы (соответствие номинальному и наибольшему рабочему току) и проверены по условиям КЗ (термическая и электродинамическая стойкость, отключающая/коммутационная способность) в соответствии с указаниями «Правил устройств электроустановок» и других нормативных документов [1, 6, 9, 10].

Необходимым является определение расчетных рабочих токов каждого присоединения, токов КЗ и сопоставление их с соответствующими паспортными (каталожными) параметрами конкретного оборудования. Соответственно, расчетное значение должно быть меньше, чем паспортное, чтобы предотвратить нежелательное термическое воздействие.

3. Изоляция всего оборудования должна обладать достаточной электрической прочностью к длительно приложенному напряжению, а также к возможному кратковременному перенапряжению.

Необходимым является определение номинального и наибольшего рабочего напряжения в электрической цепи.

Отметим, что ГОСТ 29322–2014 [11] и ГОСТ Р 57382–2017 [12] определяют шкалу стандартизированных в России номинальных напряжений, в соответствии с которой изготавливается все электрооборудование. Кроме этого, регламентируется по величине и длительности допустимое повышение уровня линейного напряжения для каждого значения номинального напряжения (табл. 1.1–1.3).

Таблица 1.1

Шкала стандартизированных номинальных напряжений

$U_{\text{ном_лин}}$, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
60	72,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787
1150	1200

Таблица 1.2

Допустимые по величине и длительности повышения напряжения сетей 110...330 кВ

$U_{\text{ном_лин}}$, кВ	Допустимое повышение напряжения не более, при длительности t							
	20 мин ⁽¹⁾		20 с ⁽²⁾		1 с		0,1 с	
110...330	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З
	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00

Примечания: ¹ – количество повышений напряжения не должно быть более 50 в течение одного года; ² – количество повышений напряжения не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух – в течение суток.

Кроме этих общих требований к оборудованию предъявляется ряд частных требований, которые будут рассмотрены в соответствующих разделах настоящего пособия, например, отключающая способность или время отключения высоковольтных выключателей, класс точности, условия эксплуатации и др.

В данном пособии не рассматриваются особенности выбора электрических аппаратов (в частности, разрядники, ограничители перенапряжения) и элементов (в частности, молниеотводы) для ограничения и защиты от перенапряжений, а также особенности выбора других элементов распределительного устройства электростанции и подстанции (например, аккумуляторные батареи, изоляторы и др.).

Таблица 1.3

Допустимые по величине и длительности повышения напряжения сетей 500 и 750 кВ

Допустимое повышение напряжения не более, при длительности t и количестве повышений в год n		$U_{\text{ном_лин}}, \text{ кВ}$			
		500		750	
t	n	Ф-Ф	Ф-З	Ф-Ф	Ф-З
8 ч	≤ 200	1,025	1,025	1,025	1,025
3 ч	≤ 125	1,05	1,05	1,05	1,05
1 ч	≤ 75	1,075	1,075	1,075	1,075
20 мин	≤ 50	1,01	1,01	1,01	1,01
5 мин	≤ 7	1,15	1,15	1,15	1,15
1 мин	≤ 5	1,20	1,20	1,20	1,20
20 с	≤ 5	1,25	1,25	1,25	1,25
1 с	–	1,50	1,50	1,50	1,50
0,1 с	–	1,67	1,50	1,76	1,58

1.1. Продолжительные режимы работы электростанции

Согласно ГОСТ 18311–80 [13, с. 12], «продолжительным режимом работы электротехнического устройства называют такой режим, при котором работы с практически неизменной нагрузкой продолжается не менее, чем это необходимо для достижения электротехническим устройством практически неизменной установившейся температуры при практически неизменной температуре окружающей среды».

В свою очередь, продолжительный режим включает нормальный, ремонтный и послеаварийный режимы работы электротехнического устройства:

1. Нормальный режим – режим работы, который характеризуется рабочими (ограниченными допустимыми пределами) значениями всех параметров. При этом режиме все оборудование подключено и функционирует без каких-либо перегрузок. Нормальный режим характеризуется протеканием рабочего или наибольшего (допустимого верхнего предела изменения) рабочего тока ($I_{\text{норм}}$), который используется для обоснования выбора токоведущих частей.

2. Ремонтный режим – режим работы, при котором обеспечивается работа оборудования, но часть его элементов находится в состоянии предупредительного (планового профилактического) или аварийного (капитального) ремонта. Ввиду отключенного состояния оставшаяся в работе

часть элементов оборудования находится под повышенной нагрузкой. Соответственно, в таком режиме для выбора токоведущих частей оборудования используют наибольший ток ремонтного режима ($I_{\text{рем.маx}}$).

3. Послеаварийный режим – режим работы, при котором обеспечивается работа оборудования, но часть его элементов выведена в ремонт или из строя вследствие аварийного отключения. В таком режиме токоведущие части оборудования также подвержены перегрузкам и характеризуются наибольшим током послеаварийного режима ($I_{\text{ав.маx}}$).

1.2. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по продолжительным режимам работы

Обозначенные токи являются расчетными для выбора токоведущих частей оборудования: $I_{\text{норм}}$ и наибольшее из значений $I_{\text{рем.маx}}$ или $I_{\text{ав.маx}}$, расчетные формулы которых в зависимости от рассматриваемого оборудования представлены ниже:

1. Цепь генератора:

- наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$, А:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном}_G} = \frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}_G}},$$

где $I_{\text{ном}_G}$ – номинальный ток генератора; $P_{\text{ном}_G}$ – номинальная активная мощность генератора; $U_{\text{ном}_G}$ – номинальное напряжение генератора; $\cos \varphi_{\text{ном}_G}$ – номинальный коэффициент мощности генератора;

- наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима $I_{\text{маx}}$, А:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном}_G} = \frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном}_G}}.$$

В практических задачах для цепей генераторов принято определять величину $I_{\text{маx}}$ при снижении $U_{\text{ном}_G}$ на 5 %.

2. Цепь двухобмоточного трансформатора связи на электростанции:

- наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$, А:

$$I_{\text{норм}_T} = I_{\text{норм}_T(\text{ВН})} = \frac{S_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_T(\text{ВН})}};$$

$$I_{\text{норм}_T} = I_{\text{норм}_T(\text{НН})} = \frac{S_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_T(\text{НН})}},$$

где $I_{\text{норм}_T(\text{НН})}$ и $I_{\text{норм}_T(\text{ВН})}$ – номинальные токи сторон высшего напряжения (ВН) и низшего напряжения (НН) трансформатора; $S_{\text{ном}_T}$ – номинальная мощность трансформатора; $U_{\text{ном}_T(\text{ВН})}$ и $U_{\text{ном}_T(\text{НН})}$ – номинальные напряжения сторон ВН и НН трансформатора;

- наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима I_{max} , А:

$$I_{\text{max}} = k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{норм}_T},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент, учитывающий допустимые перегрузки трансформатора.

Известно, что традиционно все силовые трансформаторы, в частности, трансформаторы связи, работают по параллельно. Поэтому при определении I_{max} необходимо учитывать возможное (временное) отключение одного из параллельно работающих трансформаторов и, соответственно, перегрузку оставшегося в работе трансформатора. Согласно ГОСТ 14209–85 [14], при работе трансформаторов в зависимости от условий эксплуатации (условий окружающей среды, характеристик работы трансформатора и его типа, вида системы охлаждения, графика потребителей электроэнергии) различают аварийную перегрузку (допустимую длительную) и систематическую.

При этом аварийная перегрузка может составлять до 40 % от $S_{\text{ном}_T}$. Согласно стандарту организации ПАО «ФС ЕЭС» [15], значение коэффициента допустимой перегрузки при работе трансформатора с коэффициентом трансформации, отличным от номинального, определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{доп}} = \frac{I_{\text{max}}}{I_{\text{ном}_\text{отв}}},$$

где $I_{\text{ном}_\text{отв}}$ – номинальный ток ответвления обмотки.

В рамках учебного проектирования при отсутствии данных о значениях допустимых перегрузок трансформатора можно принять значение $k_{\text{доп}}$ равным 1,3...1,4.

3. Цепь двухобмоточного трансформатора связи на подстанции. При расчетах используют значение номинальной мощности трансформатора, следующего по шкале ГОСТа номинальных мощностей трансформаторов ($S'_{\text{ном}_T}$). Это необходимо для учета возможного (перспективного) увеличения мощности потребителей [15].

$$I_{\text{норм}_T} = (0,65 \dots 0,7) \cdot \frac{S'_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_T}};$$

$$I_{\text{max}} = k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{норм}_T} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{норм}_T}.$$

4. Цепь трехобмоточного трансформатора связи на подстанции:

- на стороне ВН:

$$I_{\text{норм}_T(\text{ВН})} = (0,65 \dots 0,7) \cdot \frac{S'_{\text{норм}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T(\text{ВН})}};$$

$$I_{\text{max}} = k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{норм}_T(\text{ВН})} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{норм}_T(\text{ВН})};$$

- на стороне среднего напряжения (СН) и НН при установке двух трансформаторов по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора:

$$I_{\text{норм}_T(\text{СН})} = \frac{S'_{\text{н(СН)}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T(\text{СН})}};$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}_T(\text{СН})};$$

$$I_{\text{норм}_T(\text{НН})} = \frac{S'_{\text{н(НН)}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T(\text{НН})}};$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}_T(\text{НН})},$$

где $S'_{\text{н(СН)}}$ и $S'_{\text{н(НН)}}$ – наибольшая перспективная нагрузка на СН и НН, соответственно.

5. Цепь автотрансформатора связи на подстанции:

- для определения токов на стороне ВН и СН ($I_{\text{норм}_T(\text{ВН})}$ и $I_{\text{норм}_T(\text{СН})}$) и ($I_{\text{max}(\text{ВН})}$ и $I_{\text{max}(\text{СН})}$) применяют следующие выражения:

$$I_{\text{норм}_T(\text{ВН})} = (0,65 \dots 0,7) \cdot \frac{S'_{\text{норм}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T}};$$

$$I_{\text{max}(\text{ВН})} = k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{норм}_T(\text{ВН})} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{норм}_T(\text{ВН})};$$

$$I_{\text{норм}_T(\text{СН})} = (0,65 \dots 0,7) \cdot \frac{S'_{\text{норм}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T(\text{СН})}};$$

$$I_{\text{max}(\text{СН})} = k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{норм}_T(\text{СН})} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{норм}_T(\text{СН})};$$

- на стороне НН при установке двух трансформаторов по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора:

$$I_{\text{норм}_T(\text{НН})} = \frac{S'_{\text{н(НН)}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T(\text{НН})}};$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{\text{норм}_T(\text{НН})},$$

где $S_{\text{н(НН)}}$ – наибольшая перспективная нагрузка на НН.

6. Цепь трехобмоточного трансформатора связи или автотрансформатора на электростанции:

- для блока генератор-трансформатор на стороне НН:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{норм}_T} = \frac{P_{\text{норм}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_G} \cdot \cos_{\text{норм}_G}};$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\text{норм}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_G} \cdot 0,95 \cdot \cos_{\text{норм}_G}};$$

- при поперечных связях между генераторами по номинальной мощности (номинальному току) трансформатора с учетом $k_{\text{доп}}$:

$$I_{\text{норм}_T(\text{ВН})} = I_{\text{норм}_T(\text{НН})};$$

$$I_{\text{норм}_T(\text{НН})} = I_{\text{норм}_T(\text{НН})};$$

- при поперечных связях между генераторами, при работе двух трансформаторов и отсутствии связи с энергосистемой по наибольшей перспективной нагрузке на стороне СН:

$$I_{\text{норм}_T(\text{СН})} = \frac{S_{\text{н(СН)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_T(\text{СН})}};$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{\text{норм}_T(\text{СН})},$$

где $S_{\text{н(СН)}}$ – наибольшая перспективная нагрузка на СН;

- в случае наличия связи с энергосистемой, передачи мощности между сторонами ВН и СН и при наличии поперечной связи между генераторами:

$$I_{\text{норм}_T(\text{СН})} = I_{\text{норм}_T(\text{СН})};$$

$$I_{\max} = 2 \cdot I_{\text{норм}_T(\text{СН})}.$$

7. Цепи присоединений воздушных и кабельных линий:

- для одиночной линии токи определяются по мощности наиболее крупного потребителя (наибольшей нагрузке) потребителя:

$$I_{\text{норм}_\text{ЛЭП}} = I_{\text{норм}_\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}_\text{н}}};$$

$$I_{\max} = I_{\text{норм}_\text{ЛЭП}},$$

где $S_{\text{н}}$ – наибольшая нагрузка/мощность потребителей, присоединенных к линии; $U_{\text{норм}_\text{н}}$ – номинальное напряжение потребителя;

- если цепь состоит из нескольких параллельных линий, то токи определяются по режиму, в котором одна из линий отключена (например, при выводе в ремонт или отключении):

$$I_{\text{норм_ЛЭП}} = I_{\text{ном_н}} = \frac{S_{\text{н}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном_н}}};$$

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм_ЛЭП}},$$

где n – количество параллельных линий.

8. Сборные шины, цепи секционных, шиносоединительных выключателей: по наиболее мощному оборудованию (генератор, трансформатор):

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{норм_агр}} = \frac{S_{\text{агр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм_агр}}};$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}},$$

где $S_{\text{агр}}$ – мощность самого агрегата.

9. Цепь сдвоенного токоограничивающего реактора:

- по мощности всех потребителей, присоединенных к ветви реактора:

$$I_{\text{норм_Р}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном_н}}};$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм_Р}};$$

- при отключении одного из потребителей (линий):

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм_ЛЭП}},$$

где n – количество потребителей.

Известно, что протекающий по проводнику ток вызывает нагрев токоведущих частей и электрического аппарата: с увеличением тока повышается выделение тепла, теплоотдача, и, соответственно, температура [3, 4, 16].

Температуру частей аппаратов или токоведущих частей при длительной работе ограничивают, чтобы:

- 1) обеспечить экономически целесообразный срок службы изоляции;
- 2) обеспечить надежную работу контактной системы;
- 3) не допустить заметного снижения механических свойств металла.

Кроме этого, нормируется температура окружающей среды. Так, температура аппаратов или токоведущих частей определяется температурой воздуха ϑ_0 и величиной превышения температуры аппарата или токоведущих частей над температурой воздуха Δ :

$$\vartheta = \vartheta_0 + \Delta,$$

где ϑ – температура окружающей среды.

В большинстве случаев можно приближенно принять, что теплоотдача является функцией превышения температуры. В установившемся состоянии количество выделяемого и отдаваемого тепла равны. Следовательно, превышение температуры Δ является функцией только рабочего тока – $\Delta = f(I_{\text{раб}})$ и не зависит от температуры воздуха при изменении последней в нескольких пределах: чем выше температура воздуха, тем меньше должны быть превышение температуры и рабочий ток для аппарата заданного типа, чтобы его температура оставалась ниже допустимой. При проектировании аппарата приходится учитывать также температуру воздуха: чем выше температура воздуха, тем меньше располагаемое превышение температуры и тем больше расход проводникового материала при заданном рабочем токе.

Нормы устанавливают номинальную температуру воздуха, близкую к максимально возможной для средней полосы РФ, в частности +35 °С. При данной температуре нормирован номинальный ток аппаратов. Допустимый длительный ток для токоведущих частей (провода, шины, кабели) нормируется при температуре окружающего воздуха +25 °С, земли +15 °С, воды +15 °С, жил +65 °С [1].

При этом:

1) если температура окружающей среды значительно отличается от номинальных значений (районы Крайнего Севера, вечной мерзлоты, тропики и т. д.), то при определении допустимых длительных токов (токовых нагрузок) на кабели, шины, неизолированные провода, за исключением проводов воздушных линий электропередачи, вводятся поправочные коэффициенты;

2) если температура воздуха существенно отличается от номинальной (нормированной) температуры (равной +35 °С), то номинальный и допустимый длительный токи должны быть пересчитаны [1, 12]:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{дл.доп}} - 35}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток; $\vartheta_{\text{дл.доп}}$ – допустимая температура окружающей среды при протекании длительно допустимого тока.

Принимая допустимую температуру для частей аппаратов, равной $+70$ °С, значение допустимого длительного тока

$$I_{\text{доп}} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - \vartheta_0}.$$

При $\vartheta_0 = +45$ °С:

$$I_{\text{доп}} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - \vartheta_0} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - 45} = 0,85 \cdot I_{\text{ном}}.$$

При $\vartheta_0 = +25$ °С:

$$I_{\text{доп}} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - \vartheta_0} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - 25} = 1,14 \cdot I_{\text{ном}}.$$

При $\vartheta_0 = +15$ °С:

$$I_{\text{доп}} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - \vartheta_0} = 0,17 \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{70 - 15} = 1,26 \cdot I_{\text{ном}}.$$

Видно, что при снижении температуры значение допустимого длительного тока аппарата может быть увеличено. Отметим, что при температуре ниже $+35$ °С необходимо выполнять условие

$$I_{\text{доп}} < 1,2 \cdot I_{\text{ном}}.$$

Как было отмечено ранее, общим для всех режимов является оценка номинального и наибольшего рабочего напряжения. Изоляция оборудования электростанции и подстанции должна соответствовать номинальному и наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению электрической сети:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad U_{\text{уст(доп)}} \leq U_{\text{н.р}},$$

где $U_{\text{уст}}$ и $U_{\text{уст(доп)}}$ – номинальное и наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение установки/электрической сети (места подключения); $U_{\text{ном}}$ и $U_{\text{н.р}}$ – номинальное и наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение электрооборудования.

Пример 1

Приведем пример расчета наибольшего рабочего тока и максимально допустимого тока участков для конденсационной электростанции (КЭС) (рис. 1.2, табл. 1.4, 1.5).

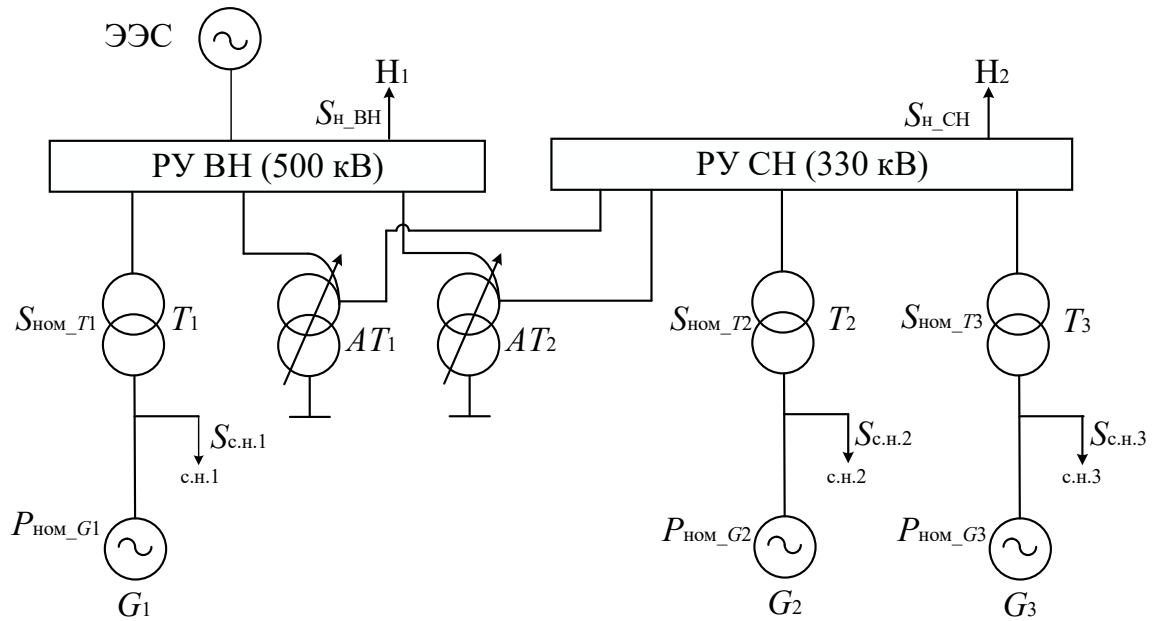


Рис. 1.2. Схема КЭС

Таблица 1.4

Расчетные формулы для определения наибольшего рабочего тока и максимально допустимого тока присоединений и сборных шин для схемы КЭС

	Присоединение, сборные шины	$I_{\text{норм}}$	I_{max}
1	Генератор (G_1, G_2, G_3)	$\frac{P_{\text{НОМ}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_G} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}_G}}$	$\frac{P_{\text{НОМ}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_G} \cdot 0,95 \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}_G}}$
2	Трансформатор блочный (T_1, T_2, T_3)		
	сторона НН	$\frac{S_{\text{НОМ}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{НН}}}$	$\frac{S_{\text{НОМ}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{НН}} \cdot 0,95}$
	сторона ВН	$\frac{S_{\text{НОМ}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{ВН}}}$	$\frac{S_{\text{НОМ}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{ВН}} \cdot 0,95}$
3	Автотрансформатор связи (AT_1, AT_2)		
	сторона СН	$\frac{S_{\text{НОМ}_\text{AT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{СН}}}$	$k_{\text{доп}} \cdot I_{\text{норм}}$
4	Нагрузка РУ ВН 330 кВ (H_1)	$\frac{S_{\text{H}_\text{ВН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{H}_\text{ВН}}}$, n – количество линий (нагрузок)	$\left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot I_{\text{норм}}$

Окончание табл. 1.4

	Присоединение, сборные шины	$I_{\text{норм}}$	I_{max}
5	Нагрузка РУ СН 110 кВ (Н ₂)	$\frac{S_{\text{н. СН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н. СН}}}$ n – количество линий (нагрузок)	$\left(\frac{n}{n-1} \right) \cdot I_{\text{норм}}$
6	Сборные шины РУ ВН 330 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по нормальному (максимальному) току наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	
7	Сборные шины РУ СН 110 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по нормальному (максимальному) току наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	

Таблица 1.5

Пример расчета наибольшего рабочего тока и максимально допустимого тока присоединений и сборных шин для схемы КЭС

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	$I_{\text{норм}}$, кА	Развернутая формула	I_{max} , кА
G_1	Генератор	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85}$	9,06	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85 \cdot 0,95}$	9,54
G_2	Генератор	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85}$	9,06	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85 \cdot 0,95}$	9,54
G_3	Генератор	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85}$	9,06	$\frac{210}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85 \cdot 0,95}$	9,54
	Блочный трансформатор:				
T_1	сторона НН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75}$	9,16	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95}$	9,65
	сторона ВН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 330}$	0,43	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95}$	1,45
T_2, T_3	сторона НН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75}$	9,16	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95}$	9,65
	сторона ВН	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110}$	1,31	$\frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95}$	1,38

Обозначение на схеме	Присоединение, сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	$I_{\text{номр}}, \text{кА}$	Развернутая формула	$I_{\text{мах}}, \text{кА}$
T_4	Автотрансформатор связи				
	сторона СН	$\frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110}$	0,656	$0,656 \cdot 1,4$	0,918
H_1	Нагрузка на РУ СН 330 кВ	$\frac{210}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 330}$	0,092	$\left(\frac{4}{4-1}\right) \cdot 0,092$	0,12
H_2	Нагрузка на РУ СН 110 кВ	$\frac{282,98}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 110}$	0,248	$\left(\frac{6}{6-1}\right) \cdot 0,248$	0,297
РУ СН 330 кВ	Сборные шины	–	0,43	–	1,45
РУ СН 110 кВ	Сборные шины	–	1,31	–	1,38

Пример 2

Приведем пример расчета наибольшего рабочего тока и максимально допустимого тока участков для теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) (рис. 1.3, табл. 1.6, 1.7).

Таблица 1.6

Расчетные формулы для определения наибольшего рабочего тока и максимально допустимого тока присоединений и сборных шин для схемы ТЭЦ

	Присоединение, сборные шины	$I_{\text{номр}}$	$I_{\text{мах}}$
1	Генератор (G_1, G_2, G_3)	$\frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot \cos\varphi_{\text{ном}_G}}$	$\frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot 0,95 \cdot \cos\varphi_{\text{ном}_G}}$
2	Трансформатор связи (T_1, T_2)		
	сторона НН	$\frac{S_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_\text{НН}}}$	$\frac{S_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_\text{НН}} \cdot 0,95}$
	сторона СН	$\frac{S_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_\text{СН}}}$	$\frac{S_{\text{ном}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_\text{СН}} \cdot 0,95}$

	сторона ВН	$\frac{S_{\text{НОМ}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{ВН}}}$	$\frac{S_{\text{НОМ}_T}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}_\text{ВН}} \cdot 0,95}$
3	Секционный токоограничивающий реактор (LR_1, LR_2)	$I_{\text{НОМ}} = (0,5 - 0,7) \cdot I_{\text{НОМ}_G}$	—
4	Нагрузка на РУ ВН 110 кВ (H_3)	$\frac{S_{\text{н}_\text{ВН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}_\text{ВН}}}$, где n – количество линий (нагрузок)	$\left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot I_{\text{НОМ}}$
5	Нагрузка на РУ СН 35 кВ (H_2)	$\frac{S_{\text{н}_\text{СН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}_\text{СН}}}$, где n – количество линий (нагрузок)	$\left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot I_{\text{НОМ}}$
6	Нагрузка на ГРУ (НН) 10,5 кВ (H_1)	$\frac{\Sigma S_{\text{н}_\text{НН}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}_\text{НН}}}$, где n – количество линий (нагрузок); $\Sigma S_{\text{н}_\text{НН}}$ – суммарная мощность нагрузки на ГРУ (НН)	$\left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot I_{\text{НОМ}}$
7	Сборные шины РУ ВН 110 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по току нормальному (максимальному) наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	
8	Сборные шины РУ СН 35 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по току нормальному (максимальному) наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	
9	Сборные шины ГРУ (НН) 10,5 кВ	Нормальный (максимальный) ток определяется по току нормальному (максимальному) наиболее мощного присоединения, подключенного к рассматриваемым сборным шинам	

Таблица 1.7

Пример расчета наибольшего рабочего тока и максимально допустимого тока присоединений и сборных шин для схемы ТЭЦ

Обозначение на схеме	Присоединение сборные шины	Нормальный режим		Утяжеленный режим	
		Развернутая формула	$I_{\text{номр}}, \text{кА}$	Развернутая формула	$I_{\text{макс}}, \text{кА}$
G_1	Генератор	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8}$	6,87	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	7,23
G_2	Генератор	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8}$	6,87	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	7,23
G_3	Генератор	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8}$	6,87	$\frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95}$	7,23
T_1, T_2	Трансформатор связи:				
	сторона НН	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5}$	4,4	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95}$	4,63
	сторона СН	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 35}$	1,32	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,95}$	1,39
	сторона ВН	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110}$	0,42	$\frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95}$	0,44
LR_1, LR_2	Секционный токоограничивающий реактор	$(0,5 - 0,7) \cdot 6,87$	$(3,43 - 4,81)$	–	–
H_3	Нагрузка на РУ ВН 110 кВ	$\frac{160}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110}$,	2,1	$\left(\frac{4}{4-1}\right) \cdot 2,1$	2,8
H_2	Нагрузка на РУ СН 35 кВ	$\frac{92}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 35}$,	0,12	$\left(\frac{12}{12-1}\right) \cdot 0,248$	0,14
H_1	Нагрузка на ГРУ (НН) 10,5 кВ	$\frac{144}{12 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5}$,	0,248	$\left(\frac{6}{6-1}\right) \cdot 0,248$	0,297
РУ ВН 110 кВ	Сборные шины	–	2,1	–	2,8
РУ СН 35 кВ	Сборные шины	–	0,12	–	0,14
ГРУ (НН) 10,5 кВ	Сборные шины	–	0,248	–	0,297

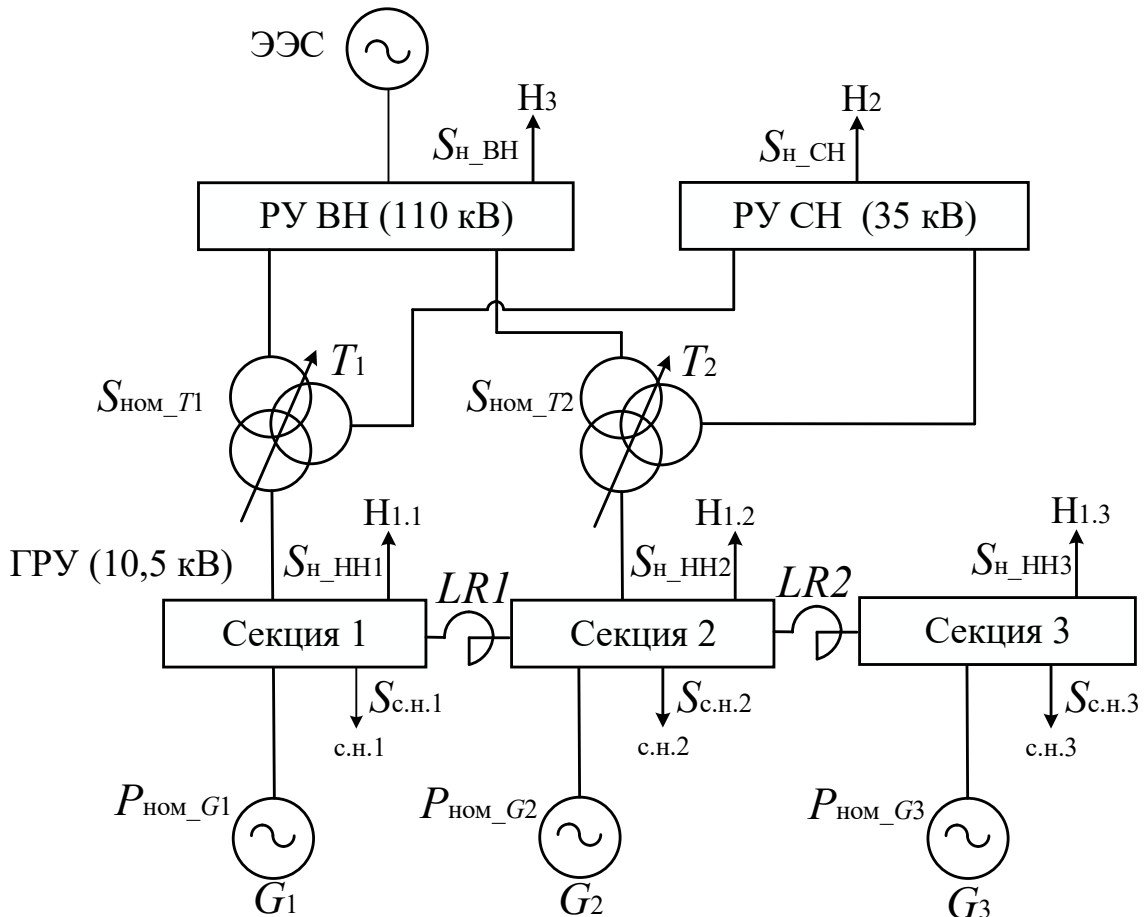


Рис. 1.3. Схема ТЭЦ

1.3. Режим короткого замыкания

Ток КЗ вызывает повышенный нагрев токоведущих частей, что приводит к увеличению потерь электроэнергии, ускоряет старение и разрушение изоляции, приводит к потере механической прочности токоведущих частей и электрических аппаратов. Сопровождающее КЗ резкое снижение напряжения приводит к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов электростанции, возникновению системных и каскадных аварий, к уменьшению вращающегося момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности и даже к их полному останову [17, 18].

Поэтому расчет токов КЗ имеет важное значение и является неотъемлемой частью:

- 1) при выборе схем электрических соединений;
- 2) выборе оборудования, аппаратов и токоведущих частей;
- 3) выявлении условий работы потребителей при аварийных режимах;
- 4) расчете параметров срабатывания устройств релейной защиты;
- 5) расчете параметров систем автоматического регулирования, например систем регулирования возбуждения синхронных машин;

б) анализе устойчивости работы электроэнергетических систем в целом.

Возникновение КЗ сопровождается переходным процессом, который в электрической цепи с параметрами $r_{КЗ}$ и $L_{КЗ}$ описывается дифференциальным уравнением первого порядка:

$$U(t) = i_{КЗ}(t) \cdot r_{КЗ} + L_{КЗ} \cdot \frac{di_{КЗ}(t)}{dt}.$$

Решение такого уравнения складывается из общего решения однородного уравнения (с нулевой правой частью) и частного решения неоднородного уравнения.

Полный ток КЗ может быть представлен суммой периодической (принужденной, вынужденной) и аperiodической (свободной) составляющих:

$$\begin{aligned} i_{КЗ}(t) &= i_{П}(t) + i_a(t) = \frac{U_m(t)}{Z_{КЗ}} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{КЗ}) + i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} = \\ &= I_m(t) \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{КЗ}) + i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \end{aligned}$$

где $i_{КЗ}(t)$ – полный ток КЗ; $i_{П}(t)$ – мгновенное значение периодической составляющей; $i_a(t)$ – мгновенное значение аperiodической составляющей; $U_m(t)$ – амплитудное значение фазного напряжения источника; $I_m(t)$ – амплитудное значение периодической составляющей тока; $Z_{КЗ} = r_{КЗ} + j\omega L_{КЗ}$ – полное сопротивление присоединенного к источнику участка цепи (цепи КЗ); α – фазовый угол напряжения источника в момент $t = 0$; $\varphi_{КЗ}$ – угол сдвига тока в цепи КЗ относительно напряжения источника той же фазы; i_{a0} – начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент $t = 0$; $T_a = L_{КЗ}/r_{КЗ}$ – постоянная времени цепи КЗ.

Величина i_{a0} в каждой фазе определяется согласно следующему уравнению:

$$i_{a0} = i_{КЗ0} - i_{П0},$$

где $i_{КЗ0}$ – начальное значение тока КЗ, которое с учетом невозможности изменения тока в цепи с индуктивностью $L_{КЗ}$ скачком равно току предшествующего режима в данной фазе в момент $t = 0(i_0)$; $i_{П0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, которое может быть определено на основании следующего выражения:

$$i_{П0} = I_{Пm} \cdot \sin(\alpha - \varphi_{КЗ}).$$

Учитывая, что $r_{кз} \ll \omega L_{кз}$ (то есть $\varphi_{кз} \approx 90^\circ$), максимальное значение тока i_{a0} будет в том случае, если напряжение в момент возникновения КЗ проходит через нулевое значение ($\alpha = 0$) и тока в цепи до КЗ нет, то есть $i_0 = 0$. В этом случае: $i_{a0} = i_{П0}$ (рис. 1.4).

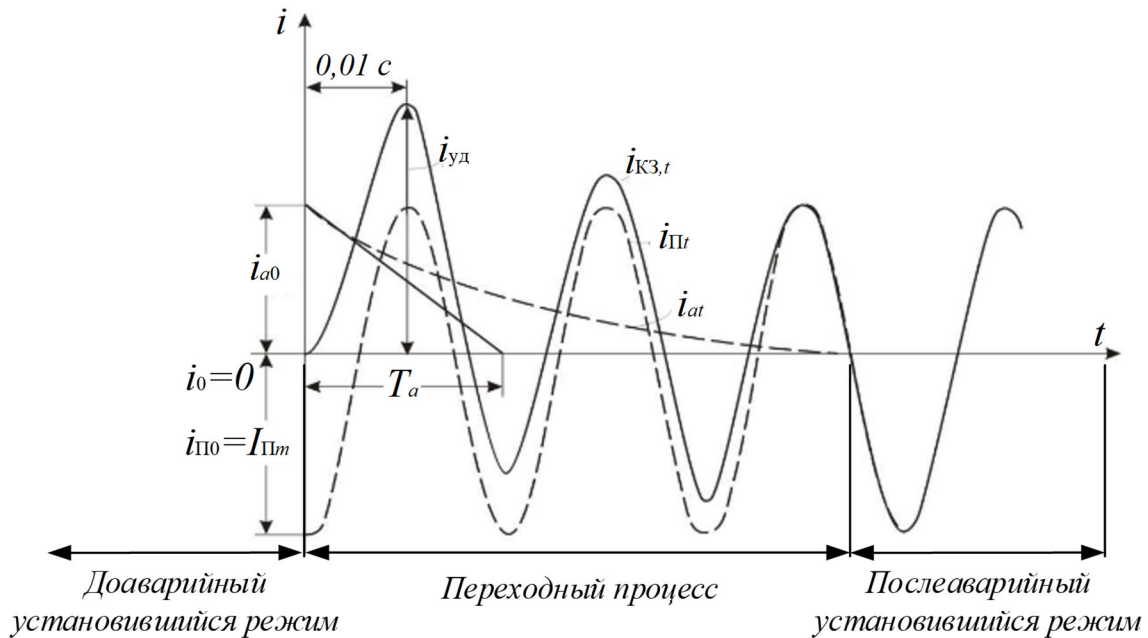


Рис. 1.4. Осциллограмма тока КЗ

В практических расчетах принято, что максимальное мгновенное значение полного тока (ударный ток – i_y) наступает при наибольшем значении аперриодической составляющей тока КЗ i_a и через половину периода основной частоты (то есть через 0,01 с для тока частотой 50 Гц) после начала процесса КЗ: амплитуда периодической составляющей тока КЗ $i_{Пt}$ в момент времени $t = 0,01$ с равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

Аперриодическая составляющая тока КЗ i_a – свободная составляющая тока КЗ, изменяющаяся во времени без перемены знака и затухающая практически до нуля через постоянную времени T_a .

Периодическая составляющая тока КЗ рабочей частоты $i_{Пt}$ – составляющая тока КЗ, изменяющаяся по периодическому закону с рабочей частотой. В первый момент времени представляет собой начальный ток КЗ. Периодическая составляющая тока КЗ используется при выборе уставок и проверке чувствительности устройств релейной защиты.

Установившимся называется периодический ток КЗ после окончания переходного процесса, обусловленного затуханием аперриодической составляющей и действием автоматики регулирования возбуждения синхронной машины.

Известно, что затухание аperiodической составляющей происходит значительно быстрее, чем затухание периодической составляющей. Поэтому, учитывая этот факт, а также кратковременность электродинамического действия тока, для упрощения задачи определения значения тока КЗ можно пренебречь затуханием периодической составляющей тока. Такое допущение является утяжеляющим, так как оно ведет к увеличению прогиба шин и изоляторов, следовательно, и механических напряжений в материале.

При выборе аппаратов, проводников и изоляторов необходимо для каждого присоединения распределительного устройства определить:

1) периодическую составляющую тока КЗ (действующее значение) $I_{\text{п0}}$;

2) наибольшее значение полного тока КЗ – ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}$;

3) действующее значение полного тока КЗ в момент размыкания контактов выключателя – расчетный отключаемый ток $I_{\text{откл.расч}}$ (для выбора выключателя);

4) интеграл Джоуля $V_{\text{кз}}$, или тепловой импульс тока КЗ, который показывает количество тепла, выделяющееся в проводнике с заданным сопротивлением и использующееся в расчетах для оценки термической стойкости аппаратов и токоведущих частей.

Для расчета обозначенных параметров необходимо:

1) составить расчетную схему, которая учитывает такой режим работы силового оборудования, аппаратов и токоведущих частей, при котором будет протекать наибольший ток КЗ. При этом кратковременные режимы работы оборудования и сети в целом, а также не предусмотренные для длительной эксплуатации режимы работы не учитываются;

2) определить место (расчетная точка КЗ), при возникновении возмущения в котором через аппарат или токоведущую часть будет протекать наибольший ток [2];

3) определить расчетный вид КЗ: обычно это трехфазное КЗ (сети напряжением до 35 кВ включительно), по этому виду КЗ оценивают термическую и электродинамическую стойкость аппаратов и токоведущих частей, а также отключающую способность выключателей.

Для сетей с эффективно заземленной нейтралью (сети напряжением 110 кВ и выше) отключающую способность выключателей оценивают по наиболее более тяжелому режиму (в частности, при трехфазном и однофазном КЗ).

Для цепей ГРУ термическая стойкость оценивается по времени действия резервной защиты генератора (для генераторов мощностью 60 МВт и выше $t_{\text{откл}} = 4$ с) [1]. Поэтому для цепи генератора следует рассмотреть трехфазное и двухфазное КЗ. Отметим, что при трехфазном КЗ

вблизи генераторов затухание тока происходит быстрее, чем при двухфазном [4]. На рис. 1.5 представлены кривые, изображающие изменение периодической составляющей тока КЗ во времени при трехфазном и двухфазном КЗ. Видно, что установившееся значение тока трехфазного КЗ меньше, чем двухфазное КЗ. Поэтому термическое воздействие на аппарат или токоведущую часть больше: при малой длительности тока КЗ большее влияние оказывает трехфазное замыкание, при длительном замыкании – двухфазное замыкание.

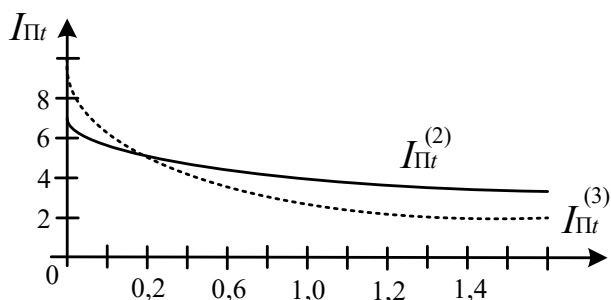


Рис. 1.5. Изменение тока турбогенератора при двухфазном и трехфазном КЗ на его выводах

При удаленном замыкании затухание тока КЗ незначительно или совсем отсутствует. В связи с этим для этих условий расчетным является трехфазное замыкание.

Кроме этого, учитывая быстрдействие устройств релейной защиты силового оборудования и то, что при проверке на электродинамическую стойкость расчетным является трехфазный вид КЗ, то целесообразно для упрощения расчетов принять этот же вид замыкания в качестве расчетного и для оценки термической стойкости аппаратов и токоведущих частей.

1.4. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по следующему выражению:

$$i_{уд} \leq i_{дин},$$

где $i_{уд}$ – расчетный ударный ток КЗ; $i_{дин}$ – наибольший допустимый ток КЗ аппарата (или предельный сквозной ток КЗ), устанавливаемый заводом-изготовителем.

Проверка на электродинамическую стойкость аппаратов и токоведущих частей подразумевает оценку их механической прочности при действии токов КЗ. Так, токи КЗ могут вызвать опасные механические напряжения (колебания) в токоведущих частях и электрических аппаратах, что

может привести к их поломке. Поэтому каждый тип аппаратов проходит ряд испытаний на заводе-изготовителе, где для каждого оборудования устанавливается наибольший допустимый ток КЗ (амплитудное значение полного тока) – $i_{\text{дин}}$ или предельный сквозной ток КЗ.

Проверка на термическую стойкость осуществляется по следующему выражению:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где $B_{\text{КЗ}}$ – тепловой импульс тока КЗ; $I_{\text{тер}}$ – номинальный ток термической стойкости аппарата (действующее значение незатухающего периодического тока КЗ), устанавливаемый заводом-изготовителем; $t_{\text{тер}}$ – номинальное время термической стойкости аппарата.

Как отмечалось ранее, тепловой импульс тока КЗ показывает количество выделяемого тепла за время замыкания и может быть рассчитан согласно следующей формуле:

$$B_{\text{КЗ}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} I_{\text{КЗ}}^2 dt = \int_0^{t_{\text{откл}}} (I_{\text{Пт}}^2 + i_{\text{ат}}^2) dt = B_{\text{КЗ,п}} + B_{\text{КЗ,а}},$$

где $I_{\text{КЗ}}$ – действующее значение полного тока КЗ в момент времени t ; $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ (от момента t); $I_{\text{Пт}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени t ; $i_{\text{ат}}$ – аперiodическая составляющая тока КЗ в момент времени t ; $B_{\text{КЗ,п}}$ – тепловой импульс, определяемый периодической составляющей тока КЗ; $B_{\text{КЗ,а}}$ – тепловой импульс, определяемый аперiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс может определяться в случае удаленного замыкания или при КЗ вблизи генераторов:

1) при удаленном КЗ периодическая составляющая тока является незатухающей:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}});$$

2) при КЗ вблизи генераторов и наличии системы (энергосистемы):

$$B_{\text{КЗ,п}} = \left(I_{\text{П0сист}}^2 + 2 \cdot I_{\text{П0сист}} \cdot I_{\text{П0ген}} \cdot T_{*} + I_{\text{П0ген}}^2 \cdot B_{*} \right) \cdot t_{\text{откл}},$$

где $I_{\text{П0(сист)}}$ и $I_{\text{П0(ген)}}$ – начальное значение периодических составляющих тока системы и генератора; T_{*} и B_{*} – относительные токовый и тепловой импульсы, определяемые методом типовых кривых (см. раздел 2.3.1).

Тепловой импульс $B_{\text{КЗ,а}}$ определяется по следующему выражению:

$$B_{\text{КЗ,а}} = I_{\text{П0сист}}^2 \cdot T_{\text{асист}} + I_{\text{П0ген}}^2 \cdot T_{\text{аген}} + \frac{4 \cdot I_{\text{П0сист}}^2 \cdot I_{\text{аген}}^2}{\frac{1}{T_{\text{асист}}} + \frac{1}{T_{\text{аген}}}},$$

где $T_{\text{асист}}$ и $T_{\text{аген}}$ – постоянные времени системы и генератора, определяемые по табл. 2.2.

Согласно [6], если $t_{\text{откл}} > 3T_a$, то значение $B_{\text{КЗ}}$ можно определить по следующей формуле:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a).$$

Задания для самоконтроля

1. Представьте список оборудования, которое относится к электрическим аппаратам.
2. Изобразите графически обозначенные электрические аппараты.
3. Обозначьте назначение токоограничивающих реакторов и обоснованность их применения в схемах генераторного (главного) распределительного устройства.
4. Дайте определение продолжительного режима работы электростанции.
5. Сформулируйте расчетные условия/выражения для определения тока нормального и ремонтного/послеаварийного режима работы цепи генератора.
6. Сформулируйте расчетные условия/выражения для определения тока нормального и ремонтного/послеаварийного режима работы цепи автотрансформатора.
7. Сформулируйте расчетные условия/выражения для определения тока нормального и ремонтного/послеаварийного режима работы цепи присоединений воздушных и кабельных линий.
8. Сформулируйте расчетные условия/выражения для определения тока нормального и ремонтного/послеаварийного режима работы сборных шин, цепи секционных, шиносоединительных выключателей.
9. Сформулируйте расчетные условия/формулы для определения тока нормального и ремонтного/послеаварийного режима работы сборных шин, цепь сдвоенного токоограничивающего реактора.
10. Обозначьте необходимость оценки и расчета величин тока КЗ.
11. Дайте определение ударного тока КЗ.
12. Опишите процесс изменения апериодической составляющей и периодической составляющих тока КЗ.

Раздел 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

2.1. Основные допущения при расчетах токов короткого замыкания

Согласно [20], в практических задачах при расчетах токов КЗ принимают следующие допущения:

1) фазовый сдвиг электродвижущих сил (ЭДС) и изменение частоты вращения роторов синхронных машин (генераторов и компенсаторов) не учитываются, если продолжительность замыкания не более 0,5 с;

2) фазовый сдвиг ЭДС асинхронных машин (электродвигателей) не учитывается, если продолжительность замыкания не более 0,2 с;

3) полная симметрия по фазам оборудования рассматриваемого участка сети (за исключением несимметрии в месте КЗ);

4) ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов и насыщение магнитных систем электрических машин в целом не учитываются;

5) источники энергии, которые связаны с частью электроэнергетической системы (ЭЭС), где находится расчетная точка КЗ, с помощью электропередачи или вставки постоянного тока, не учитываются в расчетной схеме;

6) затухание апериодической стравляющей КЗ для любой сложной схемы (если расчетная схема имеет несколько независимых контуров) учитывать по экспоненциальному закону с эквивалентной постоянной времени ($T_{a.эк}$), определяемой по формуле

$$T_{a.эк} = \frac{X_{эк}}{\omega \cdot R_{эк}},$$

где $X_{эк}$ и $R_{эк}$ – эквивалентные индуктивное и активное сопротивления относительно расчетной точки КЗ.

Значения $X_{эк}$ и $R_{эк}$ представляют собой суммарные значения всех индуктивных и активных составляющих сопротивлений элементов схемы замещения;

7) при составлении расчетной схемы для воздушных линий 110...220 кВ при их длине не более 200 км и 330...500 кВ – при их длине не более 150 км можно не учитывать емкостную проводимость линии, значение которой определяется величиной емкости между проводами фаз и землей;

8) при расчетах несимметричных КЗ можно пренебречь наличием высших гармонических составляющих токов.

2.2. Определение расчетных точек короткого замыкания

В практических задачах для выбора коммутационных аппаратов и токоведущих частей в качестве расчетного вида замыкания выбирается трехфазное КЗ (как самый тяжелый вид КЗ), а расчетным местом необходимо считать точку, при возникновении повреждения в которой через выбранный аппарат или проводник будет протекать наибольший ток.

Рекомендуемыми точками КЗ являются сборные шины распределительных устройств (РУ):

- 1) для схем ТЭЦ (рис. 2.1): на сборных шинах РУ ВН и РУ СН, сборных шинах ГРУ, на выводах блочного генератора (при наличии);
- 2) для схем КЭС (рис. 2.2): на сборных шинах РУ ВН и РУ СН, на выводах блочного генератора.

