

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТУЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Институт высокоточных систем им. В.П. Грязева
Кафедра «Электроэнергетика»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
К КУРСОВОЙ РАБОТЕ**

учебной дисциплины (модуля)
«Средства коммутации электрической энергии»

Уровень профессионального образования:
высшее образование – бакалавриат

Направление (специальность) подготовки:
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль (специализация) подготовки:
«Электроснабжение»

Квалификация выпускника: бакалавр
Форма обучения: (очная, заочная)

Тула 2018 г.

Методические указания составлены доцентом В.С. Косырихиным и обсуждены на заседании кафедры «Электроэнергетика» института высокоточных систем им. В.П. Грязева

протокол № 12 от " 17 " декабря 2018 г.

Зав. кафедрой _____ В. М. Степанов

Содержание

Введение	5
1 Определение расчётных электрических нагрузок.....	6
2 Выбор сечений проводов линий электропередачи по условиям экономичности	6
3 Выбор сечений проводов линий электропередачи по условиям экономичности.....	9
3 Выбор трансформаторов на подстанциях.....	11
4.1 Процесс трёхфазного КЗ в цепи, питаемой от шин неизменного напряжения.....	11
4.2 Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением свыше 1 кВ.....	16
4.2.1 Расчет токов КЗ от системы бесконечной мощности.....	21
4.2.2 Расчет токов КЗ от энергосистемы и генераторов ТЭЦ.....	25
5 Выбор и проверка коммутационных аппаратов высокого напряжения...	29
5.1 Общие положения.....	29
5.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей (ячеек) переменного тока.....	30
5.2.1 Общая характеристика выключателей.....	30
5.2.2 Выбор выключателей.....	34
5.3 Выбор разъединителей.....	36
5.4 Выбор выключателей нагрузки.....	38
5.5 Выбор короткозамыкателей и отделителей.....	39
5.6 Выбор разрядников и ограничителей перенапряжений.....	40
5.7 Выбор плавких предохранителей на напряжение выше 1кВ.....	41
Список литературы	47
Приложение А. Высоковольтные выключатели.....	48

Введение

Курсовое проектирование ставит своей целью закрепить умения и систематизировать знания, полученные по дисциплине «Средства коммутации электрической энергии» а также в смежных дисциплинах, научить студентов применять эти знания при решении инженерных задач, привить им навыки к самостоятельной творческой работе.

Целью курсовой работы является выбор и проверка средств коммутации электрической энергии на трансформаторной подстанции.

Основными задачами курсовой работы являются:

1. Определение расчетных электрических нагрузок.
2. Выбор сечений проводов линий электропередачи.
3. Выбор силовых трансформаторов.
4. Расчет токов короткого замыкания.
5. Выбор и проверка средств коммутации электрической энергии.

При проектировании электрической части подстанций переменного тока напряжением 35...750 кВ используются следующие нормативные документы:

1. Правила устройства электроустановок (7 издание). Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2003 г.
2. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока, с напряжением 35...750 кВ. Москва: Издательство ФСК ЕС, 2006 г., 96 стр.
3. Типовые схемы распределительных устройств принципиальные электрические 35...750 кВ. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 г., 132 стр.
4. Токи короткого замыкания. Руководящий документ 153-340-20.526-98, Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2002 г., 302 стр.
5. ГОСТ Р52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках.

1 Определение расчётных электрических нагрузок

Объектом проектирования является понизительная трансформаторная подстанция 110/35/10 кВ районной электроэнергетической системы.

Цель расчета электрических нагрузок – определение токов, протекающих по токоведущим элементам, для выяснения их допустимости по условиям нагрева элементов. Расчет электрических нагрузок проводится для определения величин затрат в системах электроснабжения промышленных предприятий.

Потребители электроэнергии имеют узел нагрузки, с полной мощностью в комплексной форме записи

$$S_{\text{ном}} = P + jQ, \text{ МВА},$$

где P – активная мощность, Мвт; Q – реактивная мощность, Мвар.

Модуль полной мощности в алгебраической форме записи

$$S_{\text{ном}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ МВА}.$$

В состав нагрузки входят потребители 1, 2 и 3 категории по надёжности электроснабжения. Продолжительность использования наибольшей нагрузки составляет T_{max} (указывается в задании).

Номинальное высшее напряжение $U_{\text{ном}}$ на шинах подстанции составляет 35...220 кВ. Уровень напряжения в период наибольшей нагрузки равен $U_{\text{макс}} = 1,05 U_{\text{ном}}$. Длина воздушных линий электропередач равна L , км *указана в задании.

Как правило, электроэнергия к подстанции из энергосистемы подводится по двум линиям электропередачи из-за наличия приёмников собственных нужд первой категории надёжности.

2 Выбор сечений проводов линий электропередачи по условиям экономичности

Экономическим называют сечение, соответствующее наименьшему значению расчётных (дисконтированных) затрат. Экономические сечения можно выбирать по нормированным

значениям экономической плотности тока или по экономическим интервалам нагрузки.

Экономическую плотность тока представляют в предположении приближённой линейной зависимости стоимости сооружения 1 км линии электрической сети от сечения.

С увеличением сечения проводников уменьшаются потери энергии, но одновременно возрастают капитальные затраты и расходы цветного металла. Выбранное сечение провода линий ЭС является экономичным, если оно соответствует оптимальному соотношению между капитальными затратами на сооружение и эксплуатацию и расходами, связанными с потерями электроэнергии. Чтобы найти это оптимальное соотношение, нужно определить какое сечение проводов соответствует наименьшему значению расчетных затрат. Определить это сложно, необходим учет многих факторов в совокупности. Поэтому при проектировании линий 35...220 кВ выбирают сечения проводов не на основе технико-экономических сопоставлений в каждом конкретном случае, а по нормативным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используют нормированные значения экономической плотности тока.

Значения экономической плотности тока $j_э$ нормируют в зависимости от конструктивного выполнения линий, материала провода, продолжительности использования наибольшей нагрузки и района сооружения. Рекомендуемые значения экономической плотности тока для ВЛ 35...220 кВ, выполненных сталеалюминиевыми проводами, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Рекомендуемые значения экономической плотности тока для сталеалюминиевых проводов

Район	Т _{макс} , ч		
	до 3000	3000-5000	более 5000
Европейская часть России, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
Центральная Сибирь	1,5	1,4	1,3

На основе данных таблицы 2.1 экономическое сечение определяют по выражению

$$F_{\text{э}} = \frac{S_{\text{макс}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{э}} \cdot n_w}, \quad (2.1)$$

где $S_{\text{макс}}$ — полная мощность участка сети при максимальных нагрузках, МВ·А; n_w — число параллельных линий участка. Принять в расчётах

$$S_{\text{макс}} = S_{\text{расч.}}$$

Полученное таким образом сечение $F_{\text{э}}$ округляют до ближайшего стандартного значения.

Выбранное сечение проводов проверяют по техническим условиям:

- допустимому нагреву током нагрузки в послеаварийном режиме;
- по условиям образования короны и механической прочности.

Для выполнения указанных требований выбранные сечения должны удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{п/ав.макс}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$F \geq F_{\text{мин.доп}}^{\text{кор}};$$

$$F \geq F_{\text{мин.доп}}^{\text{мех}}.$$

Максимальный ток $I_{\text{п.ав.макс}}$ в послеаварийном режиме находят соответствующими расчетами. Допустимую токовую нагрузку $I_{\text{доп}}$ принимают по справочным данным. Принять $I_{\text{п.ав.макс}} = I_{\text{расч.}}$

Номинальные токи $I_{\text{ном. 1,2}}$, протекающие в линиях ВЛ 110, 35 и 10 и шинах ПС, определяют по формуле:

$$I_{\text{ном 1, 2, 3}} = \frac{S_{\text{ном 1, 2, 3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном 1, 2, 3}}} =$$

где $U_{\text{ном 1, 2, 3}}$ — номинальное напряжение соответствующей ступени 110, 35 и 10 кВ трансформатора.

Для линий электропередач 35 кВ сечения проводов обычно выбирают в пределах от АС 35 до АС 150, линий 110 кВ — от АС 70 до АСО 240, линий 150 кВ - от АС 120 до АСО 300 и линий 220 кВ — в пределах от АСО 240 до АСО 400. При этом число параллельных цепей ЭС на каждом направлении не следует принимать более трех — четырех.

В соответствии с ПУЭ минимальные сечения проводов по условию ограничения потерь на корону составляют 70 и 240, мм².

Для обеспечения экономически приемлемого уровня потерь электроэнергии на корону в ВЛ напряжением выше 35 кВ необходимо выбирать сечение сталеалюминиевых проводов не менее минимально допустимых $F_{мин.доп}^{кор}$.

Условие $F \geq F_{мин.доп}^{мех}$ является ограничивающим при выборе проводов в сетях 35 кВ и ниже с малой плотностью нагрузки.

Сечение проводов по экономической плотности тока выбирают для ВЛ напряжением до 500 кВ, включительно. Для ВЛ напряжением свыше 500 кВ экономическая плотность тока не нормирована. Метод выбора сечения проводников по нормированным экономическим плотностям тока обладают тем недостатком, что эти плотности определены при фиксированных значениях

амортизационных отчислений для различных типов линий и в предположении линейной зависимости удельной стоимости проводов от сечений и непрерывности сечений как неперенного условия по отношению к оптимизируемым (дифференцируемым) аргументам – дискретным сечениям проводов.