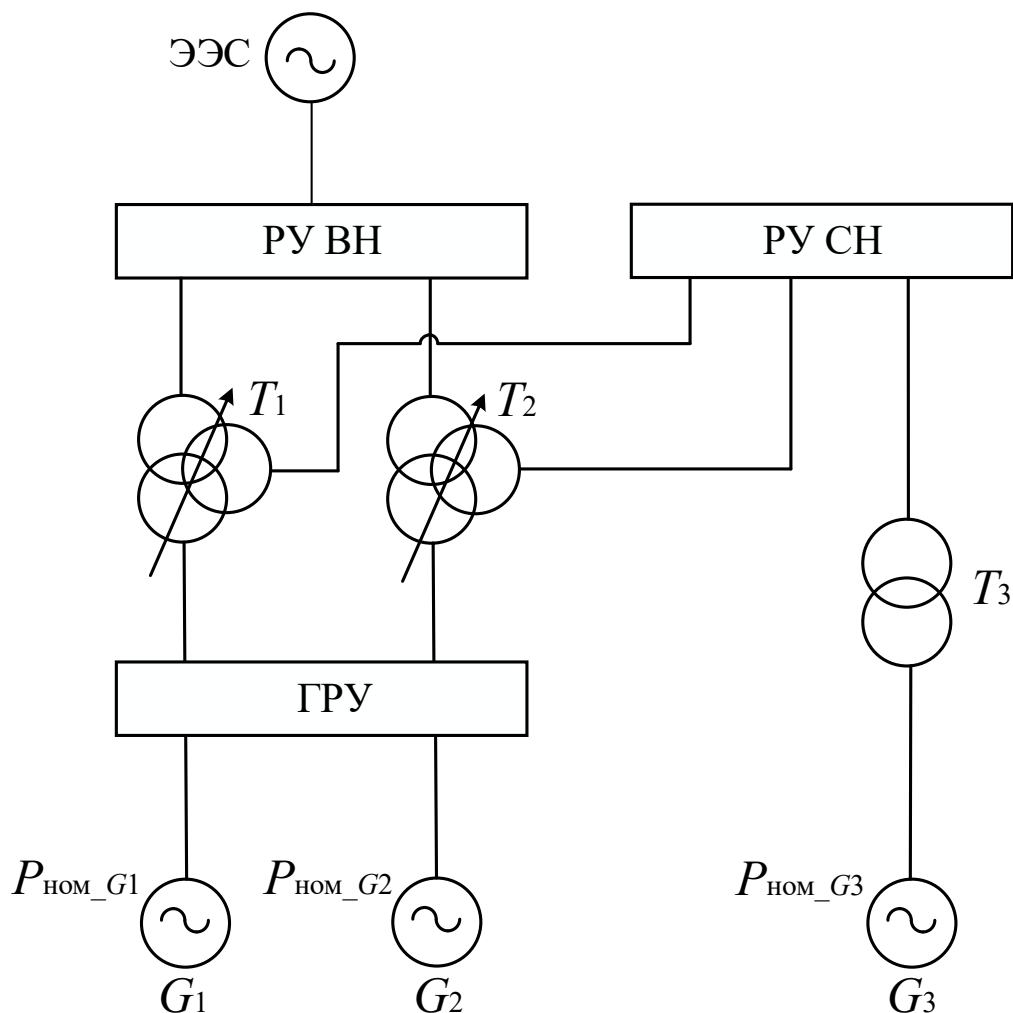


Рис. 2.1. Схема ТЭЦ

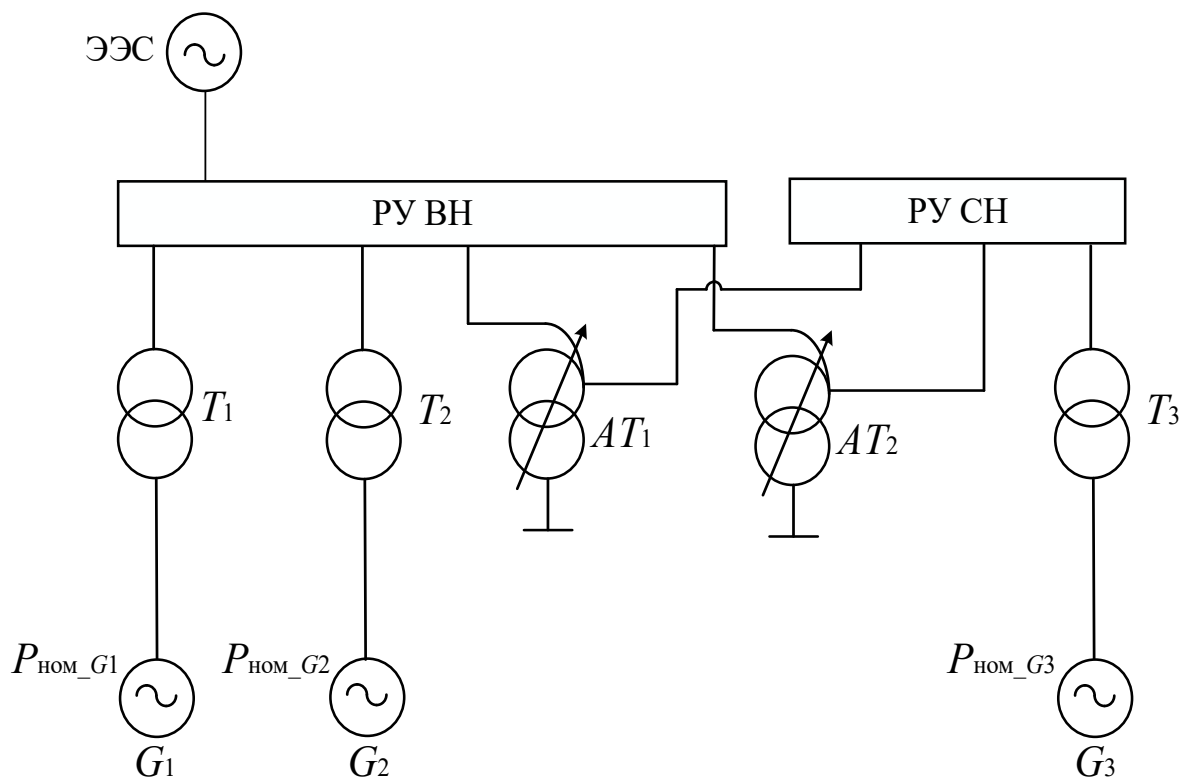


Рис. 2.2. Схема КЭС

2.3. Порядок расчета токов короткого замыкания

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняют в следующем порядке:

1. Для заданной структурной схемы электрической станции формируется эквивалентная электрическая схема замещения.

Под термином «эквивалентная электрическая схема» замещения понимается такая схема, в которой для расчета режима работы все элементы цепи (синхронные и асинхронные машины, нагрузка, силовые трансформаторы, линии электропередачи, токоограничивающие реакторы и др.), по которым возможно протекание тока КЗ, представляются своими сопротивлениями и источниками ЭДС. При этом все магнитные (трансформаторные) связи заменяются электрическими связями, то есть элементы с магнитосвязанными цепями вводят в схему замещения в виде соответствующих эквивалентных электрических сопротивлений. Отметим, что для каждой расчетной точки КЗ формируется своя схема замещения.

2. Определение значений сопротивления элементов и ЭДС источников (синхронных и асинхронных машин) схемы.

3. Приведение (при необходимости) значений сопротивления элементов и ЭДС источников (синхронных и асинхронных машин) к базисным условиям.

Сопротивления всех элементов и ЭДС источников в схеме замещения могут быть выражены:

1. В именованных единицах (в омах и вольтах соответственно) с приведением значений параметров расчетной схемы к выбранной основной (базисной) ступени напряжения сети и с учетом коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

2. В именованных единицах без приведения значений параметров расчетной схемы к одной ступени напряжения сети и с учетом коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

3. В относительных единицах (о. е.) с приведением значений параметров расчетной схемы к выбранным базисным условиям и с учетом коэффициентов трансформации всех силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Расчет в именованных величинах является наглядным, однако требует дополнительных вычислений – приведения значений сопротивлений всех элементов, работающих на разных ступенях напряжения, к базисному напряжению и учета коэффициентов трансформации (то есть истинные величины должны быть пересчитаны столько раз, сколько имеется трансформаторов на пути между приводимой ступенью и принятой основной базисной ступенью).

При этом приведение может быть:

- точным (по действительным коэффициентам трансформации – отношение между фазного номинального напряжения холостого хода обмотки трансформатора, обращенной в сторону основной базисной ступени напряжения, к аналогичному напряжению его другой обмотки, находящейся ближе к ступени, элементы которой подлежат приведению);

- приближенным (для каждой ступени трансформации устанавливают среднее номинальное напряжение $U_{\text{ср.ном}}$ согласно шкале средних напряжений). При этом условно принимают, что номинальные напряжения всех элементов, находящихся на одной ступени, одинаковы и равны соответствующим значениям по указанной шкале. Тогда коэффициент трансформации k каждого трансформатора будет равен отношению $U_{\text{ср.ном}}$ тех ступеней, которые он связывает, а результирующий коэффициент трансформации (k) каскада трансформаторов будет определяться как отношение $U_{\text{ср.ном}}$ крайних ступеней.

4. Постепенное (пошаговое) преобразование составленной схемы замещения с использованием правил последовательного, параллельного и смешанного (преобразование «треугольника» сопротивлений в эквивалентную «звезду» сопротивлений и наоборот) соединений, метода эквивалентных ЭДС, метода наложения и суперпозиции (замена нескольких параллельно включенных источников эквивалентным) и пр. к наиболее

простому виду (рис. 2.3) относительно точки замыкания, для которого будет возможным применение следующей формулы для расчета тока КЗ:

$$I_{\text{КЗ}} = I_{\text{П0}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{Z_{\text{ЭКВ}}},$$

где $I_{\text{КЗ}}$ – начальный ток КЗ (обычно это периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент $I_{\text{П0}}$); $E_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное ЭДС схемы; $Z_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное (полное) сопротивление схемы.

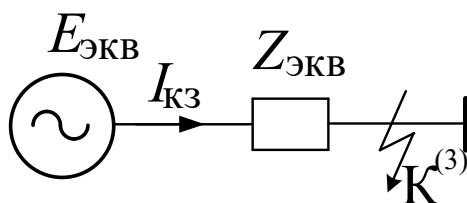


Рис. 2.3. Эквивалентная схема замещения

При наличии нескольких ветвей (рис. 2.4) начальное значение суммарного периодического тока КЗ от всех источников определяется путем сложения периодических составляющих токов ветвей:

$$I_{\text{П0}\Sigma} = I_{\text{П01}} + I_{\text{П02}} + I_{\text{П03}} \dots + I_{\text{П0n}},$$

где $I_{\text{П01}} \dots I_{\text{П0n}}$ – периодические составляющие токов n -й ветви.

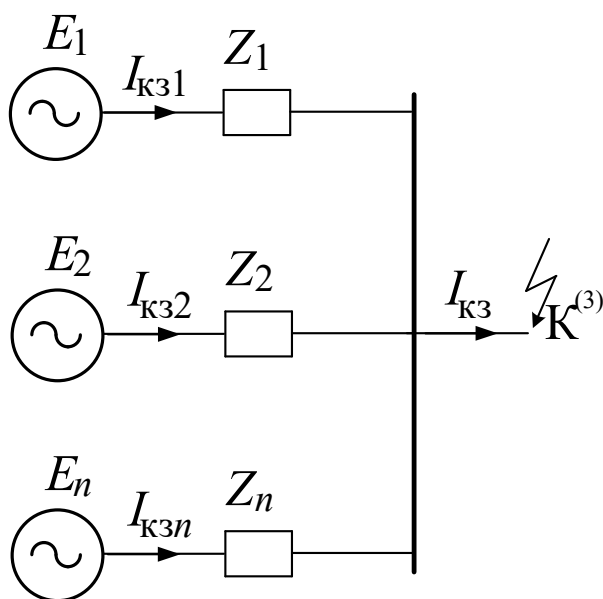


Рис. 2.4. Эквивалентная схема замещения, содержащая несколько ветвей

Формулы преобразования «треугольника» сопротивлений в эквивалентную «звезду» сопротивлений (рис. 2.5):

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{13}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}};$$

$$Z_2 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}};$$

$$Z_3 = \frac{Z_{13} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}}.$$

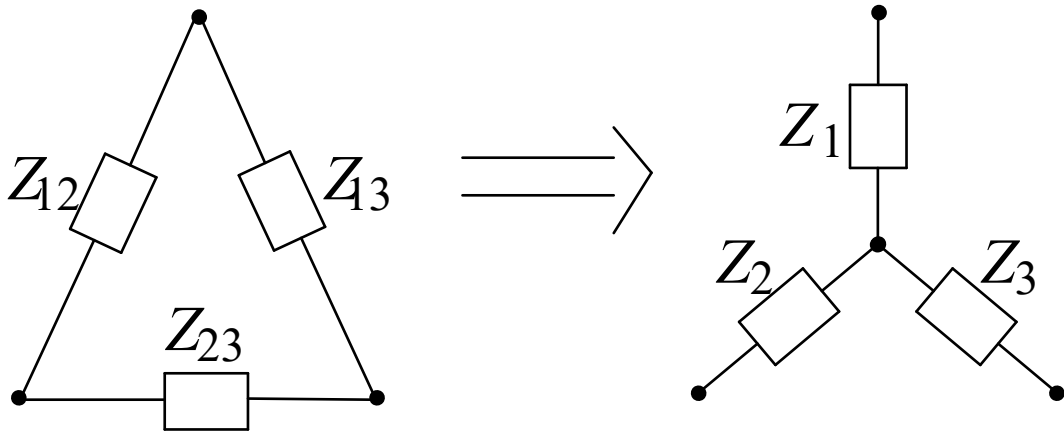


Рис. 2.5. Преобразование «треугольника» сопротивлений в эквивалентную «звезду»

Формулы преобразования «звезды» сопротивлений в эквивалентный «треугольник» сопротивлений (рис. 2.6):

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_3};$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_1};$$

$$Z_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_2}.$$

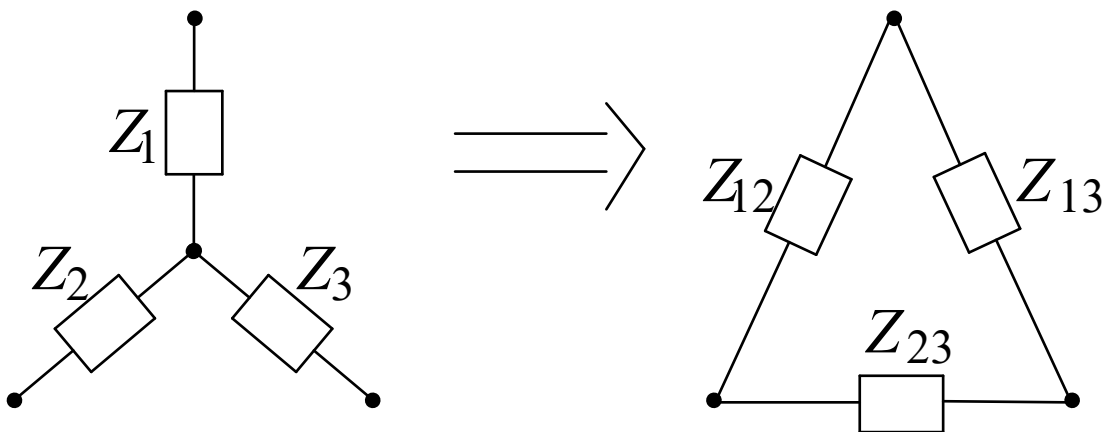


Рис. 2.6. Преобразование «звезды» сопротивлений в эквивалентный «треугольник»

Формулы преобразования нескольких параллельно включенных источников ЭДС в один эквивалентный источник ЭДС (рис. 2.7):

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{E_1 \cdot Z_2 + E_2 \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2};$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}.$$

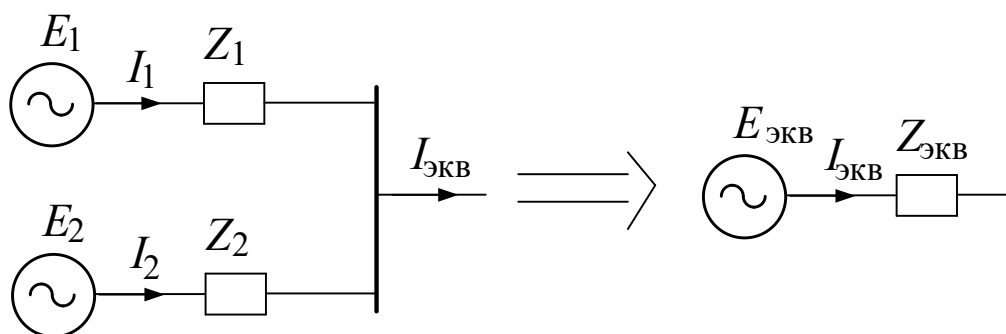


Рис. 2.7. Замена нескольких параллельно включенных источников ЭДС и сопротивлений эквивалентными ЭДС и сопротивлением

5. Расчет параметров токов КЗ в местах повреждения. На основе полученных расчетных схем и значений периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени $I_{\text{П0}}$ для каждой точки замыкания определяются другие параметры тока КЗ.

2.3.1. Периодическая составляющая тока короткого замыкания в конкретный рассматриваемый момент времени

Периодическая составляющая тока КЗ в конкретный рассматриваемый момент времени $I_{\text{П}t}$, например в момент размыкания дугогасительных контактов выключателя через время t , определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{П}t} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}}.$$

Величина $I_{\text{П}t}$ показывает амплитуду тока КЗ, которая определяется с помощью огибающей, проведенной через максимум тока уменьшенной в $\sqrt{2}$ раз.

Периодическая составляющая тока КЗ изменяется по следующему закону:

$$i_{\text{П}t} = I_{\text{П}t} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\text{КЗ}}),$$

где $\varphi_{\text{КЗ}} = \arctg(X_{\text{КЗ}}/R_{\text{КЗ}})$ – угол сдвига в короткозамкнутой цепи; $X_{\text{КЗ}}$ и $R_{\text{КЗ}}$ – индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ соответственно; ω – угловая скорость; t – момент времени, для которого требуется рассчитать значение тока КЗ; α – фаза включения (обычно $\alpha = 0^\circ$).

Момент времени, для которого требуется рассчитать значение тока КЗ, определяется собственным временем отключения выключателя (от момента формирования и подачи управляющего сигнала на отключение до момента размыкания дугогасительных контактов выключателя) и значением минимального времени действия релейной защиты (обычно 0,01 с).

Для определения действующего значения $I_{Пт}$ для моментов времени от 0 до 0,5 с рекомендуется использовать метод типовых кривых [21]. Суть метода заключается в применении специальных семейств кривых, которые показывают изменение во времени отношения периодической составляющей тока КЗ синхронной машины в произвольный момент времени к начальному значению при любой удаленности точки КЗ (рис. 2.8).

$$\gamma_t = \frac{I_{Пт}}{I_{П0}}$$

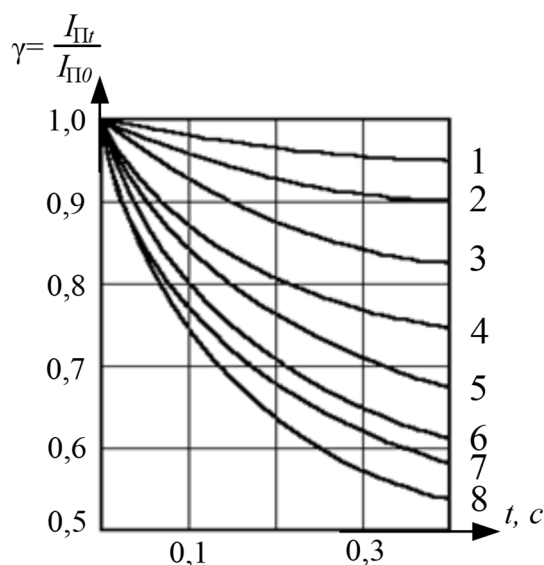


Рис. 2.8. Семейство типовых кривых для определения $I_{Пт}$

Представим последовательность действий для определения периодической составляющей тока КЗ [22]:

1) по заданным значениям номинальной мощности генератора $S_{\text{ген.ном}}$ и величине напряжения $U_{\text{ср}}$ ступени КЗ определяем номинальный ток генератора $I_{\text{ген.ном0}}$:

$$I_{\text{ген.ном0}} = \frac{S_{\text{ген.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}};$$

2) определяем отношение периодической составляющей тока КЗ к номинальному току генератора:

$$I_{\text{П0}*} = \frac{I_{\text{П0}}}{I_{\text{ген.ном0}}};$$

- 3) по характеристикам (рис. 2.8) определяем подходящую кривую, соответствующую найденному значению $I_{\text{П0}^*}$;
- 4) для расчетного времени t определяем значение γ_t ;
- 5) зная значения γ_t и $I_{\text{П0 сист}}$, определяем значение $I_{\text{Пт сист}}$;
- 6) ток в месте КЗ определяется как сумма токов от всех генераторных ветвей, включая систему.

Отметим, что периодическую составляющую тока КЗ от системы $I_{\text{Пт сист}}$ в расчетный момент времени определяют по следующему выражению:

$$I_{\text{Пт сист}} = I_{\text{П0 сист}} = \frac{E_{\text{сист}}}{X_{\text{сист}}},$$

где $E_{\text{сист}}$ – ЭДС ветви системы, приведенная к ступени базисного напряжения; $X_{\text{сист}}$ – результирующее сопротивление ветви системы относительно точки КЗ.

2.3.2. Аперiodическая составляющая тока короткого замыкания в конкретный рассматриваемый момент времени

Аперiodическая составляющая тока КЗ в конкретный рассматриваемый момент времени (i_{at}), например в момент размыкания дугогасительных контактов выключателя через время t :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-t/T_{a.эк}},$$

где $I_{\text{П0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ; $T_{a.эк}$ – среднее значение постоянной времени затухания аперiodической составляющей тока КЗ; t – расчетное время отключения цепи выключателем.

Как было отмечено ранее, значение t определяется временем отключения самого выключателя и временем действия основной релейной защиты [1, 22].

Средние значения времени отключения или действия КЗ представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Примерная величина расчетного времени действия КЗ

Точка подключения	Время (с)
Цепи РУ ВН	0,16...0,2
Цепи ГРУ	0,3
Цепи выводов синхронных генераторов: <ul style="list-style-type: none"> • до 60 МВт (при учете работы основных защит) • 60 МВт и выше (при учете работы резервных защит) 	0,3 4
Для реактированной линии (с включенным токоограничивающим реактором)	1,2...2,2

При наличии нескольких источников аperiodическая составляющая тока КЗ может быть определена путем сложения отдельных составляющих по каждой ветви:

$$i_{at\Sigma} = i_{at1} + i_{at2} + i_{at3} + \dots + i_{atn},$$

где $i_{at1} \dots i_{atn}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ i -й ветви.

2.3.3. Ударный ток короткого замыкания

Как было отмечено ранее, максимальное значение ударного тока $i_{уд}$ достигается через $t = 0,01$ с после начала КЗ при наиболее неблагоприятных условиях и определяется по формуле

$$i_{уд} = I_{Пт} + I_{Пт} \cdot e^{-t/T_{a.эк}} = I_{Пт} \cdot (1 + e^{-0,01/T_{a.эк}}) = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot k_{уд},$$

где $k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_{a.эк}}$ – ударный коэффициент, значение которого зависит от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ ветви $T_{a.эк}$.

Величина $T_{a.эк}$, а следовательно, и $k_{уд}$, определяются соотношением $X_{КЗ}/R_{КЗ}$: если $X_{КЗ}/R_{КЗ} \rightarrow \infty$, то $T_{a.эк} \rightarrow \infty$ и $k_{уд} \rightarrow 2$; если $X_{КЗ}/R_{КЗ} \rightarrow 0$, то $T_{a.эк} \rightarrow 0$ и $k_{уд} \rightarrow 1$, то есть $1 < k_{уд} < 2$.

Параметры $X_{КЗ}$ и $R_{КЗ}$ представляют собой индуктивную и активную составляющие эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ.

Для упрощения расчетов средние значения T_a и $k_{уд}$ приведены в табл. 2.2 [2, 3].

При наличии нескольких источников ударный ток может быть определен путем сложения отдельных ударных токов КЗ по каждой ветви:

$$i_{уд\Sigma} = i_{уд1} + i_{уд2} + i_{уд3} + \dots + i_{удn},$$

где $i_{уд1} \dots i_{удn}$ – ударный ток КЗ n -й ветви.

Ранее было отмечено, что наибольшее действующее значение полного тока КЗ приходится на первый период переходного процесса:

$$I_{уд} = \sqrt{i_{П0}^2 + (i_{a0} \cdot e^{-t/T_{a.эк}})^2}.$$

Так как $i_{a0} = I_{Пmax} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}$ и $e^{-t/T_{a.эк}} = k_{уд} - 1$, то действующее значение ударного тока можно определить согласно следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{(I_{П0})^2 + (\sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot (k_{уд} - 1))^2} = I_{П0} \sqrt{1 + 2(k_{уд} - 1)^2}.$$

С учетом того, что $1 < k_{уд} > 2$, то отношение действующего значения ударного тока к периодической составляющей будет в пределах

$$1 \leq \frac{I_{уд}}{I_{по}} < \sqrt{3}$$

и имеет максимальное значение при $k_{уд} = 1,5$.

Таблица 2.2

Значение $T_{а.эк}$ и $k_{уд}$

Элемент или часть энергосистемы	$T_{а.эк}$, с	$k_{уд}$
Турбогенераторы при номинальной мощности	12...60 МВт	0,16...0,25
	100...1000 МВт	0,4...0,54
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора	6,3 кВ	0,2
	10 кВ	0,15
Блоки, состоящие из турбогенератора и трансформатора, при номинальной мощности генераторов	100...200 МВт	0,26
	300 МВт	0,32
	500 МВт	0,35
	800 МВт	0,3
Система, связанная воздушными линиями электропередачи со сборными шинами, где рассматривается место КЗ. Номинальное напряжение линии передачи	35 кВ	0,02
	110...150 кВ	0,02...0,03
	220...330 кВ	0,03...0,04
	500...750 кВ	0,06...0,08
Система, связанная через трансформаторы со сборными шинами, где рассматривается КЗ. Единичная мощность трансформатора	до 32 МВА	0,02...0,05
	32...80 МВА	0,05...0,1
	80 МВА и выше	0,06...0,15
Ветви, защищенные реактором с номинальным током	до 630 А	0,1
	1000 А и выше	0,23
Распределительные сети напряжением	6...10 кВ	0,01

2.4. Система относительных единиц

Отношение значения какой-либо величины, выраженной в именованных единицах, к другой одноименной величине, выбранной за единицу измерения, называется относительным значением и выражается в относительных единицах (о. е.). Величины, принятые в качестве единиц измерения, называют базисными.

Очевидно, что в расчетах электрических цепей в качестве базисных должны быть выбраны базовая мощность S_6 (МВА), базовое напряжение U_6 (кВ), базовую ток I_6 (кА) и базовое сопротивление Z_6 (Ом), которые связаны следующими выражениями:

$$S_6 = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_6;$$
$$Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_6}.$$

При этом в практических расчетах в качестве исходных данных задают только два базовых параметра: базовую мощность (обычно для удобства расчетов принимают равной 100 МВА) и напряжение (обычно для удобства расчетов принимают равным среднему напряжению ступени, где рассматривается КЗ).

Следовательно, параметры электрической системы в относительных базисных единицах будут вычисляться по формулам:

$$S_{*6} = \frac{S}{S_6};$$
$$U_{*6} = \frac{U}{U_6};$$
$$I_{*6} = \frac{I}{I_6};$$
$$Z_{*6} = \frac{Z}{Z_6} = Z \frac{S_6}{U_6^2},$$

где S , U , I , Z – параметры в именованных единицах (ВА, В, А, Ом); * – величина, выраженная в относительных единицах; б – величина, приведенная к базисным условиям.

Обратный пересчет из относительных единиц в именованные ведется по выражениям:

$$S = S_{*6} \cdot S_6;$$
$$U = U_{*6} \cdot U_6;$$
$$I = I_{*6} \cdot I_6;$$
$$Z = Z_{*6} \cdot Z_6.$$

Ниже приведены формулы для определения сопротивлений элементов и ЭДС электрической сети в системе относительных и именованных единиц.

2.5. Формирование расчетной схемы

Рассмотрим схемы замещения и основные выражения для определения сопротивления различных элементов электрической системы:

1. Схема замещения синхронных генераторов (рис. 2.9) включает индуктивное сопротивление $X_{ген}$ и ЭДС $E_{ген}$. В практических расчетах активным сопротивлением электрической машины можно пренебречь и не включать его в расчетную схему, так как $\frac{X_{ген}}{R_{ген}} = 15 \dots 150$ [2, 3].

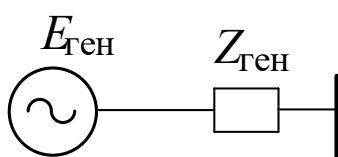


Рис. 2.9. Схема замещения синхронных генераторов

Для расчета в именованных единицах необходимо использовать следующие формулы:

$$X_{ген} = \frac{X_{d*}'' \cdot U_{ген}^2 \cdot \cos \varphi_{ген}}{P_{ген}},$$

или

$$X_{ген} = \frac{X_{d*}'' \cdot U_6^2 \cdot \cos \varphi_{ген}}{P_{ген}},$$

где X_{d*}'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси в относительных единицах (паспортное значение).

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующую формулу:

$$X_{ген} = X_{d*}'' \frac{S_6}{S_{ген}},$$

или

$$X_{ген} = \frac{X_{d\%}'' \cdot S_6}{100 \cdot S_{ген}},$$

где $X_{d\%}''$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси в процентах (паспортное значение):

$$X_{d\%}'' = X_{d*}'' \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ген.ном}}{U_{ген.ном}} = X_{d*}'' \cdot \frac{S_{ген.ном}}{U_{ген.ном}^2}.$$

ЭДС $E_{\text{ген}}$ генератора определяется на основании векторной диаграммы генератора (рис. 2.10).

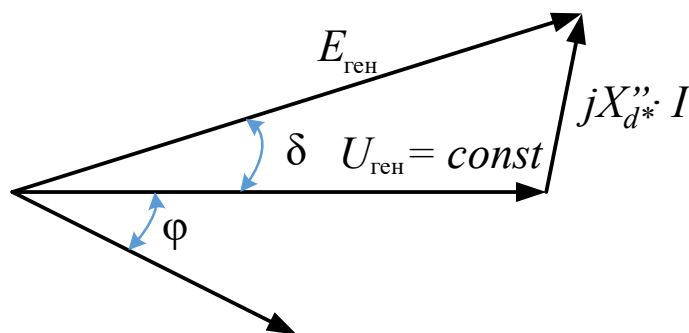


Рис. 2.10. Векторная диаграмма генератора

В расчетных схемах замещения электрические машины необходимо учитывать сверхпереходным ЭДС ($E''_{\text{ген}}$). Значение $E''_{\text{ген}}$ можно определить по формуле

$$E''_{\text{ген}} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3}} \cdot E''_{\text{ген}^*},$$

где $E''_{\text{ген}^*}$ – сверхпереходная ЭДС генератора в относительных единицах.

Средние значения ЭДС источников приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Средние значения $E''_{\text{ген}}$ при номинальных условиях

Источник	$E''_{\text{ген}}$ (о. е.)
Турбогенератор до 100 МВт	1,08
100...1000 МВт	1,13
Энергетическая система	1,0

$$E''_{\text{ген}^*} = \sqrt{1 + 2 \cdot X''_{d^*} \cdot \sin \varphi_{\text{ген}} + (X''_{d^*})^2}.$$

Значение $E''_{\text{ген}^*}$ дается при нормальных условиях: то есть все машины до КЗ работали с полной номинальной нагрузкой при номинальном коэффициенте мощности и номинальном напряжении на выводах. Кроме этого, принимают, что все машины оснащены автоматическим регулятором возбуждения и устройством форсировки возбуждения.

2. Схема замещения системы (энергосистемы) включает индуктивное сопротивление $X_{\text{сист}}$ и ЭДС $E_{\text{сист}}$:

$$X_{\text{сист}} = X'_{\text{сист}} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{сист}}};$$

$$E_{\text{сист}} = \frac{U_6^2}{\sqrt{3}}$$

Параметры системы могут быть представлены через мощности КЗ при трехфазном замыкании в какой-либо точке:

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}} \cdot U_{\text{ср}}$$

Соответственно, индуктивное сопротивление системы может быть определено согласно следующему выражению:

$$X_{\text{сист}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}}} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{КЗ}}}$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение той ступени, для которой известна мощность $S_{\text{КЗ}}$ (обычно это среднее напряжение точки подключения системы).

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$X_{\text{сист}^*} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}};$$

$$E_{\text{сист}^*} = 1.$$

В практических расчетах активным сопротивлением электрической машины можно пренебречь и не включать его в расчетную схему (рис. 2.11).

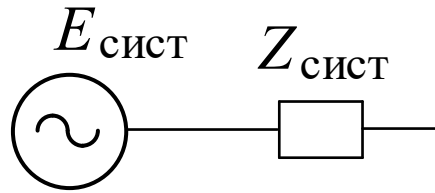


Рис. 2.11. Схема замещения системы (энергосистемы)

3. Схема замещения двухобмоточных силовых трансформаторов включает активное R_T и индуктивное X_T сопротивления:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$X_T = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}$$

ИЛИ

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$X_T = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери (потери в меди) КЗ трансформатора, определяемые по справочным или паспортным данным; $u_{\text{КЗ}}$ – напряжение КЗ в процентах от номинального ВН, определяемое по справочным или паспортным данным; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное междуфазное напряжение стороны трансформатора, к которой приводится сопротивление трансформатора (как правило, это сторона ВН – $U_{\text{ВН}}$); $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность трансформатора.

Однако для упрощения расчетов и ввиду малого значения активного сопротивления ($R_T \ll X_T \rightarrow Z_T = X_T$) последним можно пренебречь и не включать его в схему замещения.

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующую формулу

$$X_{T*} = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

4. Схема замещения трехобмоточных силовых трансформаторов с обмоткой НН, разделенной на две ветви, включает активное и индуктивное сопротивления (рис. 2.12):

$$\begin{aligned} R_{\text{общ}} &= \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000}; \\ X_{\text{общ}} &= \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}; \\ R_{\text{ВН}} &= 0,5 \cdot R_{\text{общ}}; \\ R_{\text{НН1}} = R_{\text{НН2}} &= 0,5 \cdot R_{\text{общ}}; \\ X_{\text{ВН}} &= 0,125 \cdot X_{\text{общ}}; \\ X_{\text{НН1}} = X_{\text{НН2}} &= 1,75 \cdot X_{\text{общ}}, \end{aligned}$$

ИЛИ

$$\begin{aligned} R_{\text{общ}} &= \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000}; \\ X_{\text{общ}} &= \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}; \\ R_{\text{ВН}} &= 0,5 \cdot R_{\text{общ}}; \\ R_{\text{НН1}} = R_{\text{НН2}} &= 0,5 \cdot R_{\text{общ}}; \\ X_{\text{ВН}} &= \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot X_{\text{общ}} = 0,125 \cdot X_{\text{общ}}; \\ X_{\text{НН1}} = X_{\text{НН2}} &= \frac{K_p}{2} \cdot X_{\text{общ}} = 1,75 \cdot X_{\text{общ}}, \end{aligned}$$

где $R_{ВН}$ и $X_{ВН}$ – активное и индуктивное сопротивление обмотки стороны ВН; $R_{НН1}$ и $R_{НН2}$, $X_{НН1}$ и $X_{НН2}$ – активное и индуктивное сопротивление каждой из обмоток стороны НН; K_p – коэффициент связи, принимаемый для трехфазных трансформаторов (у которых обмотка НН расщеплена на две цепи) равным 3,5.

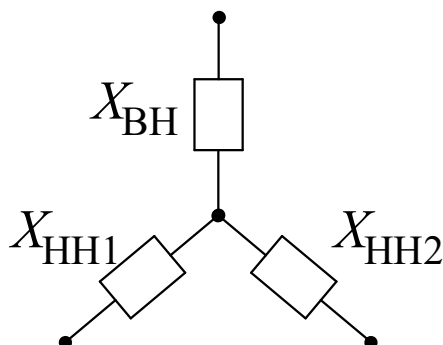


Рис. 2.12. Схема замещения трехобмоточного силового трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$X_{ВН} = \frac{u_{КЗ} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right) = 0,125 \cdot X_{общ*};$$

$$X_{НН1} = X_{НН2} = \frac{u_{КЗ} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} \frac{K_p}{2} = 1,75 \cdot X_{общ*}.$$

5. Схема замещения трехобмоточных силовых трансформаторов или автотрансформаторов включает активное и индуктивное сопротивления (рис. 2.13):

$$R_{ВН} = \frac{\Delta P_{КЗ ВН} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 1000};$$

$$R_{СН} = \frac{\Delta P_{КЗ СН} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 1000};$$

$$R_{НН} = \frac{\Delta P_{КЗ НН} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2 \cdot 1000};$$

$$X_{ВН} = \frac{u_{КЗ ВН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}};$$

$$X_{СН} = \frac{u_{КЗ СН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}};$$

$$X_{\text{НН}} = \frac{u_{\text{КЗ НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$\Delta P_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}} + \Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}} - \Delta P_{\text{КЗ СН-НН}});$$

$$\Delta P_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}} + \Delta P_{\text{КЗ СН-НН}} - \Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}});$$

$$\Delta P_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{КЗ СН-НН}} + \Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}} - \Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}});$$

$$u_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ СН-НН}});$$

$$u_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ СН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-НН}});$$

$$u_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ СН-НН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-СН}}),$$

ИЛИ

$$R_{\text{ВН}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ ВН}} \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$R_{\text{СН}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ СН}} \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$R_{\text{НН}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ НН}} \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$X_{\text{ВН}} = \frac{u_{\text{КЗ ВН}} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{СН}} = \frac{u_{\text{КЗ СН}} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{НН}} = \frac{u_{\text{КЗ НН}} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}},$$

где $\Delta P_{\text{КЗ ВН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ СН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ НН}}$ – потери мощности, отнесенные к отдельным лучам, эквивалентной звезды схемы замещения; $u_{\text{КЗ ВН}}$, $u_{\text{КЗ СН}}$, $u_{\text{КЗ НН}}$ – напряжения КЗ, отнесенные к отдельным лучам, эквивалентной звезды схемы замещения; $\Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ СН-НН}}$ – потери мощности для каждой пары обмоток; $u_{\text{КЗ ВН-СН}}$, $u_{\text{КЗ ВН-НН}}$, $u_{\text{КЗ СН-НН}}$ – напряжения КЗ для каждой пары обмоток; $R_{\text{ВН}}$, $R_{\text{СН}}$, $R_{\text{НН}}$ – активные сопротивления обмоток стороны ВН, СН, НН; $X_{\text{ВН}}$, $X_{\text{СН}}$, $X_{\text{НН}}$ – индуктивное сопротивление обмоток стороны ВН, СН, НН.

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$X_{\text{ВН}^*} = \frac{u_{\text{КЗ ВН}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{CH}^*} = \frac{u_{\text{КЗ CH}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{HH}^*} = \frac{u_{\text{КЗ HH}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

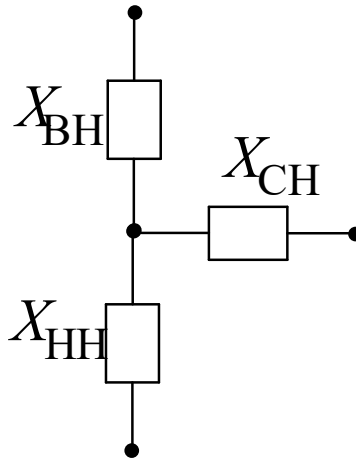


Рис. 2.13. Схема замещения автотрансформатора

6. Схема замещения токоограничивающего реактора включает активное и индуктивное сопротивления (рис. 2.14):

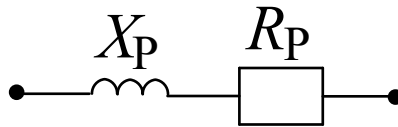


Рис. 2.14. Схема замещения токоограничивающего реактора

$$R_p = \frac{\Delta P}{I_{\text{НОМ}}^2} \cdot 1000;$$

$$X_p = \frac{X_{\text{P}\%} \cdot U_{\text{НОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} \cdot 1000,$$

или

$$R_p = \frac{\Delta P}{I_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_p = \frac{X_{\text{P}\%} \cdot U_6^2}{100 \cdot U_{\text{ср}}^2} \cdot 1000,$$

где ΔP – потери активной мощности; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток реактора; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение реактора; $X_{\text{P}\%}$ – номинальное индуктивное сопротивление реактора в процентах.

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$R_{P*} = \frac{\Delta P}{I_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_{P*} = \frac{X_{P\%} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{X_{P\%} \cdot I_{\text{б}}}{100 \cdot I_{\text{ном}}}.$$

7. Схема замещения сдвоенного токоограничивающего реактора включает активное и индуктивное сопротивления (рис. 2.15).

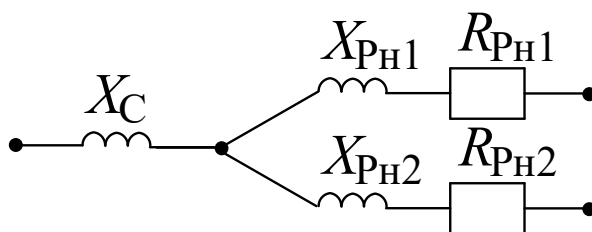


Рис. 2.15. Схема замещения сдвоенного токоограничивающего реактора

$$R_{PH1} = R_{PH2} = \frac{\Delta P}{I_{\text{ном}}^2} \cdot 1000;$$

$$X_C = -k_{\text{СВ}} \cdot X_P;$$

$$X_{PH1} = X_{PH2} = (1 + k_{\text{СВ}}) \cdot X_P,$$

или

$$R_{PH1} = R_{PH2} = \frac{\Delta P}{I_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_C = -k_{\text{СВ}} \cdot X_P \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_{PH1} = X_{PH2} = (1 + k_{\text{СВ}}) \cdot X_P \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{U_{\text{ср}}^2},$$

где ΔP – потери активной мощности на фазу; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток сдвоенного реактора; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сдвоенного реактора; $k_{\text{СВ}}$ – коэффициент связи между ветвями сдвоенного реактора; X_P – номинальное индуктивное сопротивление реактора (одной ветви реактора при отсутствии тока в другой).

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$R_{PH1*} = R_{PH2*} = \frac{\Delta P}{I_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{2 \cdot U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_{C^*} = -k_{CB} \cdot X_P \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2};$$

$$X_{PH1^*} = X_{PH2^*} = (1 + k_{CB}) \cdot X_P \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}.$$

8. Схема замещения воздушной линии электропередачи включает активное и индуктивное сопротивления (рис. 2.16).

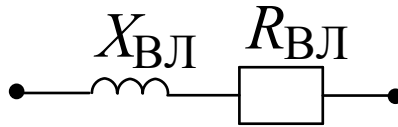


Рис. 2.16. Схема замещения воздушной линии электропередачи

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l;$$

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l,$$

или

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_6}{U_{cp}^2};$$

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_6}{U_{cp}^2},$$

где r_0 – погонное активное сопротивление воздушной линии; x_0 – погонное индуктивное сопротивление воздушной линии; l – длина воздушной линии.

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$R_{ВЛ^*} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2};$$

$$X_{ВЛ^*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}.$$

9. Схема замещения кабельной линии электропередачи включает активное и индуктивное сопротивления (рис. 2.17).

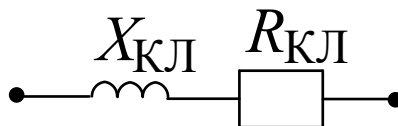


Рис. 2.17. Схема замещения кабельной линии электропередачи

$$R_{КЛ} = r_0 \cdot l;$$

$$X_{КЛ} = x_0 \cdot l,$$

или

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_6}{U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_{\text{КЛ}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_6}{U_{\text{ср}}^2},$$

где r_0 – погонное активное сопротивление кабельной линии; x_0 – погонное индуктивное сопротивление кабельной линии; l – длина кабельной линии.

Для расчета в относительных единицах можно использовать следующие формулы:

$$R_{\text{КЛ}^*} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2};$$

$$X_{\text{КЛ}^*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}.$$

Стоит отметить, что составленная на основании расчетных параметров схема замещения является приемлемой для расчетов симметричных токов КЗ – трехфазных, тогда как для расчетов несимметричных токов КЗ (однофазных на землю, двухфазных, двухфазных на землю) обычно используют метод симметричных составляющих, в соответствии с которым необходимо составить схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей. Это связано с тем, что при несимметричных КЗ фазы находятся в разных условиях (токи и напряжения в поврежденных и неповрежденных фазах сильно отличаются друг от друга, а в некоторых случаях токи в поврежденных фазах могут превосходить токи трехфазного КЗ (например, в сетях 110 кВ и выше)), соответственно расчет только для одной фазы (как для симметричного КЗ) не может быть применен. Более подробно информация о методе симметричных составляющих изложена в [2, 23], а расчетные формулы представлены в прил. 2.

2.6. Выбор токоограничивающего реактора

Токоограничивающий реактор представляется собой индуктивную катушку без стального сердечника с относительно малым активным сопротивлением. Токоограничивающие реакторы применяются для уменьшения (ограничения) величины тока КЗ в цепях РУ 6...10 кВ или пускового тока двигателей, а также для поддержания требуемого уровня напряжения при повреждениях за реакторами [2, 3].

Обычно используют группы из трех однофазных реакторов или трехфазных реакторы. Исключение из этого правила составляют однофазные реакторы, включаемые в нулевые провода силовых трансформаторов в сетях с заземленными нулевыми точками (110 кВ и выше) для увеличения

результатирующего сопротивления нулевой последовательности и ограничения тем самым тока при однофазных КЗ.

Различают линейные и секционные, а также одинарные и сдвоенные реакторы (рис. 2.18). Одинарные реакторы имеют одну катушку на фазу с двумя выводами, вторые – две катушки на фазу, намотанные в одном направлении и включенные согласно, и три зажима – один средний и два крайних. Средним зажимом реактор обычно присоединен к источнику энергии.

Реактор должен обладать линейной вольт-амперной характеристикой (рис. 2.19) при изменении тока в широких пределах – от номинального длительного до 30-кратного тока от номинального. При этих условиях применение сердечника нецелесообразно, поскольку при замыкании имело бы место насыщение стали и снижение индуктивности сопротивления реактора.

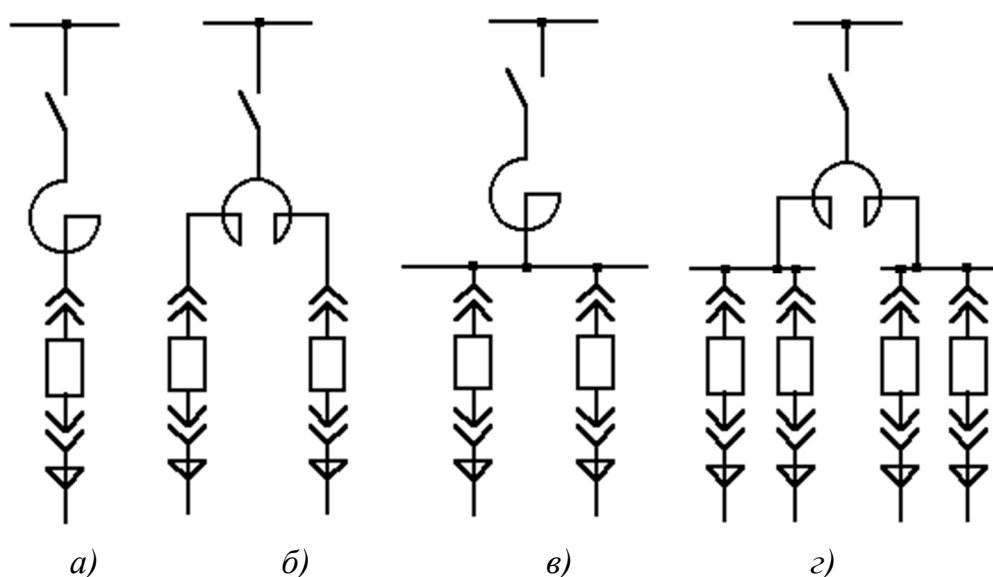


Рис. 2.18. Схемы включения линейных реакторов:
а) одинарный; б) сдвоенный; в) секционный; г) групповой

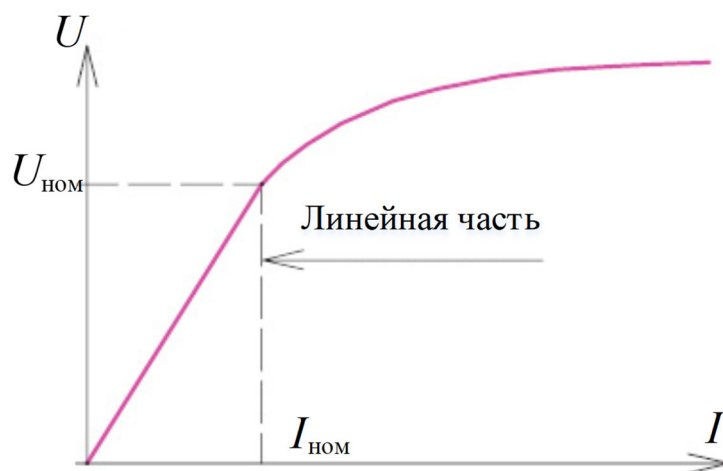


Рис. 2.19. Вольт-амперная характеристика

Для выбора разъединителя необходимо определиться с конструкцией, местом установки, а также рассчитать исходные данные, которые должны соответствовать следующим условиям:

1. По номинальному напряжению $U_{\text{ном.р}}$:

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

где $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки (места установки); $U_{\text{ном.р}}$ – номинальное напряжение реактора.

2. По номинальному току $I_{\text{ном.р}}$:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном.р}},$$

где $I_{\text{мах}}$ – максимальный длительный ток нагрузки цепи; $I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток реактора.

В практических расчетах допускается использовать следующее выражение:

$$I_{\text{ном.р}} = (0,5 \dots 0,7) \cdot I_{\text{ном.ген}}.$$

3. По номинальному индуктивному сопротивлению $X_{\text{ном.р}}$.

Индуктивное сопротивление $X_{\text{ном.р}}$ определяют из условия ограничения тока КЗ до величины номинального тока отключения выключателя $I_{\text{откл.выкл}}$ или тока термической стойкости кабеля $I_{\text{тер.ст}}$, присоединенного к сборным шинам ГРУ:

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{откл.выкл}};$$

$$I_{\text{П0}} \leq I_{\text{тер.ст}}.$$

Расчетное эквивалентное сопротивление цепи КЗ до установки реактора определяется согласно выражению

$$X_{\text{расч}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0}}}.$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ после установки реактора:

$$X_{\text{треб}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{П0.треб}}}.$$

Соответственно, само сопротивление реактора определяется по следующей формуле:

$$X_{\text{расч.р}} = X_{\text{треб}} - X_{\text{расч}}.$$

По полученному значению $X_{\text{расч.р}}$ согласно справочным материалам уточняется значение индуктивного сопротивления реактора (выбирается ближайшее большее).