Названные факторы, а также большие диапазоны времени $T_{\text{макс}}$ приводят к значительным погрешностям при выборе экономических сечений.

3 Выбор трансформаторов на подстанциях

Для технико-экономического сопоставления исследуемых вариантов ЭС необходимо для каждой подстанции определить количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

Практически бесперебойное электроснабжение потребителей I и II категорий обеспечивают при установке на подстанции двух одинаковых трансформаторов. Такое решение является, как правило, наиболее экономически целесообразным. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора при наибольшей нагрузке на 40 %. В большинстве случаев такой режим для двух трансформаторных подстанций достигают при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки. Тогда номинальную мощность трансформатора можно определить следующим образом:

$$S_{\text{ном. Т}} \geq 0,7 S_{\text{макс. нагр.}} \quad (3.1)$$

Установку на подстанции трех и более трансформаторов допускают при концентрированных нагрузках, если предельной существующей шкале мощности двух трансформаторов недостаточно, а также при необходимости выделить по режиму напряжения электроснабжение резкопеременных нагрузок на отдельный трансформатор*. Если для двухтрансформаторной подстанции коэффициент загрузки трансформатора принимают равным 0,7 (изменяется в зависимости от характера электропотребления), то для трехтрансформаторной подстанции он

может быть повышен до 0,93 по условиям допустимой нагрузки трансформаторов, когда отключают один из них.

$$k_3 = \frac{S_{\text{макс}}}{n_T \cdot S_{\text{номТ}}} \quad (3.2)$$

*Более обосновано номинальную мощность трансформаторов определяют с использованием графика нагрузки подстанции.

+Соответствующая характеристика электропотребления уточняется руководителем проектирования.

При установке третьего трансформатора на двухтрансформаторной подстанции, выполненной по упрощенной схеме, сохраняют подключение подстанции к сети 35...220 кВ двумя линиями. Для подстанций с мощными трансформаторами 63 и более МВ·А целесообразно сооружать отдельную линию 35...20 кВ для подключения каждого трансформатора.

На однострансформаторных подстанциях, не имеющих потребителей I категории, номинальная мощность трансформатора должна покрывать всю подключенную на время максимума нагрузку, т. е.

$$S_{\text{номТ}} \geq S_{\text{расч}} \quad (3.3)$$

После расчета по вышеприведенным формулам выбирают ближайшие большие стандартные значения $S_{\text{номТ}}$.

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Процесс трёхфазного КЗ в цепи, питаемой от шин неизменного напряжения

При нарушении электрической прочности изоляция проводов или оборудования в электрической сети внезапно возникает аварийный режим короткого замыкания (КЗ), вызывающий резкое увеличение токов, которые могут достигать огромных значений. Эти токи представляют большую опасность для элементов электрической сети и оборудования, так как они вызывают чрезмерный нагрев токоведущих частей и создают большие механические усилия, могущие при-

вести к разрушению, поэтому. ПУЭ (п. 1.4.1) предусматривает выбор и применение по условиям КЗ электрических аппаратов и проводников в электроустановках переменного тока.

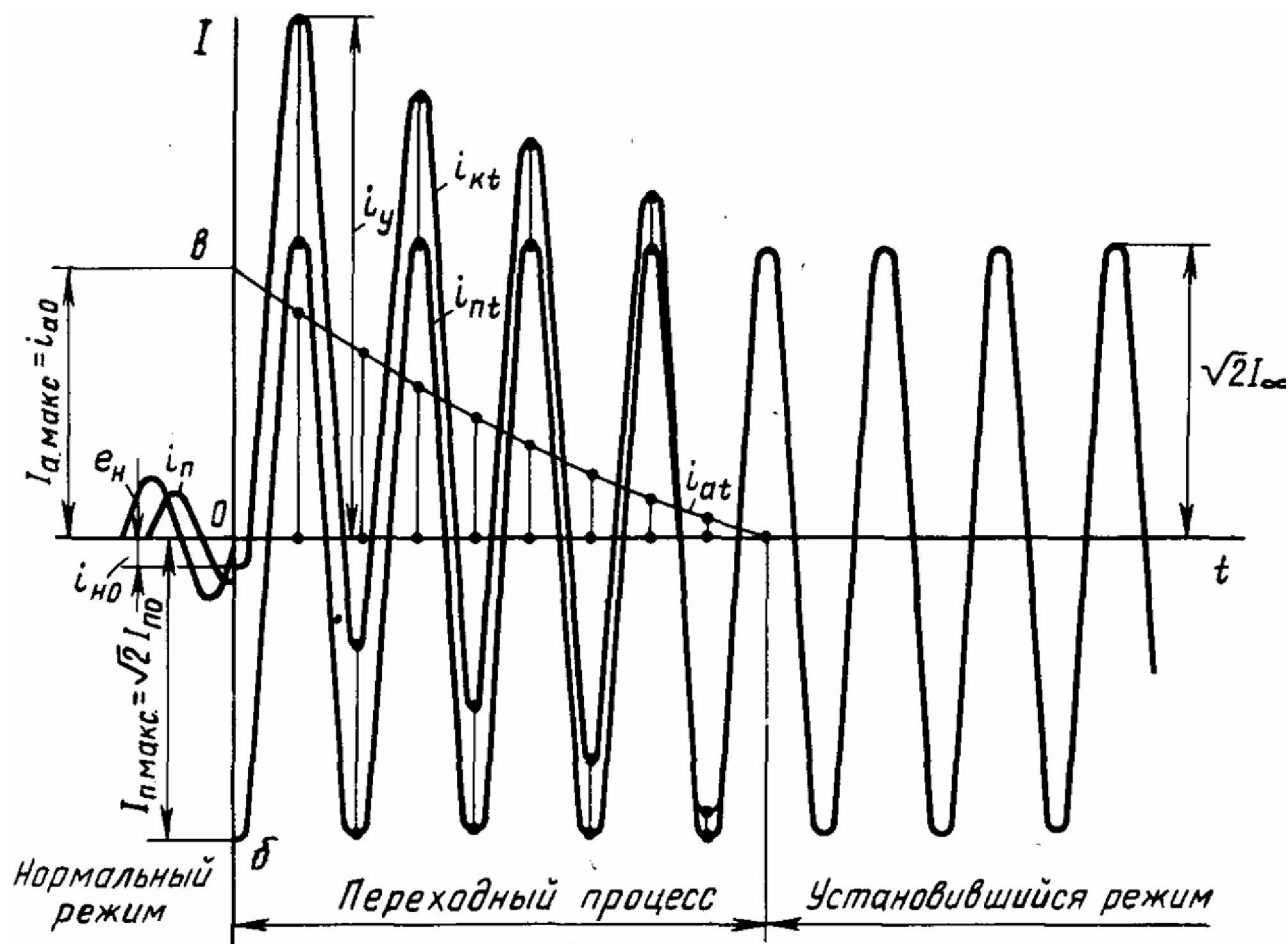
В трехфазной сети различают три основных вида КЗ: трехфазное, двухфазное и однофазное (в сетях с глухо заземленными нейтралями).

Наиболее часты однофазные КЗ (до 60 % от их общего количества), двухфазные на землю (20 %), двухфазные (10 %) и (5...10 %) трехфазные замыкания.

В зависимости от мощности источника питания промышленного предприятия при расчетах токов КЗ выделяют два характерных случая: КЗ в цепях, питающихся от системы бесконечной мощности и КЗ вблизи генератора ограниченной мощности. Системой бесконечной мощности условно считают источник, напряжение на шинах которого, остается практически неизменным при любых изменениях тока в подключенной к нему цепи, в том числе и при КЗ.

Для систем электроснабжения предприятий типичным случаем является питание от источника неограниченной мощности, так как даже главные понизительные подстанции питаются по ответвлениям от объединенной энергосистемы, мощность которой во много раз превосходит мощность подстанции. Для случаев питания промышленных предприятий от шин РУ напряжением 6...10 кВ собственной электростанции следует учитывать явления, происходящие в генераторах станции.

Рассмотрим изменение тока КЗ в цепи, питающейся от системы неограниченной мощности при наиболее простом повреждении в трёхфазной цепи - трёхполюсном КЗ (см. рис. 4.1). Ток КЗ в первый момент не может мгновенно измениться, так как элементы короткозамкнутой цепи и источника питания имеют индуктивность, задерживающую увеличение тока и снижение напряжения в цепи. В последующие моменты резко возрастает ток, увеличиваются потери напряжения во всех элементах короткозамкнутой цепи и напряжение в точке КЗ уменьшится.



$I_{н0}$ — мгновенное значение тока нагрузки в момент короткого замыкания; i_y — мгновенное значение ударного тока короткого замыкания через полпериода (0,01 с) после возникновения короткого замыкания (по величине i_y проверяются электрические аппараты, шины и изоляторы на динамическую устойчивость); $I_{п-макс}$, $i_{п}$ — соответственно максимальное и мгновенное значения периодической слагающей тока короткого замыкания; $I_{а-макс}$, $i_{а0}$ — максимальное и мгновенное значения аperiodической слагающей тока короткого замыкания; I_{∞} — действующее значение установившегося тока короткого замыкания (по величине I_{∞} проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость); $I'' = I_{п0}$ — начальное действующее значение периодической слагающей тока короткого замыкания (сверхпереходный ток короткого замыкания)

Рисунок 4.1 - Кривые изменения тока короткого замыкания от системы неограниченной мощности ($S_c = \infty$)

Значение тока КЗ зависят от сопротивления элементов короткозамкнутой цепи, но и от момента возникновения аварийного режима. Наибольшего значения мгновенный ток КЗ достигает в том случае, когда короткое замыкание возникает в момент прохождения тока нагрузки через нуль (ток в одной фазе).