Выбранный реактор необходимо проверить:

1) на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости реактора (паспортная величина);

2) термическую стойкость:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}.$$

Дополнительно определяют уровень остаточного напряжения на шинах при КЗ непосредственно за реактором:

$$\Delta U_{\text{ост}} = X_{\text{P}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}} \cdot \sin \varphi}{U_{\text{ном}}},$$

где φ – угол между напряжением и током ветви при режиме КЗ ($\varphi \approx 90^\circ$).

В практических задачах значение $\Delta U_{\text{ост}}$ должно быть не менее 65...70 %.

Пример 3

Приведем пример формирования схемы замещения и расчета параметров электрической схемы КЭС (рис. 2.20).

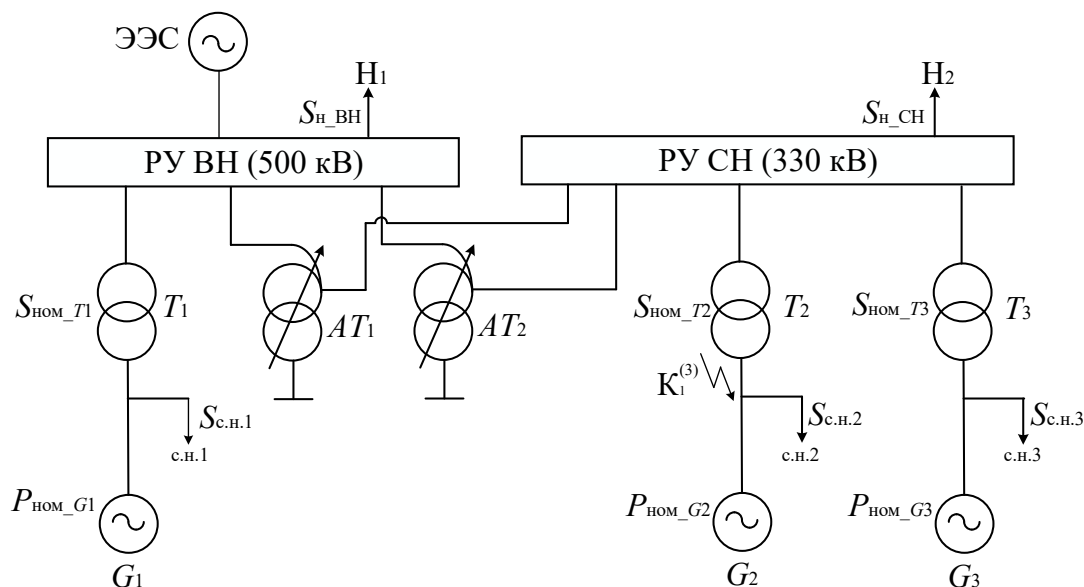


Рис. 2.20. Структурная схема КЭС с обозначением расчетного места и вида КЗ

Принимаем следующие базисные величины:

$$S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_6 = 15,75 \text{ кВ}; \quad I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,657 \text{ кА}.$$

Расчет параметров элементов схемы замещения:

1) система (ЭЭС):

$$E_{\text{сист}} = 1 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{6100} = 0,164 \text{ о. е.},$$

где $S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ;

2) линия связи (ЛЭП):

$$X_{\text{ЛЭП}} = X_{22} = \frac{x_{\text{л}}}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{сп}}^2},$$

где для АС 240/32 $x_0 = 0,331$ Ом/км и $L = 210$ км.

$$X_{22} = \frac{x_{\text{л1}}}{2} = \frac{1}{2} \cdot 0,331 \cdot 210 \cdot \frac{1000}{(340)^2} = 0,3 \text{ о. е.};$$

3) турбогенератор $G1$:

$$X_{G1} = X_1 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,189 \cdot \frac{1000}{137,5} = 1,375 \text{ о. е.};$$

$$\sin \varphi_{G1} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G1}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6;$$

$$E_{G1} = E_1 = \sqrt{(U_{G\phi1} + I_{G1} \cdot x_d'' \sin \varphi_{G1})^2 + (I_{G1} \cdot x_d'' \cos \varphi_{G1})^2} =$$

$$= \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,189 \cdot 0,6)^2 + (1 \cdot 0,189 \cdot 0,8)^2} = 1,12 \text{ о. е.};$$

4) трансформатор $T1$:

$$X_{T1} = X_4 = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,11 \cdot \frac{1000}{125} = 0,88 \text{ о. е.};$$

5) турбогенераторы $G2$ и $G3$:

$$X_{G2} = X_{G3} = X_2 = X_3 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,225 \cdot \frac{1000}{247} = 0,911 \text{ о. е.};$$

$$\sin \varphi_{G2,3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G2,3}} = \sqrt{1 - (0,85)^2} = 0,527;$$

$$E_{G2} = E_{G3} = E_2 = E_3 = \sqrt{(U_{G\phi2} + I_{G2} \cdot x_d'' \sin \varphi_{G2})^2 + (I_{G2} \cdot x_d'' \cos \varphi_{G2})^2} =$$

$$= \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,225 \cdot 0,527)^2 + (1 \cdot 0,225 \cdot 0,85)^2} = 1,13 \text{ о. е.};$$

6) трансформаторы $T2$ и $T3$:

$$X_{T2} = X_{T3} = X_5 = X_6 = \frac{U_{\text{КЗ}}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,105 \cdot \frac{1000}{250} = 0,42 \text{ о. е.};$$

7) автотрансформаторы связи AT1 и AT2:

$$u_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ СН-НН}}) = 0,5 \cdot (10 + 35 - 24) = 10,5 \%;$$

$$u_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ СН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-НН}}) = \\ = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5 \% \approx 0 \%;$$

$$u_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-НН}} + u_{\text{КЗ СН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-СН}}) = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5 \%;$$

$$X_{\text{AT1 ВН}} = X_{\text{AT2 ВН}} = X_7 = X_8 = \frac{u_{\text{КЗ ВН}}}{100 \%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,105 \cdot \frac{1000}{125} = 0,84 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{AT1 СН}} = X_{\text{AT2 СН}} = X_9 = X_{10} = \frac{u_{\text{КЗ СН}}}{100 \%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0 \cdot \frac{1000}{125} = 0 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{AT1 НН}} = X_{\text{AT2 НН}} = X_{11} = X_{12} = \frac{u_{\text{КЗ НН}}}{100 \%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,245 \cdot \frac{1000}{125} = 1,96 \text{ о. е.}$$

Схема замещения КЭС приведена на рис. 2.21.

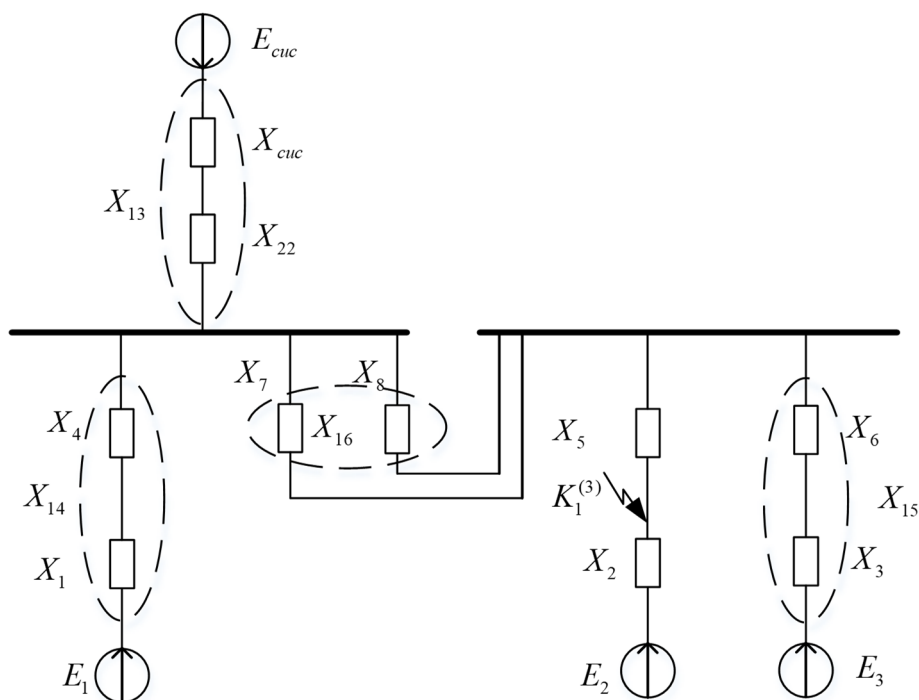


Рис. 2.21. Преобразование схемы замещения (шаг 1)

Начальный шаг преобразования схемы заключается в расчете эквивалентных сопротивлений:

$$X_{13} = X_{\text{сисг}} + X_{22} = 0,164 + 0,3 = 0,464 \text{ о. е.};$$

$$X_{14} = X_1 + X_4 = 1,375 + 0,88 = 2,255 \text{ о. е.};$$

$$X_{15} = X_3 + X_6 = 0,911 + 0,42 = 1,331 \text{ о. е.};$$

$$X_{16} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{0,84 \cdot 0,84}{0,84 + 0,84} = 0,42 \text{ о. е.}$$

Так как X_9 и X_{10} примерно равны нулю, то на схеме они не отображены. Далее представлены шаги по преобразованию схемы (рис. 2.22–2.25).

$$E_4 = \frac{E_{\text{сист}} \cdot X_{14} + E_1 \cdot X_{13}}{X_{14} + X_{13}} = \frac{(1 \cdot 2,255) + (1,12 \cdot 0,464)}{2,255 + 0,464} = 1,02 \text{ о. е.};$$

$$X_{17} = \frac{X_{14} \cdot X_{13}}{X_{14} + X_{13}} = \frac{2,255 \cdot 0,464}{2,255 + 0,464} = 0,385 \text{ о. е.};$$

$$X_{18} = X_{16} + X_{17} = 0,385 + 0,42 = 0,805 \text{ о. е.};$$

$$E_5 = \frac{E_4 \cdot X_{15} + E_3 \cdot X_{18}}{X_{15} + X_{18}} = \frac{(1,02 \cdot 1,331) + (1,13 \cdot 0,805)}{1,331 + 0,805} = 1,06 \text{ о. е.};$$

$$X_{19} = \frac{X_{18} \cdot X_{15}}{X_{18} + X_{15}} = \frac{1,331 \cdot 0,805}{1,331 + 0,805} = 0,5 \text{ о. е.};$$

$$X_{20} = X_{19} + X_5 = 0,5 + 0,42 = 0,92 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_{20} \cdot X_2}{X_{20} + X_2} = \frac{0,92 \cdot 0,911}{0,911 + 0,92} = 0,46 \text{ о. е.};$$

$$E_{\text{экв}} = \frac{E_2 \cdot X_{20} + E_5 \cdot X_2}{X_{20} + X_2} = \frac{(1,13 \cdot 0,92) + (1,06 \cdot 0,911)}{0,911 + 0,92} = 1,09 \text{ о. е.};$$

$$I_{*КЗ} = \frac{E_{\text{экв}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{1,09}{0,46} = 2,37;$$

$$I_{КЗ} = I_{*КЗ} \cdot I_6 = 2,37 \cdot 36,657 = 86,86 \text{ кА.}$$

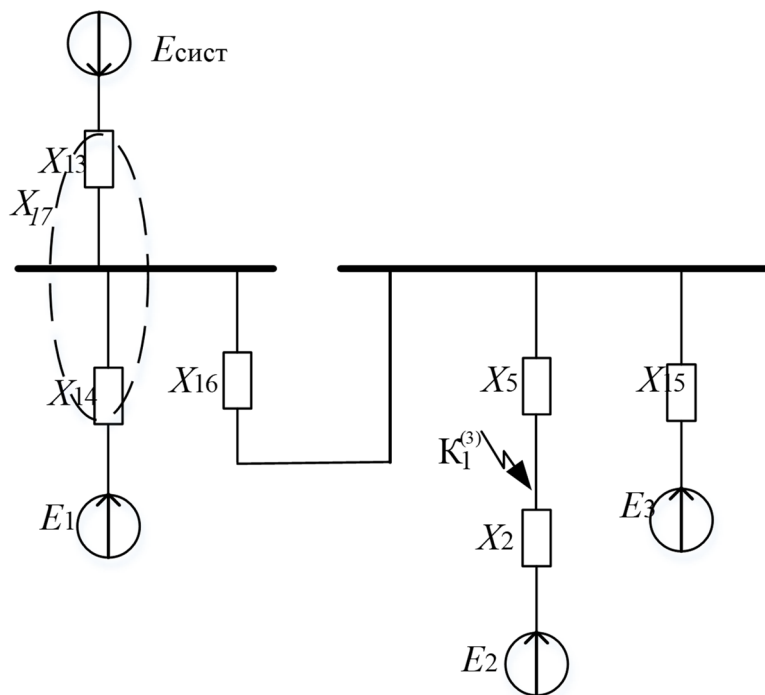


Рис. 2.22. Преобразование схемы замещения (шаг 2)

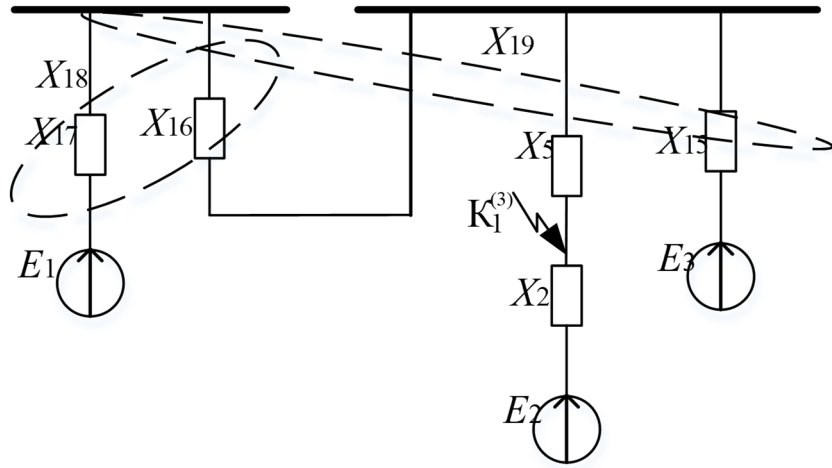


Рис. 2.23. Преобразование схемы замещения (шаг 3)

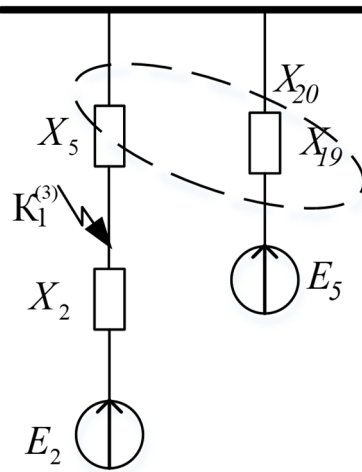


Рис. 2.24. Преобразование схемы замещения (шаг 4)

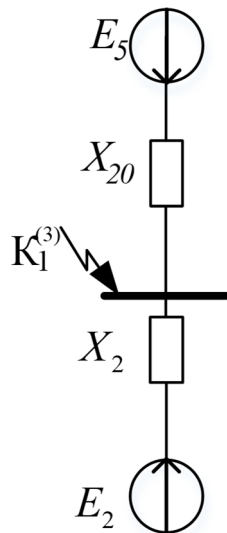


Рис. 2.25. Преобразование схемы замещения (шаг 5)

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям и суммарное значение представлены в табл. 2.4.

$$I_{\text{П01}} = \frac{E_2}{X_2} \cdot I_6 = \frac{1,13}{0,911} \cdot 36,657 = 45,47 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П02}} = \frac{E_5}{X_{20}} \cdot I_6 = \frac{1,06}{0,92} \cdot 36,657 = 42,23 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0}} = I_{\text{П01}} + I_{\text{П02}} = 45,47 + 42,23 = 87,7 \text{ кА}.$$

Таблица 2.4

Результаты расчета режима трехфазного КЗ для примера 3

Источник	$I_{\text{П0}}$, кА
G_2	45,47
$G_1 + G_3 + \text{Система}$	42,23
Суммарное значение	87,7

Пример 4

Приведем пример формирования схемы замещения и расчета параметров электрической схемы ТЭЦ (рис. 2.26).

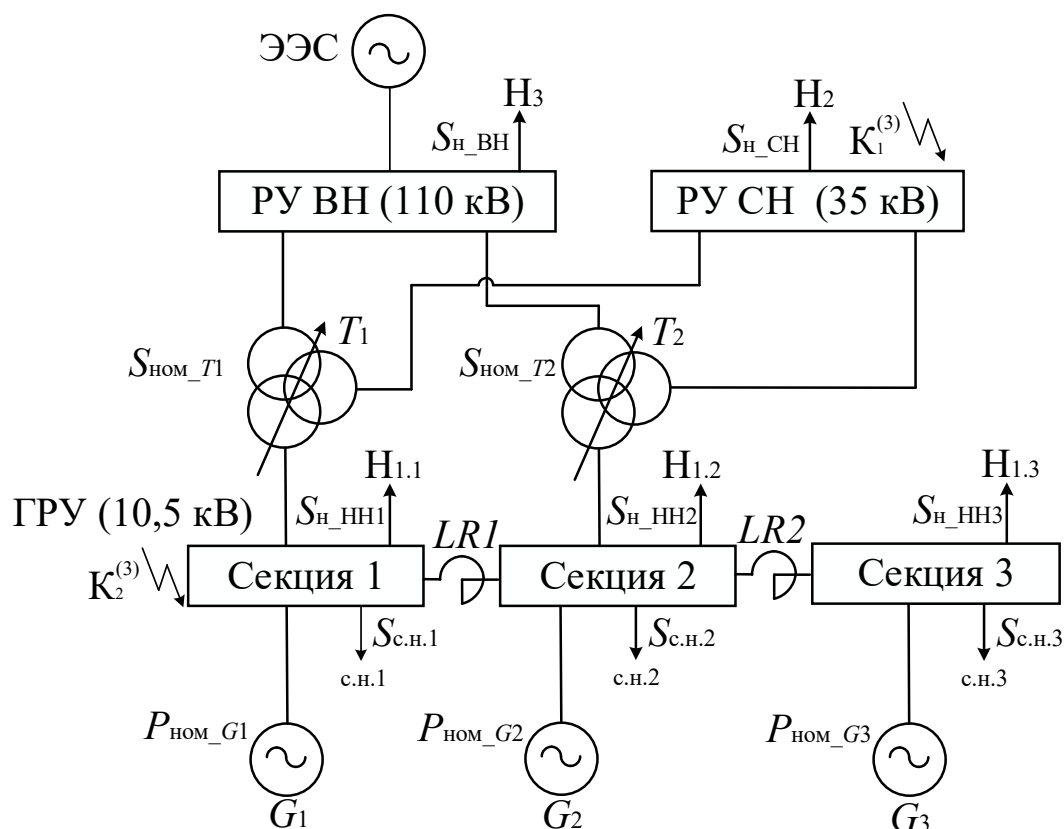


Рис. 2.26. Структурная схема ТЭЦ с обозначением расчетных мест и вида КЗ

Особенностью схемы ТЭЦ является наличие ГРУ, шины которых связаны между собой токоограничивающими реакторами ($LR1, LR2$). Соответственно, перед расчетом токов КЗ необходимо осуществить предварительный выбор токоограничивающих реакторов.

Секционный реактор выбираем из условий:

1) по номинальному напряжению $U_{\text{ном.р}}$:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.р}};$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ};$$

2) по номинальному току $I_{\text{ном.р}}$:

$$I_{\text{max}} = (0,5 \dots 0,7) \cdot I_{\text{ном.ген}} \leq I_{\text{ном.р}};$$

$$I_{\text{ном.ген}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 6,8 \text{ кА};$$

$$I_{\text{max}} = 0,5 \cdot I_{\text{ген.ном}} = 3,4 \text{ кА}.$$

Выбираем реактор РБДГ 10-4000-0,105У3 (прил. 3, табл. П.3.1 и П.3.2) с номинальным индуктивным сопротивлением $X_{\text{ном.р}} = 0,105 \text{ Ом}$.

Принимаем следующие базисные величины:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{61} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{62} = 37 \text{ В};$$

$$U_{63} = 115 \text{ кВ}.$$

Рассчитываем базисные токи:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,25 \text{ кА}.$$

Рассчитываем базисные сопротивления:

$$Z_{61} = \frac{U_{61}}{\sqrt{3} \cdot I_{61}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 54,99} = 0,11 \text{ Ом};$$

$$Z_{62} = \frac{U_{62}}{\sqrt{3} \cdot I_{62}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 15,6} = 1,37 \text{ Ом};$$

$$Z_{63} = \frac{U_{63}}{\sqrt{3} \cdot I_{63}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,25} = 12,64 \text{ Ом}.$$

Расчет параметров элементов схемы замещения:

1. Система (ЭЭС):

$$E_{\text{сист}} = 1 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{1700} = 0,588 \text{ о. е.},$$

где $S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ.

2. Линия связи (ЛЭП):

$$X_{\text{ЛЭП}} = \frac{x_{\text{л}}}{2} = \frac{1}{2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{U_{\text{сп}}^2},$$

где для АС 185/29 $x_0 = 0,413$ Ом/км и $L = 150$ км.

$$X_{\text{ЛЭП}} = \frac{X_{\text{л1}}}{2} = \frac{1}{2} \cdot 0,405 \cdot 220 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,369 \text{ о. е.}$$

3. Турбогенератор G1:

$$X_{G1} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,536 \text{ о. е.};$$

$$\sin \varphi_{G1} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G1}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6;$$

$$E_{G1} = \sqrt{(\cos \varphi_{G1})^2 + (x_d'' + \sin \varphi_{G1})^2} = \sqrt{(0,8)^2 + (0,143 + 0,6)^2} = 1,119 \text{ о. е.}$$

4. Турбогенераторы G2 и G3:

$$X_{G2} = X_{G3} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,153 \cdot \frac{1000}{78,75} = 1,943 \text{ о. е.};$$

$$\sin \varphi_{G2,3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{G2,3}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6;$$

$$E_{G2,3} = \sqrt{(\cos \varphi_{G2,3})^2 + (x_d'' + \sin \varphi_{G2,3})^2} =$$

$$= \sqrt{(0,8)^2 + (0,153 + 0,6)^2} = 1,098 \text{ о. е.}$$

5. Трансформаторы T1, T2:

$$u_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ СН-НН}}) = 0,5 \cdot (11 + 18,5 - 7) = 11,25 \%;$$

$$u_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ СН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-НН}}) = 0,5 \cdot (11 + 7 - 18,5) = -0,25 \%;$$

$$u_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ СН-НН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-СН}}) = 0,5 \cdot (18,5 + 7 - 11) = 7,25 \%;$$

$$X_{T1 \text{ ВН}} = X_{T2 \text{ ВН}} = \frac{u_{\text{КЗ ВН}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11,25 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,9 \text{ о. е.};$$

$$X_{T1\text{CH}} = X_{T2\text{CH}} = 0 \text{ о. е.};$$

$$X_{T1\text{HH}} = X_{T2\text{HH}} = \frac{u_{\text{КЗ HH}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{7,25 \cdot 1000}{100 \cdot 125} = 0,58 \text{ о. е.}$$

6. Реакторы $LR1$ и $LR2$:

$$X_{LR1} = X_{LR2} = X_p \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0,105 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,95 \text{ о. е.}$$

Схема замещения ТЭЦ приведена на рис. 2.27.

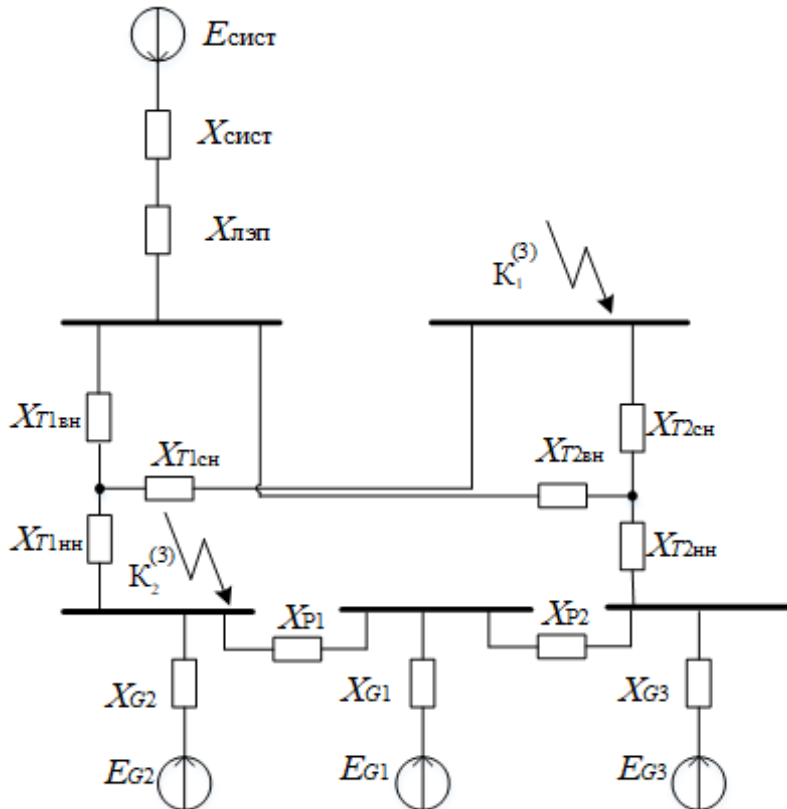


Рис. 2.27. Схема замещения ТЭЦ (шаг 1)

Так как $X_{T1\text{CH}} = X_{T2\text{CH}}$ примерно равны нулю, то схема замещения может быть упрощена (рис. 2.28).

Далее представлены шаги по преобразованию схемы (рис. 2.29–2.32):

$$X_1 = X_{\text{сист}} + X_{\text{ЛЭП}} = 0,588 + 3,369 = 3,957 \text{ о. е.};$$

$$X_2 = \frac{X_{T1\text{BH}} \cdot X_{T2\text{BH}}}{X_{T1\text{BH}} + X_{T2\text{BH}}} = \frac{0,9 \cdot 0,9}{0,9 + 0,9} = 0,45 \text{ о. е.};$$

$$X_3 = X_1 + X_2 = 3,957 + 0,45 = 4,407 \text{ о. е.}$$

$$X_4 = \frac{X_{G1} \cdot X_{P2}}{X_{G1} + X_{P2} + X_{G3}} = \frac{1,536 \cdot 0,95}{1,536 + 0,95 + 1,943} = 0,329 \text{ о. е.};$$

$$X_5 = \frac{X_{P2} \cdot X_{G3}}{X_{G1} + X_{P2} + X_{G3}} = \frac{0,95 \cdot 1,943}{1,536 + 0,95 + 1,943} = 0,42 \text{ о. е.};$$

$$X_6 = \frac{X_{G1} \cdot X_{G3}}{X_{G1} + X_{P2} + X_{G3}} = \frac{1,536 \cdot 1,943}{1,536 + 0,95 + 1,943} = 0,67 \text{ о. е.};$$

$$E_{G1,3} = \frac{E_{G3} \cdot X_5 + E_{G1} \cdot X_6}{X_5 + X_6} = \frac{1,098 \cdot 0,42 + 1,536 \cdot 0,67}{0,42 + 0,67} = 1,367 \text{ о. е.};$$

$$X_7 = X_{T2HH} + X_5 = 0,58 + 0,42 = 1,0 \text{ о. е.};$$

$$X_8 = X_4 + X_{P1} = 0,329 + 0,95 = 1,279 \text{ о. е.};$$

$$X_9 = \frac{X_{T1HH} \cdot X_7}{X_{T1HH} + X_7 + X_8} = \frac{0,58 \cdot 1}{0,58 + 1 + 1,279} = 0,202 \text{ о. е.};$$

$$X_{10} = \frac{X_8 \cdot X_7}{X_{T1HH} + X_7 + X_8} = \frac{1,279 \cdot 1}{0,58 + 1 + 1,279} = 0,447 \text{ о. е.};$$

$$X_{11} = \frac{X_{T1HH} \cdot X_8}{X_{T1HH} + X_7 + X_8} = \frac{0,58 \cdot 1,279}{0,58 + 1 + 1,279} = 0,651 \text{ о. е.}$$

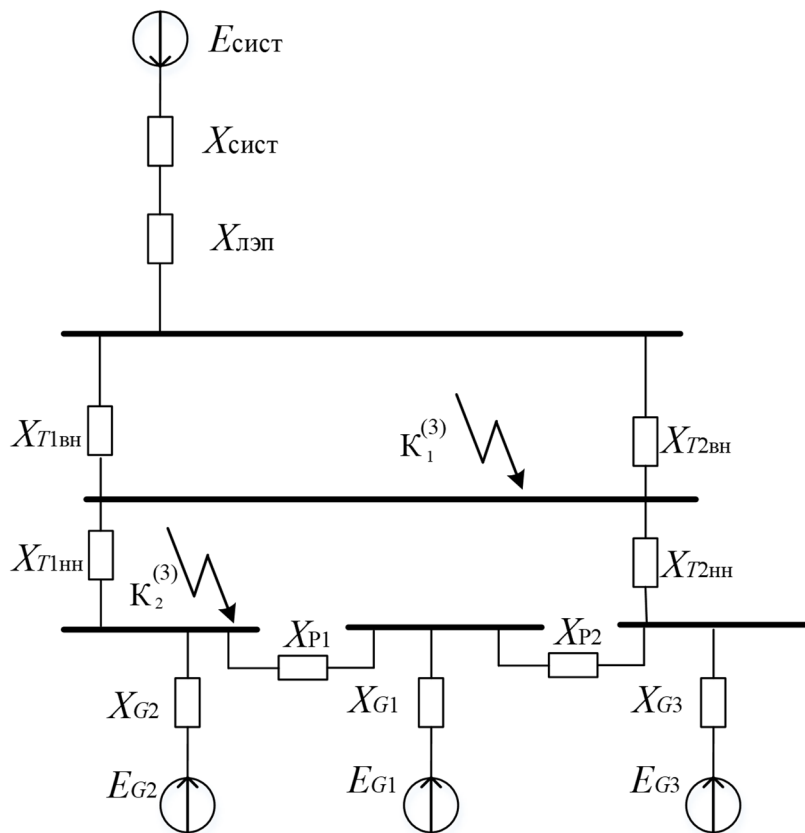


Рис. 2.28. Преобразование схемы замещения (шаг 2)

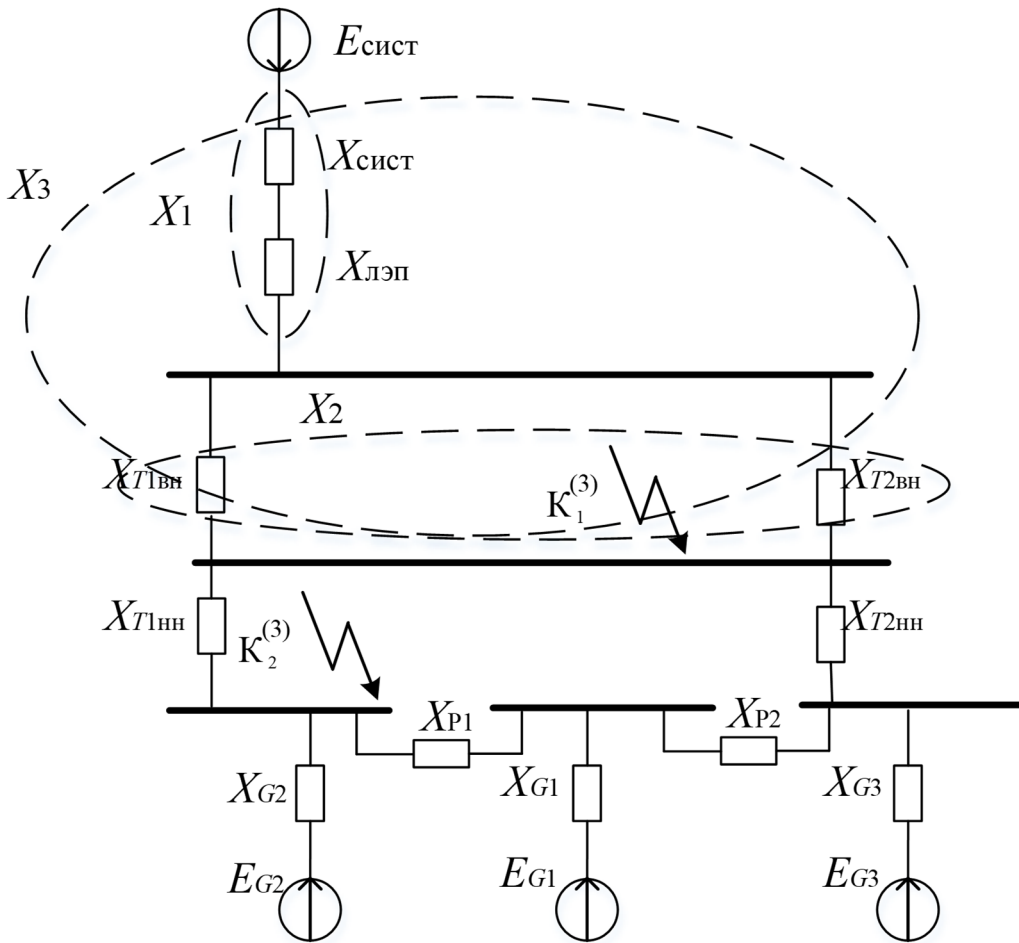


Рис. 2.29. Преобразование схемы замещения (шаг 3)

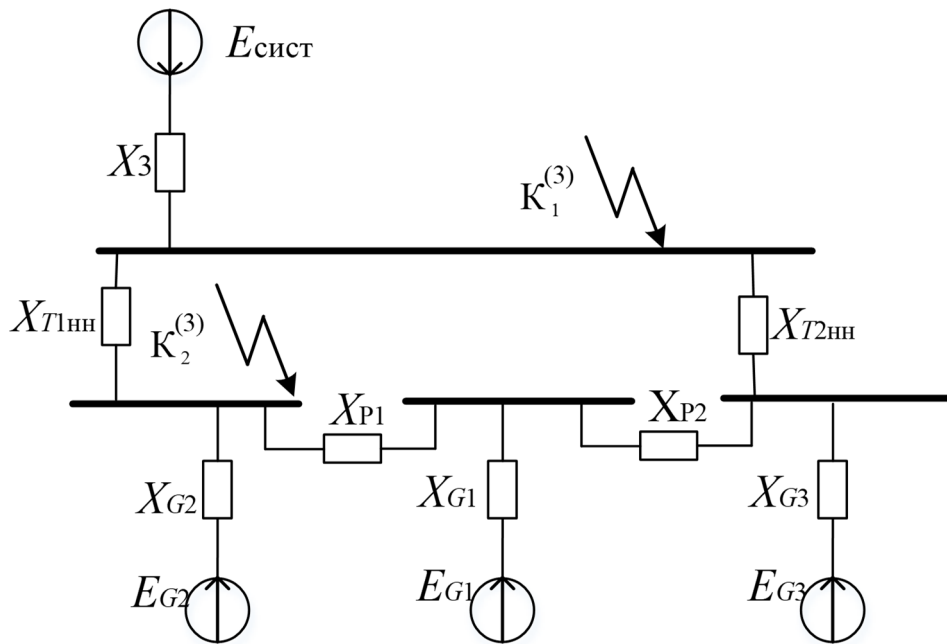


Рис. 2.30. Преобразование схемы замещения (шаг 4)

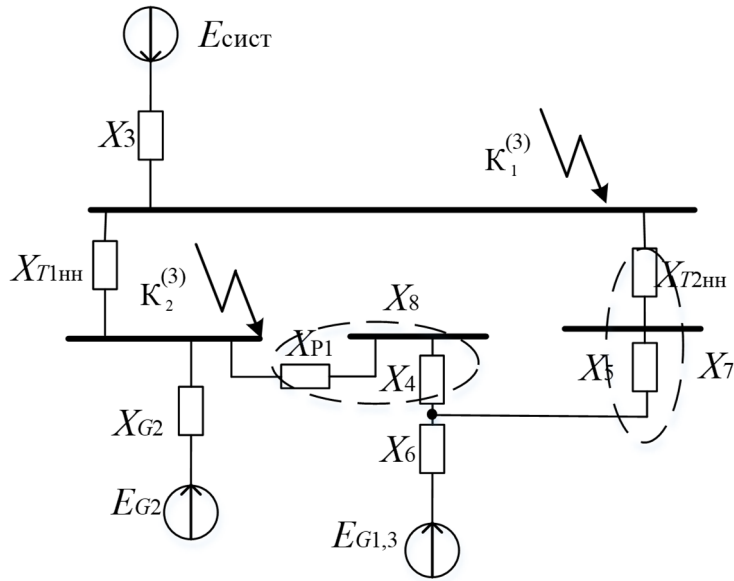


Рис. 2.31. Преобразование схемы замещения (шаг 5)

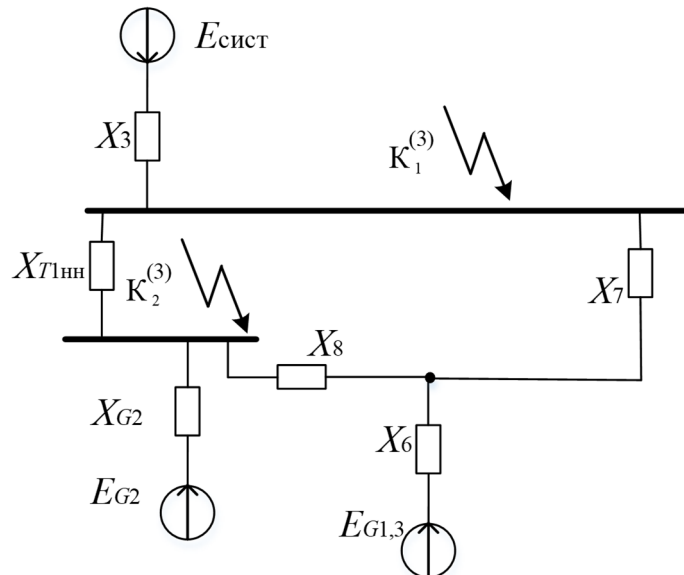


Рис. 2.32. Преобразование схемы замещения (шаг 6)

Для определения тока КЗ в точке K_1 шаги по преобразованию схемы замещения представлены на рис. 2.33–2.35.

$$X_{12} = X_{11} + X_{G2} = 0,651 + 1,943 = 2,594 \text{ о. е.};$$

$$E_{G1,3,2} = \frac{E_{G1,3} \cdot X_{12} + E_{G2} \cdot X_{10}}{X_{12} + X_{10}} = \frac{1,367 \cdot 2,594 + 1,098 \cdot 0,447}{2,594 + 0,447} = 1,464 \text{ о. е.};$$

$$X_{13} = \frac{X_{12} \cdot X_{10}}{X_{12} + X_{10}} = \frac{2,594 \cdot 0,447}{2,594 + 0,447} = 0,381 \text{ о. е.};$$

$$X_{14} = X_{13} + X_9 = 0,381 + 0,202 = 0,583 \text{ о. е.}$$

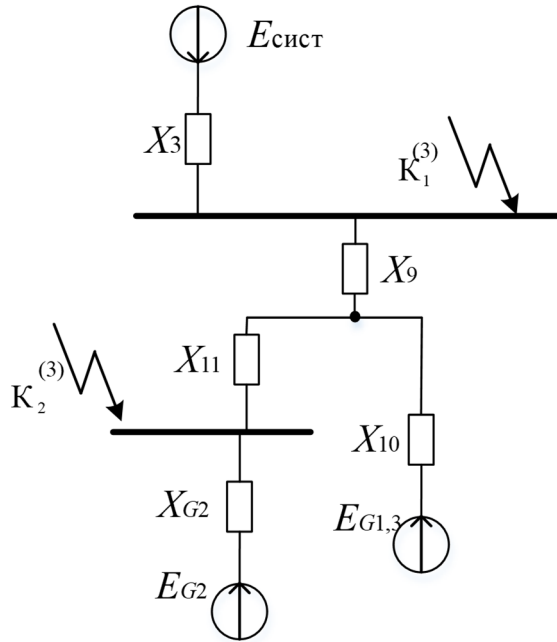


Рис. 2.33. Преобразование схемы замещения (шаг 7)

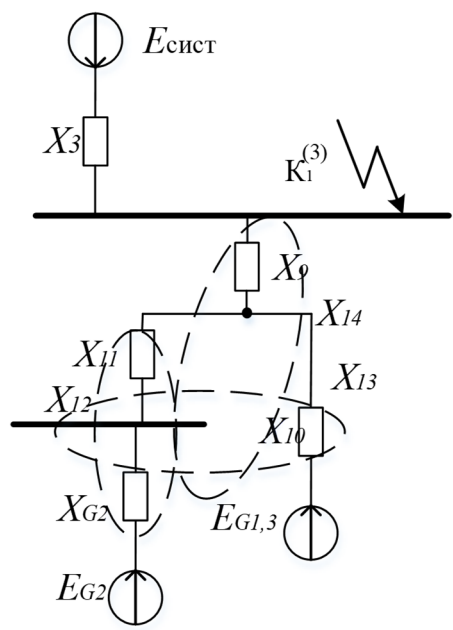


Рис. 2.34. Преобразование схемы замещения (шаг 8)

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям и суммарное значение представлены в табл. 2.5.

$$I_{\text{П0сист}} = \frac{E_{\text{сист}}}{X_3} \cdot I_{62} = \frac{1}{4,407} \cdot 15,6 = 3,54 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0G1,3,2}} = \frac{E_{G1,3,2}}{X_{14}} \cdot I_{62} = \frac{1,464}{0,583} \cdot 15,6 = 39,17 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0}} = I_{\text{П0сист}} + I_{\text{П0G1,3,2}} = 3,54 + 39,17 = 42,71 \text{ кА}.$$

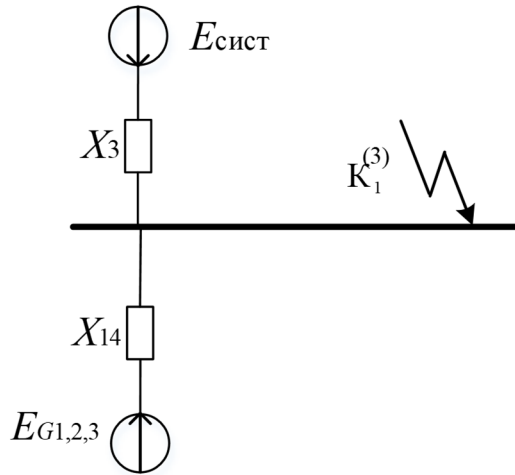


Рис. 2.35. Преобразование схемы замещения (шаг 9)

Таблица 2.5

Результаты расчета режима трехфазного КЗ

Источник	$I_{\text{по}}, \text{кА}$
$G_1 + G_2 + G_3$	39,17
Система	3,54
Суммарное значение	42,71

Для определения тока КЗ в точке K_2 шаги по преобразованию схемы замещения представлены на рис. 2.36, 2.37.

$$X_{15} = X_3 + X_9 = 4,407 + 0,202 = 4,609 \text{ о. е.};$$

$$E_1 = \frac{E_{\text{сист}} \cdot X_{10} + E_{G1,3} \cdot X_{15}}{X_{10} + X_{15}} = \frac{1 \cdot 0,447 + 1,367 \cdot 4,609}{0,447 + 4,609} = 1,334 \text{ о. е.};$$

$$X_{16} = \frac{X_{10} \cdot X_{15}}{X_{10} + X_{15}} = \frac{0,447 \cdot 4,609}{0,447 + 4,609} = 0,407 \text{ о. е.};$$

$$X_{17} = X_{16} + X_{11} = 0,407 + 0,651 = 1,058 \text{ о. е.}$$

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям и суммарное значение представлены в табл. 2.6.

$$I_{\text{по}1} = \frac{E_1}{X_{17}} \cdot I_{\text{б}1} = \frac{1,334}{1,058} \cdot 54,99 = 69,33 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по}G2} = \frac{E_{G2}}{X_{G2}} \cdot I_{\text{б}1} = \frac{1,098}{1,943} \cdot 54,99 = 31,07 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по}} = I_{\text{по}1} + I_{\text{по}G2} = 69,33 + 39,17 = 42,71 \text{ кА}.$$

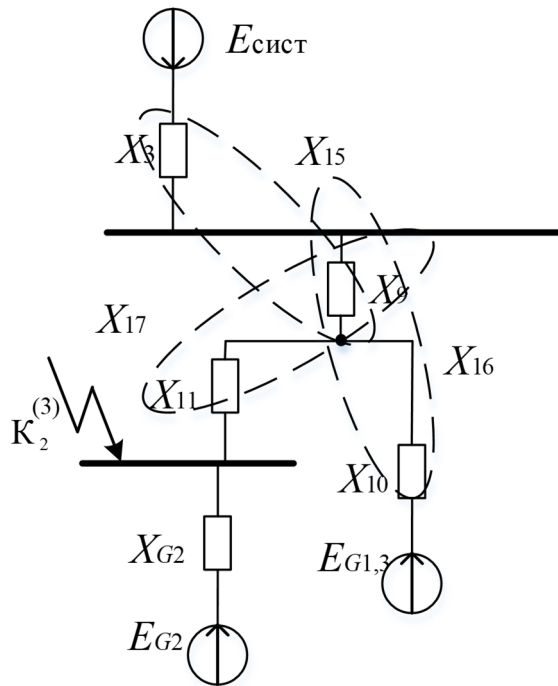


Рис. 2.36. Преобразование схемы замещения (шаг 10)

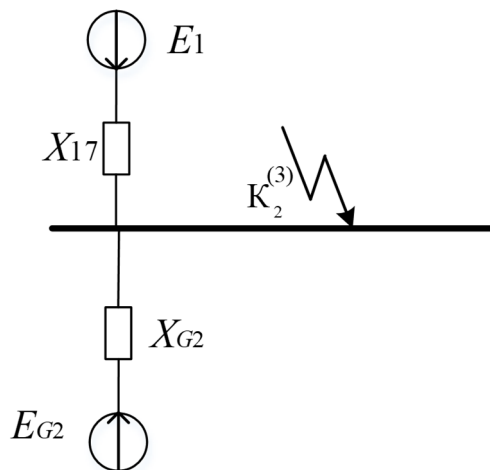


Рис. 2.37. Преобразование схемы замещения (шаг 11)

Таблица 2.6

Результаты расчета режима трехфазного КЗ

Источник	$I_{по}$, кА
G_2	31,07
$G_1 + G_3 + Система$	69,33
Суммарное значение	100,4

Оценим эффективность установки токоограничивающего секционного реактора. Для этого необходимо провести аналогичные вычисления, но без включения в схему сопротивлений секционных реакторов (рис. 2.38).

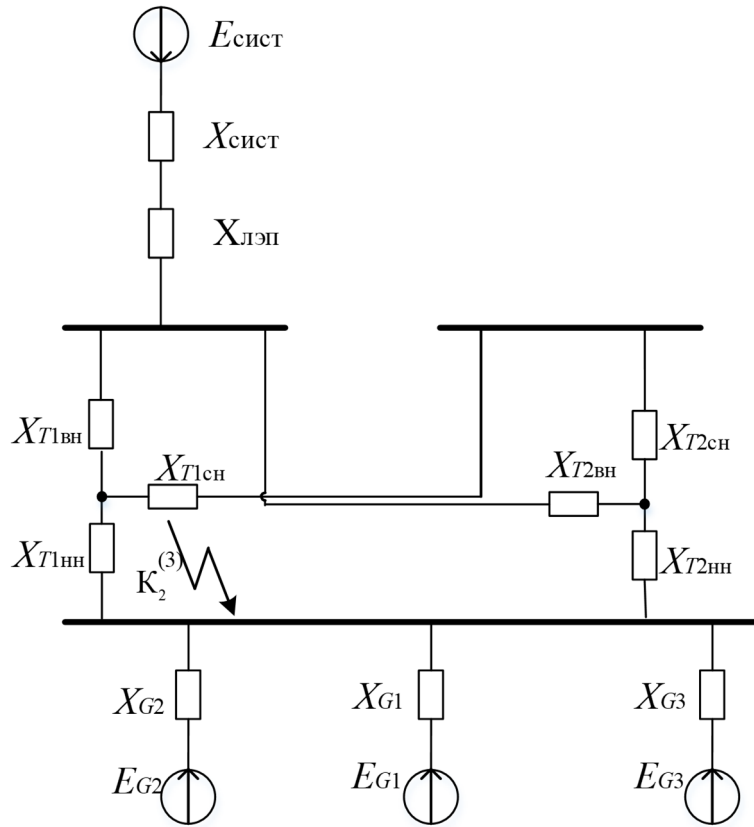


Рис. 2.38. Схема замещения ТЭЦ (вариант 2)

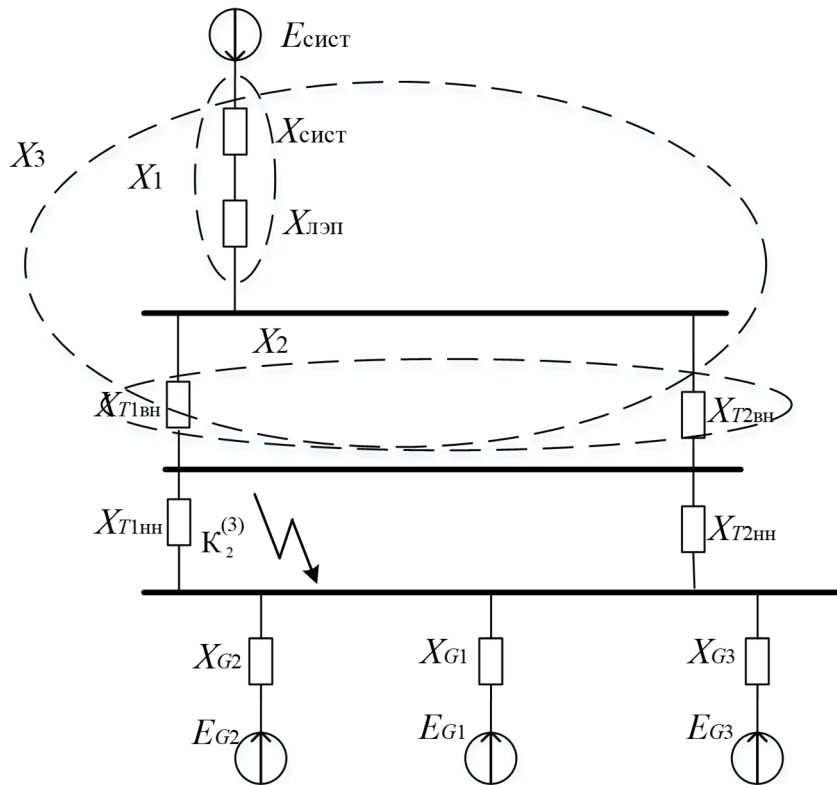


Рис. 2.39. Преобразование схемы замещения ТЭЦ (вариант 2, шаг 1)

Так как $X_{T1\text{ сн}} = X_{T2\text{ сн}}$ примерно равны нулю, то схема замещения может быть упрощена (рис. 2.29).

$$X_1 = X_{\text{сист}} + X_{\text{ЛЭП}} = 0,588 + 3,369 = 3,957 \text{ о. е.};$$

$$X_2 = \frac{X_{T1\text{ вн}} \cdot X_{T2\text{ вн}}}{X_{T1\text{ вн}} + X_{T2\text{ вн}}} = \frac{0,9 \cdot 0,9}{0,9 + 0,9} = 0,45 \text{ о. е.};$$

$$X_3 = X_1 + X_2 = 3,957 + 0,45 = 4,407 \text{ о. е.}$$

Для определения тока КЗ в точке K_2 шаги по преобразованию схемы замещения представлены на рис. 2.40, 2.41.

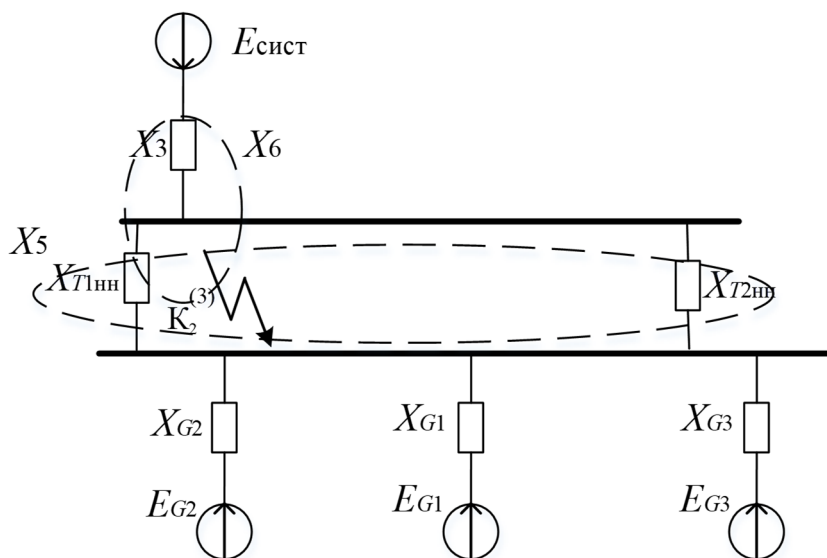


Рис. 2.40. Преобразование схемы замещения ТЭЦ (вариант 2, шаг 2)

$$X_5 = \frac{X_{T1\text{ нн}} \cdot X_{T2\text{ нн}}}{X_{T1\text{ нн}} + X_{T2\text{ нн}}} = \frac{0,58 \cdot 0,58}{0,58 + 0,58} = 0,29 \text{ о. е.};$$

$$X_6 = 4,407 + 0,29 = 4,697 \text{ о. е.}$$

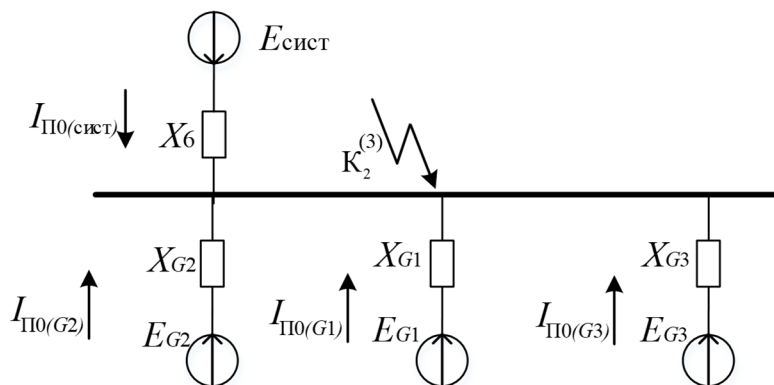


Рис. 2.41. Преобразование схемы замещения ТЭЦ (вариант 2, шаг 3)

Определим значение периодической составляющей тока КЗ каждой ветви:

$$I_{\text{П0сист}} = \frac{E_{\text{сист}}}{X_{17}} \cdot I_{61} = \frac{1}{1,058} \cdot 54,99 = 51,97 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0G1}} = \frac{E_{G1}}{X_{G1}} \cdot I_{61} = \frac{1,119}{1,536} \cdot 54,99 = 40,06 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0G2}} = \frac{E_{G2}}{X_{G2}} \cdot I_{61} = \frac{1,098}{1,943} \cdot 54,99 = 31,07 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0G3}} = \frac{E_{G3}}{X_{G2}} \cdot I_{61} = \frac{1,098}{1,943} \cdot 54,99 = 31,07 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П0}} = I_{\text{П0сист}} + I_{\text{П0G1}} + I_{\text{П0G2}} + I_{\text{П0G3}} = \\ = 51,97 + 40,06 + 31,07 + 31,07 = 154,18 \text{ кА}.$$

Значение начальной периодической составляющей тока КЗ по ветвям и суммарное значение представлены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Результаты расчета режима трехфазного КЗ для примера 4

Источник	$I_{\text{П0}}$, кА	
	До установки секционных реакторов	После установки секционных реакторов
G_2	31,07	31,07
$G_1 + G_3 + \text{Система}$	123,11	69,33
Суммарное значение	154,18	100,4

Видно, что при отсутствии токоограничивающих секционных реакторов ток КЗ значительно больше. Соответственно, коммутационное оборудование и токоведущие части должны быть рассчитаны на больший ток (больший нагрев, термическая и электродинамическая стойкость, а также отключающая способность выключателей должны быть повышены), что в итоге приведет к удорожанию проекта в целом. Следовательно, установка реактора является целесообразной.

Пример 5

Приведем пример формирования схемы замещения и расчета параметров электрической схемы КЭС (рис. 2.42).

Схема замещения, в которую входят все источники (система, генераторы) и элементы связи (линии электропередачи, трансформаторы) источников с местом КЗ и между собой, представлена на рис. 2.43.

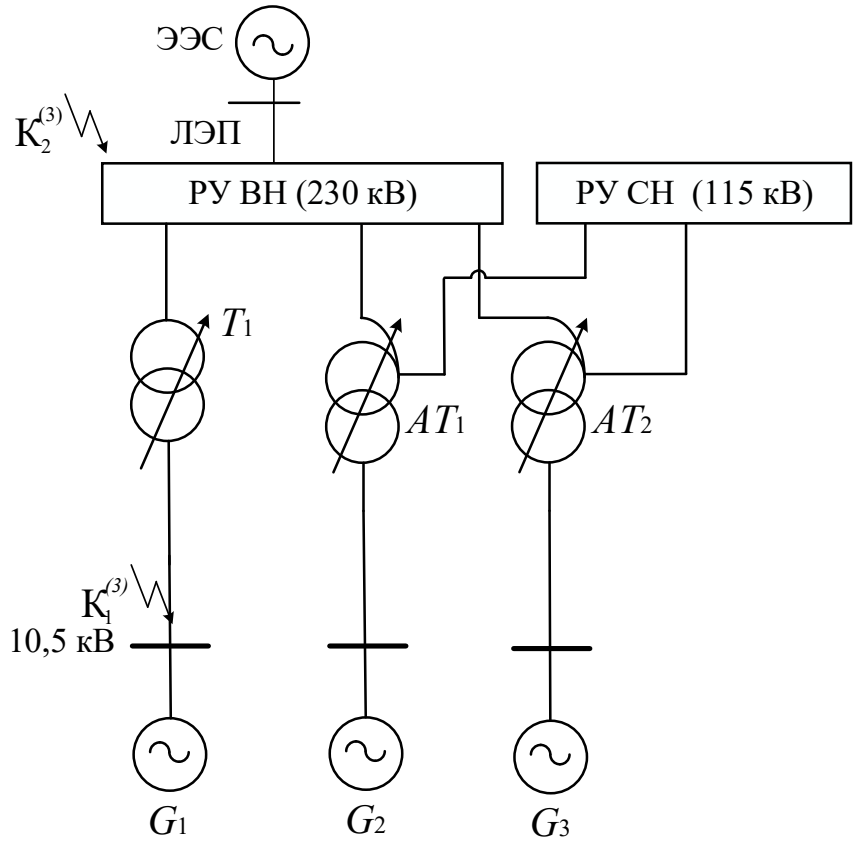


Рис. 2.42. Структурная схема КЭС с обозначением расчетного места и вида КЗ

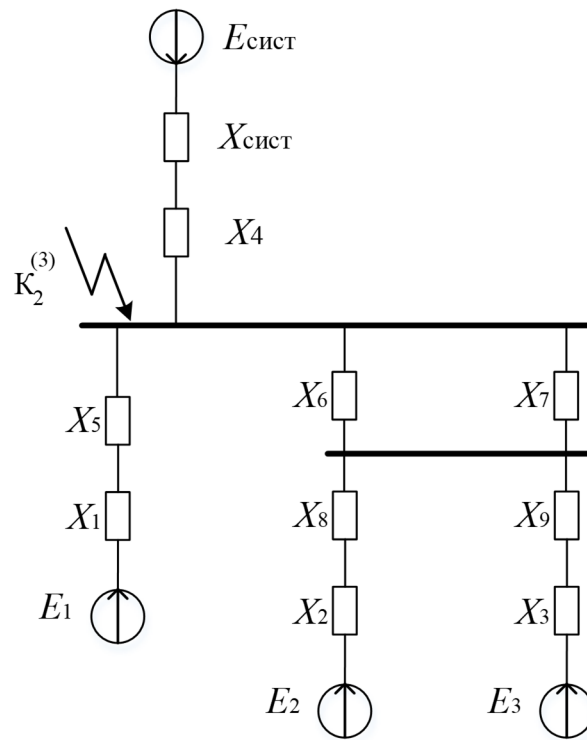


Рис. 2.43. Структурная схема КЭС (шаг 1)

Принимаем следующие базисные величины:

$$S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{61} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{62} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,510 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Расчет параметров схемы замещения параметров проводим в относительных единицах:

1) Система (ЭЭС):

$$E_{\text{сист}} = 1 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{1000}{2300} = 0,435 \text{ о. е.},$$

где $S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ;

2) линии связи (ЛЭП):

$$X_{\text{ЛЭП}} = X_4 = \frac{1}{2} \cdot x_{\text{уд}} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2},$$

где $x_{\text{уд}} = 0,429 \text{ Ом/км}$, тогда

$$X_{\text{ЛЭП}} = X_4 = \frac{1}{2} \cdot 0,429 \cdot 110 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,446 \text{ о. е.};$$

3) генераторы $G1, G2, G3$:

$$X_{G1} = X_1 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,1361 \cdot \frac{1000}{78,75} = 1,728 \text{ о. е.};$$

$$E_{G1} = E_1 = \sqrt{\left(I_{(0)} \cdot x_d'' \cos \varphi_{G1}\right)^2 + \left(U_{(0)} + I_{(0)} \cdot x_d'' \sin \varphi_{G1}\right)^2} = \\ = \sqrt{\left(1 \cdot 0,1361 \cdot 0,8\right)^2 + \left(1 + 1 \cdot 0,1361 \cdot 0,6\right)^2} = 1,087 \text{ о. е.};$$

$$X_{G2} = X_{G3} = X_2 = X_3 = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,213 \cdot \frac{1000}{200} = 1,065 \text{ о. е.};$$

$$E_{G2} = E_{G3} = E_2 = E_3 = \sqrt{\left(I_{(0)} \cdot x_d'' \cos \varphi_{G2}\right)^2 + \left(U_{(0)} + I_{(0)} \cdot x_d'' \sin \varphi_{G2}\right)^2} = \\ = \sqrt{\left(1 \cdot 0,213 \cdot 0,8\right)^2 + \left(1 + 1 \cdot 0,213 \cdot 0,6\right)^2} = 1,141 \text{ о. е.};$$

4) трансформатор $T1$:

$$X_{T1} = X_5 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,11 \cdot \frac{1000}{80} = 1,375 \text{ о. е.};$$

5) блочные автотрансформаторы $AT1, AT2$:

$$u_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ СН-НН}}) = 0,5 \cdot (32 + 11 - 20) = 11,5 \%;$$

$$u_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ СН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-НН}}) = 0,5 \cdot (11 + 20 - 32) = 0 \%;$$

$$u_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ СН-НН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-СН}}) = 0,5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5 \%;$$

$$X_{AT1 \text{ ВН}} = X_{AT2 \text{ ВН}} = X_6 = X_7 = \frac{u_{\text{КЗ ВН}}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,115 \cdot \frac{1000}{200} = 0,575 \text{ о. е.};$$

$$X_{AT1 \text{ СН}} = X_{AT2 \text{ СН}} = \frac{u_{\text{КЗ СН}}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0 \cdot \frac{1000}{125} = 0 \text{ о. е.};$$

$$X_{AT1 \text{ НН}} = X_{AT2 \text{ НН}} = X_8 = X_9 = \frac{u_{\text{КЗ НН}}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = 0,205 \cdot \frac{1000}{200} = 1,025 \text{ о. е.}$$

Далее представлены шаги по преобразованию схемы (рис. 2.44–2.47).

$$X_{10} = X_{\text{сист}} + X_4 = 0,435 + 0,446 = 0,881 \text{ о. е.};$$

$$X_{11} = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = \frac{0,575 \cdot 0,575}{0,575 + 0,575} = 0,287 \text{ о. е.};$$

$$X_{12} = X_2 + X_8 = 1,065 + 1,025 = 2,09 \text{ о. е.};$$

$$X_{13} = X_3 + X_9 = 1,065 + 1,025 = 2,09 \text{ о. е.};$$

$$X_{14} = X_5 + X_1 = 1,375 + 1,728 = 3,103 \text{ о. е.}$$

$$X_{15} = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13}} = \frac{2,09 \cdot 2,09}{2,09 + 2,09} = 1,045 \text{ о. е.};$$

$$E_{23} = \frac{E_2 \cdot X_{13} + E_{12} \cdot X_{26}}{X_{12} + X_{13}} = \frac{E_2 + E_3}{2} = 1,141 \text{ о. е.};$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{11} = 1,045 + 0,287 = 1,332 \text{ о. е.}$$

Определяем начальные значения периодической составляющей тока КЗ в ветвях схемы:

1) генератор $G1$:

$$I_{\text{НОГ1}} = \frac{E_1}{X_{14}} \cdot I_6,$$

где $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,510 \text{ кА}$, тогда

$$I_{\text{НОГ1}} = \frac{E_1}{X_{14}} \cdot I_6 = \frac{1,087}{3,103} \cdot 2,510 = 0,879 \text{ кА};$$

2) генераторы $G2, G3$:

$$I_{\text{П}0G2,3} = \frac{E_{2,3}}{X_{10}} \cdot I_{61} = \frac{1,141}{1,332} \cdot 2,510 = 2,15 \text{ кА};$$

3) энергосистема:

$$I_{\text{П}0\text{сист}} = \frac{E_{\text{сист}}}{X_{10}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,881} \cdot 2,510 = 2,849 \text{ кА}.$$

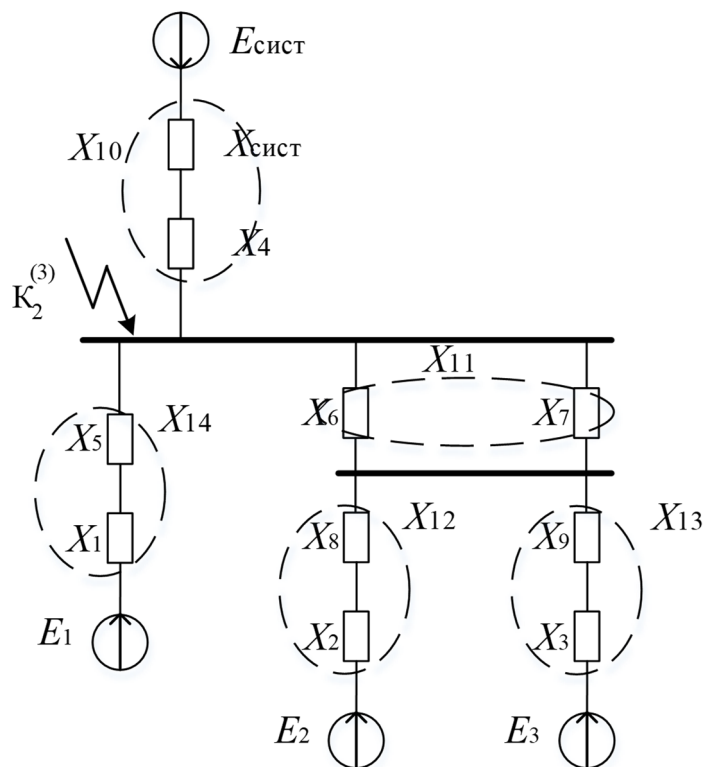


Рис. 2.44. Преобразование схемы замещения КЭС (шаг 2)

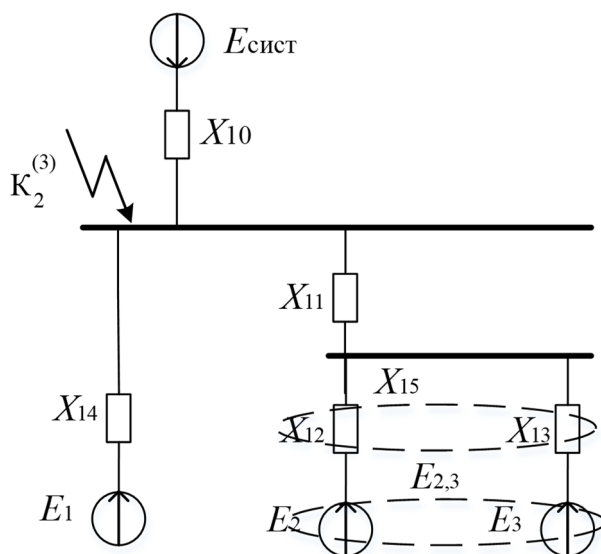


Рис. 2.45. Преобразование схемы замещения КЭС (шаг 3)

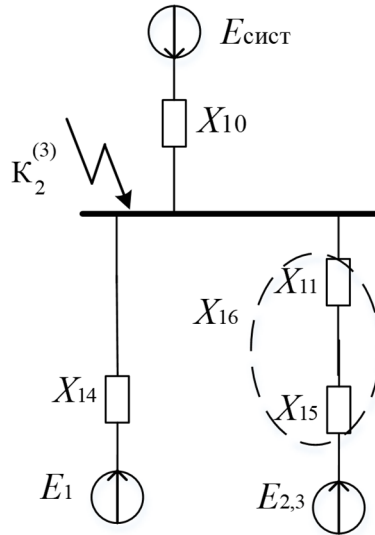


Рис. 2.46. Преобразование схемы замещения (шаг 4)

Определяем значение суммарного тока КЗ в точке К₂:

$$I_{\text{по К2}} = I_{\text{по сист}} + I_{\text{по } E_{2,3}} + I_{\text{по } E_1} = 0,879 + 2,15 + 2,849 = 5,878 \text{ кА.}$$

Далее представлены шаги по преобразованию схемы (рис. 2.47, 2.48) для определения тока КЗ в точке К₁.

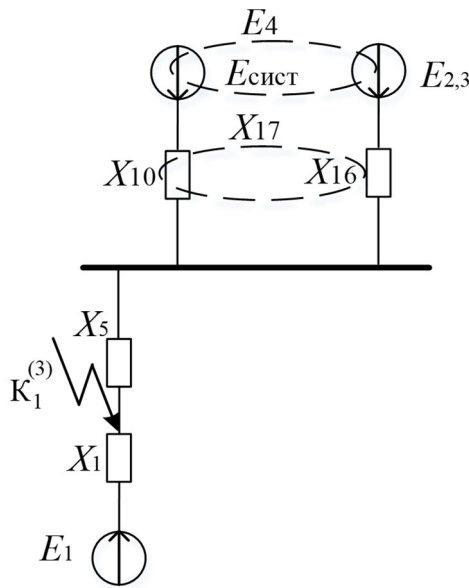


Рис. 2.47. Преобразование схемы замещения (шаг 5)

$$X_{17} = \frac{X_{10} \cdot X_{16}}{X_{10} + X_{16}} = \frac{0,881 \cdot 1,332}{0,881 + 1,332} = 0,53 \text{ о. е.};$$

$$E_4 = \frac{E_{23} \cdot X_{10} + E_{\text{сист}} \cdot X_{16}}{X_{10} + X_{16}} = \frac{1,141 \cdot 0,881 + 1 \cdot 1,332}{0,881 + 1,332} = 1,056 \text{ о. е.};$$

$$X_{18} = X_5 + X_{17} = 1,375 + 0,53 = 1,905 \text{ о. е.}$$

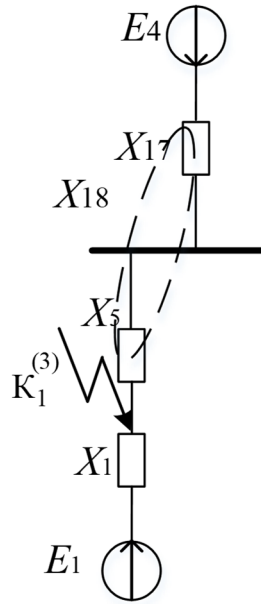


Рис. 2.48. Преобразование схемы замещения (шаг б)

Определяем начальные значения периодической составляющей тока КЗ в ветвях схемы:

- генератор $G1$:

$$I_{\text{П0G1}} = \frac{E_1}{X_1} \cdot I_6,$$

где $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986$ кА, тогда

$$I_{\text{П0G1}} = \frac{E_1}{X_1} \cdot I_6 = \frac{1,087}{1,728} \cdot 54,986 = 34,589 \text{ кА};$$

- генераторы $G2$, $G3$, энергосистема:

$$I_{\text{П04}} = \frac{E_4}{X_{18}} \cdot I_6 = \frac{1,056}{1,905} \cdot 54,986 = 30,48 \text{ кА}.$$

Определяем значение суммарного тока КЗ в точке K_1 :

$$I_{\text{П0K1}} = I_{\text{П0G1}} + I_{\text{П04}} = 34,589 + 30,48 = 65,069 \text{ кА};$$

Вычислим значения ударного тока КЗ в точке K_2 :

- генератор $G1$:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0G1}} \cdot k_{\text{уд}},$$

где $k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_a}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, значение которого определяем по [4];

$$i_{удG1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0G1} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,879 \cdot 1,955 = 2,430 \text{ кА};$$

- генераторы $G2, G3$:

$$i_{удG2,3} = \sqrt{2} \cdot I_{П0G2,3} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,15 \cdot 1,963 = 5,95 \text{ кА};$$

- энергосистема:

$$i_{удсист} = \sqrt{2} \cdot I_{П0сист} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,849 \cdot 1,61 = 6,487 \text{ кА}.$$

Определяем суммарный ударный ток КЗ в точке K_2 :

$$i_{уд} = i_{удG1} + i_{удG2,3} + i_{удсист} = 2,430 + 5,95 + 6,487 = 14,867 \text{ кА}.$$

Вычислим значения ударного тока КЗ в точке K_1 . Генератор $G1$:

$$i_{удG1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0G1} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 34,589 \cdot 1,955 = 95,631 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент для энергосистемы, генераторов $G2, G3$ определим с учетом того, что поступает ли ток к месту КЗ через блочный трансформатор $T1$ $k_{уд} = 1,9$ [4], тогда

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot I_{П04} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot \frac{E_4}{X_{18}} \cdot I_{б2} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot \frac{1,056}{1,905} \cdot 54,986 \cdot 1,9 = 83,39 \text{ кА}.$$

Определяем суммарный ударный ток КЗ в точке K_1 :

$$i_{уд} = i_{удG1} + i_{уд4} = 95,631 + 83,39 = 179,025 \text{ кА}.$$

Задания для самоконтроля

1. Обозначьте основные допущения при расчетах токов КЗ и обоснуйте возможность их применения.
2. Дайте пояснения особенностям составления схемы замещения ТЭЦ и КЭС.
3. Приведите расчетные выражения для определения параметров схемы замещения силового оборудования электростанции.
4. Поясните, в чем заключается особенность расчёта параметров схемы замещения силового оборудования электростанции в именованных и относительных единицах.
5. Приведите расчетные выражения и дайте соответствующие пояснения для определения периодической составляющей тока КЗ.
6. Приведите расчетные выражения и дайте соответствующие пояснения для определения апериодической составляющей тока КЗ.
7. Приведите расчетные выражения и дайте соответствующие пояснения для определения ударного тока КЗ.
8. Постройте векторную диаграмму синхронного генератора ТВФ-63-2 и определите параметры схемы замещения.

9. Определите параметры схемы замещения автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110-У1.

10. Приведите пример расчета токов КЗ на шине СН для схемы на рис. 2.38.

11. Для схемы ТЭЦ (рис. 2.26) приведите пример расчета токов КЗ при установке реактора РБНГ 10-1000-0,45У1. Сравните полученные результаты с данными, приведёнными в табл. 2.7.

Раздел 3

ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

Ранее было отмечено, что все электрические аппараты и токоведущие части должны быть выбраны:

- 1) при номинальной мощности и напряжении, сниженном на 5 % относительно номинального, при работе в цепях генераторного напряжения;
- 2) при максимально возможных токах, обусловленных ремонтными (при отключении одной из цепей) или аварийными режимами, при работе в цепях секционных и шиносоединительных выключателей;
- 3) при допустимой максимальной перегрузке (до 40 % номинальной мощности трансформатора) при работе в цепях трансформаторов.

Корректность выбора должна быть проверена по условиям термической и электродинамической стойкости электрических аппаратов и токоведущих частей при трехфазном замыкании в расчетной точке, в частности:

- 1) при заданной длительности КЗ ($t_{откл}$), которая включает время отключения самого выключателя и действия релейной защиты, необходимо определить теплового импульса КЗ ($B_{КЗ}$), характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате или в проводнике за время $t_{откл}$;
- 2) определение и сравнение расчетного ударного тока КЗ ($i_{уд}$) с наибольшим допустимым током КЗ аппарата (или предельный сквозной ток КЗ), устанавливаемым заводом-изготовителем.

3.1. Выбор высоковольтных выключателей

При размыкании контактов цепь не прерывается, так как в образовавшемся промежутке возникает электрическая дуга. Дуга будет гореть несколько полупериодов (обычно 2–3 полупериода). При этом всякий раз как ток достигает нулевого значения, она гаснет на несколько микросекунд, происходит восстановление электрической прочности ионизированного промежутка и восстановление напряжения на контактах выключателя. Так, если к моменту погасания дуги контакты выключателя не успеют разойтись на достаточное расстояние, восстанавливающая прочность промежутка может оказаться меньшей восстанавливающего напряжения на контактах и промежуток будет пробит снова – дуга зажжется вновь и будет гореть еще половину периода. Соответственно, высоковольтные выключатели применяются не только для размыкания электрической цепи, но и для «гашения» дуги и предотвращения ее повторного зажигания.

В процессе отключения в дуговом промежутке выделяется значительная энергия. Так, при размыкании выключателем цепи 110 кВ

с током 15 кА (I) падение напряжения в дуге (среднее за период) примем равным 5 кВ (ΔU) [4], тогда энергия (A), выделяемая в каждом разрыве в течение одного периода ($t = 0,01$ с), составляет:

$$A = I \cdot \Delta U \cdot t = 15 \cdot 5 \cdot 0,02 = 1,5 \text{ МВт} \cdot \text{с}.$$

Часть выделяемой энергии рассеивается в окружающую среду, а другая часть поглощается выключателем, что приводит к термическому воздействию: контакты выключателя оплавливаются, возникают механические напряжения в стенках корпуса выключателя, в масляных выключателях происходят нагрев и разложение масла, что увеличивает процесс его старения, в воздушных выключателях – нагревание и диссоциация (распад молекул на атомы) воздуха, повышается давление в гасительной камере и корпусе в целом.

Таким образом, выделяющаяся энергия и разрушительное действие дуги определяют необходимость в сокращении времени дуги путем эффективной деионизации дугового промежутка при правильном выборе выключателей.

Для выбора выключателей необходимо определиться с конструкцией, местом установки, а также рассчитать исходные данные, которые должны соответствовать следующим условиям:

1) номинальное напряжение выключателя должно быть больше номинального напряжения установки (места установки):

$$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{уст}},$$

где $U_{\text{ном.выкл}}$ – номинальное напряжение выключателя; $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжения установки;

2) номинальный длительный ток выключателя должен быть больше максимального допустимого (рабочего) тока установки (места установки):

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{раб.мах}},$$

где $I_{\text{ном.выкл}}$ – номинальный длительный ток выключателя; $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный допустимый (рабочий) ток установки;

3) наибольший допустимый ток КЗ аппарата (или предельный сквозной ток КЗ) ($i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}}$) должен быть больше ударного тока КЗ и начальной периодической составляющей тока КЗ:

$$\begin{aligned} i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}} &\geq i_{\text{уд}}; \\ I_{\text{дин}} = I_{\text{пр.скв}} &\geq I_{\text{П0}}; \end{aligned}$$

4) величина теплового импульса КЗ аппарата ($B_{\text{КЗ}}$), которая определяется предельным током термической стойкости выключателя ($I_{\text{тер}}$) и длительностью протекания этого тока ($t_{\text{тер}}$), должна быть больше расчетного значения теплового импульса ($B_{\text{КЗ расч}}$) при протекании тока КЗ ($I_{\text{П0}}$)

в течение времени $t_{откл}$ с учетом постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (T_a):

$$B_{КЗ} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \leq B_{КЗ\ расч} = I_{П0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a);$$

5) отключающая способность выключателя, которая характеризуется номинальным током отключения ($I_{откл.ном}$) выключателя и показывает наибольший ток КЗ, который способен отключить выключатель.

Номинальный ток отключения $I_{откл.ном}$ состоит из периодической (симметричной) ($I_{откл.ном}$) и апериодической (асимметричной) составляющих ($\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \beta_n)$). Последняя определяется амплитудным значением полного отключаемого тока КЗ:

$$I_{откл.ном} \geq I_{Пт};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \beta_n) \geq i_{ат},$$

где β_n – допустимое относительное содержание апериодической составляющей тока в токе отключения:

$$\beta_n = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{откл}} \cdot 100.$$

Величина β_n является нормированным значением, которое определяется для момента расхождения контактов ($t_{откл}$) (рис. 3.1).

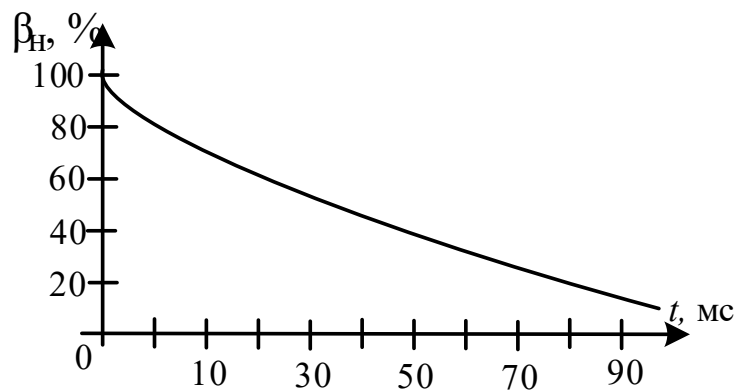


Рис. 3.1. Содержание апериодической составляющей

В случае если $I_{Пт} \leq I_{откл.ном}$, но $i_{ат} > i_{а,ном}$, то проверку проводят по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_n).$$

В распределительных устройствах распространение получили следующие выключатели:

1. Элегазовые выключатели, в которых для гашения дуги используется инертный газ – элегаз или шестифтористая сера (SF_6). Элегаз

обладает высокой электрической прочностью и способностью гасить электрическую дугу, значительно превосходя гасящую способность воздуха (в 2–3 раза). Так, при атмосферном давлении в элегазе может быть погашена дуга с током, в 100 раз превышающим ток в воздухе при тех же условиях. Кроме этого, в элегазовых выключателях предусматривается вращение дуги в газообразной среде (вращение в магнитном поле), что повышает эффективность гашения дуги и, соответственно, быстрого отключения электроустройства. Это достигается за счет наличия в подвижных и неподвижных контактах выключателя встроенных постоянных магнитов из феррита.

Достоинства: пожаро- и взрывобезопасность; быстрота действия; высокая отключающая способность; малый износ дугогасительных контактов; высокая электрическая прочность, которая до трех раз больше прочности сжатого воздуха; дугогасящие свойства лучше, чем у масла; высокая способность отвода тепла; пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения, очистки и перекачки элегаза; относительно высокая стоимость элегаза.

Элегазовые выключатели активно используются в сетях 10 кВ и 220 кВ, в том числе встроенные в комплектное распределительное устройство.

2. Воздушные выключатели, в которых гашение дуги происходит сжатым воздухом или в баке со сжатым воздухом, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Воздушные выключатели содержат: баллон с запасом сжатого воздуха; дутьевые клапаны и воздухопроводы, с помощью которых воздух поступает в гасительные камеры в процессе отключения; гасительные устройства с делителями напряжения (при многократном разрыве), в некоторых случаях также со встроенными активными сопротивлениями для уменьшения скорости восстанавливающего напряжения на контактах выключателя.

Достоинства: взрыво- и пожаробезопасность; быстрое действие и возможность осуществления быстродействующего автоматического повторного включения; высокая отключающая способность; надежное отключение емкостных токов линий; малый износ дугогасительных контактов; легкий доступ к дугогасительным камерам; возможность создания серии из крупных узлов; пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки: необходимость компрессорной установки; сложная конструкция ряда деталей и узлов; относительно высокая стоимость; трудность установки встроенных трансформаторов тока.

3. Малообъемные масляные выключатели с малым объемом масла, используемого для гашения дуги.

Достоинства: сравнительно небольшое количество используемого масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам.

Недостатки: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у многообъемных баковых выключателей; необходимость периодического контроля, доливки, с относительно частой заменой масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока.

Применяются преимущественно в сетях генераторного напряжения 6...20 кВ.

4. Вакуумные выключатели – коммутационные аппараты, в которых для гашений дуги используется вакуум.

Свойство вакуума, чья электрическая прочность во много раз превышает электрическую прочность воздуха при атмосферном давлении, позволяет применить его для использования в вакуумных дугогасительных камерах.

Достоинства: простота конструкции; высокая степень надежности; высокая коммутационная износостойкость; малые размеры; пожаро- и взрывобезопасность; отсутствие шума при операциях; отсутствие загрязнения окружающей среды; малые эксплуатационные расходы.

Недостатки: сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения; возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов.

Разработаны конструкции для напряжения 6...35 кВ, позволяющие постепенно вытеснять масляные и электромагнитные выключатели.

5. Электромагнитные выключатели, контакты которых расположены в воздухе, а дуга гасится с помощью электромагнитного дутья, имеют большое преимущество в полной пожаро- и взрывобезопасности. Они пригодны для работы в условиях частых отключений и включений, но имеют достаточно сложную конструкцию и могут быть изготовлены на напряжение до 20 кВ, мало пригодны для наружной установки.

В схемах РУ могут применяться выключатели нагрузки, которые предназначены для коммутации токов трехфазной электрической сети в номинальном режиме. То есть выключатели нагрузки необходимы исключительно для коммутации рабочих токов в установках, которые не превышают допустимые (номинальные) значения для того или иного участка электрической сети. Так как данное устройство не рассчитано на отключение токов аварийного режима, его можно устанавливать только при условии наличия в цепи защиты от КЗ и перегрузки, которая реализуется плавкими предохранителями или защитным аппаратом, установленным со стороны источника питания или на группе потребителей.

При выборе выключателей нагрузки необходимо учитывать его номинальные характеристики (номинальное напряжение, номинальный ток, номинальные токи электродинамической и термической стойкости) и отключающую способность, которая проверяется только на отключение токов рабочего режима ($I_{\text{раб.мах}}$):

$$I_{\text{откл.выкл}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

где $I_{\text{откл.мах}}$ – номинальный ток отключения выключателя нагрузки.

3.2. Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

Разъединитель в отключенном положении обеспечивает надежную изоляцию участков системы от смежных частей, находящихся под напряжением, за счет создания видимого разрыва между этими частями и возможность проведения безопасного ремонта электрического оборудования.

С другой стороны, разъединитель может обеспечить отключение и включение ненагруженных, работающих на холостом ходу цепей, а также переключение цепей в РУ без перерыва тока.

Разъединитель является более простым аппаратом по сравнению с выключателем: в нем отсутствует гасильное устройство и имеется более простой привод. Поэтому разъединителями нельзя отключать токи нагрузки: в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Так, перед операцией с разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем. Для безопасности разъединители агрегируются дополнительные ножи (один или два на полюс) для заземления отключенных частей системы.

Требования, предъявляемые к разъединителям:

- 1) создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- 2) электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- 3) исключение самопроизвольных отключений;
- 4) четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Для выбора разъединителя необходимо определиться с конструкцией, местом установки, а также рассчитать исходные данные, которые должны соответствовать следующим условиям:

1) номинальное напряжение разъединителя должно быть больше номинального напряжения установки (места установки):

$$U_{\text{ном.раз}} \geq U_{\text{уст}},$$

где $U_{\text{ном.раз}}$ – номинальное напряжение разъединителя; $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки;

2) номинальный длительный ток разъединителя должен быть больше максимального допустимого (рабочего) тока установки (места установки):

$$I_{\text{ном.раз}} \geq I_{\text{раб.мах}},$$

где $I_{\text{ном.раз}}$ – номинальный длительный ток разъединителя; $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный допустимый (рабочий) ток установки;

3) наибольший допустимый ток КЗ аппарата (или предельный сквозной ток КЗ) ($i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}}$) должен быть больше ударного тока КЗ и начальной периодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{П0}};$$

4) величина теплового импульса КЗ аппарата ($B_{\text{КЗ}}$), которая определяется предельным током термической стойкости разъединителя ($I_{\text{тер}}$) и длительностью протекания этого тока ($t_{\text{тер}}$), должна быть больше расчетного значения теплового импульса ($B_{\text{КЗ,расч}}$) при протекании тока КЗ ($I_{\text{П0}}$) в течение времени $t_{\text{откл}}$ с учетом постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (T_a):

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \leq B_{\text{КЗ,расч}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a).$$

3.3. Выбор отделителя и короткозамыкателя

Отделитель – высоковольтный аппарат, предназначенный для автоматического отключения поврежденных участков цепи в бестоковую паузу АПВ, поскольку его конструкция не рассчитана на гашение электрической дуги. Устройство отделителя такое же, как и разъединителя. Отличие от последнего в том, что отделитель в комбинации с короткозамыкателем создает систему «отделитель–короткозамыкатель», которая представляет альтернативу высоковольтному выключателю.

Короткозамыкатель – однополюсный (для сетей 110...220 кВ) или двухполюсный (в сетях 35 кВ) разъединитель, снабженный приводом для автоматического включения и предназначенный для соединения проводов

трехфазной системы с землей (создания искусственного КЗ на землю) по команде устройства релейной защиты (например, в случае подключения трансформатора к сети через отделитель (без выключателя при временной схеме питания удаленного потребителя)). В этом случае при внутреннем повреждении силового трансформатора он должен быть отключен выключателем, защищающим линию и расположенным на значительном расстоянии от трансформатора. Однако величина тока при таком повреждении может оказаться недостаточной для срабатывания релейной защиты. Поэтому автоматическим включением короткозамыкателя можно искусственно увеличить ток КЗ, чтобы обеспечить срабатывание защиты и отключение трансформатора. При этом короткозамыкатель (его контактная система) должен быть рассчитан на такое включение – на КЗ.

Выбор отделителя и короткозамыкателя не отличается от выбора разъединителя. Однако при выборе короткозамыкателя не требуется осуществлять выбор по номинальному току, но номинальные токи включения должны быть сопоставлены с максимальным действующим значением полного тока КЗ:

$$i_{\text{ном.вкл}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{ном.вкл}} \geq I_{\text{уд}},$$

где $i_{\text{ном.вкл}}$ или $I_{\text{ном.вкл}}$ – номинальный ток короткозамыкателя.

Пример 6

Приведем пример выбора выключателя и разъединителя для схемы КЭС (рис. 2.42) для генератора $G1$.

Выбор выключателя:

1) номинальное напряжение выключателя должно быть больше номинального напряжения установки (места установки):

$$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{уст}};$$

$$U_{\text{ном.выкл}} \geq 10,5 \text{ кВ};$$

2) номинальный длительный ток выключателя должен быть больше максимального допустимого (рабочего) тока установки (места установки):

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{раб.мах}};$$

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{ном}_G} = \frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}_G}};$$

$$I_{\text{ном.выкл}} \geq I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном}_G}};$$

3) наибольший допустимый ток КЗ аппарата (или предельный сквозной ток КЗ) ($i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}}$) должен быть больше ударного тока КЗ и начальной периодической составляющей тока КЗ (см. раздел «Пример 5») – проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$300 \text{ кА} \geq 179,025 \text{ кА};$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{П0}};$$

$$90 \text{ кА} \geq 34,589 \text{ кА}.$$

На основании этих данных можно выбрать выключатель МГУ-20-90/6300У3 (прил. 3, табл. П.3.3 и П.3.4), параметры которого представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Выбор выключателя МГУ-20-90/6300У3

Место установки	Каталожные данные		Расчетные данные	
Выводы блочного генератора G1 63 МВт	$U_{\text{ном.выкл}}$, кВ	20	$U_{\text{уст}}$, кВ	10,5
	$I_{\text{ном.выкл}}$, кА	6,3	I_{max} , кА	4,5
	$I_{\text{дин}}$, кА	90	$I_{\text{П0}}$, кА	34,589
	$i_{\text{дин}}$, кА	300	$i_{\text{уд}}$, кА	179,025

Примечания: М – маломасляный; Г – генераторный; У – усиленный; 20 – номинальное напряжение, кВ; 90 – номинальный ток отключения, кА; 6300 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Приведем дополнительные каталожные параметры выключателей для проверки по условиям работы в режимах КЗ (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Параметры выключателя МГУ-20-90/6300У3

$t_{\text{о,в}}$, с	$t_{\text{с,в}}$, с	$I_{\text{отк,ном}}$, кА	$I_{\text{тер}}$, кА	$t_{\text{тер}}$, с	$\beta_{\text{н}}$, %
0,2	0,15	90	90	4	20

Проведем проверку выключателя на отключающую способность и термическую стойкость и внесем полученные данные в табл. 3.3.

Таблица 3.3

*Проверка выключателя по отключающей способности
и термической стойкости*

Тип выключателя	Тип параметра	Отключающая способность			Термическая стойкость	
		$I_{Пт}$, кА	$i_{ат}$, кА	Полный ток КЗ, кА	$t_{тер}$, с	$B_{КЗ}$, кА ² ·с
МГУ-20-90/6300У3	расч.	22,483	23,793	55,589	4	5051,196
	кат.	90	25,456	152,735	4	32400

Проверка на отключающую способность заключается в проверке условий:

$$I_{Пт} \leq I_{отк,ном};$$

$$i_{ат} \leq i_{а,ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_H I_{отк,ном}}{100}.$$

Для этого необходимо определить наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в},$$

где $t_{з,мин} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты, $t_{с,в}$ – собственное время отключения выключателя, тогда

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с.}$$

Определяем отношение тока периодической составляющей тока КЗ и номинального тока генератора:

$$I_{П0*} = \frac{I_{П0}}{I_{ном}} = \frac{34,589}{4,330} = 7,988 \approx 8.$$

По типовым кривым (рис. 2.8), по значению $I_{П0*}$ и $\tau = 0,16$ с определяем соответствующую кривую и значение γ_t . Затем рассчитываем значение периодической составляющей тока КЗ к моменту времени $\tau = 0,16$ с:

$$\gamma_t = \frac{I_{Пт}}{I_{П0}} = 0,65;$$

$$I_{Пт} = \gamma_t \cdot I_{П0} = 0,65 \cdot 34,589 = 22,483 \text{ кА.}$$

Выключатель проходит по условию отключения периодической составляющей тока КЗ при условии:

$$I_{Пт} \leq I_{отк,ном};$$

$$22,483 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА.}$$

Условие выполняются.

Проверим отключение апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{П0} \cdot e^{-t/T_a},$$

где $T_a = 0,222$ с – постоянная времени для генератора G1, тогда

$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{Пт} \cdot e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 34,589 \cdot e^{-0,16/0,222} = 23,793 \text{ кА};$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{отк,ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 90}{100} = 25,456 \text{ кА}.$$

Выключатель проходит по условию отключения апериодической составляющей тока КЗ при условии:

$$i_{ат} \leq i_{a,ном};$$
$$23,793 \text{ кА} \leq 25,456 \text{ кА}.$$

Условие выполняются.

Определим полный ток КЗ:

$$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк,ном} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right);$$

$$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 22,483 + 23,793 = 55,589 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2}I_{отк,ном} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 152,735 \text{ кА};$$

$$55,589 \text{ кА} \leq 152,735 \text{ кА}.$$

Условие выполняются (табл. 3.3), выключатель прошел проверку на отключающую способность.

Проверка на термическую стойкость заключается в проверке условия:

$$B_{КЗ} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$$

$$B_{КЗ} = I_{П0}^2 \cdot (t_{тер} + T_a) = 34,589^2 \cdot (4 + 0,222) = 5051,196 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$5051,196 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняются (табл. 3.3), выключатель прошел проверку на термическую стойкость.

Выбор разъединителя:

1) номинальное напряжение разъединителя должно быть больше номинального напряжения установки (места установки):

$$U_{ном.раз} \geq U_{уст};$$

$$U_{\text{ном.раз}} \geq 10,5 \text{ кВ},$$

где $U_{\text{ном.раз}}$ – номинальное напряжение разъединителя; $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки;

2) номинальный длительный ток разъединителя должен быть больше максимального допустимого (рабочего) тока установки (места установки):

$$I_{\text{ном.раз}} \geq I_{\text{раб.мах}};$$

$$I_{\text{ном.раз}} \geq I_{\text{ном}_G} = \frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}_G}};$$

$$I_{\text{ном.раз}} \geq I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ном}_G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}_G} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном}_G}};$$

3) наибольший допустимый ток КЗ аппарата (или предельный сквозной ток КЗ) ($i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}}$) должен быть больше ударного тока КЗ и начальной периодической составляющей тока КЗ (см. раздел «Пример 5») – проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$260 \text{ кА} \geq 176,4 \text{ кА};$$

$$I_{\text{дин}} = I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}};$$

$$184 \geq 34,5 \text{ кА}.$$

На основании этих данных можно выбрать разъединитель РВР-20/6300У3 (прил. 3, табл. П.3.5), параметры которого представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Выбор разъединителя РВР-20/6300У3

Место установки	Каталожные данные		Расчетные данные	
	Выводы блочного генератора G1 63 МВт	$U_{\text{ном.выкл}}$, кВ	20	$U_{\text{уст}}$, кВ
$I_{\text{ном.выкл}}$, кА		6,3	$I_{\text{мах}}$, кА	4,5
$I_{\text{дин}}$, кА		184	$I_{\text{п0}}$, кА	34,5
$i_{\text{дин}}$, кА		260	$i_{\text{уд}}$, кА	176,4

Примечания: Р – разъединитель; В – внутренней установки; Р – рубящего типа; 20 – номинальное напряжение, кВ; 6300 – номинальный ток, А; У – для работы в районах с умеренным климатом; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Приведем дополнительные каталожные параметры разъединителя для проверки по условиям работы в режимах КЗ (табл. 3.5).

Параметры разъединителя РВР-20/6300У3

$I_{\text{тер}}, \text{кА}$	$B_{\text{ном}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{тер}}, \text{с}$
100	40000	4

Проверка на термическую стойкость заключается в проверке условия:

$$B_{\text{кз}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$B_{\text{кз}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{тер}} + T_a) = 34,589^2 \cdot (4 + 0,222) = 5051,196 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$5051,196 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется: разъединитель прошел проверку на термическую стойкость.

3.4. Выбор сборных шин и токоведущих частей

Все соединения внутри генераторных РУ (ГРУ) 6...20 кВ электрических станций в схемах ТЭЦ и закрытых РУ 6...20 кВ электрических подстанций (ошиновка и сборные шины), а также соединения от ГРУ до трансформаторов собственных нужд выполняются с помощью жестких алюминиевых шин.

Применение нашли одно- и двухполосные шины прямоугольного и коробчатого сечений.

Шины прямоугольных сечений используются, если величина тока КЗ не превышает 3 кА. При больших значениях токов КЗ рекомендуется использовать шины коробчатого сечения, так как их форма обеспечивает лучшие условия охлаждения, а также меньшие потери мощности от эффекта близости и поверхностного эффекта. Соединение выводов генераторов в пределах турбинного отделения выполняются с помощью шинного моста из жестких голых алюминиевых шин или для цепей генераторов мощностью выше 60 МВт – с помощью комплектного пофазно-экранированного токопровода. С помощью гибкого подвесного токопровода или шинного моста осуществлена связь между генераторами (в турбинном отделении) и сборными шинами ГРУ ТЭЦ, аналогичным образом – между ГРУ и трансформаторами связи. Связь от ГРУ до РУ собственных нужд может быть выполнена с помощью кабельной линии.

Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются с помощью гибких сталеалюминевых проводов марки АС или АСО. Провода собираются в цилиндрический пучок специальными кольцами: два сталеалюминевых провода (несут механическую нагрузку от собственного

веса, гололеда и ветра) и токоведущие алюминиевые провода. Гибкие токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большими расстояниями между фазами.