Мгновенное значение **полного тока КЗ** i_{kt} в любое время определяется сложением синусоидальной кривой $i_{пт}$ и затухающей по экспоненциальному закону кривой $i_{ат}$.

$$i_{kt} = i_{пт} + i_{ат}.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ затухает по закону экспонентной кривой, определяемой уравнением

$$i_a = I_{a\cdot\text{макс}} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (4.1)$$

где $I_{a\cdot\text{макс}}$ – амплитудное (максимальное) значение апериодической составляющей тока КЗ; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, определяемая по формуле

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{314r_\Sigma},$$

где r_Σ , x_Σ – результирующие активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, Ом.

Время затухания апериодического тока зависит от величины T_a , т.е. от соотношения значений активного и индуктивного сопротивлений короткозамкнутой цепи. Практически этот ток исчезает через 0,15...0,2 с с момента возникновения КЗ и этот период соответствует переходному процессу КЗ.

Из рисунка 4.1 видно, что начальное значение апериодического тока i_a всегда равно наибольшему значению периодического тока $I_{п\cdot\text{макс}}$, но они противоположны по направлению.

Периодическая составляющая тока КЗ и остается неизменной в течение всего периода КЗ (в установившемся и переходном режимах), но в системе с изменяющимся напряжением источника питания (генераторы электростанции) начальное значение периодической составляющей тока КЗ больше и уменьшается до некоторого наименьшего установившегося значения. Этому способствует индуктивный ток КЗ, вызывающий размагничивающее действие в генераторах, вследствие чего уменьшается наводимая в них ЭДС.

Начальное действующее значение периодической составляющей за первый период после возникновения КЗ называют *начальным сверхпереходным током КЗ* (I''), а действующее значе-

ние установившегося тока КЗ обозначают I_{∞} . Таким образом, действующее значение периодической составляющей тока КЗ изменяется в этой системе от I'' до I_{∞} .

Наибольшее возможное значение мгновенного тока КЗ называют *ударным током* i_y (см. рисунок 4.1), которое появляется по истечении первого полупериода ($t=0,01$ с) с момента возникновения КЗ

$$i_y = I_{п.макс} + I_{п.макс} e^{-0,01/T_a}.$$

Отношение ударного тока КЗ к наибольшему значению периодической составляющей тока КЗ называют *ударным коэффициентом* K_y .

$$K_y = \frac{i_y}{I_{п.макс}}; \quad i_y = K_y \cdot I_{п.макс}. \quad (4.2)$$

Если $I_{п.макс}$ выразить через действующее значение

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} I_{п.макс} \cdot I_{\infty}. \quad (4.3)$$

Ударный коэффициент можно выразить через постоянную величину времени затухания апериодической составляющей

$$K_y = \frac{i_y}{I_{п.макс}} = (I_{п.макс} + I_{п.макс} e^{-0,01/T_a}) / I_{п.макс} = 1 + e^{-0,01/T_a}. \quad (4.4)$$

Для расчетов токов КЗ в сетях промышленных предприятий напряжением выше 1 кВ с обладающим индуктивным сопротивлением можно принять $K_y=1,8$; для протяженных кабельных сетей $U_n > 1$ кВ $K_y=1,3$, а для сетей напряжением до 1 кВ $K_y=1,1 \dots 1,2$.

Значение K_y в точных расчётах определяется в зависимости от соотношения x_k/r_k короткозамкнутой цепи по рисунку 4.2.

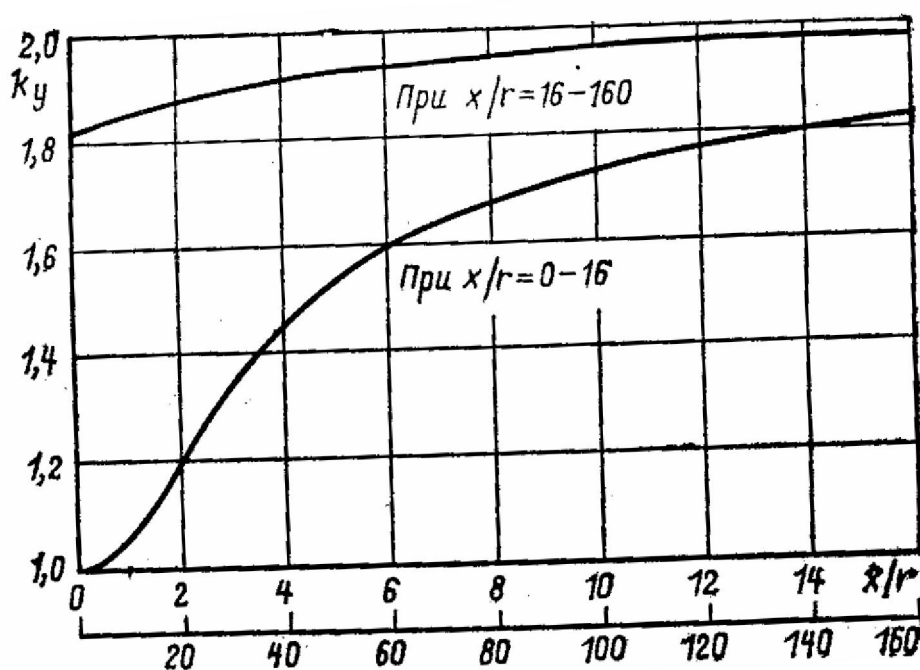


Рисунок 4.2 – Зависимость ударного коэффициента K_y от отношения x/r

Если расчёт ведётся без учёта активного сопротивления, то K_y можно определить по таблице 4.1 в зависимости от места КЗ.

Таблица 4.1 - Значения постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ $T_{ас}$ и ударного коэффициента K_y

Место КЗ	$T_{ас}$, с	K_y
Выводы явнополюсного гидрогенератора:		
без успокоительной обмотки	0,2	1,95
с успокоительной обмоткой	0,13	1,93
Выводы турбогенераторов мощно- 12...60 100...1000	0,16...0,25	1,94...1,95
	0,4...0,54	1,975...1,98
За блоком генератор - трансформатор при мощности генератора МВт:		
60	0,15	1,935
100...200	0,26	1,965
300	0,32	1,977
За воздушными линиями напряжением, 35...110 220		
	0,02	1,608
	0,03	1,717
За понижающим трансформатором мощностью, МВ·А:		
80	0,06	1,85
32...63	0,05	1,82
менее 32	0,045	1,8
Распределительные сети 6...10 кВ	0,01	1,369

Согласно ПУЭ п. 1.4.5 в качестве расчетного вида КЗ следует принимать:

1. Для определения электродинамической стойкости аппаратов, жестких шин и поддерживающих их опорные конструкции трехфазные КЗ (i_y).

2. Для определения термической стойкости аппаратов и проводников - трехфазное КЗ (действующее значение установившегося тока КЗ I_∞).

3. Для выбора аппаратов по коммутационной способности - по большему из значений: трехфазного или однофазного КЗ на землю (в сетях с большими токами замыкания на землю действующее значение тока КЗ для времени t , равного сумме времени срабатывания релейной защиты и собственного времени действия выключателя). Практически принимается для быстродействующих выключателей ($t < 0,1$ с) $I_t = I''$ и для небыстродействующих выключателей $I_t = I_{0,2}$, т.е. для времени КЗ 0,2 с и это практически будет I_∞ .

Для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики требуется определение и несимметричных токов КЗ.

В зависимости от назначения расчета токов КЗ выбирают расчетную схему сети, определяют вид КЗ, местоположение точек КЗ на схеме и сопротивления элементов схемы замещения. Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ и выше имеет ряд особенностей, которые рассматриваются ниже.

4.2 Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением свыше 1 кВ

При расчете токов КЗ в установках напряжением свыше 1 кВ необходимо учитывать следующие особенности:

1 Активные сопротивления элементов системы электроснабжения не учитывают, если выполняется условие

$$r_\Sigma < x_\Sigma/3,$$

где r_Σ и x_Σ - суммарные активные и реактивные сопротивления элементов системы электроснабжения до точки КЗ;

2. Учитывают подпитку от двигателей высокого напряжения: от синхронных двигателей как в ударном, так и в отключаемом токе КЗ; подпитку от асинхронных двигателей - только в ударном токе КЗ. Асинхронные двигатели не учитываются при мощности до 100 кВт в единице, если они отдалены от места КЗ одной ступенью трансформации, а также при любой мощности

при отдалении двумя и более ступенями трансформации, либо, если ток от них может поступать к месту КЗ только через те элементы, через которые проходит основной ток КЗ и которые имеют существенное сопротивление (линии, трансформаторы и т.п.);

3. Расчет токов КЗ выполняют в именованных или относительных единицах. Если расчет выполняют в именованных единицах, то все электрические величины приводят к напряжению ступени, на которой имеет место КЗ.

При расчете в относительных единицах все величины сравнивают с базисными величинами, в качестве которых принимают базисную мощность $S_б$ и базисное напряжение $U_б$. За базисную мощность принимают мощность одного трансформатора ГПП или условную единицу мощности, например, 100 или 1000 МВ·А.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой имеет место КЗ ($U_{ср} = 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230$ кВ).

Средние удельные значения индуктивных сопротивлений воздушных и кабельных линий электропередачи приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Средние удельные значения индуктивных сопротивлений воздушных и кабельных линий электропередачи

Линия электропередачи	$x_{уд}$, Ом/км
Одноцепная воздушная линия, кВ:	
6...220	0,4
220...330 (при расщеплении на два провода в фазе)	0,325
400...500 (при расщеплении на три провода в фазе)	0,307
750 (при расщеплении на четыре провода в фазе)	0,28
Трехжильный кабель, кВ:	
6...10	0,08
35	0,12
Одножильный маслонаполненный кабель 110...220 кВ	0,16

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводят к базисным условиям в соответствии с таблицей 4.3

Расчет токов КЗ начинают с составления расчетной схемы электроустановки. На расчетной схеме указываются все параметры, влияющие на величину тока КЗ (мощности источников питания, средние номинальные значения ступеней напряжения, паспортные данные электрооборудования), и расчетные точки, в которых необходимо определить токи КЗ. Как правило, это сборные шины ГПП, РУ, РП

или начало питающих линий. Точки КЗ нумеруют в порядке их рассмотрения, начиная с высших ступеней.

По расчетной схеме составляется электрическая схема замещения. Схемой замещения называется схема, соответствующая по своим параметрам расчетной схеме, в которой все электромагнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. На рисунке 4.1 приведен пример расчетной схемы, а на рисунке 4.2 - соответствующая ему схема замещения.

При составлении схемы замещения для электроустановок выше 1000 В учитывают индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий. Средние удельные значения индуктивных сопротивлений воздушных и кабельных линий электропередачи приведены в таблице 3.2. Активные сопротивления учитывают только для воздушных линий с проводами небольшого сечения и со стальными проводами, а также для протяженных кабельных линий с небольшим сечением.

Активное сопротивление трансформаторов учитывают в случае, когда среднее номинальное напряжение ступени, где находится точка короткого замыкания, ($U_{\text{ср}} \leq 500 \text{ В}$ и мощность трансформатора $S_{\text{ном. т}} < 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ или питающая и отходящая линии выполнены из стальных проводов.

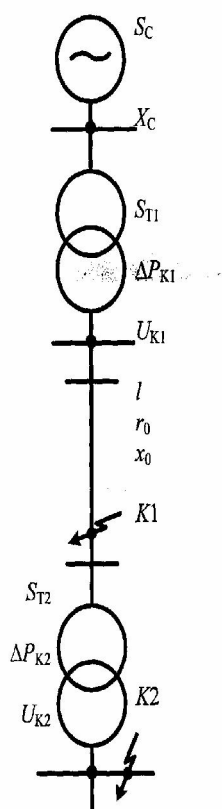


Рисунок 4.1 – Расчётная схема



Рисунок 4.2 – Схема замещения

После составления схемы замещения необходимо определить ее параметры. Параметры схемы замещения определяются в зависимости от выбранного метода расчета токов КЗ в именованных или относительных единицах. Формулы для определения параметров схемы замещения приведены в таблице 4.3.

Далее схему замещения путем постепенного преобразования (последовательное и параллельное сложение, преобразование треугольника в звезду и др.) приводят к простейшему виду так, чтобы источник питания был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением. Преобразования схемы замещения производятся для каждой точки КЗ отдельно.

Таблица 4.3 – Расчётные выражения для определения приведенных сопротивлений элементов системы электроснабжения в именованных и базисных единицах

Элемент электроустановки	Исходный параметр	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы, о. е.
1	2	3	4
Генератор (G)	$x_{d, \text{ном}}''$; $S_{\text{ном}G}$, МВ·А	$x_6 = x_{d, \text{ном}}'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}G}}$	$x_{*6} = x_{d, \text{ном}}'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}G}}$
	x_d'' , %; $S_{\text{ном}G}$, МВ·А	$x_6 = \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}G}}$	$x_{*6} = \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}G}}$
Энергосистема (C)	S_K , МВ·А	$x_6 = \frac{U_6^2}{S_K}$	$x_{*6} = \frac{S_6}{S_K}$
	$I_{\text{откл. ном}}$, кА	$x_6 = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} I_{\text{откл. ном}} U_{\text{cp}}}$	$x_{*6} = \frac{S_6}{\sqrt{3} I_{\text{откл. ном}} U_{\text{cp}}}$
	$x_{* \text{ном}C}$; $S_{\text{ном}C}$, МВ·А	$x_6 = x_{* \text{ном}C} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}C}}$	$x_{*6} = x_{* \text{ном}C} \frac{S_6}{S_{\text{ном}C}}$
Трансформатор (T)	u_K , % $S_{\text{ном. T}}$, МВ·А	$x_6 = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. T}}}$	$x_{*6} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном. T}}}$
Автотрансформатор и трехобмоточный трансформатор (T) (схема замещения – звезда)	$u_{K, B-C}$, %; $u_{K, B-H}$, %; $u_{K, C-H}$, %; $S_{\text{ном}}$, МВ·А	$x_{6B} = \frac{1}{200} (u_{K, B-C} + u_{K, B-H} - u_{K, C-H}) \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. T}}};$ $x_{6C} = \frac{1}{200} (u_{K, B-C} + u_{K, C-H} - u_{K, B-H}) \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. T}}};$ $x_{6H} = \frac{1}{200} (u_{K, B-H} + u_{K, C-H} - u_{K, B-C}) \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. T}}}$	$x_{*6B} = \frac{1}{200} (u_{K, B-C} + u_{K, B-H} - u_{K, C-H}) \frac{S_6}{S_{\text{ном. T}}};$ $x_{*6C} = \frac{1}{200} (u_{K, B-C} + u_{K, C-H} - u_{K, B-H}) \frac{S_6}{S_{\text{ном. T}}};$ $x_{*6H} = \frac{1}{200} (u_{K, B-H} + u_{K, C-H} - u_{K, B-C}) \frac{S_6}{S_{\text{ном. T}}}$

1	2	3	4
Трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения (T)	$U_{K, B-H}$, %; $S_{\text{ном. T}}$, МВ·А	$x_{6B} = \left(\frac{u_{K, B-H}}{100} - 0,5 \frac{u_{K, H1-H2}}{100} \right) \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. T}}};$ $x_{61} = x_{62} = \frac{2u_{K, B-H}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. T}}}$	$x_{*6B} = \left(\frac{u_{K, B-H}}{100} - 0,5 \frac{u_{K, H1-H2}}{100} \right) \frac{S_6}{S_{\text{ном. T}}};$ $x_{*61} = x_{*62} = \frac{2u_{K, B-H}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном. T}}}$
Синхронные и асинхронные электродвигатели, компенсаторы (M)	x_d'' ; $S_{\text{ном. M}}$, МВ·А	$x_6 = x_d'' \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном. M}}}$	$x_{*6} = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном. M}}}$
Реактор (LR)	$x_{\text{ном. LR}}$, Ом	$x_6 = x_{\text{ном. LR}} \frac{U_6^2}{U_{\text{cp}}^2}$	$x_{*6} = x_{\text{ном. LR}} \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2}$
Линия электропередачи (W)	$x_{\text{уд}}$, Ом/км; l , км	$x_6 = x_{\text{уд}} \cdot l \frac{U_6^2}{U_{\text{cp}}^2}$	$x_{*6} = x_{\text{уд}} \cdot l \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2}$

Примечание: $S_{\text{ном}}$ - номинальные мощности элементов (генератора, трансформатора, энергосистемы), МВ·А; S_6 - базисная мощность, МВ·А; S_K - мощность КЗ энергосистемы, МВ·А; $I_{\text{откл. ном}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА; $x_{* \text{ном}C}$ - относительное номинальное сопротивление энергосистемы; u_K % - напряжение КЗ

трансформатора; I_6 - базисный ток, кА; U_{cp} - среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ; $x_{уд}$ - индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км; l - длина линии, км

4.2.1 Расчет токов КЗ от системы бесконечной мощности

Если неизвестна мощность питающей системы, то ее сопротивление принимают из следующих условий:

считаем мощность системы неограниченной $S_c = \infty$, т.е. точка КЗ значительно удалена от источника питания, тогда $Z_c = 0$, или $x_c = 0$;

если известны значения I'' и I_∞ (токов КЗ на шинах подстанции питающей предприятие, то сопротивление системы определяют по значениям этих токов

или при известной $S_{кз}$, x_c , принимают равным

$$x_c = \frac{U_n^2}{S_{кз}};$$

- если известны типы выключателей, установленных на подстанции, питающей предприятие, то по току отключения выключателя $I_{но}$ определяют сопротивление системы от шин подстанции до источника неограниченной мощности

$$x_c = \frac{I_6}{I_{но}}; \quad x_c = \frac{S_6}{S_{н.откл}}, \quad (4.5)$$

где $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6}$.

Для определения трехфазных токов КЗ на расчетной схеме намечают характерные точки КЗ, в которых токи имеют максимальные значения. Как правило, это сборные шины ГПП, РУ, РП или начало питающих или распределительных линий.

Точки КЗ нумеруют в порядке их рассмотрения, начиная с высших ступеней. На основании расчетной схемы составляют схему замещения, которую путем последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и обратно приводят к простому виду. Ток КЗ в рассматриваемой точке определяют из выражения

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_6}{\sum x_*} \quad \text{или} \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_6}{\sum z_*}, \quad (4.6)$$

где I_6 - базисный ток расчетной ступени; $\sum x_*$, $\sum z_*$ - суммарное приведенное индуктивное или полное сопротивление от источника питания до точки КЗ.