Соединение между генератором и трансформатором одного моноблока и отпайка для трансформатора собственных нужд в схемах КЭС выполняются с помощью комплектного пофазно-экранированного токопровода. Для соединения от трансформаторов собственных нужд до РУ собственных нужд применяют закрытый токопровод.

При напряжении 500 кВ и выше могут быть применены полые алюминиевые провода. При этом число проводов в фазе получается минимальным, уменьшается расход алюминия и число гирлянд изоляторов, упрощается монтаж.

3.4.1. Выбор жестких шин

Жесткие шины выбираются по следующим условиям:

1. По нагреву (по допустимому току в нормальном, послеаварийном или ремонтном режимах):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый по нагреву длительный ток шины выбранного сечения при температуре охлаждающей среды, отличной от нормируемой:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{0.\text{ном}}}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток; $\vartheta_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимая (нормированная) температура проводника (для неизолированных проводов и окрашенных шин $\vartheta_{\text{дл.доп}} = 70^\circ\text{C}$); $\vartheta_{0.\text{ном}}$ – нормируемая температура охлаждающей среды, при которой определяется номинальный допустимый ток проводника (равная 20°); ϑ_0 – действительная температура охлаждающей среды.

2. На термическую стойкость по нагреву:

$$\vartheta_{\text{к}} \leq \vartheta_{\text{к.доп}}.$$

Для оценки термической стойкости жестких шин, кабелей и проводов некоторых марок можно использовать следующую методику [6]:

- Зная материал проводника, по кривым для определения температуры нагрева проводников (рис. 3.2) на основании начальной температуры проводника $\vartheta_{\text{нач}}$ находим значение величины $A_{\text{нач}}$:

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{\text{ср.н}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб.мах}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2,$$

где $\vartheta_0 = 30^\circ$ – температура воздуха; $\vartheta_{\text{ср.н}} = 35$ – средняя нормированная температура воздуха; $\vartheta_{\text{дл.доп}} = 70$ – допустимая температура провода в длительном режиме; $I_{\text{раб.мах}}$ – рабочий максимальный ток провода; $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной.

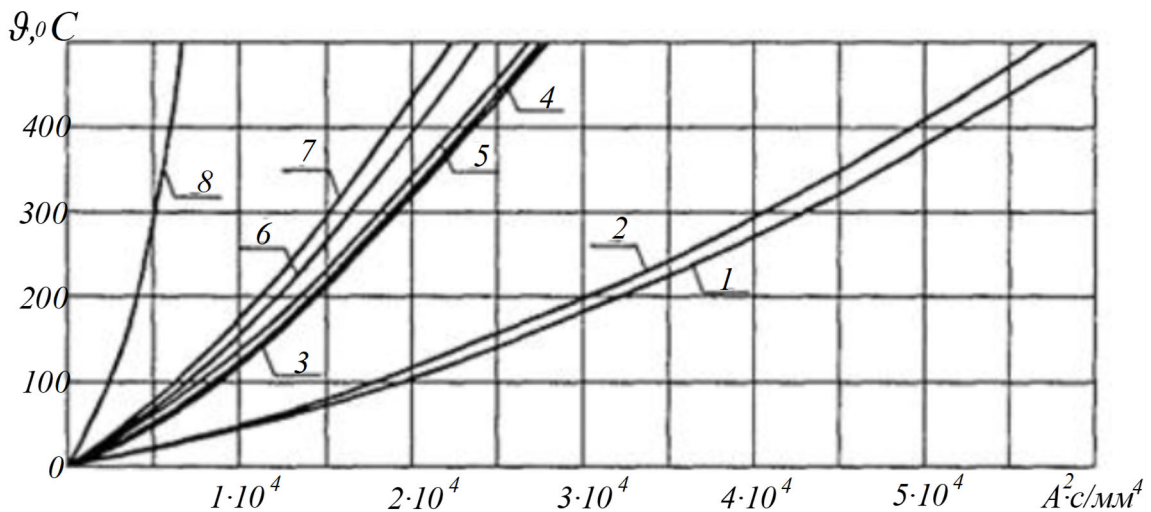


Рис. 3.2. Кривые для определения температуры нагрева проводников: 1 – медь (марка ММ); 2 – медь (марка МТ); 3 – алюминий (марка АМ); 4 – алюминий (марка АТ); 5 – алюминий (марка АДО, АСТ); 6 – алюминиевый сплав (марка АДЗ1Т1); 7 – алюминиевый сплав (марка АДЗ1Т); 8 – сталь (марка Ст3)

- Определяем значение $B_{\text{КЗ}}$:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{тер}} + T_a),$$

где $I_{\text{П0}}$ – значение периодической составляющей тока КЗ для расчетного присоединения/точки.

- Определяем значение $A_{\text{к}}$, которое характеризует конечную температуру нагрева проводника:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{нач}} + \frac{B_{\text{КЗ}}}{q^2},$$

где q – площадь поперечного сечения проводника, а для сталеалюминевых проводов – площадь поперечного сечения алюминиевой части провода.

- По значению A_k и по выбранной кривой (рис. 3.2) определяем температуру проводника ϑ_k к моменту отключения КЗ.
- По табл. 3.6 определяем значение предельно допустимой температуры проводника $\vartheta_{k, \text{доп}}$ [1].

Таблица 3.6

Предельно допустимые температуры нагрева шин при КЗ

Вид проводника	$\vartheta_{k, \text{доп}}, ^\circ\text{C}$
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Шины стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
Шины стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300

- Проверяем выполнение условия:

$$\vartheta_{\text{доп}} < \vartheta_{k, \text{доп}}.$$

В этом случае проводник обладает достаточной термической стойкостью.

Если величина тока, протекающего по проводнику, до момента возникновения КЗ была близка к продолжительно допустимой, то минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, следует определять по формуле

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C} \leq q,$$

где ϑ_k – температура шин при нагреву током КЗ; $\vartheta_{k, \text{доп}}$ – допустимая температура нагрева шин при КЗ; q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости, q – выбранное сечение; C – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после КЗ и до него [2, 6].

Значения C представлены в табл. 3.7.

3. На электродинамическую стойкость:

$$30 > f_0 > 200 \text{ Гц},$$

где f_0 – частоты собственных колебаний системы «шины–изоляторы».

В расчетах предполагается оценка возможности появления механического резонанса (при совпадении частоты собственных колебаний (f_0) системы «шины–изоляторы» с частотой изменения электродинамических сил), который может вызвать механические нагрузки на шины и изоляторы. Так, если $f_0 > 200$ Гц или $f_0 < 30$ Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требуют

проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний шинной конструкции [1].

Таблица 3.7

Значение параметра C для жестких шин

Материал проводника или марка сплава	Значение C , $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$, при начальной температуре, °C		
	70	90	120
Медь	170
АДО	90	81	68
АД1Н	91	82	69
АДОМ, АД1М	92	83	70
АД31Т1	85	77	64
АД31Т	82	74	62
АД33Т1	77	71	59
АД33Т	74	67	57
АВТ1	73	66	55
АВТ	71	63	53
1911	71	63	53
1915	66	60	51
АМГ5	63	57	48

Кроме этого, для оценки электродинамической стойкости необходимо рассчитать наибольшее усилие ($F_{\text{расч}}$), максимальный изгибающий момент (M) и напряжение в материале шины ($\sigma_{\text{расч}}$):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l}{a};$$

$$M = \frac{F_{\text{расч}}}{10} \cdot l;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10 \cdot W},$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток; a – расстояние между соседними фазами; l – пролет шины (расстояние между соседними изоляторами одной фазы); W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия.

Соответственно, шины динамически устойчивы, если:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ – расчетное механическое напряжение; $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение.

3.4.2. Гибкие шины, воздушные провода электропередачи и токопроводы

Гибкие шины и провода выбираются по следующим условиям:

1. По экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{q_{\text{эк}}},$$

где $S_{\text{эк}}$ – нормированная экономическая плотность тока; $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок); $q_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода.

Отметим, что проверке по экономической плотности тока не подлежат [1, 2]:

- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением $U < 1$ кВ при $T_{\text{max}} < 5000$ ч;
- ответвления к отдельным электроприемникам $U < 1$ кВ, а также осветительные сети;
- сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений;
- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3...5 лет.

Значения экономической плотности тока для различных проводников и величин часов использования T_{max} приведены в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Значения экономической плотности тока

Проводник	$T_{\text{max}}, \text{ч}$		
	1000...3000	3000...5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
Медные	2,5	2,1	1,8
Алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
Медные	3	2,5	2,0
Алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
Медные	3,5	3,1	2,7
Алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Отметим, что сборные шины и ошиновка открытых и закрытых РУ всех уровней напряжения по экономической плотности не проверяются.

2. По длительному току (проверка выбранного сечения ($q_{эк}$) на нагрев по условию протекания допустимого тока ($I_{доп}$):

$$I_{доп} \geq I_{раб. макс.}$$

3. Проверка выбранного сечения ($q_{эк}$) на термическую стойкость:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{к, доп.}$$

Для оценки термической стойкости жестких шин, кабелей и проводов некоторых марок можно использовать следующую методику [6]:

- Зная материал проводника, по кривым для определения температуры нагрева проводников (рис. 3.2 или 3.3) на основании начальной температуры проводника $\vartheta_{нач}$ определяем значение величины $A_{нач}$:

$$\vartheta_{нач} = \vartheta_0 + (\vartheta_{дл. доп} - \vartheta_{ср. н}) \cdot \left(\frac{I_{раб. макс}}{I_{доп}} \right)^2,$$

где $\vartheta_0 = 30^\circ$ – температура воздуха; $\vartheta_{ср. н} = 35^\circ$ – средняя нормированная температура воздуха; $\vartheta_{дл. доп} = 70^\circ$ – допустимая температура провода в длительном режиме; $I_{раб. макс}$ – рабочий максимальный ток провода; $I_{доп}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной.

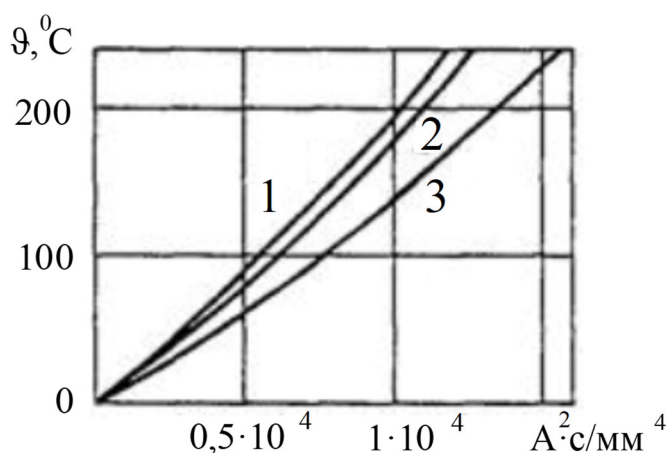


Рис. 3.3. Кривые для определения температуры нагрева проводов при КЗ:

1 – алюминиевые сплавы (марки АЖ и АЖКП);
 2 – алюминиевые сплавы (марки АН и АНКП); 3 – алюминий (марки А, АКП, АПКП)
 и сталеалюминий (марки АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКС, АпСК)

- Определяем значение $B_{КЗ}$:

$$B_{КЗ} = I_{п0}^2 \cdot (t_{тер} + T_a),$$

где $I_{п,0}$ – значение периодической составляющей тока КЗ для расчетного присоединения/точки.

- Определяем значение A_k , которая характеризует конечную температуру нагрева проводника:

$$A_k = A_{\text{нач}} + \frac{B_{\text{КЗ}}}{q^2},$$

где q – площадь поперечного сечения проводника, а для сталеалюминиевых проводов – площадь поперечного сечения алюминиевой части провода.

- По значению A_k и по выбранной кривой (рис. 3.2 или 3.3) определяем температуру проводника ϑ_k к моменту отключения КЗ.

- По табл. 3.9 определяем значение предельно допустимой температуры проводника $\vartheta_{\text{к,доп}}$ [1].

Таблица 3.9

Предельно допустимые температуры нагрева проводников при КЗ

Вид проводников	$\vartheta_{\text{к,доп}}, ^\circ\text{C}$
Медные неизолированные провода при тяжениях, Н/мм ² :	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при тяжениях, Н/мм ² :	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых проводов	200

- Проверяем выполнение условия:

$$\vartheta_{\text{доп}} < \vartheta_{\text{к,доп}}.$$

В этом случае проводник обладает достаточной термической стойкостью.

В тех случаях, когда нагрузка проводника до КЗ близка к продолжительно допустимой, минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, следует определять по формуле

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{КЗ}}}}{C} \leq q,$$

где ϑ_k – температура шин при нагреве током КЗ; $\vartheta_{\text{к,доп}}$ – допустимая температура нагрева шин при КЗ; q_{min} – минимальное сечение по термической стойкости; q – выбранное сечение; C – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после КЗ и до него [2, 6].

Значения C представлены в табл. 3.10.

Таблица 3.10

Значение параметра C для проводов

Материал проводника или марка сплава	Марка провода	Значение C , $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$, при начальной температуре, $^{\circ}\text{C}$		
		160	200	250
Медь	М	–	142	162
Алюминий	А, АКП, АПКП	76	90	–
Алюминиевый сплав	АН, АНКП	69	81	–
	АЖ, АЖКП	66	77	–
Алюминий-сталь	АС, АСКП, АСК, АСКС, АnC, Аn-СКС, АnСК	76	90	–

4. На электродинамическую стойкость проверяются гибкие шины при $I_{\text{п0}} \geq 20$ кА и провода воздушной линии электропередачи (ВЛ) при $i_{\text{уд}} \geq 50$ кА для оценки возможности схлестывания и пробоя между фазами:

$$b = b_{\text{доп}},$$

где b – отклонение провода фактическое; $b_{\text{доп}}$ – максимально допустимое отклонение провода.

Отметим, что при больших токах может наблюдаться схлестывание проводов или пробой между фазами при их сближении из-за динамического воздействия.

Расчет и оценка величины b при КЗ детально представлены в [6].

Токопроводы проверяются на схлестывание при двухфазном КЗ (именно в таком случае происходит максимальное сближение фаз). Для этого необходимо определить усилие от действия двухфазного КЗ ($I^{(2)}$):

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I^{(2)}}{D},$$

где D – расстояние между фазами; $I^{(2)}$ – среднеквадратичное значение тока двухфазного КЗ.

В табл. 3.11 представлены значения D [1, 24].

Таблица 3.11

Изоляционное расстояние для номинального напряжения

Параметр	6...10 кВ	35 кВ	110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ
D , м	3	1,5	3	4	4	4,5	6

$$I^{(2)} = I_{\Pi 0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)}.$$

Тогда величина усилия определяется по выражению

$$f = 1,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I^{(2)})^2}{D}.$$

Задавшись значениями массы 1 м (m) токопровода, максимальной расчетной величины стрелы провеса провода (h), эквивалентным временем действия основных защит ($t_{\text{эКВ}}$) по кривым f/g и $\sqrt{h}/t_{\text{эКВ}}$, представленным на рис. 3.4, определяем параметр b и угол α токопровода.

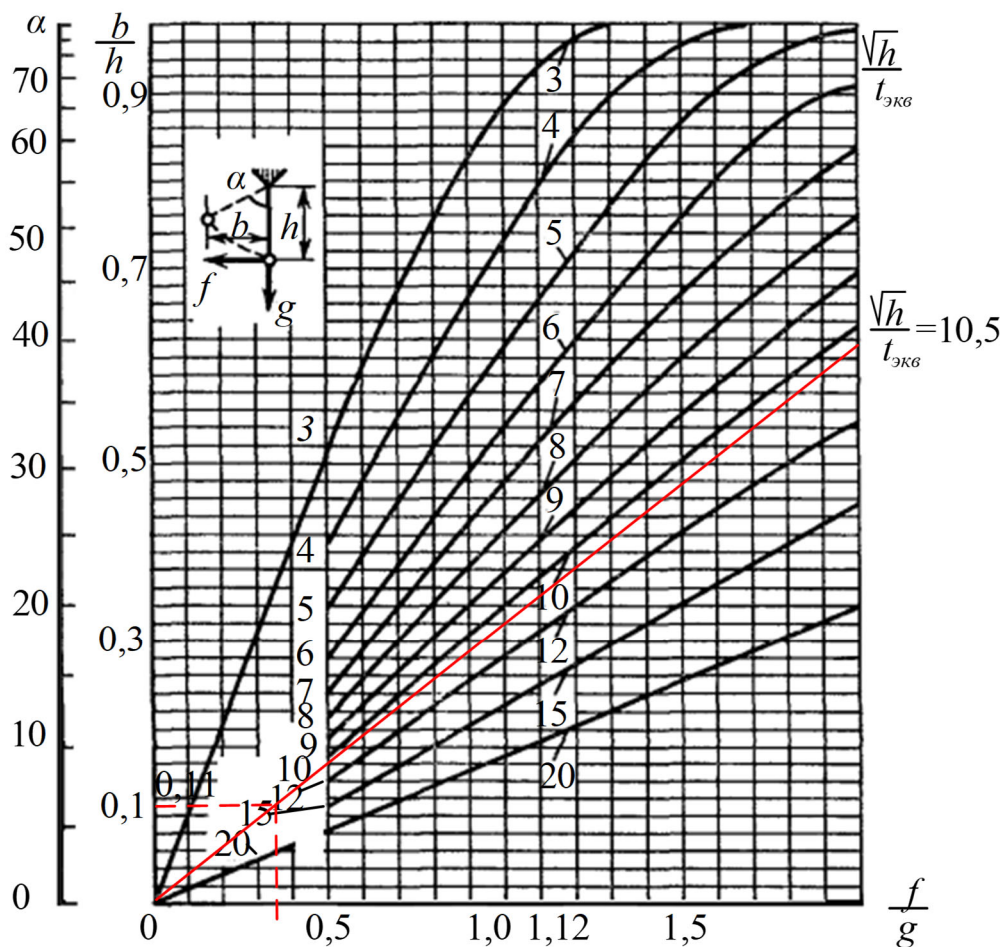


Рис. 3.4. Семейство кривых для определения параметра b и угла α токопровода с горизонтальным расположением фаз

Значение силы тяжести (g), эквивалентное время действия защиты ($t_{\text{эКВ}}$) определяются по следующим выражениям:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m ;$$

$$t_{\text{эКВ}} = t_3 + t'_a,$$

где $t'_a = 0,05$ с – выдержка времени для учета влияния аperiodической составляющей; t_3 – выдержка времени действия основной защиты.

Полученное значение фактического отключения провода (b) необходимо сравнить с максимально допустимым отклонением ($b_{\text{доп}}$), которое определяется по выражению

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2},$$

где d – диаметр токопровода; $a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (для ГРУ – $a_{\text{доп}} = 20$ см, ОРУ 110 кВ $a_{\text{доп}} = 45$ см, 150 кВ – $a_{\text{доп}} = 60$ см, 220 кВ – $a_{\text{доп}} = 95$ см, 330 кВ – $a_{\text{доп}} = 140$ см, 500 кВ – $a_{\text{доп}} = 200$ см).

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проводов необходимо проверить по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Принята следующая методика оценки такого взаимодействия [1, 2]:

- Определяем величину усилия на каждый провод:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I_{\text{п0}}^{(3)})^2}{d} \cdot \frac{n-1}{n^2},$$

где n – число проводов в фазе; d – диаметр фазы.

- Определяем расстояние между внутрифазовыми распорками, устанавливаемыми с целью фиксации проводов:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\text{max}} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1) \cdot \sigma_{\text{max}} \cdot 24 \cdot \beta}{(\gamma_k + k \cdot \gamma_1) \cdot (\gamma_k + k \cdot \gamma_1)}},$$

где $k = 1,8$ – коэффициент запаса (допустимое увеличение механического напряжения); σ_{max} – максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме; β – коэффициент упругого удлинения материала провода; γ_k – удельная нагрузка от силы взаимодействия; γ_1 – удельная нагрузка от собственной массы:

$$\gamma_k = \frac{f_{\text{п}}}{q};$$

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{T_{\text{фmax}}}{n \cdot q},$$

где $T_{\text{фmax}}$ – максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме.

5. По условиям коронирования в установках 110 кВ и выше:

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

где E – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля; E_0 – расчетная напряженность электрического поля.

Принята следующая методика оценки по условиям коронирования:

- Определяем величину E_0 , при которой возникает корона:

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

где r_0 – радиус провода согласно [6]; m – коэффициент шероховатости (для многопроволочных проводов $m = 0,82$).

- Определяем E – напряженность электрического поля вокруг нерасщепленных проводов:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_0} \right)},$$

где U – линейное напряжение (с учетом 10%-й перегрузки); D_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

Отметим, что сопровождающийся потрескиванием и свечением процесс ионизации воздуха (стримерный коронный разряд) около провода при высоких напряженностях электрического поля приводит к дополнительным потерям мощности, термическому воздействию на контактную систему и провода, возникновению радиопомех, шума и пр.

Величина D_{cp} определяется по выражению

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{1-3} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-2}},$$

где $D_{1-3}, D_{2-3}, D_{1-2}$ – расстояние между фазами.

При расположении фаз проводов в одной плоскости (в горизонтальном или вертикальном положении) (рис. 3.5, а, б)

$$D_{1-3} = 2 \cdot D,$$

$$D_{2-3} = D_{1-2} = D,$$

где D – наименьшее расстояние между фазами, тогда среднегеометрическое расстояние между фазными проводами

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{1-3} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-2}} = \sqrt[3]{D \cdot 2 \cdot D \cdot D} = 1,26 \cdot D.$$

При расположении фаз проводов по углам равностороннего треугольника (рис. 3.5, в)

$$D_{1-3} = D_{2-3} = D_{1-2} = D,$$

тогда среднегеометрическое расстояние между фазными проводами

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{1-3} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-2}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D.$$

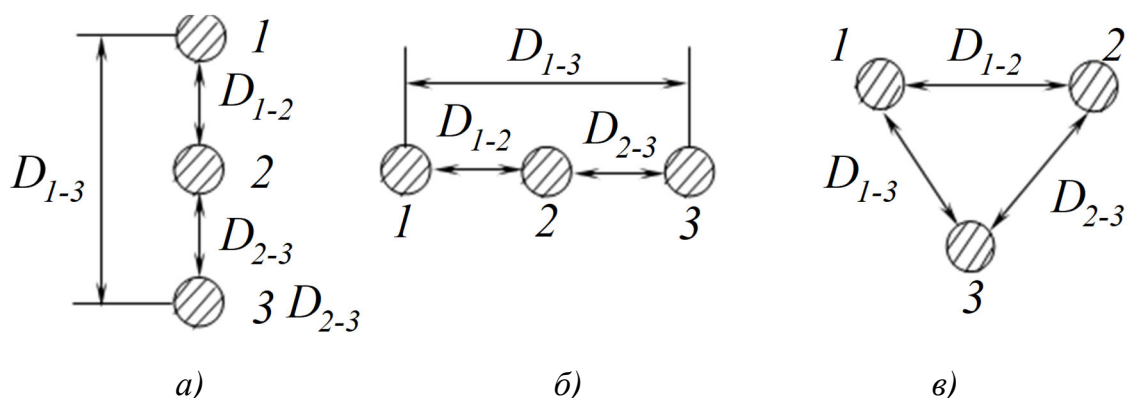


Рис. 3.5. Расположение проводов на опоре:
а) и б) в одной плоскости; в) в вершинах треугольника

- Проверяем выполнение условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0.$$

Поэтому при выполнении обозначенного выше условия обеспечивается снижение уровня и действия короны до допустимых значений.

Применяют различные способы снижения влияния короны: расщепление проводов (использование вместо одного провода большого диаметра в фазе нескольких проводов небольшого диаметра), увеличение диаметра провода (расширенные провода) за счет различных наполнителей (чтобы избежать чрезмерного расхода цветного металла и удорожания линии электропередачи), покрытие поверхности проводов (например, ферромагнитными материалами с низкой температурой Кюри), использование экранов (короб, изготовленный из тонколистовой стали, который соединяет все электрически коронирующие детали между собой).

При расщеплении проводов (обычно необходимо в ОРУ 220 кВ и выше) значение E определяется по следующему выражению:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{эк}}} \right)},$$

где n – количество проводов в фазе; k – коэффициент, зависящий от n ; $r_{\text{эк}}$ – эквивалентный радиус расщепленных проводов.

Расчетные формулы для определения $r_{\text{эк}}$ и k в зависимости от числа проводов в фазе (n) представлены в табл. 3.12.

В [2] отмечено, что для проводов в ОРУ 220 кВ значение $a = 20 \dots 30$ см, для 330...750 кВ – $a = 40$ см.

Отметим, что при выборе проводов для ВЛ проверку по условиям коронирования можно не проводить, так как согласно ПУЭ и [16] минимально допустимым диаметром является $D = 11,4$ мм, что соответствует

марке провода АС 70/11. Кроме этого, расстояние между проводами ВЛ больше, чем в отрытом распределительном устройстве (ОРУ).

Таблица 3.12

Расчетные формулы для определения $r_{\text{эк}}$ и k

Параметр	Количество проводов в фазе (n)		
	2	3	4
k	$1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}$
$r_{\text{эк}}, \text{ см}$	$\sqrt{r_0 \cdot a}$	$\sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}$

Примечание. a – расстояние между проводами расщепленной фазы (рис. 3.6).

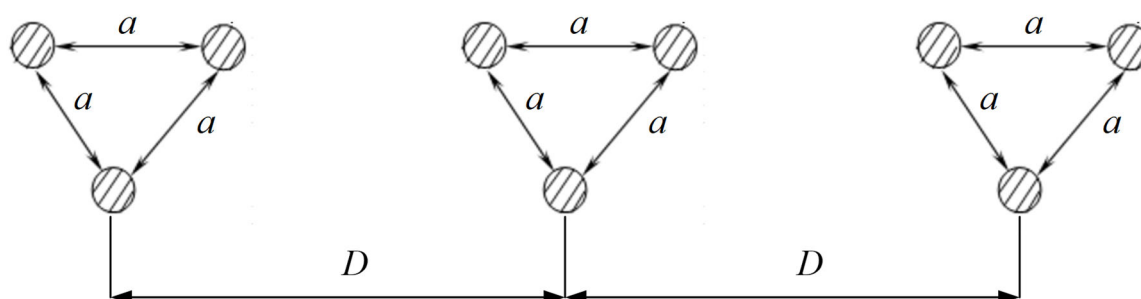


Рис. 3.6. Расположение проводов расщепленных фаз

3.4.3. Кабельные линии

Кабельные линии выбираются по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению установки:

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

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение провода; $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжения установки;

- 2) по экономической плотности тока, исходя из рабочего тока:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{q_{\text{эк}}},$$

где $S_{\text{эк}}$ – нормированная экономическая плотность тока; $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок); $q_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода;

- 3) по длительному току (проверка выбранного сечения ($q_{\text{эк}}$) на нагрев (при допускаемой температуре) исходя из рабочего/допустимого тока ($I_{\text{доп}}$):

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

4) на термическую стойкость при КЗ:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k, \text{доп}}.$$

Для оценки термической стойкости жестких шин, кабелей и проводов некоторых марок можно использовать следующую методику [6]:

- зная материал проводника, по кривым для определения температуры нагрева проводников (рис. 3.2 или 3.3) на основании начальной температуры проводника $\vartheta_{\text{нач}}$ определяем значение величины $A_{\text{нач}}$:

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{дл. доп}} - \vartheta_{\text{ср. н}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб. макс}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2,$$

где $\vartheta_0 = 30^\circ$ – температура воздуха; $\vartheta_{\text{ср. н}} = 35^\circ$ – средняя нормированная температура воздуха; $\vartheta_{\text{дл. доп}} = 70^\circ$ – допустимая температура провода в длительном режиме; $I_{\text{раб. макс}}$ – рабочий максимальный ток провода; $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной;

- определяем значение $B_{\text{КЗ}}$:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{тер}} + T_a),$$

где $I_{\text{п0}}$ – значение периодической составляющей тока КЗ для расчетного присоединения/точки;

- определяем значение A_k , которая характеризует конечную температуру нагрева проводника:

$$A_k = A_{\text{нач}} + \frac{B_{\text{КЗ}}}{q^2},$$

где q – площадь поперечного сечения проводника;

- по значению A_k и по выбранной кривой (рис. 3.2 или 3.3) определяем температуру проводника ϑ_k к моменту отключения КЗ;

- по табл. 3.12 определяем значение предельно допустимой температуры проводника $\vartheta_{k, \text{доп}}$ [1];

- проверяем выполнение условия:

$$\vartheta_{\text{доп}} < \vartheta_{k, \text{доп}}.$$

В этом случае проводник обладает достаточной термической стойкостью.

В тех случаях, когда нагрузка проводника до КЗ близка к продолжительно допустимой, минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, следует определять по формуле

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C} \leq q,$$

где $\vartheta_{\text{к}}$ – температура шин при нагреве током КЗ; $\vartheta_{\text{к, доп}}$ – допустимая температура нагрева шин при КЗ; q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости, q – выбранное сечение; C – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после КЗ и до него [2, 6].

Таблица 3.13

Предельно допустимые температуры нагрева кабельных линий при КЗ

Вид проводников	$\vartheta_{\text{к, доп}}, ^\circ\text{C}$
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ:	
1	250
6...10	200
20...35	130
110...220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией:	
из поливинилхлоридного пластика	160
резины	160
полиэтилена (номинальное напряжение кабелей до 35 кВ)	130
вулканизированного (сшитого) полиэтилена (номинальное напряжение кабелей до 35 кВ)	250

Значения C представлены в табл. 3.10.

Пример 7

Приведем пример выбора токоведущих частей ОРУ РУ ВН КЭС (рис. 3.7). Согласно представленному выше описанию для исполнения токоведущих частей блока «генератор–трансформатор» было выбрано следующее:

- 1) для ОРУ ВН 230 кВ – гибкие шины;
- 2) для вывода блочного генератора – гибкие провода;
- 3) для ввода/вывода блочного трансформатора – комплектный экранированный токопровод.

Выбор гибких шин

Исходные данные для расчета представлены на рис. 3.7.

Сборные гибкие шины ОРУ не выбираются по экономической плотности тока, поэтому используем значение допустимого длительного тока. В частности, должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб. max}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – ток при максимальной нагрузке на шине, то есть равной току наиболее мощного присоединения:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{РУ ВН}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 0,525 \text{ кА.}$$

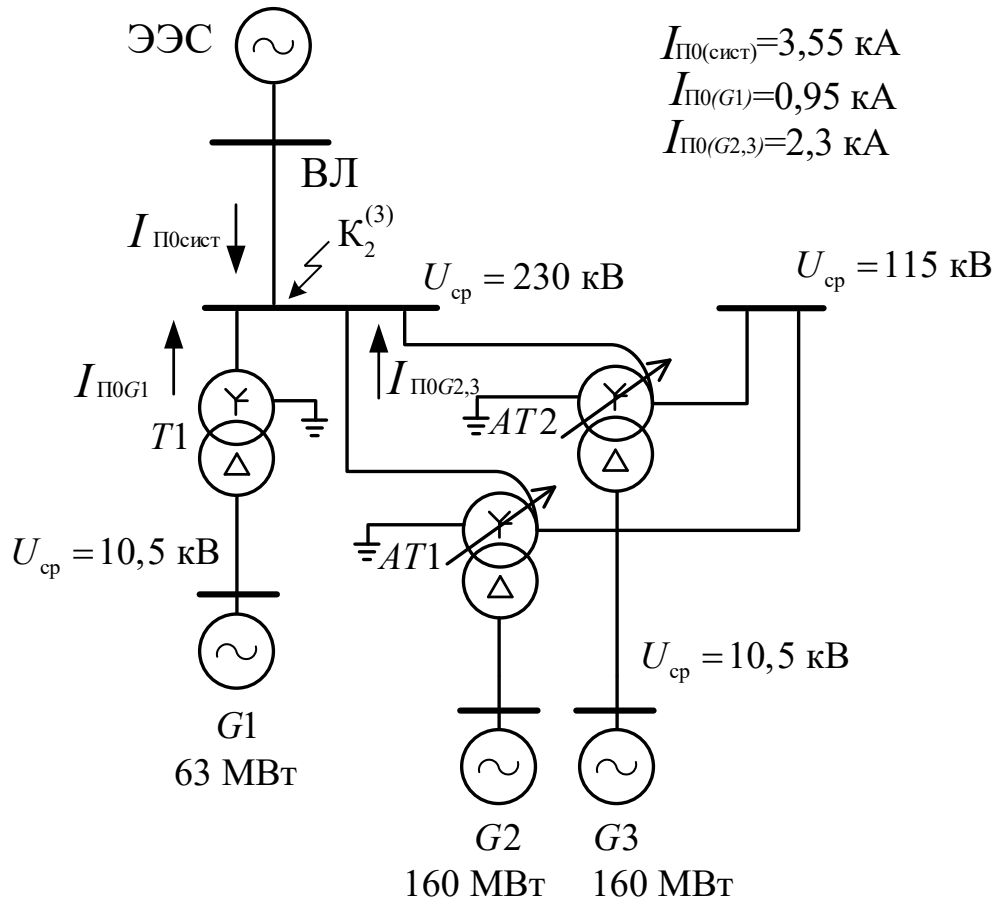


Рис. 3.7. Исходные данные для выбора гибких шин ОРУ 220 кВ

Согласно справочным данным [16], выбираем АС-300/39: $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$ – допустимый продолжительный ток; $S = 300 \text{ мм}^2$ – сечение провода; $d = 24 \text{ мм}$ – диаметр провода.

Для проверки на термическую стойкость необходимо:

- определяем начальную температуру проводника:

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{\text{ср.н}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{наиб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 30 + (70 - 35) \cdot \left(\frac{525}{710} \right)^2 = 49 \text{ }^\circ\text{С,}$$

где $\vartheta_0 = 30^\circ$ – температура воздуха; $\vartheta_{\text{ср.н}} = 35^\circ$ – средняя нормированная температура воздуха; $\vartheta_{\text{дл.доп}} = 70^\circ$ – допустимая температура провода в длительном режиме; $I_{\text{раб.мах}} = 525 \text{ А}$ – рабочий максимальный ток провода;

$I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной.

- выбрать кривую для определения температуры нагрева проводников (рис. 3.8) – кривая № 4;

- определить значение величины $A_{\text{нач}}$ (рис. 3.8):

$$A_{\text{нач}} = 0,5 \cdot 10^3 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4;$$

- определить значение $B_{\text{КЗ}}$:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{тер}} + T_a) = 6,8^2 \cdot (4 + 0,2) = 195 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $I_{\text{п},0} = 6,8 \text{ кА}$ – значение периодической составляющей тока КЗ для расчетного присоединения/точки;

- определить значение $A_{\text{к}}$:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{нач}} + \frac{B_{\text{КЗ}}}{S^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{195 \cdot 10^6}{300^2} \approx 7 \cdot 10^3 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4;$$

- определить значение температуры проводника к моменту отключения КЗ, соответствующее полученному значению $A_{\text{к}}$ на выбранной кривой (рис. 3.9):

$$\vartheta_{\text{к}} = 60 \text{ }^\circ\text{С};$$

- определить предельно допустимую температуру сталеалюминевых проводов согласно табл. 3.6:

$$\vartheta_{\text{к,доп}} = 200 \text{ }^\circ\text{С};$$

- проверить выполнение условия:

$$\vartheta_{\text{доп}} < \vartheta_{\text{к,доп}};$$

$$60 \text{ }^\circ\text{С} < 200 \text{ }^\circ\text{С}.$$

В этом случае проводник обладает достаточной термической стойкостью.

Согласно ПЭУ [1], выбранные гибкие шины можно не проверять на электродинамическую стойкость, так как:

$$I_{\text{п}0} = 6,8 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Согласно представленной выше методике, определим значение начальной критической напряженности (E_0):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см},$$

где $r_0 = \frac{d}{2} = \frac{2,4}{2} = 1,2 \text{ см}$ – радиус провода для АС-300/39; $m = 0,82$.

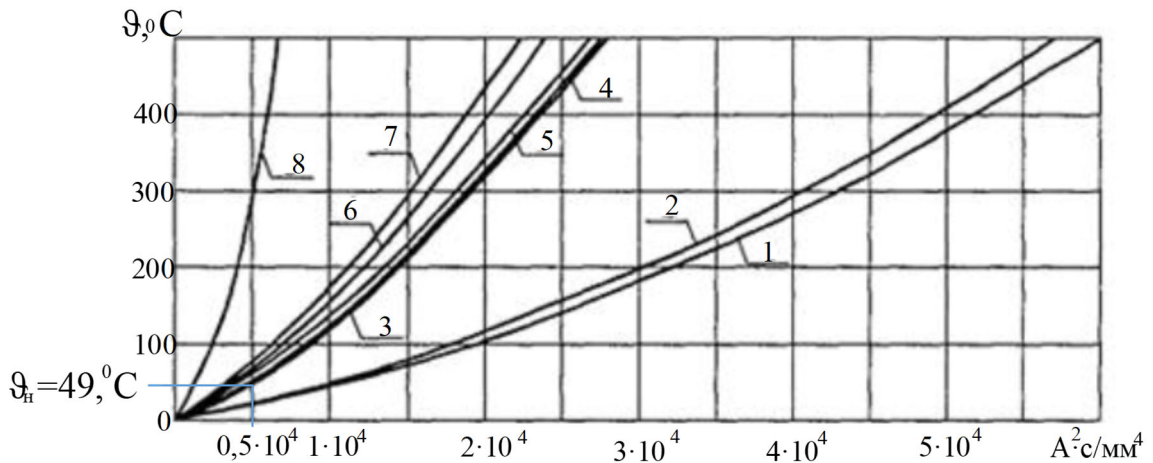


Рис. 3.8. Кривые для определения температуры нагрева проводников

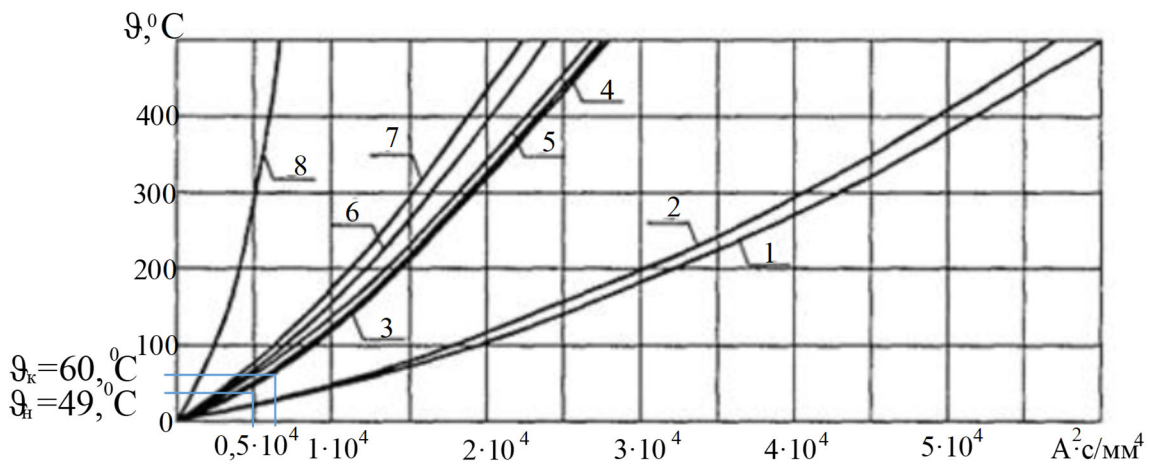


Рис. 3.9. Кривые для определения температуры нагрева проводников

Определяем значение среднегеометрического расстояния между проводами фаз (D_{cp}) при горизонтальном расположении проводов фаз (рис. 3.5, б):

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

где $D = 400$ см согласно табл. 3.11.

Значение напряженности электрического поля вокруг проводов (E):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 242}{1,2 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,2}\right)} = 27,2 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем выполнение условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 27,2 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$29,1 \leq 28,44.$$

Условие не выполняется, потому необходимо или увеличить расстояние между фазами проводов до значения 4,7 м, или использовать расщепление провода.

Тогда значение напряженности электрического поля вокруг проводов (E):

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{эк}}}\right)} = 1,08 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{3 \cdot 1,2 \cdot \lg\left(\frac{504}{7,83}\right)} = 14,9 \text{ кВ/см},$$

где $U = 220 \cdot 1,1 = 242$ кВ – линейное напряжение (с учетом 10%-й перегрузки); $n = 3$; $k = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,2}{30} = 1,14$; $r_{\text{эк}} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} = \sqrt[3]{1,2 \cdot 20^2} = 7,83$ см.

Проверяем выполнение условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 14,9 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$16,0 \leq 28,44.$$

Провод АС-300/39 проходит по условиям коронирования.

Гибкие провода

Токоведущие части от выводов 220 кВ блочного трансформатора (рис. 3.7) мощностью $S_{\text{ном.Т}} = 80$ МВА до сборных шин выполняются с помощью гибких проводов.

Определим значение тока нормального режима:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{ру ВН}}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 220} = 210 \text{ А.}$$

Определим сечение провода:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{S_{\text{эк}}} = \frac{210}{1} = 210 \text{ мм}^2,$$

где $q_{\text{эк}}$ – нормированная экономическая плотность тока; $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок); $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода.

Принимаем провод марки АС-300/39: $I_{\text{доп}} = 710$ А – допустимый продолжительный ток; $S = 300$ мм² – сечение провода; $d = 24$ мм – диаметр провода.

Проверяем провод по допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}};$$

$$710 \text{ A} \geq 210 \text{ A} ,$$

где $I_{\text{норм}} = I_{\text{раб.мах}} = 210 \text{ A}$ – наибольший ток присоединения.

Для проверки на термическую стойкость необходимо:

- определить начальную температуру проводника:

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_0 + (\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{\text{ср.н}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{наиб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 30 + (70 - 35) \cdot \left(\frac{210}{710} \right)^2 = 33 \text{ }^\circ\text{C} ,$$

где $\vartheta_0 = 30$ – температура воздуха; $\vartheta_{\text{ср.н}} = 35$ – средняя нормированная температура воздуха; $\vartheta_{\text{дл.доп}} = 70$ – допустимая температура провода в длительном режиме; $I_{\text{раб.мах}} = 525 \text{ A}$ – рабочий максимальный ток провода; $I_{\text{доп}} = 710 \text{ A}$ – допустимый длительный ток при температуре воздуха, отличной от номинальной;

- выбрать кривую для определения температуры нагрева проводников (рис. 3.9) – кривая № 4;

- определить значение величины $A_{\text{нач}}$ (рис. 3.10):

$$A_{\text{нач}} = 0,4 \cdot 10^3 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^4 ; .$$

- определить значение $B_{\text{КЗ}}$:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{тер}} + T_a) = 6,8^2 \cdot (4 + 0,2) = 195 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} ,$$

где $I_{\text{п0}} = 6,8 \text{ кА}$ – значение периодической составляющей тока КЗ для расчетного присоединения/точки;

- определить значение $A_{\text{к}}$:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{нач}} + \frac{B_{\text{КЗ}}}{S^2} = 0,4 \cdot 10^4 + \frac{195 \cdot 10^6}{300^2} \approx 6 \cdot 10^3 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^4 ;$$

- определить значение температуры проводника к моменту отключения КЗ, соответствующее полученному значению $A_{\text{к}}$ на выбранной кривой (рис. 3.11):

$$\vartheta_{\text{к}} = 70 \text{ }^\circ\text{C} ;$$

- определить предельно допустимая температура сталеалюминевых проводов согласно табл. 3.6 равна:

$$\vartheta_{\text{к,доп}} = 200 \text{ }^\circ\text{C} ;$$

- проверить выполнение условия:

$$\vartheta_{\text{доп}} < \vartheta_{\text{к,доп}} ;$$

$$70 \text{ }^\circ\text{C} < 200 \text{ }^\circ\text{C} .$$

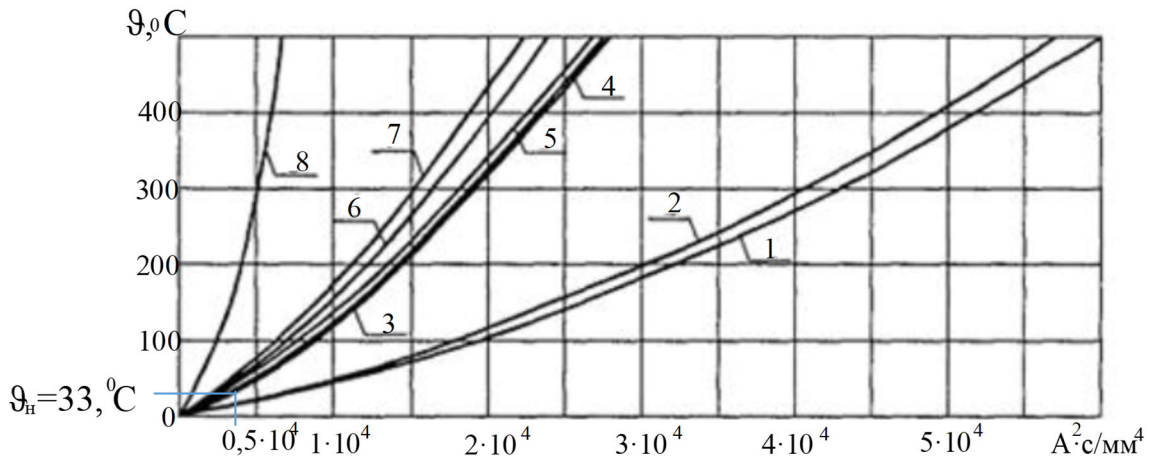


Рис. 3.10. Кривые для определения температуры нагрева проводников

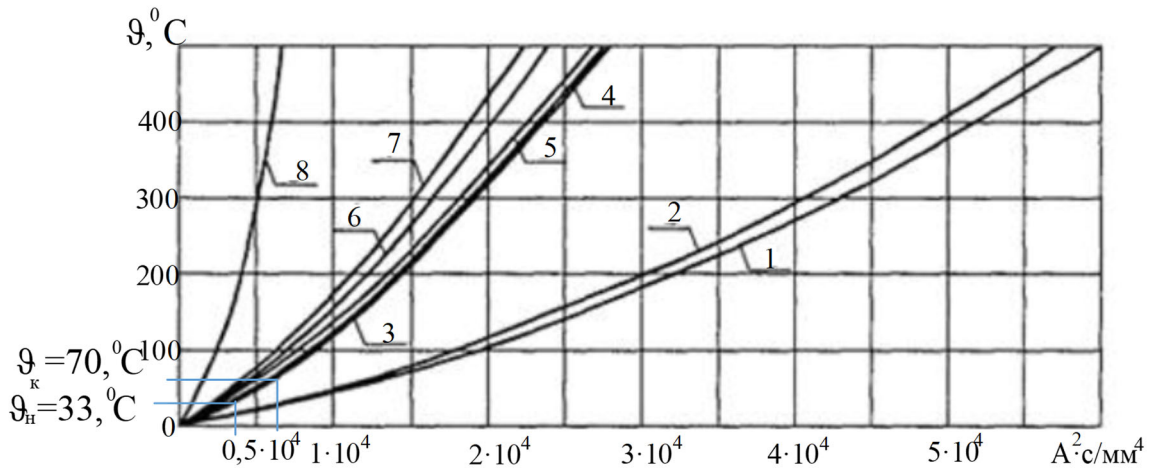


Рис. 3.11. Кривые для определения температуры нагрева проводников

В этом случае проводник обладает достаточной термической стойкостью.

Согласно ПЭУ [1], выбранные гибкие шины можно не проверять на электродинамическую стойкость, так как:

$$I_{\text{п0}} = 6,8 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Согласно представленной выше методике, определим значение начальной критической напряженности (E_0):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,6 \text{ кВ/см},$$

где $r_0 = \frac{d}{2} = \frac{2,4}{2} = 1,2 \text{ см}$ – радиус провода для АС-300/39; $m = 0,82$.

Определяем значение среднегеометрического расстояния между проводами фаз (D_{cp}) при горизонтальном расположении проводов фаз (рис. 3.5, б):

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

где $D = 400$ см согласно табл. 3.11.

Значение напряженности электрического поля вокруг проводов (E):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 242}{1,2 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,2}\right)} = 27,2 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем выполнение условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 27,2 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$29,1 \leq 28,44.$$

Условие не выполняется, потому необходимо или увеличить расстояние между фазами проводов до значения 4,7 м, или использовать расщепление провода.

Тогда значение напряженности электрического поля вокруг проводов (E):

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{эк}}}\right)} = 1,08 \cdot \frac{0,354 \cdot 242}{3 \cdot 1,2 \cdot \lg\left(\frac{504}{7,83}\right)} = 14,9 \text{ кВ/см},$$

где $U = 220 \cdot 1,1 = 242$ кВ – линейное напряжение (с учетом 10%-й перегрузки); $n = 3$; $k = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1,2}{30} = 1,14$; $r_{\text{эк}} = \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2} = \sqrt[3]{1,2 \cdot 20^2} = 7,83$ см.

Проверяем выполнение условия:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 14,9 \leq 0,9 \cdot 31,6;$$

$$16,0 \leq 28,44.$$

Провод АС-300/39 проходит по условиям коронирования.

Комплектный экранированный токопровод

Токоведущие части от выводов блочного генератора $G1$ (рис. 3.12) до выводов блочного трансформатора $T1$ выполняются с помощью комплектного пофазно-экранированного токопровода.

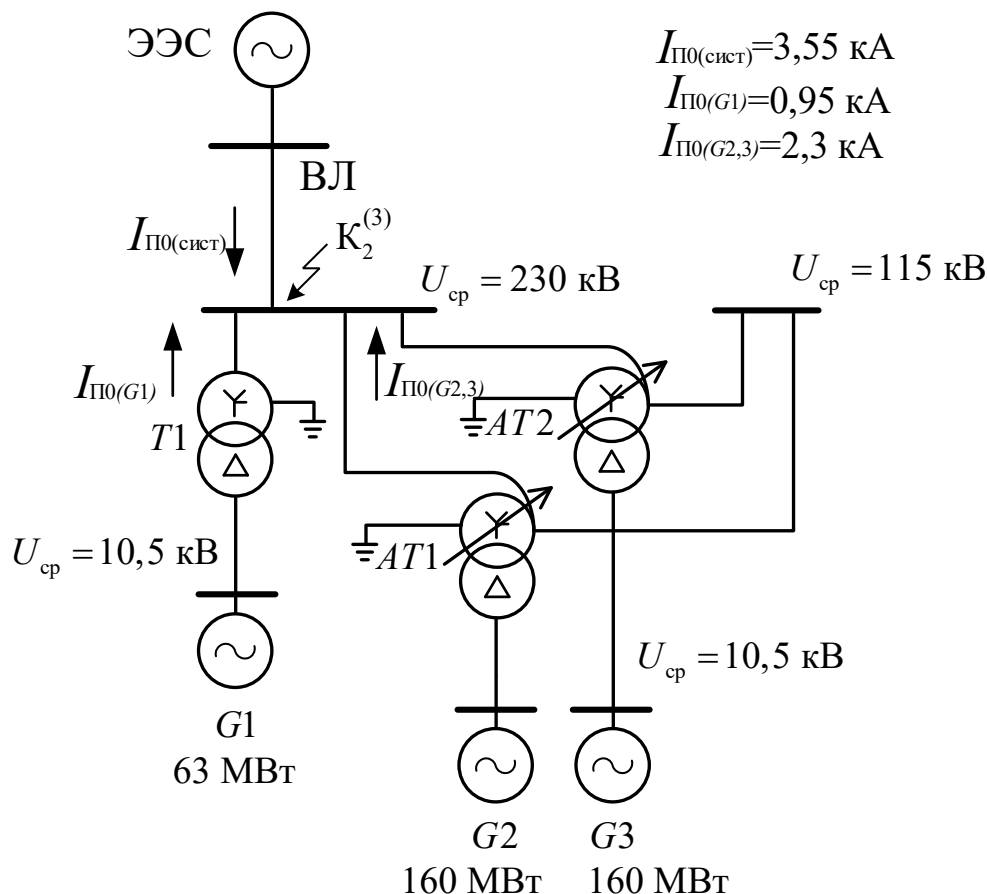


Рис. 3.12. Исходные данные для выбора комплектного экранированного токопровода

Примем $T_{\max} = 5000$ ч, тогда, согласно табл. 3.8, значение $S_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Определим значение тока нормального режима:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4330 \text{ А}.$$

Определяем сечение провода:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{S_{\text{эк}}} = \frac{4330}{1} = 4330 \text{ мм}^2.$$

Принимаем токопровод марки ТЭНЕ-10/5000-250У1 [24]:
 $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение; $I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$ – номинальный ток; $I_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$ – ток динамической стойкости; $I_{\text{тер}} = 100 \text{ кА}$ – ток термической стойкости.

Проверяем провод по допустимому току:

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

$$5000 \text{ А} \geq 4558 \text{ А},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – наибольший ток присоединения:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 4558 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где $I_{\text{тер}} = 100 \text{ кА}$ – предельный ток термической стойкости ТТ; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ – длительность протекания тока $I_{\text{тер}}$.

Для рассматриваемой точки КЗ $T_a = 0,26 \text{ с}$ (табл. 2.2) и $t_{\text{откл}} = 4 \text{ с}$, тогда выполняется следующее условие:

$$\begin{aligned} t_{\text{откл}} &> 3 \cdot T_a; \\ 4 &> 3 \cdot 0,26; \\ 4 &> 3 \cdot 0,78. \end{aligned}$$

Значение $B_{\text{КЗ}}$ можно определить по следующей формуле:

$$\begin{aligned} B_{\text{КЗ}} &= I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \\ B_{\text{КЗ}} &= 89,4^2 \cdot (4 + 0,26) = 34047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

В этом случае токопровод проходит по термической стойкости:

$$\begin{aligned} 34047 &\leq 100^2 \cdot 4; \\ 34047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} &\leq 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке (рис. 3.7):

$$\begin{aligned} I_{\text{П0}} &= I_{\text{П0Г1}} + I_{\text{Г0сист,Г2,Г3}} = 34,5 + 54,9 = 89,4 \text{ кА}; \\ I_{\text{П0}} &\geq 20 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Потому необходимо проверить токопровод по условиям электродинамической стойкости.

Действующее значение полного тока КЗ приходится на первый период переходного процесса:

$$I_{\text{уд}} = I_{\text{П0}} \cdot \sqrt{1 + 2(k_{\text{уд}} - 1)^2} = 89,4 \cdot \sqrt{1 + 2(1,965 - 1)^2} = 151 \text{ кА},$$

где $k_{\text{уд}} = 1,965$ согласно табл. 2.2.

Проверка на электродинамическую стойкость заключается в проверке условия:

$$\begin{aligned} I_{\text{уд}} &\leq I_{\text{дин}}; \\ 151 \text{ кА} &\leq 250 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Условие выполняется.

Гибкий токопровод

Произведем выбор гибкого токопровода от шин ГРУ до трансформаторов связи (рис. 3.13).

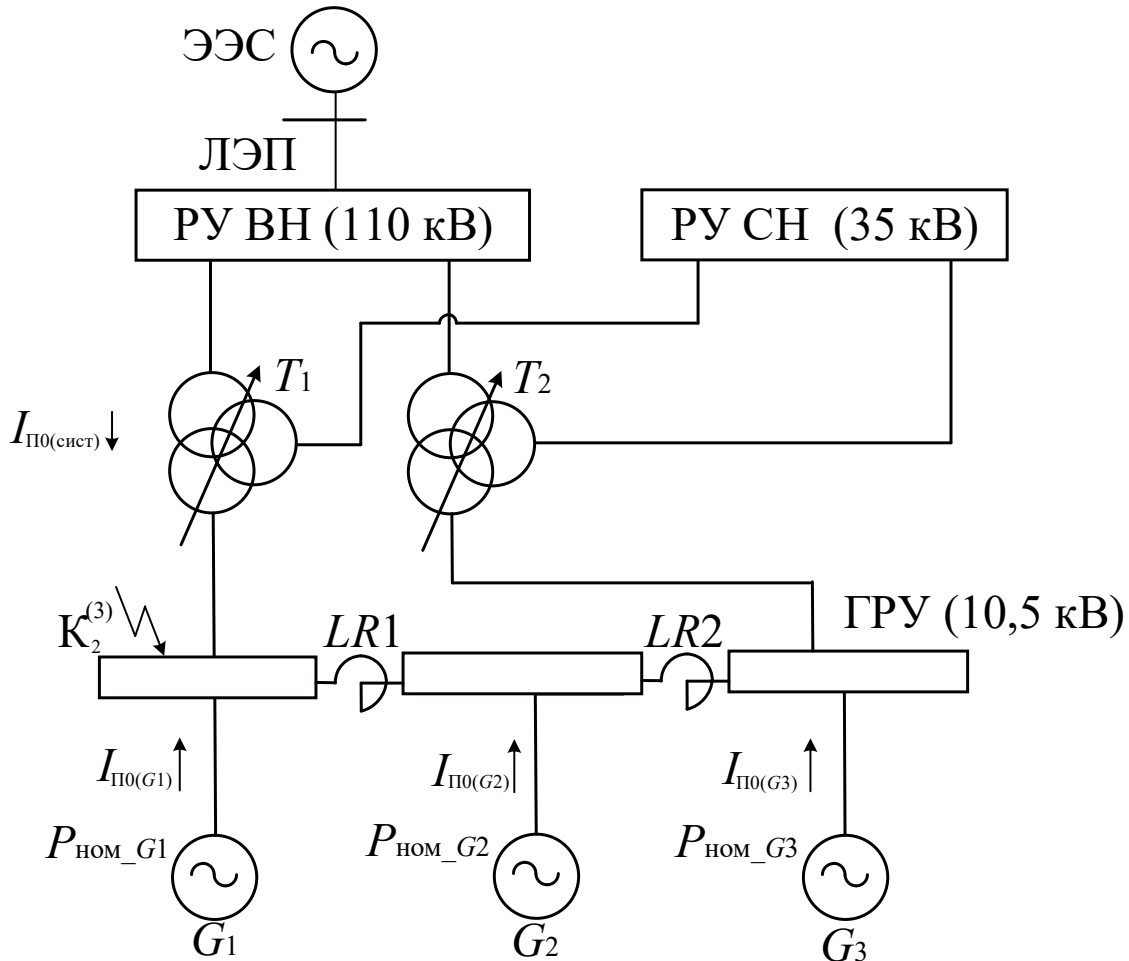


Рис. 3.13. Структурная схема ТЭЦ для рассматриваемого примера выбора токопровода от шин ГРУ до трансформаторов связи

Примем $T_{\max} = 5000$ ч, тогда, согласно табл. 3.8, значение $S_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Определим значение тока нормального режима и сечение провода:

$$I_{\text{норм}} = \frac{P_{\text{норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{норм}} \cos \varphi_{\text{норм}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4330 \text{ А};$$

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{S_{\text{эк}}} = \frac{4330}{1} = 4330 \text{ мм}^2.$$

Принимаем гибкий токопровод, состоящий из двух несущих проводов АС-500/64.

Определим сечение (q_A) и число (n_A) алюминиевых проводов А-500:

$$q_A = q_{\text{эк}} - q_{\text{АС}} = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330 \text{ мм}^2;$$

$$n_A = \frac{q_A}{500} = \frac{3330}{500} = 6.$$

Выберем токопровод 2*АС-500/64 и 6*А-500 диаметром $d = 160$ мм, расстояние между фазами $D = 3$ м, стрела провеса провода $h = 2,5$ м, допустимый ток провода АС-500/64 составляет 945 А, провода А-500 – 980 А.

Значение допустимого тока токопровода:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 945 + 6 \cdot 980 = 7770 \text{ А}.$$

Проверим токопровод по допустимому току:

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

$$7770 \text{ А} \geq 4558 \text{ А},$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – наибольший ток присоединения:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 4558 \text{ А}.$$

На термическую стойкость токопровод не проверяется, так как провод имеет большую поверхность охлаждения. В противном случае проверку следовало бы проводить согласно методике, представленной ниже.

Проверка на термическую стойкость заключается в проверке условия:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{тер}} + T_a) = 89,4^2 \cdot (4 + 0,26) = 34047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{те}}^2 t_{\text{тер}} = 100^2 \cdot 4 = 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$34047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_a = 0,26$ с согласно табл. 2.2.

Условие выполняется.

Проверим токопровод по условиям сжестывания согласно представленной ранее методике.

Определим среднеквадратичное значение тока двухфазного КЗ ($I^{(2)}$):

$$I^{(2)} = I_{\text{п0}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 89,4 = 77,4 \text{ кА}.$$

Величина усилия определяется по выражению

$$f = 1,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I^{(2)})^2}{D} = 1,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(77,4 \cdot 10^3)^2}{3} = 163,3 \text{ Н/м},$$

где $D = 3$ м – расстояние между фазами.

Примем значение $h = 2,5$ м [1].

Значение силы тяжести (g):

$$g = 9,8 \cdot (2 \cdot m_{AC} + 6 \cdot m_A + m_{кол}) = 9,8 \cdot (2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133 \text{ Н/м},$$

где $m_{AC} = 1,85$ кг – масса 1 м провода АС-500; $m_A = 1,38$ кг – масса 1 м провода А-500; $m_{кол} = 1,6$ кг – масса колец.

Эквивалентное время действия защиты ($t_{эКВ}$):

$$t_{эКВ} = t_3 + t'_a = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

где $t'_a = 0,05$ с – выдержка времени для учета влияния апериодической составляющей; t_3 – выдержка времени действия дифференциальной защиты.

Из семейства кривых (рис. 3.14) определяем точку, которая соответствует следующим условиям:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{эКВ}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5,$$

$$\frac{f}{g} = \frac{163,3}{133} = 1,23.$$

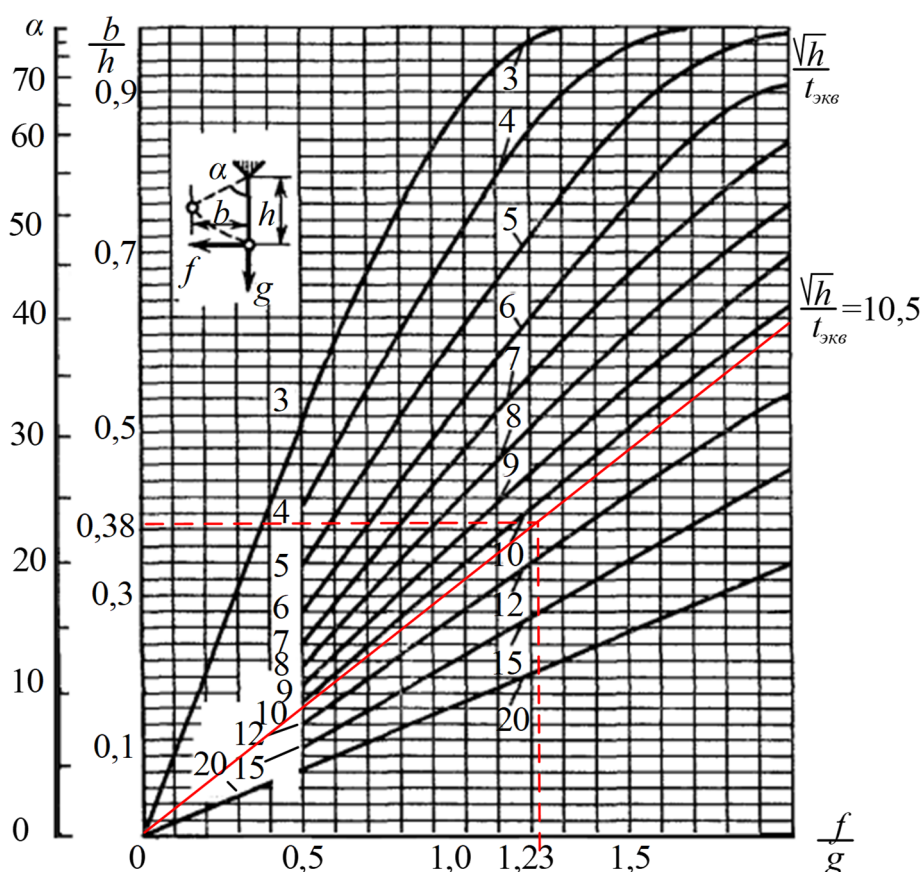


Рис. 3.14. Семейство кривых для определения параметра b и угла α токопровода с горизонтальным расположением фаз

Отношение $b/h = 0,38$, значит $b = 0,38 \cdot h = 0,38 \cdot 2,5 = 0,95$ м, а значение угла отклонения $\alpha = 23^\circ$.

Максимально допустимое отклонение ($b_{\text{доп}}$) равно:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3 - 0,14 - 0,2}{2} = 1,32 \text{ м,}$$

где $d = 14$ см – диаметр токопровода; $a_{\text{доп}} = 20$ см.

Следовательно, условие выполняется, значит схлестывание не произойдет:

$$b \leq b_{\text{доп}} ;$$
$$0,95 \text{ м} \leq 1,32 \text{ м} .$$

Задания для самоконтроля

1. Дайте определение высоковольтному выключателю.
2. Перечислите основные условия выбора силовых выключателей и проверки на действие токов КЗ.
3. Обозначьте назначение выключателей нагрузки и отличие от высоковольтных выключателей.
4. Дайте определение разъединителю, отделителю, короткозамыкателю.
5. Перечислите основные технические характеристики силовых выключателей.
6. Перечислите основные технические характеристики разъединителей, отделителей, короткозамыкателей.
7. Назовите отличия при выборе силовых выключателей и разъединителей и их проверке на действие токов КЗ.
8. Предположим, что для представленного в примере 6 выбора высоковольтного выключателя были изменены исходные данные, что привело к увеличению значения тока КЗ: $I_{\text{п0}} = 34,589$ кА $\Rightarrow I_{\text{п0}} = 37$ кА. Представьте пример выбора нового силового выключателя и проверки его на действие токов КЗ.
9. Опишите достоинства и недостатки элегазовых выключателей и сравните их с воздушными выключателями.
10. Обозначьте места применения жестких шин, гибких шин, воздушных проводов и кабельных линий.
11. Представьте расчетные формулы для выбора жестких шин, гибких шин, воздушных проводов и кабельных линий.
12. Обозначьте необходимость проверки токоведущих частей и проводов на электродинамическое и термическое воздействие тока КЗ.

13. Предположим, что для представленного в примере 7 выбора гибких шин были изменены исходные данные: мощность генератора увеличена 110 МВт (заменяли генератор ТВФ-63-2 на ТВФ-120-2), значение тока КЗ увеличилось $I_{н,0} = 6,8 \text{ кА} \Rightarrow I_{н,0} = 8 \text{ кА}$. Представьте пример выбора новых гибких шин и проверки на действие токов короткого замыкания.

Раздел 4

ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Главное назначение этих устройств – в обеспечении гальванической развязки между первичными и вторичными цепями, а также в уменьшении первичных токов и напряжений до величин, удобных для изменения.

Применение измерительных трансформаторов напряжения и тока (ТН и ТТ):

1) обеспечивает безопасность персонала, соприкасающегося с измерительными приборами, поскольку цепи ВН и НН разделены гальванической развязкой;

2) позволяет унифицировать конструкцию измерительных приборов для номинального напряжения 100 (или $100/\sqrt{3}$) В и 5 (или 1) А, что упрощает их производство и снижает стоимость.

Первичная обмотка ТТ имеет небольшое количество витков и выполнена из провода большого сечения в соответствии с номинальным током первичной цепи. Вторичная обмотка может иметь один или несколько витков в соответствии с номинальным током вторичной цепи.

Первичная обмотка ТН имеет большое количество витков и выполнена из провода малого сечения в соответствии с номинальным напряжением первичной цепи. Вторичная обмотка имеет меньшее количество витков в соответствии с номинальным напряжением вторичной цепи.

Нормальным для ТН является режим, близкий к режиму холостого хода, для ТТ – режим, близкий к режиму КЗ.

4.1. Выбор измерительного трансформатора тока

Принципиальная схема измерительного трансформатора тока (ТТ), ко вторичной цепи которого подключены измерительные приборы (амперметр и ваттметр), представлена на рис. 4.1 ($I_{ном1}$ и $I_{ном2}$ – номинальный первичный и вторичный ток; L_1 и L_2 – выводы первичной обмотки; I_1 и I_2 – выводы вторичной обмотки; A и W – амперметр и ваттметр).

Основные параметры ТТ:

- 1) номинальный первичный ток ($I_{1ном}$) (указывается в паспорте, может изменяться в диапазоне от 1 до $40\,000$ А);
- 2) номинальный вторичный ток ($I_{2ном}$) (принять равным 1 или 5 А);
- 3) номинальное напряжение ($U_{ном}$) (указывается в паспорте, может изменять в диапазоне от $0,66$ до 1150 кВ);

4) коэффициент трансформации (показывает отношение первичного тока ко вторичному):

$$k_{\text{ТТ}} = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}$$

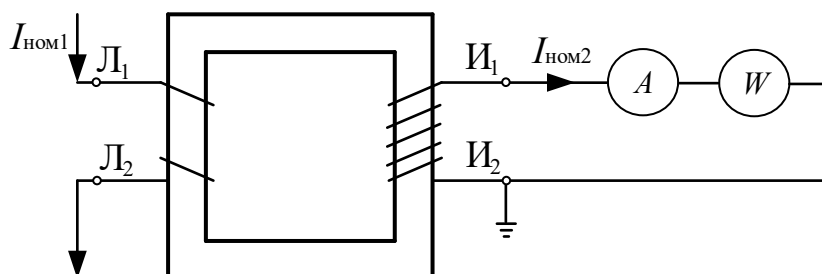


Рис. 4.1. Принципиальная схема ТТ

Выбор измерительных ТТ осуществляется по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению установки:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}},$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение ТТ; $U_{\text{УСТ}}$ – номинальное напряжение установки.

2. По номинальному току установки:

$$I_{1\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}},$$

где $I_{1\text{НОМ}}$ – номинальный ток ТТ (первичной цепи); $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ – максимальный допустимый (рабочий) ток установки.

Причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}},$$

где $i_{\text{УД}}$ – расчетный ударный ток КЗ; $i_{\text{ДИН}}$ – наибольший допустимый ток КЗ ТТ, устанавливаемый заводом-изготовителем.

Электродинамическую устойчивость ТТ можно характеризовать кратностью электродинамической устойчивости, которая определяется отношением номинального тока электродинамической устойчивости (мгновенное значение) к амплитуде номинального первичного тока:

$$i_{\text{УД}} \leq K_{\text{ДИН}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{НОМ}},$$

где $K_{\text{ДИН}}$ – кратность номинального тока электродинамической стойкости.

4. По термической стойкости:

$$B_{\text{кз}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где $I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости ТТ; $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока $I_{\text{тер}}$.

Термическую устойчивость ТТ можно характеризовать кратностью термической устойчивости ($K_{\text{тер}}$), которая определяется отношением номинального тока термической устойчивости к номинальному первичному току:

$$K_{\text{тер}} = \frac{I_{\text{тер}}}{I_{\text{ном}}},$$

или

$$B_{\text{кз}} \leq (K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}.$$

5. По конструкции.

6. По классу точности: для подключения контрольно-измерительных приборов коммерческого учета потребления электроэнергии (счетчиков электроэнергии) используются ТТ класса точности 0,5; для подключения измерительных приборов технического учета – ТТ класса точности 1; для подключения щитовых электроизмерительных приборов – ТТ класса точности 3; для подключения устройств релейной защиты и автоматики, а также различных сигнальных устройств – ТТ класса точности 5 и 10.

7. По вторичной нагрузке ТТ:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – действительная нагрузка вторичной цепи ТТ; $Z_{2\text{ном}}$ – нормированная для данного класса точности нагрузка.

Действительная нагрузка вторичной цепи ТТ (Z_2) представляет собой суммарную мощность всех подключенных к нему приборов:

$$Z_2 = \sum Z_{\text{приб}} + \sum Z_{\text{пров}} + \sum Z_{\text{конт}},$$

где $\sum Z_{\text{приб}}$ – сумма сопротивлений всех последовательно включенных приборов; $\sum Z_{\text{пров}}$ – суммарное сопротивление всех соединительных проводов, обычно учитывают только активную составляющую сопротивления ($R_{\text{пров}}$); $\sum Z_{\text{конт}}$ – суммарное сопротивление (переходное) всех контактов, обычно учитывают только активную составляющую сопротивления.

Если к вторичным цепям подключено до трех приборов, то значение $\sum Z_{\text{конт}} = 0,05$ Ом. При большем количестве подключенных приборов

суммарное сопротивление всех контактов равно $\sum Z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$. По-
дробнее расчет и оценка значения $\sum Z_{\text{приб}}$ представлены в [2].

Принимая, что $Z_2 = Z_{2\text{ном}}$, можно определить допустимое значение
сопротивления соединительных проводов ($R_{\text{пров}}$) и их минимальное се-
чение (S_{min}):

$$S_{\text{min}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{расч}}}{R_{\text{пров}}},$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление материала проводника,
 $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от длины
трассы провода и схемы соединения ТТ.

Для изготовления проводов обычно применяется медь, для которой
 $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{м}}{\text{мм}^2}$.

Расчетная длина провода зависит от длины трассы провода и от
схемы включения приборов:

- 1) при включении приборов в одну фазу через один ТТ:

$$l_{\text{расч}} = 2 \cdot l,$$

где l – расстояние по трассе провода (кабеля) от места установки ТТ
до места установки прибора;

- 2) при включении приборов в три фазы и при симметричной
нагрузке (ток в нулевом проводе равен нулю):

$$l_{\text{расч}} = l;$$

- 3) при включении в две фазы по схеме неполной звезды:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l.$$

Подробнее расчет и оценка значения $l_{\text{расч}}$ представлены в [2].

Вычислив минимальное сечение (S_{min}) провода, следует выбрать
ближайшее большее сечение по стандартной шкале. Согласно [1], при от-
сутствии требуемой информации на этапе проектировании допускается
выбор проводов только по условию механической прочности. В частно-
сти, допускается применение проводов сечением $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил
и 4 мм^2 для алюминиевых жил [1].

4.2. Выбор измерительного трансформатора напряжения

Принципиальная схема измерительного трансформатора напряже-
ния (ТН), ко вторичной цепи которого подключены измерительные при-
боры (вольтметр и ваттметр), представлена на рис. 4.2.

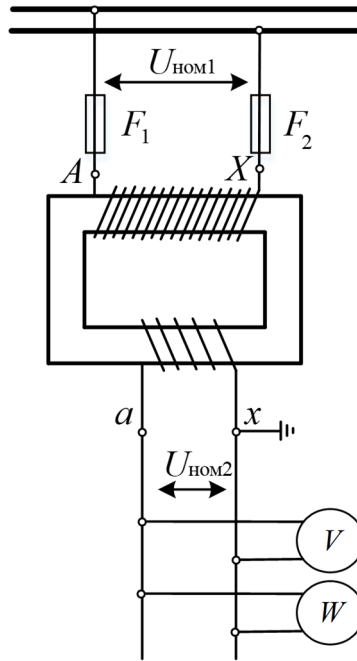


Рис. 4.2. Принципиальная схема ТН, где F_1 и F_2 – плавкие предохранители

Основные параметры ТН:

- 1) номинальное первичное напряжение ($U_{1ном}$) (указывается в паспорте, стандартизовано в соответствии со стандартной шкалой номинальных (линейных) напряжений);
- 2) номинальное вторичное напряжение ($U_{2ном}$) (принято равным 100 (или $100/\sqrt{3}$) В);
- 3) коэффициент трансформации (показывает отношение первичного напряжения ко вторичному):

$$k_{ТН} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}$$

Выбор измерительных ТН осуществляется по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ТН; $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки;

- 2) по конструкции;
- 3) по схеме соединения обмоток;
- 4) по классу точности: для подключения контрольно-измерительных приборов учета потребления электроэнергии (счетчиков электроэнергии) используются ТН класса точности 0,2 и/или 0,5; для подключения щитовых электроизмерительных приборов, устройств релейной

защиты и автоматики, а также различных сигнальных устройств используются ТН класса точности 1 и 3;

5) по вторичной нагрузке ТН:

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}},$$

где S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТН в выбранном классе точности.

В случае использования трех однофазных ТН суммарная мощность будет определяться:

- как мощность всех трех фаз при соединении обмоток в звезду;
- как удвоенная мощность одного ТН при соединении обмоток по схеме открытого треугольника.

Для определения требуемой мощности ТН (S_2) и желаемого класса точности составляют трехфазную схему включения приборов и реле, подключаемых к вторичным цепям ТН. Согласно паспортным данным этих приборов и реле или по каталожным данным [16] на основании значения потребляемой ими мощности рассчитывают суммарную мощность всех потребителей. Далее оценивают и определяют требуемую мощность ТН (S_2), тип и класс точности ТН. Подробнее расчет и оценка значения S_2 представлены в [2].

В практических задачах для выбора сечения проводов в цепях ТН используют величину допустимой потери напряжения. Так, допустимое значение потери напряжения на проводах от самого ТН до измерительных приборов расхода электроэнергии (расчетных счетчиков) не должно превышать 0,25 % от $U_{\text{ном}}$ при питании от ТН классов точности 0,5 и 0,5 % от $U_{\text{ном}}$ – при питании от ТН классов точности 1,0. Допустимое значение потери напряжения на проводах от ТН до счетчиков технического учета не должно превышать 1,5 % от $U_{\text{ном}}$ ТН.

Согласно [1], при отсутствии требуемой информации на этапе проектирования допускается выбор проводов только по условию механической прочности. В частности, допускается применение проводов сечением 2,5 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

Пример 8

Приведем пример выбора измерительных трансформаторов для присоединения измерительных приборов в цепи генератора ($G1$).

Измерительный трансформатор тока

Так как токоведущие части от выводов блочного генератора $G1$ (рис. 3.13) до выводов блочного трансформатора $T1$ выполнены с помощью комплектного пофазно-экранированного токопровода ТЭНЕ-10/5000-250У1,

то необходимо выбрать ТТ, встроенный в токопровод, по следующим условиям:

1. По номинальному напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$$

$$U_{\text{ном}} \geq 10,5 \text{ кВ.}$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ТТ; $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки.

2. По номинальному току установки (по мощности генератора $G1$):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}};$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 4558 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} \geq 4558 \text{ А.}$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}};$$

$$k_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}};$$

$$1,965 \cdot \sqrt{2} \cdot 89,4 \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}};$$

$$247,6 \text{ кА} \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}},$$

где $K_{\text{дин}}$ – кратность номинального тока электродинамической стойкости; $I_{\text{П0}} = 89,4 \text{ кА}$ – периодическая составляющая тока КЗ в точке K_2 (рис. 3.13); $k_{\text{уд}} = 1,965$ – ударный коэффициент (табл. 2.2).

4. По термической стойкости:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}};$$

$$B_{\text{КЗ}} \leq (K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где $I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости ТТ; $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока $I_{\text{тер}}$.

Для рассматриваемой точки КЗ $T_a = 0,26 \text{ с}$ (табл. 2.2) и $t_{\text{откл}} = 4 \text{ с}$, тогда выполняется следующее условие:

$$t_{\text{откл}} > 3 \cdot T_a;$$

$$4 > 3 \cdot 0,26;$$

$$4 > 3 \cdot 0,78.$$

Значит, значение $B_{\text{КЗ}}$ можно определить по следующей формуле:

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a);$$

$$B_{\text{КЗ}} = 89,4^2 \cdot (4 + 0,26) = 34047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

5. По конструкции: выбираемый ТТ должен быть встроен в токопровод.

6. По классу точности: например, для подключения устройств релейной защиты и автоматики, а также различных сигнальных устройств выбираем ТТ класса точности 10.

7. По вторичной нагрузке ТТ:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – действительная нагрузка вторичной цепи ТТ; $Z_{2\text{ном}}$ – нормированная для данного класса точности нагрузка.

Для определения величины Z_2 необходимо определить количество подключаемых приборов. При отсутствии требуемой информации на этапе проектирования можно воспользоваться расчетом, представленным в [2], согласно которому $Z_2 = 0,943$ Ом. Таким образом, для выбираемого ТТ должно выполняться условие:

$$0,943 \text{ Ом} \leq Z_{2\text{ном}}.$$

В соответствии с вышеобозначенным и согласно паспортным данным измерительных трансформаторов тока (прил. 3, табл. П.3.6) выбираем ТШЛ-10, параметры которого представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Параметры ТШЛ-10

Параметры ТШЛ-10: Т – трансформатор тока; Ш – шинный; Л – с литой изоляцией	Расчетные значения
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{1\text{ном}} = 5000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 4558 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}$, динамическая стойкость ТТ определяется динамической стойкостью шин/токопровода (см. пример 7).	$i_{\text{уд}} = 247,6 \text{ кА}$
$(K_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $= (35 \cdot 5000)^2 \cdot 3 = 91875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кз}} = 34047 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ для класса точности 0,5; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ для класса точности 1; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ для класса точности 3; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ для класса точности 10Р	$Z_2 = 0,943 \text{ Ом}$

Измерительный трансформатор напряжения

Измерительный ТН выбирается по следующим условиям:

- 1) по номинальному напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$$

$$U_{\text{ном}} \geq 10,5 \text{ кВ.}$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ТН; $U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки;

- 2) по конструкции: в цепи токопровода ТЭНЕ-10/5000-250У1;
3) по схеме соединения обмоток: схема соединения первичной и основной вторичной обмоток – звезда, дополнительной – треугольник или разомкнутый треугольник;
4) по классу точности: например, для подключения устройств релейной защиты и автоматики, а также различных сигнальных устройств используем ТН класса точности 3;
5) по вторичной нагрузке ТН:

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}},$$

где S_2 – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности.

Для определения величины S_2 необходимо определить количество подключаемых приборов. Согласно [1], при отсутствии требуемой информации на этапе проектирования можно воспользоваться расчетом, представленным в [2], согласно которому $S_2 = 71,65 \text{ ВА}$. Таким образом, для выбираемого ТН должно выполняться условие:

$$71,65 \text{ ВА} \leq S_{2\text{ном}}.$$

В соответствии с вышеобозначенным и согласно паспортным данным измерительных ТН (прил. 3, табл. П.3.7) выбираем ЗНОЛ.06-10, параметры которого представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Параметры ЗНОЛ.06-10

Параметры ЗНОЛ.06-10: З – заземляемый; Н – трансформатор напряжения; О – однофазный электромагнитный; Л – с литой изоляцией	Расчетные значения
$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$

$S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$ для класса точности 0,2; $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ для класса точности 0,5; $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$ для класса точности 1; $S_{2\text{ном}} = 300 \text{ ВА}$ для класса точности 3	$S_2 = 71,65 \text{ ВА}$
---	--------------------------

Задания для самоконтроля

1. Обозначьте необходимость применения измерительных трансформаторов тока и напряжения.
2. Перечислите основные условия выбора измерительного трансформатора тока.
3. Перечислите основные технические характеристики измерительных трансформаторов тока.
4. Обозначьте нормальный режим работы измерительного трансформатора напряжения.
5. Перечислите основные условия выбора измерительного трансформатора тока.
6. Обозначьте нормальный режим работы измерительного трансформатора напряжения.
7. Перечислите основные технические характеристики измерительных трансформаторов напряжения.
8. Обозначьте необходимость проверки измерительных трансформаторов тока и напряжения на электродинамическое и термическое воздействие тока КЗ.
9. Дайте пояснение факторам, которые влияют на погрешность измерения трансформатора тока.
10. Обозначьте причины, по которым нельзя размыкать вторичную обмотку трансформатора тока.
11. Обозначьте причину, по которой все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны быть заземлены.

Раздел 5

ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

При проектировании электрической части электростанции немаловажным является выбор схемы распределительного устройства (РУ), под которым понимается электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном классе напряжения. Подробное описание схем РУ представлено в [2–4]. В рамках данного пособия рассмотрим некоторые наиболее распространенные схемы РУ.

Схема распределительного устройства 6...10 кВ

Схема ГРУ ТЭЦ, содержащая два генератора, обычно выполняется с двумя сборными шинами. Это обосновывается необходимостью обеспечения требуемого уровня надежности, а также большого количества присоединений (рис. 5.1).

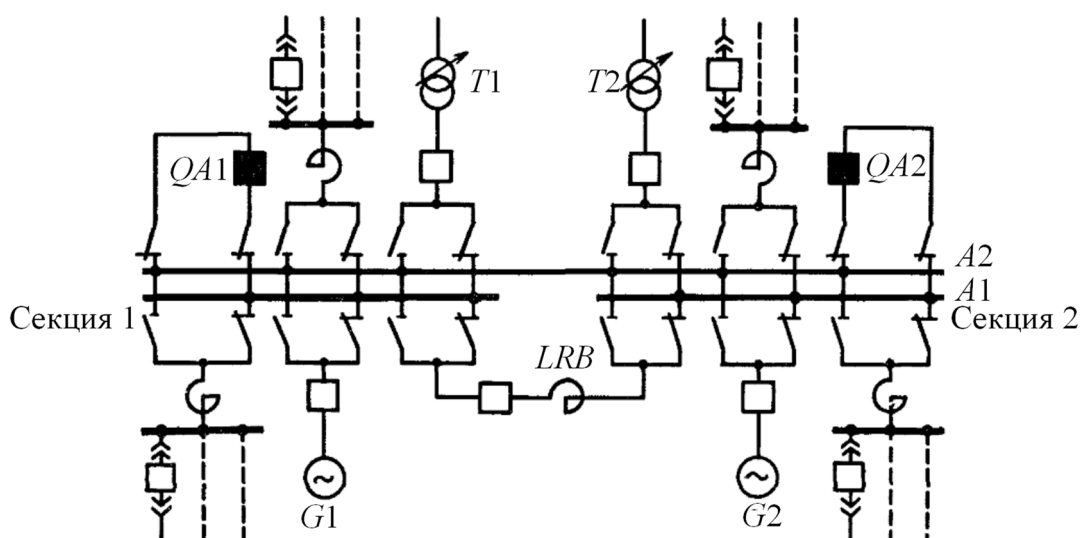


Рис. 5.1. Схема ГРУ с двумя сборными шинами

Согласно рисунку каждый элемент (присоединение) подключается через два шинных разъединителя, что обеспечивает гибкость и повышает ремонтоспособность схемы. Системы шин $A1$ (рабочая) и $A2$ (резервная) связаны через нормально отключенные шинно-соединительные выключатели $QA1$ и $QA2$. Система шин $A1$ разделена на секции, которые связаны через нормально включенный выключатель QB и токоограничивающий реактор LRB .

При большем количестве генераторов возможно использование схемы с одной системой шин, соединенной в кольцо (рис. 5.2).

Сборная шина в зависимости от количества генераторов ($G1$ – $G3$) разделена на секции ($B1$ – $B3$), которые соединяются через секционные

выключатели ($QB1-QB3$) и секционные токоограничивающие реакторы ($LRB1-LRB3$), зашунтированные разъединителями ($QS1-QS3$). Все остальные присоединения (линии потребителей) подключаются через групповые вдвоенные токоограничивающие реакторы ($LR1-LRB3$).

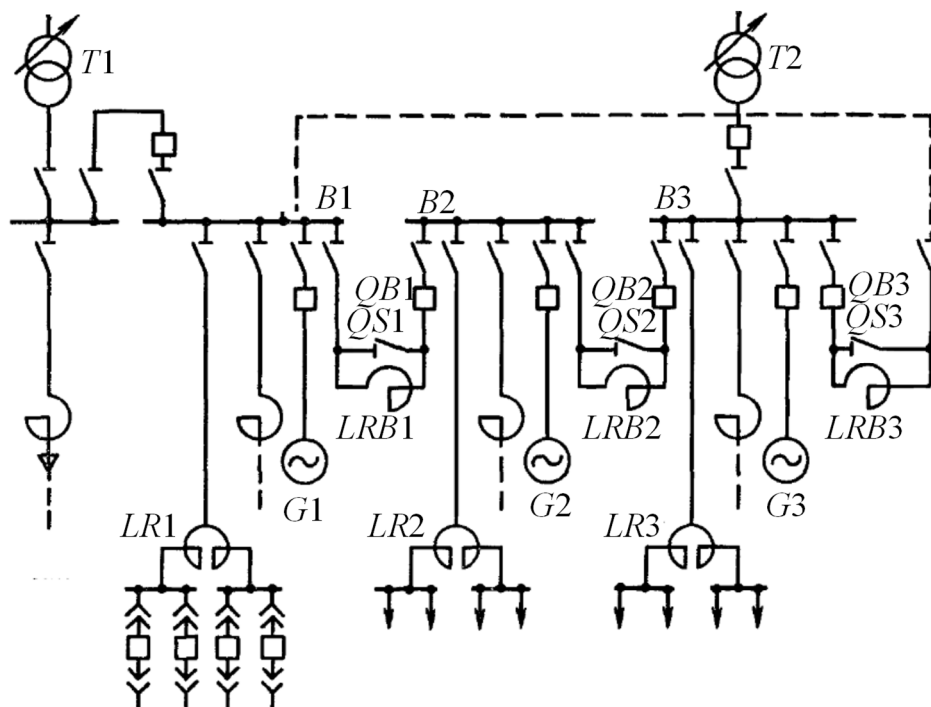


Рис. 5.2. Кольцевая схема ГРУ

Данная схема применяется для ТЭЦ при числе присоединений на секцию не более 6–8 и мощностью генераторов до 63 МВт.

Схема распределительного устройства 35 кВ и выше

Применяют упрощенные схемы РУ (рис. 5.3) [2–4] на электрических подстанциях при небольшом количестве присоединений или как промежуточный вариант развития схему РУ с целью уменьшения расходов, ускорения строительных и монтажных работ. Особенность таких схем заключается в том, что в них отсутствуют сборные шины, используется уменьшенное количество выключателей (выключатель по стороне ВН может не использоваться). Это определяет основное достоинство этих схем – экономичность. Поэтому широкое применение такие схемы получили на однотрансформаторных подстанциях, включаемых глухой отпайкой к транзитной линии, или как промежуточный вариант развития схему РУ.

Кольцевые схемы РУ (многоугольники), в которых выключатели соединяются между собой, а каждое присоединение (линия, трансформатор) подключается между двумя соседними выключателями, получили большее применение. Это обусловлено повышенной надежностью таких

схем: имеется возможность вывода в ремонт и опробования в период нормальной работы любого выключателя без перерыва электроснабжения потребителей и выполнения каких-либо дополнительных переключений.

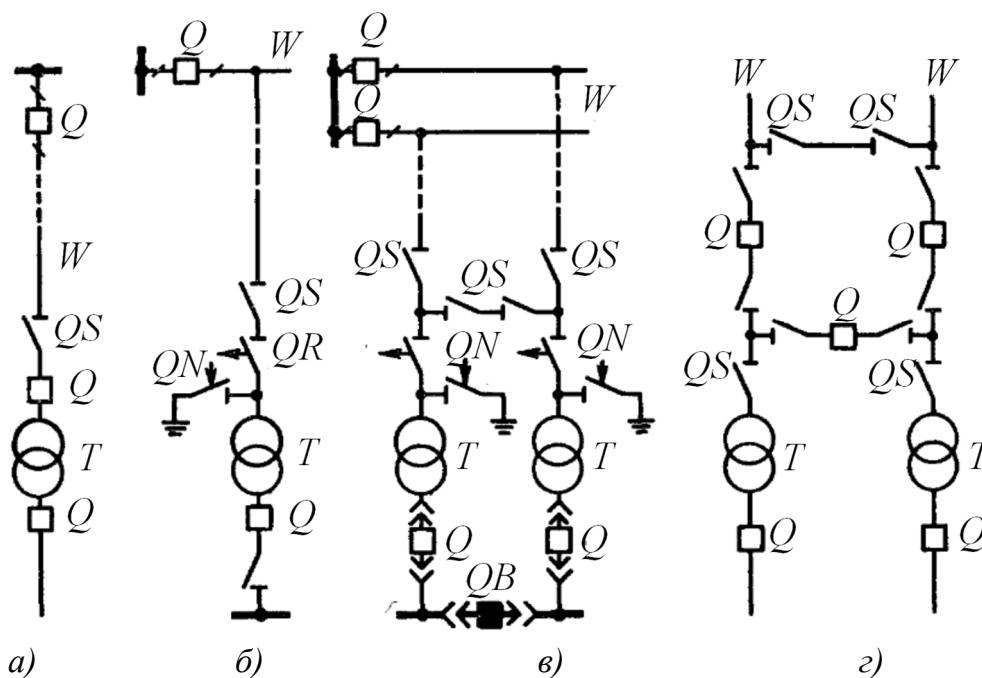


Рис. 5.3. Упрощенные схемы РУ 35 кВ и выше:

- а) блок трансформатор-линия с выключателем; б) блок трансформатор-линия с отделителем; в) два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой; г) мостик с выключателями

На рис. 5.4 представлен вариант реализации четырехугольника (квадрата) и шестиугольника, который получил применение в схемах РУ 220 кВ и выше электрических подстанций, а также 330 кВ и выше электрических станций.

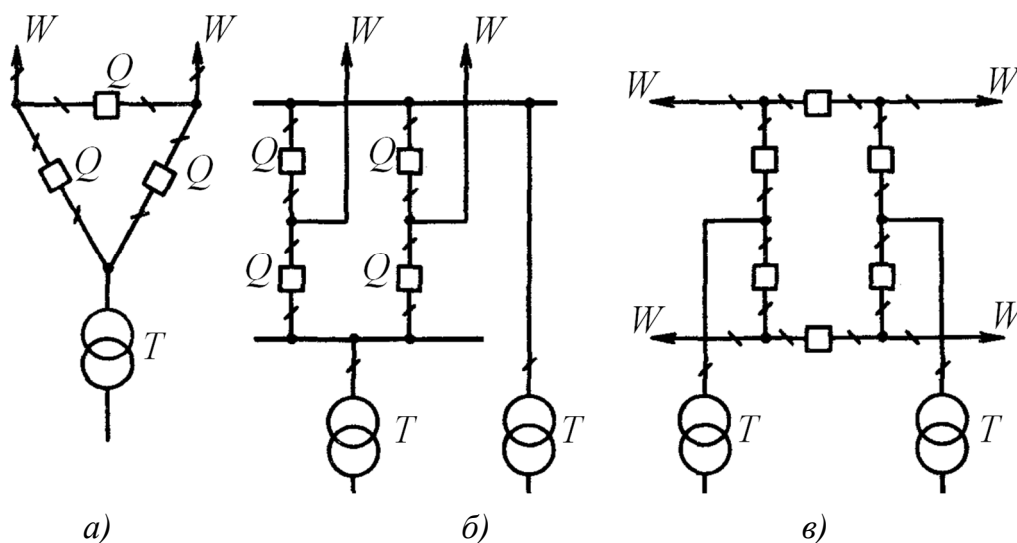
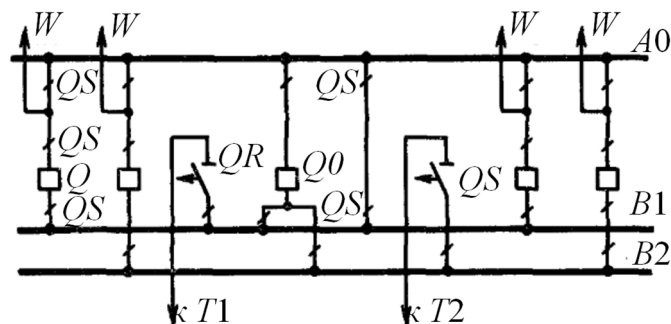


Рис. 5.4. Упрощенные схемы РУ 35 кВ и выше:

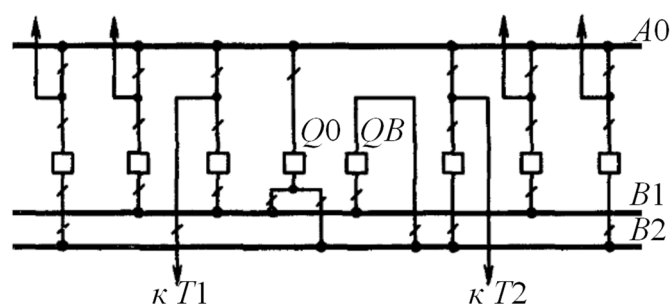
- а) треугольник; б) квадрат; в) шестиугольник

При большем количестве присоединений применяют схемы со сборными шинами:

- Схемы РУ с одной рабочей ($A1$), разделенной на секции ($B1$ и $B2$) и обходной системами шин ($A0$).



а)



б)

Рис. 5.5. Схема с одной рабочей и обходной системами шин:

- а) схема с совмещенными обходным и секционным выключателем и отделителями в цепях трансформаторов; б) схема с обходным и секционным выключателями

В схеме предусматривается наличие обходного выключателя ($Q0$), через который может быть организовано питание обходной системы шин без нарушения электроснабжения потребителей или реализован режим замены линейного выключателя (рис. 5.5).

Схема с совмещенными обходным и секционным выключателем и отделителями в цепях трансформаторов используется в РУ электрической подстанции при числе присоединений до шести включительно (рис. 5.5, а). Схема с обходным и секционным выключателями, но с отдельным обходным выключателем на каждую секцию используется в схемах РУ электрической подстанции электрической станции при числе присоединений 7–15 включительно (рис. 5.5, б).

- Схемы РУ с двумя рабочими ($A1, A2$) и обходной системами шин ($A0$). Обе рабочие сборные шины, между которыми распределено подключение всех присоединений, находятся под напряжением (в работе). Соответственно, при необходимости (например, при ремонтных работах или

устойчивом замыкании на шине) все отключившиеся присоединения переводятся на исправную систему сборных шин.

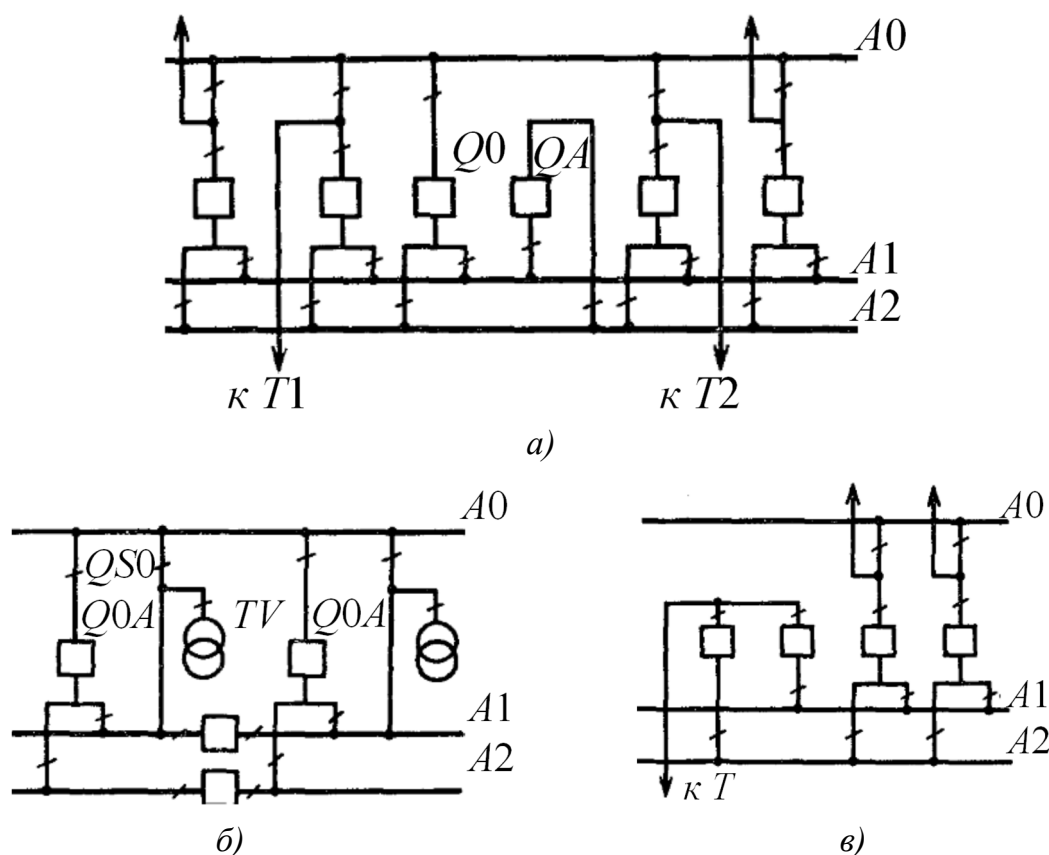


Рис. 5.6. Схема с двумя рабочими и обходной системами шин:
а) основная схема; б), в) варианты схем

Обозначенная схема нашла применение в РУ электрической станции при числе присоединений 12 включительно и в РУ электрической подстанции при числе присоединений 7–15 включительно (рис. 5.6, а).