Пример 4.1. Определить ток трёхфазного КЗ в точках K_1 и K_2 (рисунок 4.3, а). Питание потребителей осуществляется от системы бесконечной мощности. Параметры, необходимые для расчёта, приведены на рис. 4.3, а.

Решение:

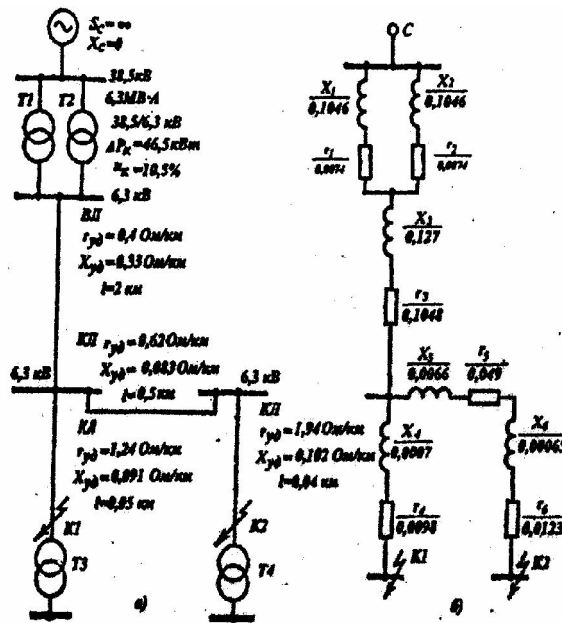


Рисунок 4.3 – Исходная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 4.1

Принимаем за базисные единицы номинальную мощность трансформатора

$S_6 = S_{\text{ном Т}} = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и среднее напряжение ступени с точками КЗ

$U_6 = U_{\text{ср}} = 6,3 \text{ кВ}$. Определяем базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} \frac{6,3}{1,73 \cdot 6,3} = 0,578 \text{ кА}.$$

Составляем схему замещения (рис. 4.3, б) и нумеруем её элементы в порядке их расположения от системы бесконечной мощности в направлении к точкам КЗ.

Определяем в соответствии с таблицей 4.3 сопротивления элементов схемы замещения в базисных единицах.

Трансформаторы Т1 и Т2

$$r_{1*} = r_{2*} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{ном.т}} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}} = \frac{46,5 \cdot 10^{-3}}{6,3} \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,0074;$$

$$x_{1*} = x_{2*} = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 - r_{1*}^2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{100}\right)^2 - 0,0074^2} \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,1046.$$

Воздушная линия

$$x_{3*} = x_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,4 \cdot 2 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,127;$$

$$r_{3*} = r_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,33 \cdot 2 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,1048;$$

Кабельные линии

$$x_{4*} = x_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 0,091 \cdot 0,05 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,0007;$$

$$r_{4*} = r_{y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = 2,24 \cdot 0,05 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,0098;$$

$$x_{5*} = 0,083 \cdot 0,5 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,0066;$$

$$r_{5*} = 0,62 \cdot 0,5 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,049;$$

$$x_{6*} = 0,102 \cdot 0,04 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,00065;$$

$$r_{6*} = 1,94 \cdot 0,04 \cdot \frac{6,3}{6,3^2} = 0,0123;$$

Суммарное сопротивление до точки К1

$$x_{\Sigma 1*} = x_{1*} // x_{2*} + x_{3*} + x_{4*} = 0,0523 + 0,127 + 0,0007 = 0,18;$$

$$r_{\Sigma 1*} = r_{1*} // r_{2*} + r_{3*} + r_{4*} = 0,0037 + 0,1048 + 0,0098 = 0,1183;$$

Суммарное сопротивление до точки К2

$$x_{\Sigma 2*} = x_{1*} // x_{2*} + x_{5*} + x_{6*} = 0,0523 + 0,127 + 0,0066 + 0,00065 = 0,187;$$

$$r_{\Sigma 2*} = r_{1*} // r_{2*} + r_{5*} + r_{6*} = 0,0037 + 0,1048 + 0,049 + 0,0123 = 0,17;$$

Так как условие $r_{\Sigma} < \frac{x_{\Sigma}}{3}$ не выполняется, то в обоих случаях в расчётах

учитывают активные сопротивления.

Ток КЗ в рассматриваемых точках составит

$$I_{K K1} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\Sigma*1}} = \frac{0,578}{\sqrt{0,18^2 + 0,1183^2}} = 2,69 \text{ кА};$$

$$I_{K K2} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\Sigma*2}} = \frac{0,578}{\sqrt{0,187^2 + 0,17^2}} = 2,28 \text{ кА};$$

Определяем ударный ток в точках К1 и К2. Находим ударный коэффициент в зависимости от отношения $\frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma}}$.

Для точки К1

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma 1*}}{314 r_{\Sigma 1*}} = \frac{0,18}{314 \cdot 0,1183} = 0,0048; \quad K_{y1} = 1,127.$$

Для точки К2

$$T_{a2} = \frac{x_{\Sigma 2*}}{314 r_{\Sigma 2*}} = \frac{0,18}{314 \cdot 0,1183} = 0,0035; \quad K_{y2} = 1,058.$$

Ударный ток в рассматриваемых точках составит

$$i_{уд1} = K_{уд1} \sqrt{2} \cdot I_{K K1} = 1,127 \cdot 1,41 \cdot 2,69 = 4,27 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = K_{уд2} \sqrt{2} \cdot I_{K K2} = 1,058 \cdot 1,41 \cdot 2,28 = 3,40 \text{ кА};$$

Подпитку места КЗ синхронными двигателями учитывают суммированием его сверхпереходного тока I_{CD}'' с током КЗ от источника

$$I_{CD}'' = \frac{E_*'' \cdot I_{н CD}}{x_{*d}''}, \quad (4.7)$$

где $I_{н CD}$ – номинальный ток двигателя, А; x_{*d}'' – приведенное сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси; E_*'' – приведенное значение сверхпереходной ЭДС, принимают $E_*'' = 1,1$ или определяют по формуле

$$E_*'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_n + (\sin \varphi_n + x_{*d}'')^2}, \quad (4.8)$$

где $\cos \varphi_n$ – номинальный $\cos \varphi$ в режиме перевозбуждения (обычно 0,9).

Ударный ток от СД определяют по (4.3) при $K_{уд} = 1,82$ для двигателей СДН (при отсутствии точных данных).

Максимальный ток подпитки от асинхронных двигателей определяется по формуле

$$I_{AD} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot I_{н AD}}{x_{*AD}}, \quad (4.9)$$

где x_{*AD} – расчетное индуктивное сопротивление в относительных единицах (при среднем значении $x_{*AD} = 0,2$ в ориентировочных расчетах можно принять $I_{AD} = 6,5 I_{н AD}$).

4.2.2 Расчет токов КЗ от энергосистемы и генераторов ТЭЦ

Если источником питания предприятия являются, кроме системы бесконечной мощности, генераторы, то ток КЗ в начальный момент времени складывается из тока от системы и периодической слагающей тока КЗ от генераторов в момент времени $t = 0$. При наличии двух и более источников питания (генерирующих ветвей – генераторы, двигатели) возможна их замена эквивалентным источником, если они находятся приблизительно в одинаковых условиях по отношению к месту КЗ. Такое объединение допустимо при условии

$$\frac{S_1 \cdot x_{1*}}{S_2 \cdot x_{2*}} = 0,4 \dots 2,5, \quad (4.10)$$

где S_1, S_2 – мощность первого и второго источников питания; x_{1*}, x_{2*} – соответствующие сопротивления от источников питания до точки КЗ, приведенные к базисной мощности.

Если ЭДС источников не равны, но выполняется условие (4.10), то эквивалентную ЭДС двух ветвей схемы замещения определяют по формуле

$$E_{зкв} = \frac{E_{1*} \cdot y_1 + E_{2*} \cdot y_2}{y_1 + y_2}, \quad (4.11.)$$

$$\text{где } y_1 = \frac{1}{x_{1*}}; \quad y_2 = \frac{1}{x_{2*}}.$$

Для определения токов от каждого источника питания используют коэффициенты распределения. Исходную схему (рис. 4.4, а) приводят последовательно к лучевому виду

(рис. 4.4, б). Если принять ток КЗ в рассматриваемой точке за единицу ($I_{\text{по}}^* = 1$), можно найти коэффициенты распределения K_p , определяющие долю участия каждого источника в рассматриваемой точке по следующим зависимостям:

$$K_{p1} = I_{\text{п1}}^* = \frac{x_{\text{экв}}^*}{x_{1*}};$$

$$K_{p2} = I_{\text{п2}}^* = \frac{x_{\text{экв}}^*}{x_{2*}}. \quad (4.12)$$

где $x_{\text{экв}}^* = \frac{x_{1*} \cdot x_{2*}}{x_{1*} + x_{2*}}$ - эквивалентное сопротивление до общей точки А (см. рис. 4.4, а).

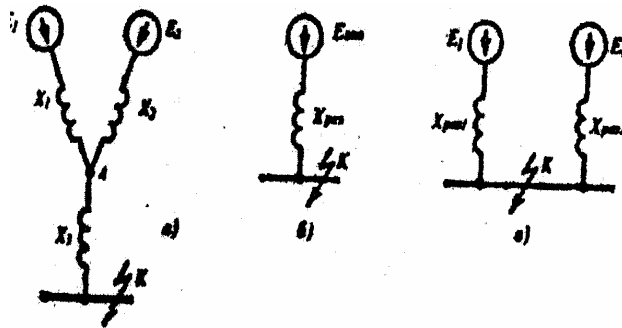


Рисунок 4.4 – Преобразование схемы замещения связанных цепей

Токораспределение по ветвям должно быть неизменным до преобразования схемы и после, поэтому справедливы следующие равенства

$$x_{\text{рез1}} = \frac{x_{\text{рез}}^*}{K_{p1}}$$

$$x_{\text{рез2}} = \frac{x_{\text{рез}}^*}{K_{p2}}, \quad (4.13)$$

где $x_{\text{рез}}^* = x_{\text{экв}}^* + x_3^*$ (см. рис. 4.4, б, в).