Для повышения гибкости и надежности рассмотренной схемы [2–4] выполняют секционирование одной или обеих сборных шин (рис. 5.6, б): одна шина секционируется при числе присоединений 12–15 и установке трансформаторов связи мощностью более 125 МВА. Для увеличения надежности для схемы РУ электрических станций (с энергоблоками 300 МВт и более) генератор или трансформатор связи (автотрансформатор) может быть подключен через развилку из двух выключателей (рис. 5.6, в).

- Схема с двумя системами сборных шин и тремя выключателями на две цепи (рис. 5.7). На шесть присоединений необходимо девять нормально включенных выключателей, то есть на каждое присоединение «полтора» выключателя. Схема отличается повышенной гибкостью и надежностью: электроснабжение всех потребителей при одинаковом количестве источников и присоединений сохраняется даже при отключении

обеих систем шин (нарушится лишь параллельная работа). Схема 3/2 выключателя на цепь применяется в РУ 330 кВ и выше.

- Схема с двумя системами сборных шин и с четырьмя выключателями на три цепи (рис. 5.8). На девять присоединений необходимо двенадцать нормально включенных выключателей, то есть на каждое присоединение 4/3 выключателя. Схема имеет наилучшие показатели, если число линий в 2 раза меньше или больше числа трансформаторов.

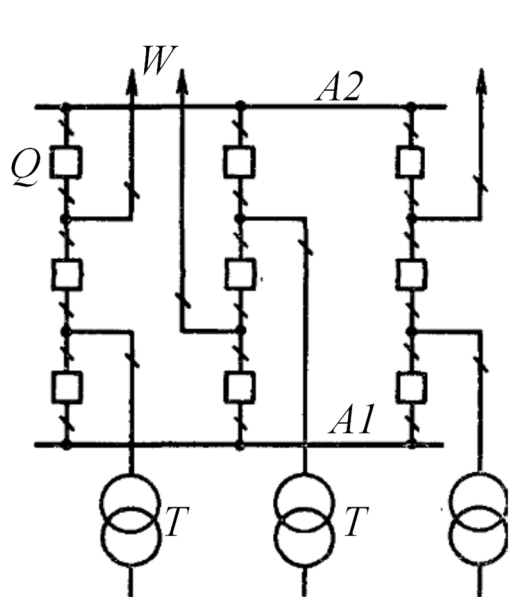


Рис. 5.7. Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи

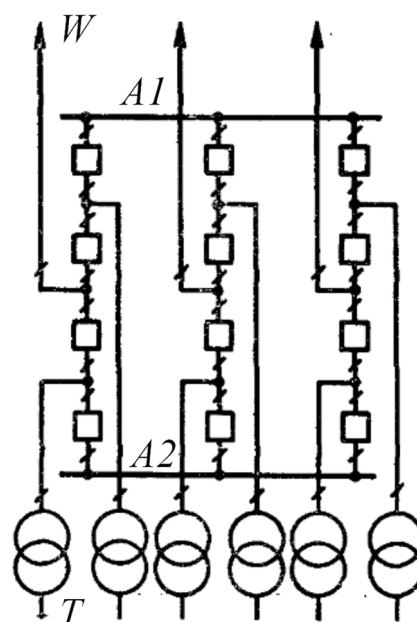


Рис. 5.8. Схема с двумя системами шин и четырьмя выключателями на три цепи

Схема 4/3 выключателя на цепь применяется в РУ 330 кВ и выше мощных электрических станций.

Формирование принципиальной схемы электрической станций

Согласно проведенному расчету и обоснованному выбору силового оборудования, коммутационных аппаратов, токоведущих частей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также анализу исходных данных для проектирования, формируется принципиальная схема электрической станции [26].

Схема должна быть выполнена в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов. Все оборудование должно быть обозначено, в том числе типы и параметры, согласно стандартам единой системы конструкторской документации.

Пример исполнения принципиальной схемы представлен на рис. 5.9 и 5.10.

Задания для самоконтроля

1. Опишите работу схемы генераторного (главного) распределительного устройства с двумя сборными шинами (рис. 5.1).
2. Обозначьте необходимость применения токоограничивающих ректоров в схеме на рис. 5.1.
3. Опишите работу кольцевой схемы генераторного (главного) распределительного устройства (рис. 5.2) и обозначьте необходимость замыкания в «кольцо» схемы.
4. Обозначьте необходимость применения токоограничивающих ректоров и перемычек в схеме на рис. 5.2.
5. Опишите работу мостика с выключателями для распределительного устройства.
6. Обозначьте преимущества применения схемы шестиугольника по сравнению с мостиком с выключателями.
7. Поясните основные операции при выводе в ремонт выключателя Q для схемы с одной рабочей и обходной системами шин (рис. 5.5, *a*).
8. Поясните основные операции при выводе в ремонт рабочей системы шин $A1$ для схемы с двумя рабочими и обходной системами шин (рис. 5.6, *a*).
9. Опишите схемы распределительных устройств электростанции на рис. 5.9. Дайте обоснование выбора схемы распределительных устройств.
10. Опишите схемы распределительных устройств электростанции на рис. 5.10. Дайте обоснование выбора схемы распределительных устройств.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В пособии представлен теоретический и практический материал, необходимый для формирования умений и навыков проектирования электрической части электростанции.

Описаны расчетные условия для выбора электрических аппаратов и токоведущих частей первичных цепей по нормальным (продолжительным) и аварийным режимам работы. Изложены основные принципы и этапы расчета токов КЗ, рассмотрены примеры выполнения как аналитического расчета для разных схемы и топологий электростанции, так и расчета с использованием программного комплекса RastrWin RastrK. Обозначены особенности выбора измерительных аппаратов и схем электрических соединений распределительных устройств электростанции.

Представленные материалы могут быть использованы для проектирования электрической части других типов электрических станций с учетом отдельных уточнений и требований.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АТ – автотрансформатор;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
ВН – сторона высшего напряжения трансформатора;
ГРУ – генераторное распределительное устройство;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия электропередачи;
КЭС – конденсационная электростанция;
НН – сторона низшего напряжения трансформатора;
о. е. – относительные единицы;
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;
РУ – распределительное устройство;
РУ ВН – распределительное устройство стороны высокого напряжения;
РУ НН – распределительное устройство стороны низкого напряжения;
РУ СН – распределительное устройство стороны среднего напряжения;
СН – сторона среднего напряжения трансформатора;
ТН – измерительный трансформатор напряжения;
ТТ – измерительный трансформатор тока;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЭЭС – электроэнергетическая система.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Москва : НЦ ЭНАС, 2003. – 264 с.
2. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 10-е изд., стер. – Москва : Академия, 2013. – 448 с.
3. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций : учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пиратов, М.А. Козина ; под ред. В.А. Старшинова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. – 296 с.
4. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
5. Библия электрика: ПУЭ, ПОТ, ПТЭ : сборник нормативных документов. – Новосибирск : Норматика, 2017. – 672 с.
6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (РД 153-34.0-20.527-98) / под ред. Б.Н. Неклепаева. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
7. СТО 17330282.27.010.001–2008. Электроэнергетика. Термины и определения : стандарт организации. – Москва : Технорматив, 2008. – 1783 с.
8. ГОСТ 26522–85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. – Москва : Изд-во стандартов, 1987. – 19 с.
9. Распределительные устройства и подстанции: Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – Москва : Информэлектро, 2002. – 500 с.
10. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др. ; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. – 3-е изд. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. – 568 с.
11. ГОСТ 29322–2014. Межгосударственный стандарт напряжения стандартные. – Москва : Стандартиформ, 2015. – 13 с.
12. ГОСТ Р 57382–2017. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений. – Москва : Стандартиформ, 2017. – 12 с.
13. ГОСТ 18311–80. Изделия электротехнические. Термины и определения основных понятий. – Москва : Изд-во стандартов, 2015. – 19 с.
14. ГОСТ 14209–85. Группа Е64. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. General-purpose oil-immersed power transformers. Permissible loads. – Москва : Стандарт инфо, 2009. – 66 с.

15. СТО 56947007-29.180.01.116–2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. – Режим доступа: https://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-56947007-29.180.01.116-2012_izm_ot13.10.2014.pdf.

16. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 5-е изд., стер. – Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2014. – 607 с.

17. Готман В.М. Переходные процессы в системах электроснабжения : учебное пособие / В.И. Готман, Ю.В. Хрущев, О.А. Мастерова. – Томск : Изд-во ТПУ, 2008. – 48 с.

18. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах : учебное пособие / С.А. Ерошенко и др. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

19. ГОСТ Р 52735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – Москва : Стандартинформ, 2007. – 36 с

20. Булат В.А. Конспект лекций по дисциплине «Переходные процессы в электроэнергетических системах» для студентов спец. 1-43 01 01 «Электрические станции» и 1-43 01 03 «Электроснабжение» дневной и заочной форм обучения / В.А. Булат. – Минск : БНТУ, 2010. – 165 с.

21. Почаевец В.С. Электрические подстанции : учебник / В.С. Почаевец. – Москва : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2012. – 491 с.

22. Сайтбаталова Р.С. Практические методы расчета токов короткого замыкания : учебное пособие / Р.С. Сайтбаталова, Н.И. Варламов, Р.У. Галеева. – 3-е изд., доп. – Казань : Казанский государственный энергетический университет, 2015. – 178 с.

23. Готман В.И. Короткие замыкания и несимметричные режимы в электроэнергетических системах : учебное пособие / В.И. Готман. – Томск : Изд-во ТПУ, 2011. – 239 с.

24. Гук Ю.Б. Проектирование электронной части станций и подстанций : учебное пособие для вузов / Гук Ю.Б., В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Ленинград : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 312 с.

25. Баумштейн И.А. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / И.А. Баумштейн, С.А. Бажанов. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.

26. Положение о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистранта в Томском политехническом университете : методические указания. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – 56 с. – Режим доступа: https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/lip/vkr1/Tab1/6_10_02_2014.pdf.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin RastrKZ

Первый шаг расчета токов КЗ в программном комплексе RastrWin – создание шаблона. Для этого требуется воспользоваться командой «Новый», которая находится на основной панели программы в разделе «Файлы». Далее в диалоговом окне выбрать тип файла «динамика.rst» (рис. П.1).

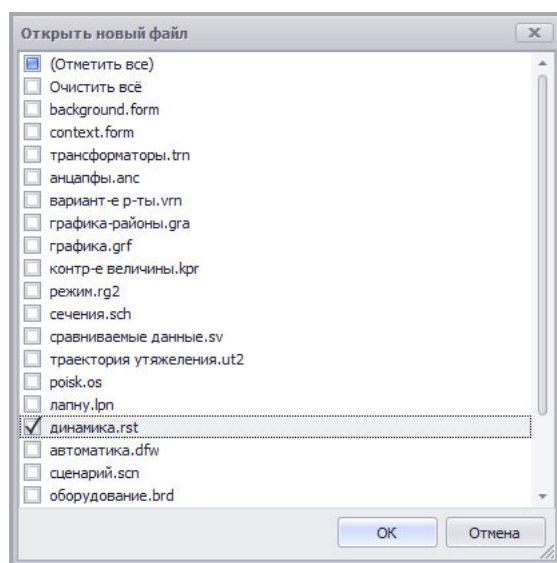


Рис. П.1. Диалоговое окно для создания новых файлов
в программном комплексе RastrWin

Второй шаг – ввод исходных данных и создание схемы замещения в программном комплексе на основании проведенного расчета, описанного в разделе 2. Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности, в соответствии с узлами, ветвями и генераторами. Исходные данные вводятся в три таблицы «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим», которые находятся на основной панели в разделе «Открыть». Далее необходимо выбрать в диалоговом окне тип файла открыть/Несимметрия (рис. П.2). Расчет параметров прямой, обратной и нулевой последовательности представлен в прил. 2.

На основании уже созданной топологии сети возможно в автоматическом режиме подготовить файлы для расчетов токов КЗ. Для этого требуется запустить существующий файл режима в формате «... .rg2». Далее воспользоваться командой «Сохранить как», которая находится

на основной панели в разделе «Файлы». При сохранении файла требуется выбрать формат «...rst» (рис. П.3).

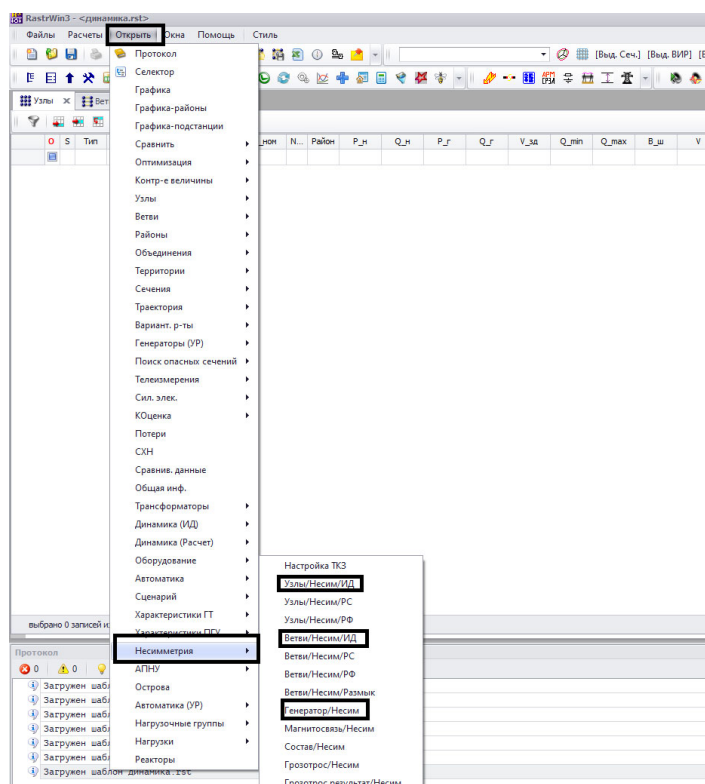


Рис. П.2. Диалоговое окно для открытия таблиц «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим»

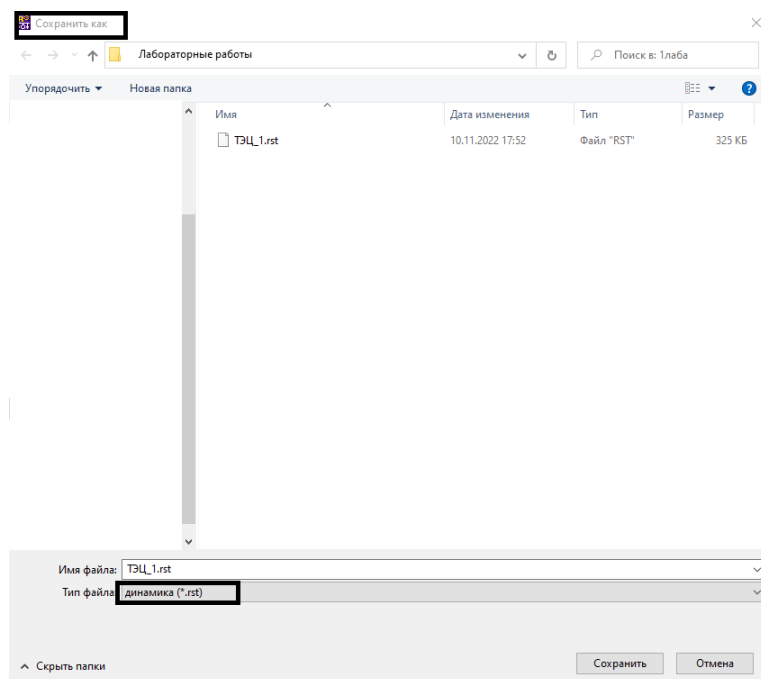


Рис. П.3. Диалоговое окно для сохранения файлов

Далее следует выбрать кнопку «Загрузить», которая находится на основной панели в разделе «Файлы», и открыть файл формата «...rst» (рис. П.4).

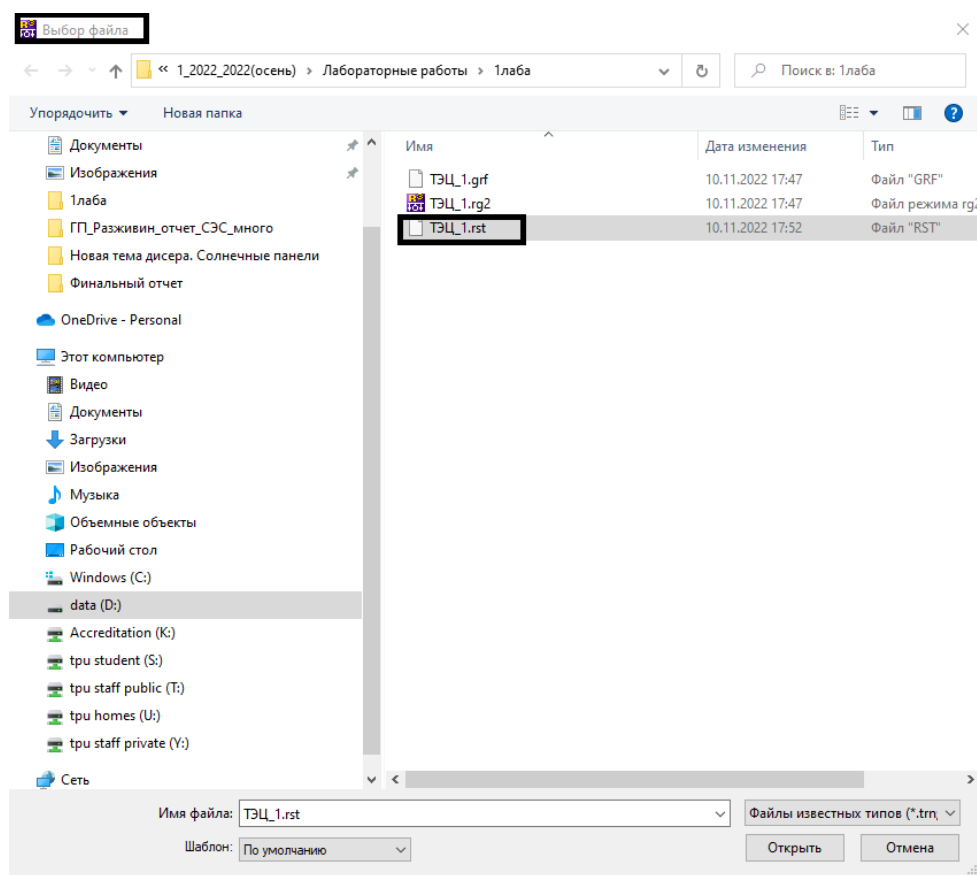


Рис. П.4. Диалоговое окно для открытия файлов

Следующий шаг заключается в корректировке параметров для расчета токов КЗ. Требуется открыть таблицы «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим», которые находятся на основной панели в разделе «Открыть». Далее выбрать в диалоговом окне тип файла «Открыть/Несимметрия» (рис. П.5).

Затем требуется задать значения сопротивлений и ЭДС для генераторов и системы в разделе «Генератор/Несим» (рис. П.6).

Параметры схем замещения вводятся в именованных единицах. Для генераторов нужно указать номер агрегата « N_{agr} » и номер узла « $N_{узла}$ », к которому присоединен агрегат. Колонку ЭДС генератора для расчета токов КЗ « E » заполняем данными, полученными в результате соответствующего расчета.

Задается вид КЗ. На рис. П.7 выбрано трехфазное КЗ (рис. П.7).

Комментарий: П1 – место КЗ.

Нажимаем кнопку «ТКЗ», производится расчет и результаты представляются в диалоговых окнах (рис. П.8, П.9).

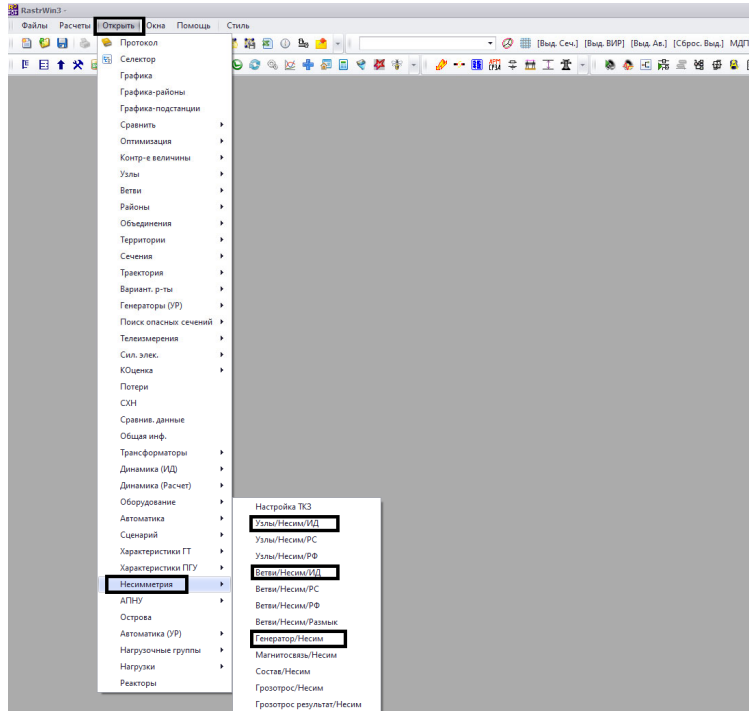


Рис. П.5. Диалоговое окно для открытия «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим»

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол
1			33	Ген1	33		0,214		0,261		0,860	11,460	
2			333	Ген2	333		0,214		0,261		0,860	11,460	
3			3 333	Ген3	3333		0,166		0,203		0,066	27,430	
4			100	Система	100		0,540		0,540		0,576	24,000	

Рис. П.6. Раздел «Генератор/Несим»

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1		1	1	Ген	3																

Рис. П.7. Раздел «Состав/Несим»

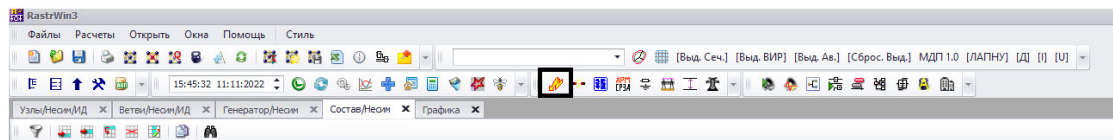


Рис. П.8. Кнопка «TK3»

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1		1	1	Ген	3					200,9611	-87,01			200,9611	-87,01			200,9611	-87,01		

Рис. П.9. Раздел «Состав/Несим» с полученными результатами расчета токов КЗ

Также полученные результаты можно отобразить в виде диаграммы графика временной зависимости (рис. П.10). На основании созданной топологии сети (рис. П.11) необходимо подгрузить файлы графики с расширением «... .grf».

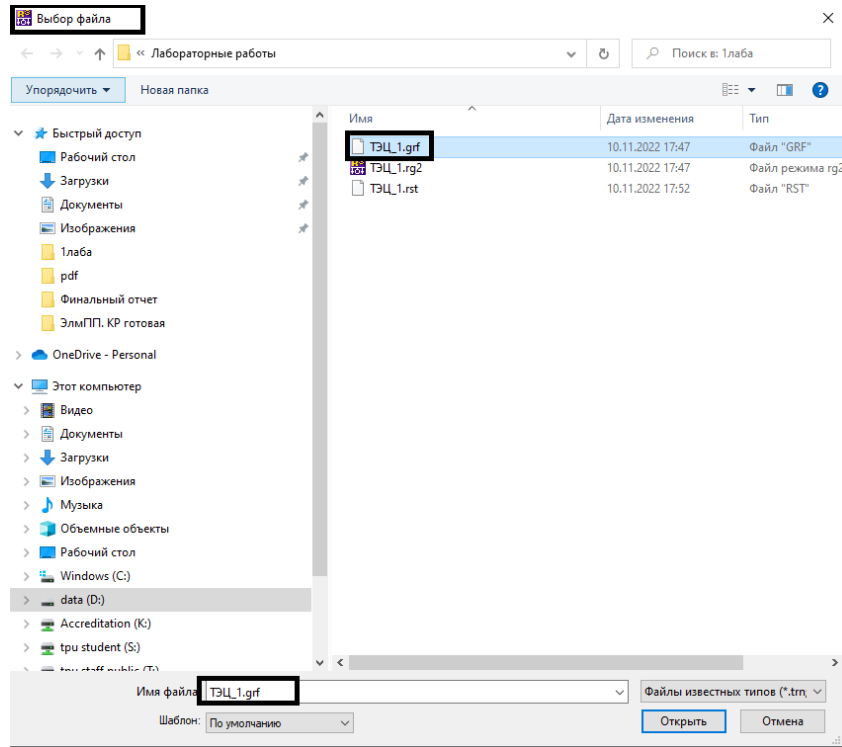


Рис. П.10. Диалоговое окно для открытия файлов графики

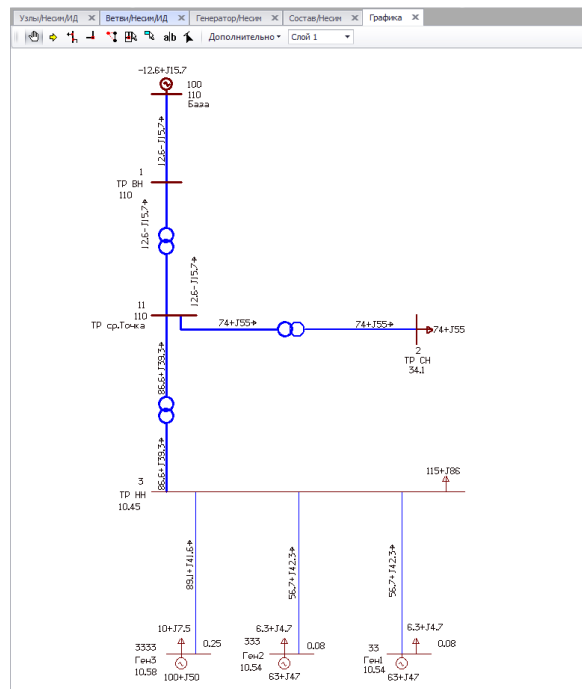


Рис. П.11. Графика в программном комплексе RastrWin

После проведения расчетов токов КЗ необходимо перейти в раздел «Графика» и выбрать «Слой с ТКЗ» (рис. П.12).

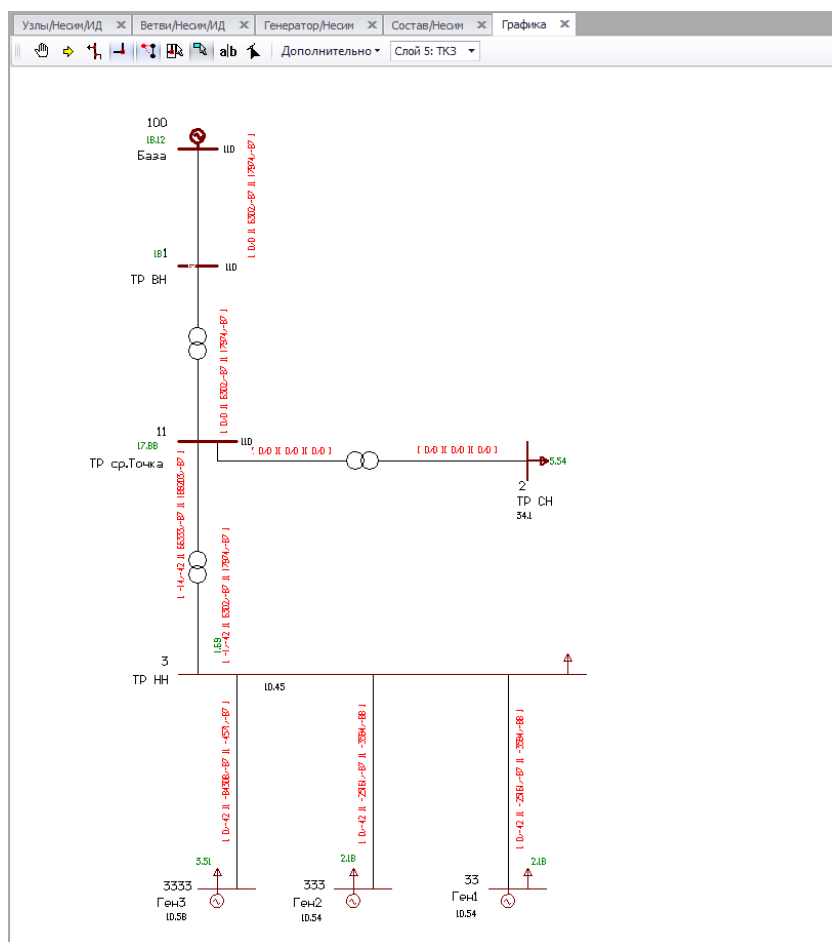


Рис. П.12. Графика в программном комплексе RastrWin

Расчет параметров схем прямой, обратной, и нулевой последовательностей

Согласно [23] схема замещения прямой последовательности не отличается от схемы замещения, составленной для расчета трехфазного КЗ, то есть все сопротивления и ЭДС схемы замещения прямой последовательности принимаются равными параметрам схем замещения, составленной для расчета трехфазного КЗ.

Схема замещения обратной последовательности включает те же сопротивления (ток обратной последовательности протекает по тому же пути), но ЭДС обратной последовательности синхронных машин (источников) принимается равным нулю.

Схема замещения нулевой последовательности определяется спецификой прохождения тока нулевой последовательности, который протекает по трем фазам и возвращается через заземленные нейтрали, защитные тросы воздушных линий и т. п., и включает сопротивления всех этих элементов. Если нейтраль заземлена через сопротивление, то его величину увеличивают в три раза, так как через сопротивление нейтрали протекает ток нулевой последовательности всех трех фаз, а схему нулевой последовательности составляют для одной фазы.

Далее представлены расчетные формулы для определения параметров схем прямой, обратной и нулевой последовательностей следующего оборудования:

1. Синхронные генераторы:

- параметры прямой последовательности синхронных генераторов:

$$X_{\text{ген}} = \frac{X_{d*}'' \cdot U_{\text{ген}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{ген}}}{P_{\text{ген}}},$$

где X_{d*}'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси в относительных единицах (паспортное значение);

- сопротивление обратной последовательности генератора:

$$X_{\text{ген}2} = \frac{X_{2*} \cdot U_{\text{ген}}^2 \cdot \cos \varphi_{\text{ген}}}{P_{\text{ген}}},$$

где X_{2*} – индуктивное сопротивление обратной последовательности в относительных единицах (паспортное значение);

- сопротивление нулевой последовательности генератора:

$$X_{\text{ген}0} = (0,15 \dots 0,16) \cdot X_{d*}'';$$

- ЭДС ($E_{\text{ген}}$) генератора. Определяется на основании векторной диаграммы генератора (рис. 2.10) и учитывается только в схеме замещения

прямой последовательности (для схемы обратной и нулевой последовательностей принимается равным нулю), так как генераторы создают только симметричную трехфазную ЭДС.

2. Система:

- индуктивное сопротивление прямой последовательности ($X_{\text{сист1}}$) и ЭДС ($E_{\text{сист}}$):

$$X_{\text{сист1}} = X'_{\text{сист}} \frac{U_6^2}{S_{\text{сист}}};$$

$$E_{\text{сист}} = \frac{U_6^2}{S_{\text{сист}}}.$$

Параметры системы могут быть представлены через мощности КЗ при трехфазном замыкании в какой-либо точке:

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}} \cdot U_{\text{ср}}.$$

Соответственно, индуктивное сопротивление системы может быть определено согласно следующему выражению:

$$X_{\text{сист1}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{КЗ}}},$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение той ступени, для которой известна мощность $S_{\text{КЗ}}$ (обычно это среднее напряжение точки подключения системы);

- сопротивление обратной последовательности ($X_{\text{сист2}}$):

$$X_{\text{сист2}} = X_{\text{сист1}};$$

- сопротивление нулевой последовательности можно ориентировочно принять равным:

$$X_{\text{сист0}} = 3 \text{ Ом};$$

- ЭДС обратной и нулевой последовательностей системы принимается равным нулю.

3. Двухобмоточный силовой трансформатор:

- активное ($R_{\text{Тр}}$) и индуктивное ($X_{\text{Тр}}$) сопротивления прямой последовательности:

$$R_{\text{Т1}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$X_{\text{Т1}} = \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}},$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери (потери в меди) короткого замыкания трансформатора, определяемые по справочным или паспортным данным; $u_{\text{КЗ}}$ – напряжение КЗ в процентах от номинального высшего напряжения, определяемое

по справочным или паспортным данным; $U_{\text{ном}}$ – номинальное междуфазное напряжение стороны трансформатора, к которой приводится сопротивление трансформатора (как правило, это сторона высокого напряжения $U_{\text{ВН}}$); $S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность трансформатора.

- активное и индуктивное сопротивления обратной последовательности:

$$\begin{aligned} R_{T2} &= R_{T1}; \\ X_{T2} &= X_{T1}. \end{aligned}$$

В трансформаторах взаимдукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, поэтому активные и индуктивные сопротивления обратной последовательности равны друг другу;

- сопротивление нулевой последовательности трансформаторов зависит от схемы соединения обмоток. Так, нулевой ток не будет протекать через трансформатор при схеме соединения обмотки «треугольник» или «звезда» без заземленного нуля или нулевого провода при КЗ. В этом случае:

$$\begin{aligned} R_{T0} &= \infty; \\ X_{T0} &= \infty. \end{aligned}$$

При схеме соединения в звезду с заземленным нулем циркуляция тока нулевой последовательности возможна. Поэтому активная и реактивная составляющие сопротивления нулевой последовательности трансформатора будут определяться по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} R_{T0} &= R_{T1}; \\ X_{T0} &= X_{T1}. \end{aligned}$$

4. Двухобмоточный силовой трансформатор с расщепленной с обмоткой низшего напряжения:

- активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности:

$$\begin{aligned} R_{\text{общ}} &= \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 1000}; \\ X_{\text{общ}} &= \frac{u_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}; \\ R_{\text{ВН1}} &= 0,5 \cdot R_{\text{общ}}; \\ R_{\text{НН1(1)}} &= R_{\text{НН1(2)}} = 0,5 \cdot R_{\text{общ}}; \\ X_{\text{ВН1}} &= 0,125 \cdot X_{\text{общ}}; \\ X_{\text{НН1(1)}} &= X_{\text{НН1(2)}} = 1,75 \cdot X_{\text{общ}}; \end{aligned}$$

- активное и индуктивное сопротивление обратной последовательности:

$$\begin{aligned}R_{\text{ВН2}} &= R_{\text{ВН1}}; \\X_{\text{ВН2}} &= X_{\text{ВН1}}; \\R_{\text{НН2(1)}} &= R_{\text{НН2(2)}} = R_{\text{НН1(1)}} = R_{\text{НН1(2)}}; \\X_{\text{НН2(1)}} &= X_{\text{НН2(2)}} = X_{\text{НН1(1)}} = X_{\text{НН1(2)}};\end{aligned}$$

- активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности:

$$\begin{aligned}R_{\text{ВН0}} &= R_{\text{ВН0}}; \\X_{\text{ВН0}} &= X_{\text{ВН0}}; \\R_{\text{НН0(1)}} &= R_{\text{НН0(2)}} = R_{\text{НН1(1)}} = R_{\text{НН1(2)}}; \\X_{\text{НН0(1)}} &= X_{\text{НН0(2)}} = X_{\text{НН1(1)}} = X_{\text{НН1(2)}}.\end{aligned}$$

В трансформаторе с расщепленной обмоткой низкого напряжения из-за наводимого во вторичных обмотках ЭДС возможна циркуляция тока нулевой последовательности.

5. Трехобмоточный силовой трансформатор:

- активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности:

$$R_{\text{ВН1}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ ВН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$R_{\text{СН1}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ СН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$R_{\text{НН1}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2 \cdot 1000};$$

$$X_{\text{ВН1}} = \frac{u_{\text{КЗ ВН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{СН1}} = \frac{u_{\text{КЗ СН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{\text{НН1}} = \frac{u_{\text{КЗ НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$\Delta P_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}} + \Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}} - \Delta P_{\text{КЗ СН-НН}});$$

$$\Delta P_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}} + \Delta P_{\text{КЗ СН-НН}} - \Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}});$$

$$\Delta P_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (\Delta P_{\text{КЗ СН-НН}} + \Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}} - \Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}});$$

$$u_{\text{КЗ ВН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ СН-НН}});$$

$$u_{\text{КЗ СН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ ВН-СН}} + u_{\text{КЗ СН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-НН}});$$

$$u_{\text{КЗ НН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{КЗ СН-НН}} + u_{\text{КЗ ВН-НН}} - u_{\text{КЗ ВН-СН}}),$$

где $\Delta P_{\text{КЗ ВН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ СН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ НН}}$ – потери мощности, отнесенные к отдельным лучам, эквивалентной звезды схемы замещения; $u_{\text{КЗ ВН}}$, $u_{\text{КЗ СН}}$, $u_{\text{КЗ НН}}$ – напряжения КЗ, отнесенные к отдельным лучам, эквивалентной звезды схемы замещения; $\Delta P_{\text{КЗ ВН-СН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ ВН-НН}}$, $\Delta P_{\text{КЗ СН-НН}}$ – потери мощности для каждой пары обмоток; $u_{\text{КЗ ВН-СН}}$, $u_{\text{КЗ ВН-НН}}$, $u_{\text{КЗ СН-НН}}$ – напряжения КЗ для каждой пары обмоток;

- активное и индуктивное сопротивление обратной последовательности:

$$R_{\text{ВН2}} = R_{\text{ВН1}};$$

$$R_{\text{СН2}} = R_{\text{СН1}};$$

$$R_{\text{НН2}} = R_{\text{НН1}};$$

$$X_{\text{ВН2}} = X_{\text{ВН1}};$$

$$X_{\text{СН2}} = X_{\text{СН1}};$$

$$X_{\text{НН2}} = X_{\text{НН1}}.$$

Сопротивление обратной последовательности будет включать сопротивление обмотки, соединенной по схеме «звезда» с заземленным нулем (обычно сторона ВН) и «треугольник» (обычно сторона НН), тогда как обмотка со схемой соединения «звезда» без заземленного провода не будет участвовать в циркуляции тока;

- активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности:

$$R_{\text{ВН0}} = R_{\text{ВН1}};$$

$$R_{\text{СН0}} = \infty;$$

$$R_{\text{НН0}} = R_{\text{НН1}};$$

$$X_{\text{ВН0}} = X_{\text{ВН1}};$$

$$X_{\text{СН0}} = \infty;$$

$$X_{\text{НН0}} = X_{\text{НН1}}.$$

Для автотрансформатора все обмотки участвуют в циркуляции тока нулевой последовательности.

6. Токоограничивающий реактор. Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности:

$$R_{\text{T1}} = \frac{\Delta P}{I_{\text{НОМ}}^2} \cdot 1000;$$

$$X_{P1} = \frac{X_{P\%} \cdot U_{\text{ном}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}} \cdot 1000,$$

где ΔP – потери активной мощности; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток реактора; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение реактора; $X_{P\%}$ – номинальное индуктивное сопротивление реактора в процентах.

В реакторе взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, поэтому активные и индуктивные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей равны друг другу:

$$R_{P1} = R_{P2} = R_{P0};$$

$$X_{P1} = X_{P2} = X_{P0}.$$

7. Сдвоенный токоограничивающий реактор:

- активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности:

$$R_{Pн1(1)} = R_{Pн1(2)} = \frac{\Delta P}{I_{\text{ном}}^2} \cdot 1000;$$

$$X_C = -k_{CB} \cdot X_P;$$

$$X_{Pн1(1)} = X_{Pн1(2)} = (1 + k_{CB}) \cdot X_P,$$

где ΔP – потери активной мощности на фазу; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток сдвоенного реактора; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сдвоенного реактора; k_{CB} – коэффициент связи между ветвями сдвоенного реактора; X_P – номинальное индуктивное сопротивление реактора одной ветви реактора при отсутствии тока в другой;

- активное и индуктивное сопротивления обратной и нулевой последовательностей:

$$R_{Pн1(1)} = R_{Pн1(2)} = R_{Pн2(1)} = R_{Pн2(2)} = R_{Pн0(1)} = R_{Pн0(2)};$$

$$X_{Pн1(1)} = X_{Pн1(2)} = X_{Pн2(1)} = X_{Pн2(2)} = X_{Pн0(1)} = X_{Pн0(2)}.$$

8. Воздушная линия электропередачи. Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l;$$

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l,$$

где r_0 – погонное активное сопротивление воздушной линии; x_0 – погонное индуктивное сопротивление воздушной линии; l – длина воздушной линии.

В воздушной линии электропередачи взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, поэтому активные и индуктивные сопротивления прямой и обратной последовательностей равны друг другу:

$$R_{ВЛ2} = R_{ВЛ1};$$

$$X_{ВЛ2} = X_{ВЛ1}.$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности фазы линии определяется индуктивным сопротивлением самоиндукции петли тока «провод–земля», индуктивным сопротивлением взаимной индукции провода данной фазы с проводами двух других фаз, а также индуктивным сопротивлением петли «провод – грозозащитный трос» (при наличии). Активным сопротивлением можно пренебречь.

В табл. П.2.1 приведены расчетные формулы для определения значения сопротивления нулевой последовательности.

Таблица П.2.1

Сопротивление нулевой последовательности

	$X_{ВЛ0}$
Одноцепная линия без тросов	$3,5 \cdot X_{ВЛ1}$
Одноцепная линия с тросами из цветного металла	$2 \cdot X_{ВЛ1}$
Двухцепная линия без тросов	$5,5 \cdot X_{ВЛ1}$
Двухцепная линия с тросами из цветного металла	$3 \cdot X_{ВЛ1}$

9. Кабельная линия электропередачи. Активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности:

$$R_{КЛ1} = r_0 \cdot l;$$

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l,$$

где r_0 – погонное активное сопротивление кабельной линии; x_0 – погонное индуктивное сопротивление кабельной линии; l – длина кабельной линии.

В кабельной линии электропередачи взаимная индукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, поэтому активные и индуктивные сопротивления прямой и обратной последовательностей равны друг другу:

$$R_{КЛ2} = R_{КЛ1};$$

$$X_{КЛ2} = X_{КЛ1}.$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности фазы линии определяется характером прокладки кабеля, наличием проводящей оболочки и ее сопротивлением (при наличии). Обычно в практических расчетах используют следующие выражения:

$$R_{КЛ0} = 10 \cdot R_{КЛ1},$$

$$X_{КЛ0} = (3,5 \dots 4,5) \cdot X_{КЛ1}.$$

Приложение 3

Параметры оборудования

Таблица П.3.1

Однарные реакторы внутренней и наружной установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом	Номинальные потери за фазу, кВт	Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА	Ток термической стойкости, кА	Допустимое время действия тока термической стойкости, с
1	2	3	4	5	6	7	8
РБ 10-400-0,35УЗ	10	400	0,35	1,6	25	9,83	8
РБ 10-400-0,45УЗ	10	400	0,45	1,9	25	9,83	8
РБ 10-630-0,25УЗ	10	630	0,25	2,5	40	15,75	8
РБ 10-630-0,40УЗ	10	630	0,4	3,2	32	12,6	8
РБГ 10-630-0,40УЗ	10	630	0,4	3,2	32	13	8
РБ 10-630-0,56УЗ	10	630	0,56	4,0	24	9,45	8
РБ 10-630-0,7УЗ	10	630	0,7	—	—	—	—
РБ 10-630-1,0УЗ	10	630	1,0	—	—	—	—
РБ 10-630-1,6УЗ	10	630	1,6	—	—	—	—
РБ 10-630-2,0УЗ	10	630	2,0	—	—	—	—

Продолжение табл. П.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
РБ 10-1000-0,14У3	10	1000	0,14	3,5	63	24,8	8
РБ 10-1000-0,22У3	10	1000	0,22	4,4	49	19,3	8
РБГ 10-1000-0,22У3	10	1000	0,22	4,4	55	25,6	8
РБ 10-1000-0,28У3	10	1000	0,28	5,2	45	17,75	8
РБ 10-1000-0,35У3	10	1000	0,35	5,9	37	14,6	8
РБ 10-1000-0,45У3	10	1000	0,45	6,6	29	11,4	8
РБ 10-1000-0,56У3	10	1000	0,56	7,8	24	9,45	8
РБ 10-1000-0,7У3	10	1000	0,7	-	-	-	-
РБ 10-1000-1,0У3	10	1000	1	-	-	-	-
РБ 10-1600-0,14У3	10	1600	0,14	6,1	66	26	8
РБГ 10-1600-0,14У3	10	1600	0,14	6,1	79	31,1	8
РБ 10-1600-0,20У3	10	1600	0,20	7,5	52	25,8	8
РБГ 10-1600-0,20У3	10	1600	0,20	7,5	60	23,6	8
РБ 10-1600-0,25У3	10	1600	0,25	8,3	49	19,3	8
РБ 10-1600-0,35У3	10	1600	0,35	11	37	14,6	8
РБ 10-1600-0,56У3	10	1600	0,56	-	-	-	-
РБД 10-2500-0,14У3	10	2150	0,14	11	66	26	8
РБГ 10-2500-0,14У3	10	2500	0,14	11	79	31,1	8
РБД 10-2150-0,20У3	10	2150	0,20	14	52	20,5	8
РБГ 10-2500-0,20У3	10	2500	0,20	14	60	23,6	8
РБДГ 10-2500-0,25У3	10	2150	0,25	16,1	49	19,3	8
РБДГ 10-2500-0,35У3	10	2000	0,35	20,5	37	14,6	8
РБДГ 10-4000-0,105У3	10	3750	0,105	18,5	97	38,2	8
РБДГ 10-4000-0,18У3	10	3200	0,18	27,7	65	25,6	8
РБНГ 10-1000-0,45У1	10	1000	0,45	7,2	29	11,4	8

1	2	3	4	5	6	7	8
РБНГ 10-1000-0,56У1	10	1000	0,56	8,2	24	9,45	8
РБНГ 10-1000-0,25У1	10	1000	0,25	9,8	49	19,3	8
РБНГ 10-1600-0,35У1	10	1600	0,35	12,8	37	14,6	8
РБНГ 10-2500-0,14У1	10	2500	0,14	13,5	79	31,1	8
РБНГ 10-2500-0,2У1	10	2500	0,24	16,8	60	23,6	8
РБНГ 10-2500-0,25У1	10	2500	0,25	19,7	49	19,3	8
РБНГ 10-2500-0,35У1	10	2500	0,35	23,9	37	14,6	8
Внутренней установки							
РБНГ 10-1000-0,45 У1	10	1000	0,45	7,2	29	11,4	8
РБНГ 10-1000-0,56 У1	10	1000	0,56	8,2	24	9,45	8
РБНГ 10-1000-0,25 У1	10	1000	0,25	9,8	49	19,3	8
РБНГ 10-1600-0,35 У1	10	1600	0,35	12,8	37	14,6	8
РБНГ 10-2500-0,14 У1	10	2500	0,14	13,5	79	31,1	8
РБНГ 10-2500-0,2 У1	10	2500	0,24	16,8	60	23,6	8
РБНГ 10-2500-0,25 У1	10	2500	0,25	19,7	49	13,3	8
РБНГ 10-2500-0,35 У1	10	2500	0,23	23,9	37	14,6	8

Примечания: Р – реактор; Б – бетонный; Д – принудительное охлаждение с дутьем (отсутствие буквы Д – естественное охлаждение); Г – горизонтальная установка фаз; У – ступенчатая установка фаз (отсутствие буквы У или Г – вертикальная установка фаз); первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный ток, А; третье число – номинальное индуктивное сопротивление, Ом (при частоте 50 Гц); У (после цифр) – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Таблица П.3.2

Сдвоенные реакторы внутренней установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Длительно допустимый ток при естественном охлаждении, А	Индуктивное сопротивление, Ом			Номинальный коэффициент связи	Номинальные потери на фазу, кВт	Ток электродинамической стойкости (амплитуда), кА	Ток термической стойкости, кА	Допустимое время действия тока термической стойкости, с	Ток электродинамической стойкости при встречных токах КЗ, кА
			Номинальное	Двух ветвей при их последовательном соединении	Одной ветви при встречных токах						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
РБС 10-2Х-630-0,25У3	10	2*630	0,25	0,73	0,135	0,46	4,8	40	15,75	8	14,5
РБС 10-2Х-630-0,4У3	10	2*630	0,4	1,2	0,25	0,5	6,3	32	12,6	8	12,5
РБС 10-2Х-630-0,56У3	10	2*630	0,56	1,71	0,263	0,53	7,8	245	9,45	8	11
РБС 10-2Х-1000-0,14У3	10	2*1000	0,14	0,417	0,071	0,49	6,4	63	24,8	8	21
РБС 10-2Х-1000-0,22У3	10	2*1000	0,22	0,673	0,103	0,53	8,4	49	19,3	8	18,5
РБСГ 10-2Х-1000-0,22У3	10	2*1000	0,22	0,673	0,103	0,53	8,4	55	21,65	8	18,5
РБС 10-2Х-1000-0,28У3	10	2*1000	0,28	0,856	0,132	0,53	10	45	17,75	8	16
РБСД 10-2Х-1000-0,35У3	10	2*1000	0,35	1,08	0,159	0,55	11,5	37	14,6	8	15
РБСД 10-2Х-1000-0,45У3	10	2*960	0,45	1,34	0,23	0,49	13,1	29	11,4	8	13,5
РБСГ 10-2Х-1000-0,45У3	10	2*1000	0,45	1,34	0,23	0,49	13,1	29	11,4	8	13,5
РБСД 10-2Х-900-0,56У3	10	2*900	0,56	1,68	0,28	0,5	15,7	24	9,45	8	13
РБС 10-2Х1600-0,14У3	10	2*1600	0,14	0,436	0,062	0,56	11,5	66	26	8	26
РБСД 10-2Х-1600-0,20У3	10	2*1420	0,20	0,6	0,098	0,51	14,3	52	20,5	8	22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
РБСГ 10-2Х-1600-0,20У3	10	2*1600	0,20	0,6	0,098	0,51	14,3	60	23,6	8	22
РБСД 10-2Х-1600-0,25У3	10	2*1350	0,25	0,76	0,119	0,52	16,7	49	19,3	8	20
РБСДГ 10-2Х-1500-0,25У3	10	2*1500	0,25	0,76	0,119	0,52	16,7	49	19,3	8	20
РБСДГ 10-2Х-1600-0,35У3	10	2*1470	0,35	1,07	0,197	0,46	22,0	37	14,6	8	18,5
РБСДГ 10-2Х-2500-0,14У3	10	2*2100	0,14	0,43	0,067	0,52	22,5	79	31,1	8	29,5
РБСДГ 10-2Х-2500-0,2У3	10	2*1800	0,20	0,58	0,109	0,46	32,1	60	23,6	8	26
РБСДГ 10-2Х-2500-0,25У3	10	2*2500	0,25	–	–	–	–	–	–	–	–
РБСДГ 10-2Х-2500-0,35У3	10	2*2500	0,35	–	–	–	–	–	–	–	–
Наружной установки											
РБСНГ 10-2Х-1000-0,45У1	10	2*1000	0,45	1,298	1,251	0,442	15,4	29	11,40	8	16
РБСНГ 10-2Х-1000-0,56У1	10	2*1000	0,56	1,581	0,33	0,411	17,5	24	9,45	8	15
РБСНГ 10-2Х-1600-0,25У1	10	2*1600	0,25	0,754	0,123	0,508	22,1	49	19,3	8	22
РБСНГ 10-2Х-2500-0,14У1	10	2*2500	0,14	0,45	0,056	0,6	29,3	79	31,1	8	34