Периодическую составляющую тока в рассматриваемой точке КЗ определяют по формуле

$$I_{\text{по}} = E_{\text{экв}}'' \cdot \frac{I_{\delta}}{x_{\text{рез}}^*}. \quad (4.14)$$

Токи в ветвях схемы замещения составят

$$I_{\text{по1}} = I_{\text{по}} \cdot K_{p1}.$$

$$I_{\text{по2}} = I_{\text{по}} \cdot K_{p2}. \quad (4.15)$$

Пример 4.2. Определить токи КЗ в точке K_1 (за реактором) при наличии двух источников питания – системы неограниченной мощности и ТЭЦ. Расчётные данные приведены на рис. 4.5.

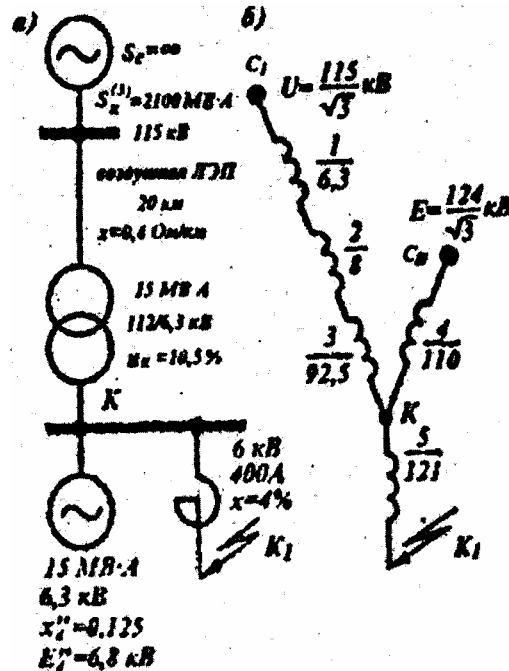


Рисунок 4.5. - Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 4.2

Решение. Расчёт выполним в именованных единицах, пользуясь коэффициентами распределения. За основную (расчётную) ступень трансформации принимаем напряжение $U = 115$ кВ. Обозначая сопротивление схемы замещения соответствующими порядковыми номерами, получаем для:

- электрической системы по известной мощности $S_k^{(3)} = 2100$ МВ·А

$$x_1 = x_c = \frac{U_n^2}{S_k} = \frac{115^2}{2100} = 6,3 \text{ Ом};$$

- воздушной ЛЭП – 110 кВ

$$x_2 = x_{уд} \cdot L = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом};$$

- трансформатора и генератора (по табл. 4.1 при $S_6 = 1$)

$$x_3 = \frac{u_k \% \cdot U_n^2}{100 S_n} = 0,105 \cdot \frac{115^2}{15} = 92,5 \text{ Ом};$$

$$x_4 = x_d'' \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = 0,125 \cdot \frac{115^2}{15} = 110 \text{ Ом};$$

- реактора, приведенное к $U = 115$ кВ

$$x_5 = \left[\frac{x\%}{100} \cdot \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3} \cdot I_n} \right] \cdot \left(\frac{U_{н.б}}{U_n} \right)^2 = \left[0,04 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \right] \cdot \left(\frac{115}{6,3} \right)^2 = 121 \text{ Ом.}$$

Сопротивление электрической системы до точки К

$$x_I = x_1 + x_2 + x_3 = 6,3 + 8 + 92,5 = 106,8 \text{ Ом.}$$

То же от генератора

$$x_{II} = x_4 = 110 \text{ Ом.}$$

Коэффициенты распределения для системы (см. 4.12)

$$K_{p1} = \frac{x_{II}}{x_I + x_{II}} = \frac{110}{106,8 + 110} = 0,508;$$

то же от генератора

$$K_{p2} = 1 - K_{p1} = 1 - 0,508 = 0,492.$$

Эквивалентная ЭДС от двух источников по (4.11)

$$E_{экв} = \frac{115 \cdot \frac{1}{106,8} + 124 \cdot \frac{1}{110}}{\frac{1}{106,8} + \frac{1}{110}} = 119 \text{ кВ,}$$

где ЭДС генератора E'' при КЗ определяется как

$$E'' = 1,08 U_{нб} = 1,08 \cdot 115 = 124 \text{ кВ.}$$

Результирующее сопротивление $x_{рез*}$ и сопротивления ветвей $x_{рез1}$, $x_{рез2}$ (см. (4.12), (4.13))

$$x_{рез*} = 106,8 \cdot \frac{110}{106,8 + 110} + 121 = 175,2 \text{ Ом;}$$

$$x_{рез1} = \frac{x_{рез*}}{K_{p1}} = \frac{175,2}{0,508} = 345 \text{ Ом;}$$

$$x_{рез2} = \frac{x_{рез*}}{K_{p2}} = \frac{175,2}{0,492} = 356 \text{ Ом;}$$

Суммарный ток КЗ I_Σ , приведённый к расчётной ступени 115 кВ (см.

рис. 4.4)

$$I_{\Sigma} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{рез}^*}} = \frac{119}{\sqrt{3} \cdot 175,2} = 0,392 \text{ кА} = 392 \text{ А.}$$

Ток от системы

$$I_1 = I_{\Sigma} \cdot K_{\text{р1}} = 392 \cdot 0,508 = 199 \text{ А.}$$

Ток от генератора

$$I_2 = I_{\Sigma} \cdot K_{\text{р2}} = 392 \cdot 0,492 = 193 \text{ А.}$$

Приведём указанные токи КЗ к ступени точки K_1 при 6,3 кВ

$$I_1 = 199 \cdot \frac{115}{6,3} = 3632 \text{ А;}$$

$$I_2 = 193 \cdot \frac{115}{6,3} = 3523 \text{ А;}$$

$$I_{\Sigma} = I_1 + I_2 = 3632 + 3523 = 7155 \text{ А.}$$

5 Выбор и проверка коммутационных аппаратов высокого напряжения

5.1 Общие положения

Коммутационные аппараты предназначены для присоединения отдельных элементов электрической части станций и подстанций, а также присоединения к ним линий электропередачи.

Коммутационные аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: в длительном режиме, в режиме перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинальной) и в режиме короткого замыкания. Режим несимметричной работы в данном разделе не рассматривается.

В длительном режиме надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и номинальному току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов и других устройств электрических установок обеспечивается ограничением значения и дли-

тельности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых еще гарантируется нормальная работа электрических установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств по условиям термической и электродинамической стойкости.

Для выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавляется условие выбора их по отключающей способности.

При выборе аппаратов и параметров токоведущих устройств следует обязательно учитывать род установки (в помещении или на открытом воздухе), температуру окружающей среды, влажность и загрязненность ее и высоту установки аппаратов над уровнем моря.

При составлении схемы для расчетов токов КЗ для каждого аппарата выбирают такой режим, при котором он находится в наиболее тяжелых, но реальных условиях работы. Не учитывают только такие режимы, которые не предусмотрены для продолжительной эксплуатации. В качестве примера можно привести режим кратковременного совместного включения рабочего и резервного трансформаторов.

За расчетную точку КЗ принимают такую, в которой через аппарат при КЗ проходит наибольший ток. Исключения из этого общего положения отмечены для каждого аппарата при рассмотрении методики выбора и проверки его.

Выбранные аппараты и другие устройства установок должны отвечать требованиям технико-экономической целесообразности.

5.2 Выбор и проверка высоковольтных выключателей (ячеек) переменного тока

5.2.1 Общая характеристика выключателей

В электрических сетях 35 кВ и выше основным коммутационным аппаратом является выключатель.

Выключатели служат для включения и отключения токов, протекающих в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети. Наиболее тяжёлые условия работы выключателя возникают при отключении токов КЗ.

Все высоковольтные потребители подстанций, питающиеся от 5УР и 4УР (цеховые трансформаторы, высоковольтные двигатели, батареи конденсаторов), подсоединяют посредством высоковольтных ячеек. Рекомендуется использовать комплектные ячейки КРУ и КСО. Такое решение позволяет существенно повысить производительность монтажных работ, сократить стоимость подстанций, повысить надёжность электроснабжения и безопасность обслуживания. Выбор конкретной ячейки комплектного распределительного устройства зависит от токов рабочего режима и короткого замыкания в соответствующем присоединении, предопределяющих выбор выключателя или другого коммутационного аппарата.

В распределительных устройствах 10(6) кВ применяют маломасляные подвесные выключатели со встроенными пружинными и электромагнитными приводами, а также элегазовые, вакуумные и другие выключатели. Маломасляные выключатели встраивают в стационарные камеры одностороннего обслуживания, применяющиеся преимущественно в электроустановках средней мощности. Распространены шкафы серий КРУ и КР, комплектуемые выключателями ВМПЭ на номинальные токи до 3200 А и токи КЗ до 31,5 кА.

Большой диапазон исполнений дает возможность применять выключатели ВМПЭ как для присоединения электроустановок средней мощности, так и на стороне вторичного напряжения крупных трансформаторов.

При больших мощностях короткого замыкания и больших рабочих токах рекомендуется использовать шестибаковые (по два на фазу) горшковые выключатели типа МГТ-10 с номинальным током 3200, 4000 и 5000 А и отключаемым током 30, 45 и 60 кА. Для присоединения потребителей с частыми коммутационными операциями рекомендуется использовать шкафы КЭ с электромагнитными выключателями типа ВЭМ-6, ВЭМ-10 на токи 1000...3200 А

Основные типы выключателей, используемые для коммутации электрических цепей, описаны ниже.

Масляные выключатели. В этих аппаратах дугогасительное устройство заполнено трансформаторным маслом. Гашение электрической дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения потоками газа, возникающего при разложении масла дугой. Наиболее широкое распространение получили мало-масляные выключатели на напряжения 10...20 кВ и 110...220 кВ.

Электромагнитные выключатели. На электрическую дугу, возникающую в процессе отключения, действует магнитное поле, которое загоняет дугу в керамическую гасительную камеру. Охлаждение дуги в камере создает условия для ее гашения. Электромагнитные выключатели выпускаются на напряжение 6...10 кВ.

Воздушные выключатели. Гашение дуги осуществляется потоком сжатого воздуха. Номинальное напряжение до 1150 кВ.

Элегазовые выключатели. Гашение дуги производится потоком элегаза, либо путем подъема давления в камере за счет дуги, горящей в замкнутом объеме газа. Применяются на все классы напряжения.

Вакуумные выключатели. Контакты расходятся в вакууме. Вакуумные выключатели применяются при напряжении до 110 кВ включительно. Вакуумные выключатели ВБЭ–110 предназначены для выполнения частых коммутационных операций в нормальных и аварийных режимах работы трансформаторов дуговых сталеплавильных печей и других электроустановок в достаточно жестких режимах (по 50...100 коммутаций в сутки).

Обозначения типов выключателей приведены ниже.

Воздушные и элегазовые выключатели

Выключатель	В
Воздушный	В
Выключатель-отключатель	ВО
Наружной установки	Н
Баковый	Б
Тропического исполнения	Т
Крупномодульный	К

Давление сжатого воздуха повышено	Д
Усиленный по скорости восстанавливающегося напряжения.	У
Модернизированный	М
Элегазовый	Э
Комбинированный	К
Класс напряжения, кВ	
Категория изоляции	А / Б
Масляные выключатели	
Завод-изготовитель:	
Уральский	У
Свердловский	С
Выключатель	В
Масляный или маломасляный	М
Колонковый	К
Подстанционный	П
Трехполюсный	Т
Дистанционный	Д
Электромагнитный привод	Э
Класс напряжения, кВ	
Категория изоляции	А, Б

Основные характеристики масляных, воздушных, вакуумных и элегазовых выключателей 35...1150 кВ приведены в справочниках.

Значения скорости восстанавливающегося напряжения, имеющиеся в заводских материалах, приведены в таблице 5.4.

Выключатели могут применяться и в сетях более низкого напряжения, чем $U_{ном}$; их отключаемая мощность при этом снижается пропорционально уменьшению напряжения.

Компания АББ производит также полный диапазон высоковольтных колонковых элегазовых выключателей с однополюсным или трехполюсным управлением напряжением до 800 кВ и током отключения до 63 кА:

EDF SK до 84 кВ с номинальным током до 2500 А;

LTBD до 170 кВ с номинальным током до 3150 А;

LTV E до 800 кВ с номинальным током до 4000 А;

WCB и DCB до 420 кВ – выключатели выкатной конструкции (WCB) и выключатели-разъединители (DCB) для применения в компактных РУ.

5.2.2 Выбор выключателей

Выключатели выбирают [8]:

1. По напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (4.1)$$

где $U_{\text{уст}}$ - напряжение сети, где предполагается установка выключателя;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение выключателя (по каталогу).

2. По длительному току:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{раб. max}}$ — максимальный рабочий ток; $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток выключателя (по каталогу).

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими трансформаторами можно определить с учетом допустимой перегрузки трансформатора на 40 % при отключении одного из трансформаторов:

$$I_{\text{раб. max}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (4.3)$$

Рабочий максимальный ток сети с двумя параллельно работающими линиями определяется с учетом возможности передать всю мощность по одной линии при отключении другой:

$$I_{\text{раб. max}} = 2 \cdot I_{\text{ном}}. \quad (4.4)$$

Рабочий максимальный ток цепи генератора определяется:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{P_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{\text{ном.г}} \cdot 0,95}, \quad (4.5)$$

где $P_{\text{ном.г}}$ - номинальная активная мощность генератора; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности генератора; $U_{\text{ном.г}}$ - номинальное напряжение на выводах генератора; 0,95 - коэффициент, учитывающий возможность выдачи генератором номинальной мощности при понижении напряжения на его выводах на 5 %.

3. По отключающей способности:

При времени срабатывания выключателя более 0,08 с и питании электроустановки от энергосистемы проверять выключатели по отключающей способности можно без учета апериодической составляющей тока КЗ [3]:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл. ном}}, \quad (4.6)$$

где $I_{\text{пт}}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ начала расхождения дугогасительных контактов; $I_{\text{откл. ном}}$ - номинальный ток отключения выключателя (по каталогу).

Выключатели проверяют:

1. На *электродинамическую устойчивость* к токам КЗ:

а) по действующему значению тока:

$$I'' \leq I_{\text{пр.с}}, \quad (4.7)$$

где I'' — начальное значение периодической составляющей тока КЗ; $I_{\text{пр.с}}$ — действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу);

б) по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}, \quad (4.8)$$

где i_y - ударный ток КЗ; $i_{\text{пр.с}}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

2. На *термическую устойчивость* к токам КЗ по тепловому импульсу:

$$I_m^2 t_m \geq I_k^2 t_k, \quad (4.9)$$

$$B_k = I_m^2 \cdot t_m,$$

где B_k — тепловой импульс по расчету; I_t , — допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу); t_t - время термической стойкости выключателя при протекании тока I_t .

Для электрических сетей тепловой импульс от тока КЗ можно определить по выражению

$$B_k = I_t^2 \cdot \tau_t, \quad (4.10)$$

$$\tau_t = t_{\text{п.в}} + t_{\text{р.з}}, \quad (4.11)$$

где $t_{п-в}$ - полное время отключения выключателя по каталогу (время с момента подачи импульса на отключение до полного погасания дуги); $t_{р.з}$ - время действия релейной защиты (при учебном проектировании это время можно принять равным 0,1 с).

5.3 Выбор разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в высоковольтных сетях при выводе электрооборудования в ремонт. Разъединители включают и отключают без нагрузки (предварительно цепь должна быть отключена выключателем). В отдельных случаях разрешается разъединителями выполнение операций под напряжением, что строго регламентируется Правилами технической эксплуатации.

Разъединители выбирают так же, как высоковольтные выключатели, но не проверяют на отключающую способность.

Условное обозначение разъединителей:

РВО – разъединитель (Р) для внутренней установки (В), однополюсный (О). Числитель – номинальное напряжение, кВ, знаменатель – номинальный ток, А.

РЛВОМ – однополюсный разъединитель с линейным контактом (Л) для внутренней установки (В), модернизированный (М).

РВФ – разъединитель внутренней установки, с фигурным исполнением токопровода (Ф).

РВЗ – разъединитель внутренней установки с заземляющим ножом (З).

РЛНД – разъединитель с линейным контактом (Л), для наружной установки (Н), с двумя колонками (Д).

РНД(З) – разъединитель наружной установки (Н), с двумя колонками (Д) и заземляющим ножом (З).

Для управления однополюсными разъединителями внутренней установки напряжением до 35 кВ применяется оперативная изолирующая штанга, на од-

ном конце которой укреплен стальной крючок, вдеваемый при включении или отключении в отверстие рычага на его валу.

Для управления трехполюсными разъединителями внутренней установки применяется ручной привод типа ПР-10, имеющий два исполнения: с нормальной и укороченной ручкой. Для управления разъединителями на большие токи применяется червячный привод типа ПЧ-50.

Для управления разъединителями наружной установки применяются ручные приводы ПРИЗ (на напряжение 10 кВ) и ПР-10, конструкция которых усложняется при наличии в разъединителе ножей заземления.

Для дистанционного электрического управления разъединителями внутренней и наружной установки используются электродвигательные приводы.

Для управления главными и заземляющими ножами разъединителей наружной установки применяется электродвигательный привод ПДН.

Выбор разъединителей:

1. Номинальное напряжение разъединителя

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном. сети}},$$

где $U_{\text{ном. сети}}$ — номинальное напряжение сети.

2. Номинальный ток разъединителя

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном. расч}},$$

где $I_{\text{ном. расч}}$ — наибольший ток нагрузки установки.

3. Ток динамической стойкости разъединителя (мгновенное значение)

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

где $i_{\text{уд}}$ — ударный ток КЗ установки (мгновенное значение тока).

4. Ток термической стойкости разъединителя $I_{\text{т}}$ (действующее значение) в течение времени термической стойкости $t_{\text{т}}$ должен удовлетворять неравенству:

$$I_{\text{м}}^2 t_{\text{м}} \geq I_{\text{к}}^2 t_{\text{к}},$$

где $I_{\text{к}}$ — действующее значение тока КЗ; $t_{\text{к}}$ — время его протекания.

Аналогично проверяется термическая стойкость заземляющих ножей.