Примечания: Р – реактор; Б – бетонный; С – двоянный реактор (отсутствие буквы С – одинарный реактор); Д – принудительное охлаждение с дутьем (отсутствие буквы Д – естественное охлаждение); Г – горизонтальная установка фаз; У – ступенчатая установка фаз (отсутствие буквы У или Г – вертикальная установка фаз); первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный ток, А (у двоянных реакторов впереди помещается обозначение 2Х); третье число – номинальное индуктивное сопротивление ветви, Ом (при частоте 50 Гц); У (после цифр) – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Таблица П.3.3

Выключатели наружной установки

Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$I_{откл.ном}, \text{кА}$	$\beta, \%$	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		$I_{тп}, \text{кА}$	Полное время отключения (с приводом), с	Собственное время отключения с приводом, с
					Наибольший пик	$I_{п0}$	Наибольший пик	$I_{п0}$			
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Воздушные											
ВВУ-35А-40/2000У1	35	2000	40	30	102	40	102	40	40/3	0,07	0,06
ВВУ-110Б-40/2000У1	110	2000	40	30	102	40	102	40	40/3	0,08	0,06
ВВБМ-110Б-31,5/2000У1	110	2000	31,5	32	102	40	90	35	40/3	0,07	0,05
ВВБ-220Б-31,5/2000У1	220	2000	31,5	23	102	40	80	35	40/3	0,08	0,05
ВВД-220Б-40/2000 ХП1	220	2000	40	23	102	40	80	35	40/3	0,08	0,06
ВВД-330Б-40/3150У1	330	3150	40	20	102	40	102	40	40/2	0,08	0,06
ВВБ-500А-35,5/2000У1	500	2000	35,5	40	102	40	90	35,5	40/2	0,08	–
ВВДМ-330Б-50/3150У1	330	3150	50	23	128	50	128	50	40/2	0,08	0,06
ВВ-500Б-31,5/2000У1	500	2000	31,5	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,08	0,055
ВВБК-110Б-50/3150У1	110	3150	50	20	128	50	128	50	56/3	0,06	0,045
ВВБК-220Б-56/3150У1	220	3150	56	47	–	–	143	56	56/3	0,04	0,025
ВНВ-220А-63/3150У1	220	3150	63	–	–	–	162	63	63/3	0,04	0,025
ВНВ-330А-40/3150У1	330	3150	40	–	102	40	–	–	40/3	0,04	0,025
ВНВ-330А-63/3150У1	330	3150	63	–	162	63	–	–	63/3	0,04	0,025
ВНВ-330А-40/4000У1	330	4000	40	–	102	40	–	–	40/3	0,04	0,025
ВНВ-500А-40/3150У1	500	3150	40	–	102	40	–	–	40/3	0,04	0,025
ВНВ-500А-63/3150У1	500	3150	63	–	162	63	–	–	63/3	0,04	0,025

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ВНВ-500А-63/4000У1	500	4000	63	–	162	63			63/3	0,04	0,025
Маломасляные											
ВМКЭ-35А(Б)-16/1000У1	35	1000	16	–	45	26	–	–	16,5/4	0,11	0,08
ВМУЭ-35Б-25/1250У1	35	1250	25	–	64	25	64	25	25/4	0,075	0,05
ВМТ-110Б-20/1000У1	110	1000	20	25–	52	20	52	20	20/3	0,08	0,05
ВМТ-110Б-25/1250У1	110	1250	25	36	65	25	65	25	25/3	0,06	0,035
ВМТ-220Б-20/1000У1	220	1000	20	25–	52	20	52	20	20/3	0,08	0,05
ВМТ-220Б-25/1250У1	220	1250	25	36	65	25	65	25	25/3	0,06	0,035
Элегазовые											
ЯЭ-110Л-23(13)У4	110	1250	40		125	50	100	40	50/3	0,065	0,04
ЯЭ-220Л-11(21)У4	220	1250	40		125	50	100	40	50/3	0,065	0,04
ВЭК-110-40/2000У1	110	2000	40		102	40	–	–	–	–	–
ВЭК-220-40/2000У1	220	2000	40		102	40	–	–	–	–	–
ВГУ-330Б-40/2000У1	330	3150	40		102	40	102	40	40/2	0,04	–
ВГУ-500Б-40/2000У1	500	3150	40		102	40	102	40	40/2	0,04	–

Примечания: В – выключатель; вторая буква В – воздушный или вакуумный; вторая буква М – масляный или маломасляный; вторая буква Э – элегазовый; Н – наружной установки; Г – генераторный или горшковый; ЯЭ – ячейка элегазовая; Б – баковый; К – колонковый; Т – трёхполосный; первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный отключения ток, кА; третье число – номинальный ток, А; У (после цифр) – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе; 4 – категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Таблица П.3.4

Выключатели внутренней установки

Тип	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$I_{откл.ном}, \text{кА}$	$\beta, \%$	Пределный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		$I_{тер}, \text{кА}$	допустимое время его действия, с	Полное время отключения (с приводом), с	Собственное время отключения с приводом, с
					Наибольший пик	$I_{по}$	Наибольший пик	$I_{по}$				
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Маломасляные												
ВММ-10А-400-10У2	10	400	10	...	25,5	10	25,5	10	10/3	0,105	0,085	
ВММ-10-320-10Т3	11	320	10	...	25,5	10	25,5	10	10/3	0,105	0,085	
ВММ-10-20/630У3	10	630	20	...	52	20	52	20	20/4	0,11 0,14	0,09 0,12	
ВММ-10-20/1000У3	10	1000	20	...	52	20	52	20	20/4	0,11 0,14	0,09 0,12	
ВМПЭ-10-630-20У3	10	630	20	...	52	20	52	20	20/8	0,05	0,07	
ВМПЭ-10-1000-20У3	10	1000	20	...	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	
ВМПЭ-10-1600-20У3	10	1600	20	...	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	
ВМПЭ-11-630-20Т3	10	630	20	...	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	
ВМПЭ-11-1250-20Т3	10	1250	20	...	52	20	52	20	20/8	0,095	0,07	
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	630	31,5	...	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07	
ВМПЭ-10-1000-31,5У3	10	1000	31,5	...	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07	
ВМПЭ-10-1600-31,5У3	10	1600	31,5	...	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07	

Продолжение табл. П.3.4

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ВМПЭ-10-3150-31,5У3	10	3150	31,5	...	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,12	0,09
ВМПЭ-11-630-31,5Т3	11	630	31,5	...	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07
ВМПЭ-11-1250-31,5Т3	11	1250	31,5	...	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095	0,07
ВМПЭ-11-2500-31,5Т3	11	2500	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,12	0,09
БК-10-630-20У2	10	630	20		52	20	20/4	0,07	0,05
БК-10-1000-20У2	10	1000	20		52	20	20/4	0,07	0,05
БК-10-1250-20Т3	10	1250	20		52	20	20/4	0,07	0,05
БК-10-1600-20У2	10	1600	20		52	20	20/4	0,07	0,05
БК-10-630-31,5У2	10	630	31,5		80	31,5	31,5/4	0,07	0,05
БК-10-1000-31,5У2	10	1000	31,5		52	31,5	31,5/4	0,07	0,05
БК-10-1250-31,5Т3	10	1250	31,5		80	31,5	31,5/4	0,07	0,05
БК-10-1600-31,5У2	10	1600	31,5		80	20	31,5/4	0,07	0,05
БКЭ-10-20/630У3	10	630	20		52	20	52	20	20/3	0,095	0,07
БКЭ-10-20/1000 У3	10	1000	20		52	20	52	20	20/3	0,095	0,07
БКЭ-10-20/1250 Т3	10	1250	20		52	20	52	20	20/3	0,095	0,07
БКЭ-10-20/1600 У3	10	1600	20		52	20	52	20	20/3	0,095	0,07
БКЭ-10-31,5/630У3	10	630	20		80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07
БКЭ-10-31,5/1000У3	10	1000	20		80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07
БКЭ-10-31,5/1250Т3	10	1250	20		80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07
БКЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	20		80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	0,07
МГТ-10-3150-45У3	10	3150	45		120	45	120	45	45/4	0,15	0,12
МГТ-10-4000-45У3	10	4000	45		120	45	120	45	45/4	0,15	0,12
МГТ-10-5000-45У3	10	5000	45		120	45	120	45	45/4	0,15	0,12
МГТ-10-5000-63У3	10	5000	63		170	64	170	64	64/4	0,13	0,11
МГТ-10-2000-45Т3	11	2000	45		120	45	120	45	45/4	0,15	0,12

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
МГГ-20-90/6300 У3	20	6300	90	20	300	105	150	60	90/4	0,2	0,15
МГУ-20-90/9500 У3	20	9500	90	20	300	105	150	60	90/4	0,2	0,15
ВГМ-20-90/11200 У3	20	11200	90	20	320	125	150	60	105/4	0,2	0,15
Воздушные											
ВВОА-15-140/12500У3	15	12500	140	30	355	140	355	140	140/3	0,168	0,08
ВВГ-20-160/12500 У3	20	12500	160	20	410	160	385	150	160/4	0,14	0,12
ВВГ-20-160/20000 У3	20	20000	160	20	410	160	385	150	160/4	0,14	0,12
ВВГ-20-160/11200 ТС3	20	11200	160	20	410	160	385	150	160/4	0,14	0,12
Электромагнитные											
ВЭМ-10Э-1000/20 У3	10	1000	20	25	52	20	52	20	20/4	0,07	0,05
ВЭМ-10Э-1250/20 У3	10	1250	20	25	52	20	52	20	20/4	0,07	0,05
ВЭ-6-40/1600У3	6	1600	40	20	128	40	128	40	40/4	0,075	0,06
ВЭ-6-40/2000У3	6	2000	40	20	128	40	128	40	40/4	0,075	0,06
ВЭ-6-40/3200У3	6	3200	40	20	128	40	128	40	40/4	0,075	0,06
ВЭЭС-6-40/3150 У3	6	3150	40	-	128	40	128	40	40/3	0,08	0,06
ВЭ-10 1250-20-У3	10	1250	20	-	51	20	-	-	20/4	0,075	0,06
ВЭ-10 1600-20-У3	10	1600	20	-	51	20	-	-	20/4	0,075	0,06
ВЭ-10 2500-20-У3	10	2500	20	-	51	20	-	-	20/4	0,075	0,06
ВЭ-10 3600-20-У3	10	3600	20	-	51	20	-	-	20/4	0,075	0,06
ВЭ-10 1250-20-У3	10	1250	31,5	-	80	31,5	-	-	31,5/4	0,075	0,06
ВЭ-10 1600-20-У3	10	1600	31,5	-	80	31,5	-	-	31,5/4	0,075	0,06
ВЭ-10 2500-20-У3	10	2500	31,5	-	80	31,5	-	-	31,5/4	0,075	0,06
ВЭ-10 3600-20-У3	10	3600	31,5	-	80	31,5	-	-	31,5/4	0,075	0,06
ВЭ-10-40/1600У3	10	1600	40	-	100	40	100	40	40/3	0,08	0,06

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ВЭ-10-40/2500У3	10	2500	40	-	100	40	100	40	40/3	0,08	0,06
ВЭ-10-40/3150У3	10	3150	40	-	100	40	100	40	40/3	0,08	0,06
Вакуумные											
ВВТЭ-10-10/630У2	10	630	10	60	25	10	25	10	10/3	0,05	0,03
ВВТП-10-20/630УХЛ2	10	630	20	50	52	20	52	20	20/3	0,05	0,03
ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2	10	1000	20	50	52	20	52	20	20/3	0,05	0,03
ВВТП-10-20/1000УХЛ2	10	1000	20	50	52	20	52	20	20/3	0,05	0,03
ВВЭ-10-20/630У3	10	630	20	50	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055
ВВЭ-10-20/1000У3	10	1000	20	50	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055
ВВЭ-10-20/1600У3	10	1600	20	50	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055
ВВЭ-10-31,5/630У3	10	630	31,5	50	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/1000У3	10	1000	31,5	50	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	31,5	50	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/2000У3	10	2000	31,5	50	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/3150У3	10	3150	31,5	50	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-20/630У3	10	630	20	40	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055
ВВЭ-10-20/1000У3	10	1000	20	40	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055
ВВЭ-10-20/1600У3	10	1600	20	40	52	20	52	20	20/3	0,05	0,055
ВВЭ-10-31,5/630 У3	10	630	31,5	-	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/1000У3	10	1000	31,5	-	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/1600У3	10	1600	31,5	-	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/2000У3	10	2000	31,5	-	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/3150У3	10	3150	31,5	-	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-20/630Т3	11	630	20	-	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055

Окончание табл. П.3.4

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ВВЭ-10-20/1250Т3	11	1250	20	–	52	20	52	20	20/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/630Т3	11	630	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/1250Т3	11	1250	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055
ВВЭ-10-31,5/2500Т3	11	2500	31,5	–	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075	0,055

Примечания: В – выключатель; вторая буква В – воздушный или вакуумный; вторая ЭМ – электромагнитный выключатель; вторая ММ – маломасляный; вторая буква Э – элегазовый; Г – генераторный; Э – электромагнитный привод; М – модернизированный; С – стационарный тип конструктивного исполнения (без буквы – выкатной тип исполнения); Т – трёхполосный; первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный отклонения ток, кА; третье число – номинальный ток, А; У (после цифр) – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работ на открытом воздухе; 2 – для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Таблица П.3.5

Разъединители

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Стойкость при сквозных токах КЗ главных ножей	
			Предельный сквозной ток, кА	$I_{тер}$, кА / допустимое время его действия, с
Для внутренней установки				
РВ-6/400 У3(У2)	6	400	41	16/4
РВФ-6/630 У3(У2)	6	630	41	16/4
РВФ3-6/630 У3(У2)	6	630	52	20/4
РВФ3-6/1000 У3(У2)	6	1000	100	40/4
РВ-10/400 У3(У2)	10	400	41	16/4
РВ-10/630 У3(У2)	10	630	52	16/4
РВ3-10/630 У3(У2)	10	630	52	20/4
РВ-10/1000 У3(У2)	10	1000	100	40/4
РВ3-10/1000 У3(У2)	10	1000	81	31,5/4
РВФ-11/400 11MT2	11	400	41	16/4
РВФ-11/630 T2	11	630	52	20/4
РВФ-11/1000 T2	11	1000	100	40/4
РВФ3-11/1000 T2	11	1000	81	31,5/4
РВР-III-10/2000 Y3	10	2000	85	31,5/4
РВР-10/2500 Y2(Y3)	10	2500	125	45/4
РВР3-1-10/4000 Y3	10	4000	180	71,1/1
РВК-10/2000 Y1	10	2000	85	31,5/4
РВР- III-12/2000 T3	12	2000	85	31,5/4
РВР- 12/4000 T3	12	4000	125	45/4
РВ-20/630 Y3	20	630	50	20/4
РВ3-1-20/630 Y3	20	2000	85	31,5/4

Продолжение табл. П.3.5

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	Стойкость при сквозных токах КЗ главных ножей	
			Предельный сквозной ток, кА	$I_{\text{тер}}$, кА / допустимое время его действия, с
РВ-20/1000 У3	20	630	55	20/4
РВ3-1-20/1000 У3	20	2000	55	20/4
РВР-20/6300 У3	20	6300	260	100/4
РВР-20/8000 У3	20	8000	320	125/4
РВП-20/12500 У3	20	12500	490	180/4
РВР-24/6300 Т3	24	6300	220	80/4
РВР-24/8000 Т3	24	8000	300	112/4
РВ-35/630 У3	35	630	51	20/4
РВ-35/1000 У3	35	1000	80	31,5/4
РВК-35/2000 У3	35	2000	115	45/4
Для наружной установки				
<i>Горизонтальные</i>				
РЛНД-10/400У1	10	400	25	10/4
РЛНД-2-10/400У1	10	400	25	10/1
РЛНД-10/630У1	10	630	35,5	12,5/4
РЛНДС-10/400У1	10	400	–	10/4
РЛНДС-1-10/630У1	10	630	–	15,6/4
РНД-35У/1000У1	35	1000	63	25/4
РНД3.1-35У/2000У1	35	1000	80	31,5/4
РНД-35Б/2000У1	35	2000	80	31,5/4
РНД-35/3200У1	35	3200	125	50/1
РНД-110/1000У1	110	1000	80	31,5/4
РНД-110/2000У1	110	2000	100	40/3

Окончание табл. П.3.5

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	Стойкость при сквозных токах КЗ главных ножей	
			Предельный сквозной ток, кА	$I_{\text{тер}}$, кА / допустимое время его действия, с
РНД-110/3200У1	110	3200	125	50/3
РНД-220/1000У1	220	1000	100	40/3
РНД-220/2000У1	220	2000	100	40/3
РНД-220/3200У1	220	3200	125	50/3
РНД-330У/3200У1	330	3200	160	63/1
РНД-500/3200У1	500	3200	160	63/1

Примечания: Р – разъединитель (рубящего типа); В – вертикальный; Н – наружной установки; Л – линейный; О – однополюсный; Д – двухколонковый; К – коробчатого профиля; Ф – фигурное исполнение; З – с заземляющими ножами; У – усиленный; первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число – номинальный ток, А; У (после цифр) – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе; 2 – для работы в помещениях со сводным доступом наружного воздуха; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Таблица П.3.6

Измерительные трансформаторы тока

Тип	Климатическое исполнение и категория размещения	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Начальный ток, А		Варианты исполнения вторичных обмоток	Класс точности или обозначение вторичной обмотки	Номинальная нагрузка, Ом, в классе				Электро-динамическая стойкость		Термическая стойкость		Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты	
				первичный	вторичный			0,5	1	3	10Р	Кратность тока	Ток электродинамической стойкости, кА	Кратность / допустимое время, с	Допустимый ток, кА / допустимое время, с		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
ТВЛМ-6	У3	6	...	10	5	1; 10Р		1	–	0,6	...	–	3,5	–	0,64/1	4,5	
	У3	6	...	20	5							–	7	–	1,32/1	4,5	
	У3	6	...	30	5							–	10,8	–	1,96/1	4,5	
	У3	6	...	50	5							–	17,6	–	3,6/1	4,5	
	У3	6	...	75	5							–	26,4	–	4,9/1	4,5	
	У3	6	...	100	5							–	35,2	–	6,9/1	4,5	
	У3	6	...	150	5							–	52	–	9,7/1	4,5	
	У3	6	...	200	5								–	52,0	–	13,8/1	4,5
	У3	6	...	300	5								–	52,0	–	17,5/1	4,5
	У3	6	...	400	5								–	52,2	–	20,5/1	4,5

Для внутренней установки

Продолжение табл. П.3.6

1	ТПЛ-10	УЗ	10	12	30; 50; 75; 100; 150; 200	5	10П; 0,5/10П; 10П/10П	0,5/ 10П	0,4	250	-	45/3	-	13										
																	УЗ	10	12	300	5	175	-	45/3	-	13
																	УЗ	10	12	400	5	165	-	35/3	-	13
1	ТПЛУ-10	УЗ	10	12	30; 50; 75; 100	5	10П; 0,5/10П; 10П/10П	0,5/ 10П	0,4	250	-	60/3	-	13										
																	ТЗ	11	12	300	5	175	-	45-3	-	13
																	ТЗ	11	12	400	5	165	-	35-3	-	13
1	ТПЛ-10	ТЗ	11	12	30; 50; 75; 100; 150; 200	5	10П; 0,5/10П; 10П/10П	0,5/ 10П	0,4	250	-	45-3	-	13										
																	ТЗ	11	12	300	5	175	-	45-3	-	13
																	ТЗ	11	12	400	5	165	-	35-3	-	13
1	ТПЛУ-10	ТЗ	11	12	30; 50; 75; 100	5	10П; 0,5/10П; 10П/10П	0,5/ 10П	0,4	250	-	60-3	-	13										
																	ТЗ	11	12	300	5	175	-	45-3	-	13
																	ТЗ	11	12	400	5	165	-	35-3	-	13

Продолжение табл. П.3.6

ТЛК-10	У3	10	10	12	10	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/ 10P	0,4	0,6	13	14	15	16	17
			10	12	15	5							2,47	-	0,47/3	12	
			10	12	30	5							3,7	-	0,71/3	12	
			10	12	50	5							7,4	-	1,42/3	12	
			10	12	100	5							14,8	-	2,36/3	12	
			10	12	150	5							74,5	-	4,72/3	12	
			10	12	200	5							74,5	-	7,1/3	12	
			10	12	300	5							74,5	-	9,45/3	12	
			10	12	400	5							74,5	-	14,1/3	12	
			10	12	600	5							74,5	-	18,9/3	12	
			10	12	800	5							74,5	-	28,3/3	17	
			10	12	1000	5							74,5	-	37,8/3	17	
			10	12	1500	5							74,5	-	47,2/3	20	
			10	...	50	5							74,5	-	70,8/3	20	
ТЛМ-10-1; ТЛМ-10-2;	У3; Т3	10	10	...	50	5	0,5/10P	0,5/ 10P	0,4	0,6	13	14	15	16	17
			10	...	100	5							17,6	-	2,8/3	15	
			10	...	150	5							35,2	-	6,3/3	15	
			10	...	200	5							52	-	7,2/3	15	
			10	...	300; 400	5							52	-	10,1/3	15	
			10	...	600; 800	5							100	-	18,4/3	15	
			10	...	1000; 1500	5							100	-	23/3	15	
			10	...	1000; 1500	5							100	-	26/3	10	

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
ТЛ10-I; ТЛ10-II	У3; Т3	10	12	50	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4	-	51	-	2,5/1; 10/3	15	
		10	12	100	5		0,5/10P	0,6	-	51	-	5/1; 20/3	15
		10	12	150	5		0,5/10P	0,6	-	51	-	7,5/1; 20/3	15
		10	12	200	5		0,5/10P	0,6	-	51	-	10/1; 20/3	15
		10	12	300	5	2,5	0,5/10P; 10P	0,4	-	51	-	15/1; 20/3	15
		10	12	400	5			0,4	0,6	-	128	-	20/1; 40/3
		10	12	600	5	2,5	0,5/10P; 10P	0,4	-	51	-	20/1; 40/3	15
		10	12	800	5			0,4	0,6	-	128	-	20/1; 31,5/3
		10	12	1000	5	5	0,5/10P	0,4	128	-	20/1; 40/3	17
		10	12	1500	5			0,4	0,6	-	128	-	40/3
		10	12	2000	5	2,5	0,5/10P; 10P	0,4	128	-	40/3	20
		10	12	3000	5			0,8	1,2	-	128	-	40/3
		10	12	3000	2,5	5	0,8	1,2	-	128	-	40/3	20
		10	12	3000	2,5	5	0,8	2,4	-	128	-	40/3	30
		10	12	3000	2,5	5	0,8	2,4	-	128	-	40/3	15
		10	12	3000	2,5	5	0,8	2,4	-	128	-	40/3	15

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТЛК-10-1; ТЛК-10-3	У; Т; 2; 3	10	12	30	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	8	—	3,2/1; 1,6/3	10
		10	12	50	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	25	—	8/1; 4/3	10
		10	12	75	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4	52	—	20/1; 10/3	8
		10	12	100; 150; 200	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	52	—	20/1; 10/3	10
		10	12	300	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	52	—	31,5/1; 16/3	10
		10	12	400	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	52	—	31,5/1; 16/3	10
		10	12	600	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	81	—	31,5/3	10
		10	12	800	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	81	—	31,5/3	10
		10	12	1000; 1500	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,4 ...	0,6	81	—	31,5/3	10
		10	12	50	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4	0,4	52	—	20/1; 10/3	8
ТЛК-10-2; ТЛК-10-4	У; Т; 2; 3	10	12	75; 100; 150; 200	5	0,5/10P	0,5/10P	— ...	0,4	81	—	31,5/1; 16/3	8	
		10	12	300	5	0,5/10P	0,5/10P	— ...	0,4	81	—	31,5/3	8	
		10	12	400	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	— ...	0,4	81	—	31,5/3	8	
		10	12	400	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	— ...	0,4	81	—	31,5/3	8	

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
ТПОЛ-10	У3; Т3	10	12	600	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4	81	-	32/3	-	19		
		10	12	800	5			0,4	81	-	32/3	-	23	
		10	12	1000	5			0,6	69	-	27/3	-	20
		10	12	1500	5			0,8	45	-	18/3	-	25
ТОЛ-10	У2; Т2; ХЛ3	10	12	4000; 5000	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	-	35/3	-	...		
		10	12	50	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,4	17,6	-	4,9/1; 2,45/3	10		
		10	12	100	5				52	-	9,7/1; 4,85/3	10
		10	12	150	5				52	-	12,5/1; 6,25/3
10	12	200	5	0,6	...	52	-	17,5/1; 8,75/3	10	
ТШЛ-10	У3; Т3	10	12	300; 400	5	0,5/10P; 110P/10P	0,5/10P	0,8	1,2	2,0	100	-	31,5/1; 16/3	10		
		10	12	600; 800	5			0,8	1,2	2,4	3,0	1,2	...	100	-	31,5/1; 20/3	10	
		10	12	1000; 1500	5			0,8	1,2	2,4	3,0	1,2	...	100	-	31,5/1; 31,5/3	10	
		10	12	2000; 3000; 4000; 5000	5			0,8	1,2	2,4	3,0	1,2	35/33	-	25	
ТШЛК-10	У3; Т3	10	12	2000; 3000; 4000; 5000	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	1,2	2,0	-	35/33	-	25		
		10	12	2000; 3000; 4000; 5000	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	1,2	2,4	3,0	1,2	-	35/33	-	25		

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТШЛП-10	У3; Т3	10	12	1000;	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	1,2	2,0	-	35/33	-	25
				1,2				2,4	3,0	1,2						
ТШЛПК-10	У3; Т3	10	12	1000;	5	0,5/10P; 10P	0,5/10P	0,8	1,2	2,0	-	35/33	-	25
				1,2				2,4	3,0	1,2						
ТШВ-15; ТШВ-15Б	У3	15	...	6000;	5	0,2/10P	0,2/10P	1,2*	-	20/3	-	15
				8000				1,2						
ТШ20	У3; Т3; ХЛ3	20	...	8000;	5	0,2/10P	0,2/10P	1,2*	-	...	-	160/3	9
				10000;				1,2						
ТШЛ20Б-I	...	20	...	6000;	5	0,2/10P	0,2/10P	1,2*	-	20/4	-	16
				8000				1,2						
ТШЛ20Б-II	...	20	...	10000	5	0,2/10P	0,2/10P	-	20/4	-	14
				12000				1,2						
ТШЛ20Б-III	...	20	...	18000	5	0,2/10P	0,2/10P	4,0*	-	10/4	-	8
				4,0						
ТШЛО-20	У3; ТС3	20	...	1500	5	10P	10P	0,8	-	82	-	...	15
				0,8						
ТПОЛ-20	У3; Т4.2	20	...	400	5	1/10P; 10P/10P	1/10P	-	0,8	-	120	-	16/3	13
				...				0,6	...	0,8						
	У3; Т4.2	20	...	600	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	-	120	-	24/3	18
				...				0,8	...	0,8						
У3; Т4.2	20	...	800	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	-	120	-	32/3	24
			...				1,2	...	0,8							
У3	20	...	1000	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8	-	120	-	40/3	24
2,0	0,8									

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	У3	20	...	1500	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8 2	0,8	-	120	-	60/3	26
	У3	24	...	6000	5	0,5/10P/10P	0,5/10P	1,2	1,2	-	-	-	-	6
ТВГ24-I	У3; Т3	24	...	10000	5	0,5/10P/10P	0,5/10P	1,6	1,6	-	-	-	-	4
	У3; Т3	24	...	12000	5	0,5/10P/10P	0,5/10P	1,6	1,6	-	-	-	-	4
ТВГ24-II	У3	24	...	15000	5	10P/10P/10P	10P	1,6	1,6	-	-	-	-	4
ТШВ24	У3	24	...	24000	5	0,2; 10P	0,2/10P	4,0 4,0	4,0	-	-	6/3	-	5
		24	...	30000	5	10P/10P	10P	4,0	4,0	-	-	6/3	-	6
ТПОЛ-35	У3	35	...	400	5	1/10P; 10P/10P	1/10P	- -	0,8 0,6	...	0,8	-	100	-	16/3	13
		35	...	600	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8 0,8	0,8	-	100	-	24/3	18
		35	...	800	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8 1,2	0,8	-	100	-	32/3	24
		35	...	1000	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8 2	0,8	-	100	-	40/3	24
		35	...	1500	5	0,5/10P; 10P/10P	0,5/10P	0,8 2	0,8	-	100	-	52/3	26

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17														
Для наружной установки																														
ТЛК-35	УХЛ2.1	35	40,5	200; 300; 400; 600; 800; 1000	5	0,5/10P	0,5/10P	0,4	80	-	31,5/3	10														
		35	40,5	1500	5			...	0,6	-	125	-	50/3	10																
ТФ3М-35А	У1	35	40,5	15	5	0,5/10P	0,5/10P	2,0	4,0													
		35	40,5	20	5													
		35	40,5	30	5												
		35	40,5	40	5												
		35	40,5	50	5												
		35	40,5	75	5												
		35	40,5	100	5												
		35	40,5	150	5												
		35	40,5	200	5												
		35	40,5	300	5												
		35	40,5	400	5												
		35	40,5	600	5												
35	40,5	800	5														
35	40,5	1000	5														
ТФ3М-35А	ХЛ1	35	40,5	15	5	0,5/10P	0,5/10P	2,0													
		35	40,5	20	5															
		35	40,5	30	5													
		35	40,5	40	5												
		35	40,5	50	5												
		35	40,5	75	5												

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТФ3М-35А	ХЛП	35	40,5	100	5	0,5/10P	0,5/10P	2,0 0,8	-	21	-	3	28
		35	40,5	150	5							-	31	-	5	28
		35	40,5	200	5							-	42	-	6	28
		35	40,5	300	5							-	63	-	10	28
		35	40,5	400	5							-	84	-	13	28
		35	40,5	600	5							-	127	-	19	28
		35	40,5	800	5							-	107	-	26	28
		35	40,5	1000	5							-	134	-	32	28
		35	40,5	15	5							-	3	-	0,7/3	20
		35	40,5	20	5							-	4	-	1/3	20
ТФ3М35Б-1	У1	35	40,5	30	5	0,5/10P/10P	0,5/10P	1,2 ...	2,4 1,2	-	6	-	1,5/3	20
		35	40,5	40	5							-	8	-	2,1/3	20
		35	40,5	50	5							-	10	-	2,3/3	20
		35	40,5	75	5							-	15	-	3,5/3	20
		35	40,5	100	5							-	21	-	4,7/3	20
		35	40,5	150	5							-	31	-	7/3	20
		35	40,5	200	5							-	42	-	10,5/3	20
		35	40,5	300	5							-	63	-	15/3	20
		35	40,5	400	5							-	84	-	21/3	20
		35	40,5	600	5							-	127	-	31/3	20
35	40,5	800	5	-	107	-	31/3	20								
35	40,5	1000	5	-	134	-	37/3	20								
35	40,5	1500	5	-	106	-	41/3	20								
35	40,5	2000	5	-	141	-	55/3	20								

Продолжение табл. П.3.6

ТФ3М35Б-II	У1	35	40,5	500	5	0,5/10P/ 10P	0,5/10P	1,2	2	-	125	-	17				
			40,5	1000	5												18			
			40,5	2000	5															
			40,5	3000	5															
			40,5	1000	1													18		
			40,5	2000	1															
			40,5	3000	1															
			110	126	50...100														5	20
			110	126	75...150														5	
			110	126	100...200														5	
110	126	150...300	5																	
110	126	200...400	5																	
110	126	300...600	5																	
110	126	400...800	5																	
110	126	750...1500	5	30																
110	126	1000...2000	5																	
110	126	750...1500	1		30															
110	126	1000...2000	1																	
150	172	600...1200	5			15/15/15														
150	172	600...1200	1																	
150	172	1000...2000	5				30/25/25													
150	172	1000...2000	1																	
150	172	1000...2000	1					30/25/25												
150	172	1000...2000	1																	

Продолжение табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
ТФ3М 220Б-III	У1; ХЛП	220	252	300	5	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	1,2	-	25	-	9,8/3	15/15/10	
		220	252	600	5		10P	2	-	50	-		19,6/3
		220	252	1200	5		10P	1,2	-	100	-		39,2/3
	У1; ХЛП	220	252	300	1	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	30	-	25	-	9,8/3	15/15/10	
		220	252	600	1		10P	50	-	50	-		19,6/3
		220	252	1200	1		10P	30	-	100	-		39,2/3
ТФ3М 220Б-IV	У1; ХЛП	220	252	500	5	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	1,2	-	25	-	9,8/3	25/25/20	
		220	252	1000	5		10P	2	-	50	-		19,6/3
		220	252	1500	5		10P	1,2	-	100	-		39,2/3
	220	252	500	1	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	30	-	25	-	9,8/3			
	220	252	1000	1		10P	50	-	50	-	19,6/3		
	220	252	1500	1		10P	30	-	100	-	39,2/3		
ТФ3М 220Б-I	Т1	220	252	300...600	5	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	1,2	-	27...54	-	(10...20)/3	16/16/12	
		220	252	400...800	5		10P	2	-	24...48	-		(9...18)/3
		220	252	600...1200	5		10P	1,2	-	54...108	-		(20...40)/3
		220	252	750...1500	5			10P	-	45...90		-
		220	252	300...600	1		0,5/10P/ 10P/10P	0,5	30	-	27...54	-		(10...20)/3
		220	252	400...800	1			10P	50	-	24...48		-
ТФ3М 220Б-II	Т1	220	252	600...1200	1	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	30	-	54...108	-	(20...40)/3	16/16/12	
		220	252	750...1500	1		10P	30	-	45...90	-		(17...34)/3
		220	252	300...600	1		0,5/10P/ 10P/10P	0,5	30	-	27...54	-		(10...20)/3
		220	252	400...800	1			10P	50	-	24...48		-

Окончание табл. П.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
ТФУМ 330А	У1	330	363	500	5	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	2	4	...	2	–	49,5	–	19,3/2	20/15/18	
		330	363	1000	5		10P	...	4	...	2	–	99	–	38/2		
		330	363	2000	5								–	198	–		77,2/2
ТФУМ 330А	У1	330	363	500	1	0,5/10P/ 10P/10P	0,5	50	100	...	50	–	49,5	–	19,3/2	20/15/18	
		330	363	1000	1		10P	...	100	...	50	–	99	–	38,6/2		
		330	363	2000	1								–	198	–		77,2/2
ТФРМ 330Б	У1	330	363	1000...2000	1	0,2/10P/ 10P/10P/10P	0,2/10P	30*	–	160	–	63/1	20	
		330	363	1500...3000	1			40	–	160	–	63/1		
ТФЗМ 500Б-I ХЛП	У1; ХЛП	500	525	500...1000...2000	1	0,5/10P/ 10P/10P	0,5/10P	30	–	180	–	68/1	18	
		500	525	1000	1			30	50	–	22	–		8/1
		500	525	2000	1			75	–	44	–	16/1		12
ТФЗМ 500А-II; ТФЗМ 500Б-II	Т1	500	525	1000...2000	1	0,5/10P/ 10P/10P/10P	0,5	30	–	120	–	47/1	18	
		500	525	1500...3000	1		10P	40	–	120	–	47/1		15
		500	525	2000...4000	1			–	120	–		47/1
ТФРМ 500Б	У1	750	787	1000...2000	1	0,5/10P/ 10P/10P/10P	0,5	30	120	–	47/1	12	
		750	787	1500...3000	1		10P	40	120	–	47/1		12
		750	787	2000...4000	1			120	–	47/1		12

Примечания: Т – трансформатор тока; К – для комплектного распределительного устройства (ТПЛК, ТЛК, ТШЛК); П – проходной или для крепления на пакете плоских шин (ТШЛП); Ш – шинный; О – одновитковый (стержневой) или опорный (ТОЛ); Ф – с фарфоровой изоляцией; Л – с литой изоляцией; В – встроенный (ТВЛМ, ТВГ), или втулочный, или с воздушной изоляцией (ТВШ); У – U-образная первичная обмотка, или усиленный, или для районов с умеренным климатом; Н – для наружной установки; Б – без корпуса; З – с обмотками звеньев типа; Р – с рывовидными обмотками; М – модернизированный или маслонаполненный (ТФЗМ, ТФУМ, ТФРМ); Г – генераторный; С – специальный; ХЛ – для районов с холодным климатом; Т – с тропическим климатом; первое число номинальное напряжение, кВ; А – категория внешней изоляции по длине пути утечки; I-IV – обозначение габарита или конструктивного варианта.

Таблица П.3.7

Измерительные трансформаторы напряжения

Тип	Класс напряжения, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение обмоток, В			Номинальная мощность, В·А, в классе точности				Номинальная мощность в дополнительной обмотке, В·А	Пределная мощность, В·А	Схема соединения
			первичной	основной вторичной	дополнительной вторичной	0,2	0,5	1	3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НОСК-3У5	3	...	3000	100	-	-	30	50	150	-	240	1/1-10
	6	...	6000	100	-	-	50	75	200	-	400	
НОМ-6-77У4	6	...	1385	100	-	-	50	75	200	-	400	
	6	...	3000	100	-	-	30	50	150	-	240	
	6	...	3150	100	-	-	30	50	150	-	240	
	6	...	3300	100	-	-	30	50	150	-	240	
НОМ-10-66У2	6	...	6000	100	-	-	50	75	200	-	400	
	6	...	6300	100	-	-	50	75	200	-	400	
НОМ-10-66Т2	10	...	10000	100	-	-	75	150	300	-	630	
	10	...	10000	100	-	-	75	150	300	-	630	
НОМ-10-66У3	10	...	6300	100	-	-	75	150	300	-	640	
	10	...	6600	100	-	-	75	150	300	-	640	
	10	...	10000	100	-	-	75	150	300	-	640	
	10	...	11000	100	-	-	75	150	300	-	640	

Продолжение табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НОМ-10-66ТЗ	10	...	6300	100	-	-	75	150	300	-	640	
	10	...	6600	100	-	-	75	150	300	-	640	
	10	...	10000	100	-	-	75	150	300	-	640	
НОМ-15-77У4	10	...	11000	100	-	-	75	150	300	-	640	
	15	...	13800	100	-	-	75	150	300	-	640	
	15	...	15000	100	-	-	75	150	300	-	640	
	15	...	15750	100	-	-	75	150	300	-	640	
	15	...	18000	100	-	-	75	150	300	-	640	
НОМ-35-66У1	35	...	35000	100	-	-	150	250	600	-	1200	
НОЛ.08-6УТ2	6	7,2	6000	100	-	30	50	75	200	-	400	1/1-0
	6	7,2	6300	100	-	30	50	75	200	-	400	
	6	7,2	6300	100	-	30	50	75	200	-	400	
НОЛ.08-6УХЛЗ	10	12	10000	100	-	50	75	150	300	-	630	
	10	12	11000	100 или 110	-	50	75	150	300	-	630	
НОЛ.08-10УТ2	10	12	10000	100	-	50	75	150	300	-	630	
	10	12	10000	100 или 110	-	50	75	150	300	-	630	
ЗНОМ-15-63У2	15	...	6000/√3	100/√3	100/3	-	50	75	200	-	400	1/1-0-0
	15	...	10000/√3	100/√3	100/3	-	75	150	300	-	640	
	15	...	10500/√3	100/√3	100/3	-	75	150	300	-	640	
	15	...	13800/√3	100/√3	100/3	-	75	150	300	-	640	
	15	...	15000/√3	100/√3	100/3	-	75	150	300	-	640	
	15	...	15750/√3	100/√3	100/3	-	75	150	300	-	640	

Продолжение табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЗНОМ-20-63У2	20	...	18000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	–	75	150	300	–	640	1/1/1-0-0
	20	...	20000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	–	75	150	300	–	640	
	24	...	24000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	–	–	–	
	35	...	35000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	–	150	250	600	–	1200	
ЗНОМ-35-65У1	35	...	35000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3	–	150	250	600	–	1200	
	3	3,6	3000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
ЗНОЛ.06-6У3	3	3,6	3300/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
	6	7,2	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	6300/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	6600/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	6900/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	3	3,6	3000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
ЗНОЛ.06-6Т3	3	3,6	3300/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
	6	7,2	6000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	6300/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	6600/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	

Продолжение табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЗНОЛ.06-6ТЗ	6	7,2	$6600/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	1/1/1-0-0
	6	7,2	$6900/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
ЗНОЛ.06-10УЗ	10	12	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
	10	12	$11000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.06-10ТЗ	10	12	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
	10	12	$11000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.06-15УЗ	15	17,5	$13800/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
	15	17,5	$15750/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.06-15ТЗ	15	17,5	$13800/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
	15	17,5	$15750/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.06-20УЗ	20	24	$18000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
	20	24	$20000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.06-20ТЗ	20	24	$18000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
	20	24	$20000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	

Продолжение табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЗНОЛ.06-24УЗ	24	26,5	$24000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	1/1/1-0-0
	24	26,5	$24000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.06-24ТЗ	3	3,6	$3000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
	3	3,6	$3300/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
ЗНОЛ.09-6.02	6	7,2	$6000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	$6300/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	$6600/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	$6900/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
ЗНОЛ.09-6.Т2	3	3,6	$3000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
	3	3,6	$3300/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	15	30	50	150	150	250	
	6	7,2	$6000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	$6300/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	$6600/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	
	6	7,2	$6900/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	30	50	75	200	200	400	

Продолжение табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЗНОЛ.09-10.02	10	12	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	1/1/1-0-0
	10	12	$11000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗНОЛ.09-10.Т2	10	12	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	1/1/1-0-0
	10	12	$11000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3 или 100	50	75	150	300	300	630	
ЗОМ-1/15-63У2	1	...	$6000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	1/1-0
	15	...	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	
	15	...	$10500/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	
	15	...	$13800/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	
	15	...	$15750/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	
ЗОМ-1/20-63У2	20	...	$18000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	1/1-0
	20	...	$20000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	
ЗОМ-1/24-69У1	24	...	$24000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/850	1/1-0
ЗОМ-1/35-72У1	35	...	$35000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	-	-	-	75/835	
НТМК-6-71У3	6	...	3000	100	-	-	50	75	200	-	400	Y / Y ₀
	6	...	6000	100	-	-	75	750	300	-	640	
НТМК-10-71У3	10	...	10000	100	-	-	120	200	500	-	960	Y / Y ₀ / Δ-0
	6	...	3000	100	100/3	-	50	75	200	-	400	
НТМИ-6-66У3, ТЗ	6	...	6000	100	100/3	-	75	750	300	-	640	Y / Y ₀ / Δ-0
	6	...	6000	100	100/3	-	75	750	300	-	640	

Продолжение табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НТМИ-10-66УЗ, ТЗ	10	...	10000	100	100/3	-	120	200	500	-	1000	Y/Y ₀ /Δ-0
	18	...	13800	100	100/3	-	120	200	500	-	960	
	18	...	15750	100	100/3	-	120	200	500	-	960	
	18	...	18000	100	100/3	-	120	200	500	-	960	
НКФ-110-83У1	110	...	110000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
	110	...	110000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
НКФ-110-83Т1	110	...	110000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
	110	...	110000/√3	100/√3	100/3	-	400	600	1200	-	2000	
НКФ-110-58У1	110	...	110000/√3	100/√3	100/3	-	400	600	1200	-	2000	
	110	...	110000/√3	100/√3	100/3	-	400	600	1200	-	2000	
НКФ-220-58У1	220	...	150000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	1/1/1-0-0
	220	...	154000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
	220	...	220000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
	220	...	220000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
НКФ-220-58Т1	220	...	220000/√3	100/√3	110	-	400	600	1200	-	2000	
	220	...	230000/√3	100/√3	110	-	400	600	1200	-	2000	
НКФ-330-73У1	330	...	330000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
	330	...	330000/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	-	2000	
НКФ-500-78У1	500	...	500000/√3	100/√3	100	-	-	500	1000	-	2000	
	500	...	500000/√3	100/√3	100	-	-	500	1000	-	2000	
НКФ-500-78Т1	500	...	500000/√3	100/√3	100	-	-	500	1000	-	2000	
	500	...	500000/√3	100/√3	100	-	-	500	1000	-	2000	

Окончание табл. П.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НКФ-500-83У1-1	500	...	$500000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	500	1000	-	2000	
НДЕ-500-72У1	500	...	$500000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	300	500	750	-	1200	
НДЕ-750-72У1	750	...	$750000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	300	500	1000	-	1200	
НДЕ-1150-78У1	1150	...	$1150000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	-	-	300	600	-	1200	
ЗНОГ-110-79У3	110	$126/\sqrt{3}$	$110000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-110-79Т3	110	$126/\sqrt{3}$	$110000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-110-82У3	110	$126/\sqrt{3}$	$110000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-110-82Т3	110	$126/\sqrt{3}$	$110000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-220-79У3	220	$252/\sqrt{3}$	$220000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	1/1/1-0-0
ЗНОГ-220-79Т3	220	$252/\sqrt{3}$	$220000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-220-82У3	220	$252/\sqrt{3}$	$220000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-220-82Т3	220	$252/\sqrt{3}$	$220000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-330-83У3	330	$363/\sqrt{3}$	$330000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	
ЗНОГ-500-83Т3	500	$525/\sqrt{3}$	$500000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	150	400	600	1200	1200	3200	

Примечания: Т – трансформатор напряжения; О – однофазный; Г – трехфазный; М – с естественным масляным охлаждением; Л – с литой изоляцией; Г – с газовой изоляцией; С – сухой; З – заземленный с одним заземляющим вводом обмотки высшего напряжения; И – для измерительных цепей; К – каскадный или с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности (НТМК, НОСК); Ф – в фарфоровой покрышке; Д – делитель; Е – емкостный; цифры после точки – шифр разработки; первое число – номинальное напряжение, кВ; второе число год разработки; У – для работ в районах с умеренным климатом; ХЛ – с холодным климатом; Т – с тропическим климатом; последняя цифра: 1 – для работ на открытом воздухе; 2 – для работ в помещениях со свободным доступом наружного воздуха; 3 – для работ в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	1
РАЗДЕЛ 1	
ФОРМИРОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ВЫБОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ПЕРВИЧНЫХ ЦЕПЕЙ	4
1.1. Продолжительные режимы работы электростанции	8
1.2. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по продолжительным режимам работы	9
1.3. Режим короткого замыкания	21
1.4. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму короткого замыкания	25
Задания для самоконтроля	27
РАЗДЕЛ 2	
РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	28
2.1. Основные допущения при расчетах токов короткого замыкания	28
2.2. Определение расчетных точек короткого замыкания	29
2.3. Порядок расчета токов короткого замыкания	30
2.3.1. Периодическая составляющая тока короткого замыкания в конкретный рассматриваемый момент времени	34
2.3.2. Аперриодическая составляющая тока короткого замыкания в конкретный рассматриваемый момент времени	36
2.3.3. Ударный ток короткого замыкания	37
2.4. Система относительных единиц	39
2.5. Формирование расчетной схемы	40
2.6. Выбор токоограничивающего реактора	49
Задания для самоконтроля	76
РАЗДЕЛ 3	
ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ	78
3.1. Выбор высоковольтных выключателей	78
3.2. Выбор разъединителей	83
3.3. Выбор отделителя и короткозамыкателя	84
3.4. Выбор сборных шин и токоведущих частей	90
3.4.1. Выбор жестких шин	91
3.4.2. Гибкие шины, воздушные провода электропередачи и токопроводы	95
3.4.3. Кабельные линии	103
Задания для самоконтроля	118

РАЗДЕЛ 4	
ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ	120
4.1. Выбор измерительного трансформатора тока	120
4.2. Выбор измерительного трансформатора напряжения	123
Задания для самоконтроля	129
РАЗДЕЛ 5	
ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ	130
Задания для самоконтроля	138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	139
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	141
ПРИЛОЖЕНИЯ	143

Учебное издание

УФА Руслан Александрович
КОСМЫНИНА Нина Михайловна
СУВОРОВ Алексей Александрович
РАЗЖИВИН Игорь Андреевич

ВЫБОР КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Учебное пособие

Корректурa *Е.Л. Тен*
Компьютерная верстка *К.С. Чечельницкая*
Дизайн обложки *А.И. Сидоренко*

Подписано к печати 03.05.2023. Формат 60×84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать CANON. Усл. печ. л. 11,28. Уч.-изд. л. 10,20.
Заказ 149-23. Тираж 100 экз.



ИЗДАТЕЛЬСТВО
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