5.4 Выбор выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки предназначены для отключения и включения токов нагрузки до 400 А в сетях 6...10 кВ, но не отключают токи КЗ (поэтому последовательно с ними устанавливаются предохранители).

Выключатели нагрузки выбирают:

1. По напряжению:

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

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение сети, где предполагается установка выключателя;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение выключателя (по каталогу)

2. По длительному току, формула (4.2)

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

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток; $I_{\text{ном.}}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу).

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{откл. ном.}},$$

где $I_{\text{откл. ном.}}$ – номинальный ток отключения выключателя (по каталогу).

Выключатели нагрузки выбирают:

1. На электродинамическую устойчивость к токам КЗ:

а) по действующему значению тока

$$I'' = I_{\text{пр. с}}$$

где I'' – начальное значение периодической составляющей тока КЗ; $I_{\text{пр. с.}}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ (по каталогу);

б) по амплитудному значению тока:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ ((по каталогу).

3. На термическую устойчивость к токам КЗ

$$B_{\text{к}} = I_t^2 \cdot t_t,$$

где B_k – тепловой импульс по расчёту; I_t – допустимый ток термической стойкости выключателя (по каталогу); t_t – время термической стойкости выключателя при протекании тока I_t .

5.5 Выбор короткозамыкателей и отделителей

Короткозамыкатели и отделители устанавливались на трансформаторных подстанциях 35...220 кВ, выполненных с целью удешевления без выключателей на высокой стороне. В настоящее время на вновь проектируемых и реконструируемых подстанциях отделители и короткозамыкатели заменяют на выключатели с целью повышения надежности электроснабжения.

Короткозамыкатель включается для создания искусственного короткого замыкания в линии, чтобы при повреждении трансформатора (или на его выводах) отключился выключатель на головном участке питающей линии, так как релейная защита линии не чувствительна к повреждениям в трансформаторе.

Короткозамыкатель создает двухфазное КЗ при напряжении 35 кВ (нейтраль сети изолирована) или однофазное при напряжении 110 или 220 кВ (нейтраль сети заземлена наглухо).

После отключения питающей линии в бестоковую паузу автоматически отключается поврежденный трансформатор. Если линия питает не одну подстанцию, через некоторый промежуток времени срабатывает АПВ (автоматическое повторное включение) выключателей головного участка и неповрежденная часть сети вновь включается в работу.

Отделители выбирают:

1. По напряжению, формула (4.1).
2. По току, формула (4.2).

Отделители проверяют:

1. На электродинамическую устойчивость:
 - а) по действующему значению тока, формула (4.7);

б) по амплитудному значению тока, формула (4.8).

2. На *термическую устойчивость*, формула (4.9).

Короткозамыкатели выбирают:

1. По *напряжению*, формула (4.1).

Короткозамыкатели проверяют:

1. На *электродинамическую устойчивость*:

а) при напряжении 35 кВ

$$i_y^2 \leq i_{пр. с},$$

б) при напряжении 110...220 кВ

$$i_y \leq i_{пр. с}.$$

2. На *термическую устойчивость*, формула (4.9).

5.6 Выбор разрядников и ограничителей перенапряжений

Для защиты линейной изоляции от атмосферных перенапряжений применяются трубчатые разрядники, вентильные разрядники и ограничители перенапряжений (для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений).

Трубчатые разрядники выпускаются на номинальное напряжение от 3 до 110 кВ. Разрядники серии РВС (разрядник вентильный стационарный) служат для защиты от атмосферных перенапряжений. Технические данные разрядников (РВС), размеры и масса приведены в справочниках. Общий вид некоторых разрядников этой серии дан на рисунках 32.13 и 32.14 [22].

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений применяются вентильные разрядники серии РВМК-ЗОП и РВМК-500П (разрядник вентильный, с магнитным гашением дуги, комбинированный, с повышенным напряжением гашения). Технические данные и общий вид разрядников приведены в каталогах и справочниках

Разработаны и выпускаются разрядники для защиты установок постоянного тока с номинальным напряжением от единиц киловольт до 800 кВ.

Создание новых высоколинейных резисторов на базе оксидно-цинковых материалов позволило разработать ограничители перенапряжений, выполняющих ту же функцию, что и вентильные разрядники. В отличие от вентильных разрядников ОПН не имеют искровых промежутков и присоединяются непосредственно к линии или защищаемому объекту. ОПН выпускаются на широкую гамму напряжений от 0,04 кВ до 500 кВ.

Трубчатые разрядники

1. Номинальное напряжение разрядника $U_{\text{ном. разр.}}$ должно соответствовать номинальному напряжению сети $U_{\text{ном. сети}}$

$$U_{\text{ном. разр}} \geq U_{\text{ном. сети}}.$$

2. Токи короткого замыкания, возникающие при срабатывании разрядника, должны находиться в пределах токов, отключаемых разрядником.

3. Искровые промежутки S_1 и S_2 берутся в соответствии с данными таблиц справочников.

Вентильные разрядники и ограничители перенапряжения

1. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ разрядника или ограничителя перенапряжения должно быть равно номинальному напряжению сети $U_{\text{ном. сети}}$.

2. Расстояние до защищаемого объекта выбирается в зависимости от номинального напряжения сети, схемы установки и типа разрядника в соответствии с ПУЭ.

5.7 Выбор плавких предохранителей на напряжение выше 1кВ

В электрических сетях высоковольтные предохранители применяют для защиты силовых трансформаторов и измерительных трансформаторов напряжения.

На напряжении 10 кВ понижающих подстанций устанавливают предохранители типов ПК (с кварцевым наполнителем), а на напряжении 35 или 110 кВ -

предохранители типов ПСН (стреляющие). Для защиты со стороны высшего напряжения трансформаторов напряжения применяют предохранители ПКТ.

Предохранители для защиты трансформаторов выбирают:

1. По напряжению, формула (4.1).
2. По номинальному току, $I_{\text{ном. пр}}$, формула (4.2).
3. По отключающей способности, формула (4.6).
4. По номинальному току плавкой вставки, $I_{\text{в. ном}}$:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{в. ном}} \quad (4.28)$$

Плавкие вставки предохранителей выбирают с учетом отстройки их от бросков намагничивающего тока трансформатора. Рекомендуемые ПУЭ значения номинальных токов плавких вставок предохранителей в зависимости от мощности трансформаторов 10/0,4 кВ приведены в таблице 4.3.

Выбранные по таблице 4.3 плавкие вставки необходимо проверить на селективность защиты со стороны 0,4 кВ. Необходимо обеспечить селективность защиты со стороны высокого напряжения с предохранителями или автоматическими выключателями ввода 0,4 кВ или, по крайней мере, с отходящими линиями 0,4 кВ.

Таблица 4.3 - Номинальные токи плавких вставок предохранителей для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ

Номинальная мощность	Номинальный ток трансформатора на стороне 10 кВ·А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А
25	1,44	5
40	2,31	8
63	3,64	10
100	5,77	16
160	9,25	20
250	14,5	40(32)
400	23,1	50
630	36,1	80
1000	57,8	100
1600	92,5	150
2500	144,5	200

Проверка вставки на селективность с аппаратами защиты ввода 0,4 кВ выполняется в общем случае сопоставлением их характеристик на карте селективности защит.

Для трансформаторов 10/0,4 кВ карту селективности можно не строить, а выполнить следующие условия. Селективность будет обеспечена, если

$$t_B \geq \frac{t_{c.з} + \Delta t}{K_n}, \quad (4.29)$$

где t_B - время плавления плавкой вставки предохранителя при КЗ на стороне 0,4 кВ, с; $t_{c.з}$ - полное время срабатывания защиты со стороны 0,4 кВ, с которой осуществляется согласование предохранителя, $t_{c.з} = 0,02 \pm 0,01$ с - для электромагнитных расцепителей автоматов с учетом разброса срабатывания, $t_{c.з}$ для предохранителей определяется по ампер-секундной характеристике; Δt - минимальная ступень селективности, принимается для автоматов - 0,3 с, для предохранителей - 0,6 с; K_n - коэффициент приведения каталожного времени плавления плавкой вставки и времени ее разогрева, K_n принимается равным величине 0,9.

Если выбранная плавкая вставка не обеспечивает требуемое t_B , то следует принять плавкую вставку на больший номинальный ток, при котором требуемое время плавления будет обеспечено, но в этом случае необходимо сделать проверку по допустимому времени протекания тока КЗ t_K в трансформаторе по условию его термической стойкости.

Проверка осуществляется по условию

$$t_B \leq t_K \leq 5. \quad (4.30)$$

Допустимое время протекания тока КЗ в трансформаторе определяется:

$$t_K = \frac{900 \cdot I_{ном.Т}^2}{I_\infty^2} = \frac{900}{k^2}, \quad (4.31)$$

где k - отношение установившегося тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Во всех случаях t_K не должно превышать 5 с.

Выбор плавких вставок предохранителей на стороне 35...110 кВ трансформаторных подстанций 35/10, 110/10 или 35/0,4 кВ осуществляется аналогично, но вместо таблицы 4.3 номинальный ток плавкой вставки выбирают согласно директивным материалам с учетом отстройки от бросков намагничивающего тока трансформатора по выражению

$$I_{\text{в. ном}} \geq 2 I_{\text{ном. т}} \quad (4.32)$$

Затем проверяют вставку на селективность работы с ближайшей защитой с низкой стороны:

$$I_{\text{к. расч}} = \frac{K_n}{K_m \cdot I_{\infty, \text{н}}}, \quad (4.33)$$

где $I_{\text{к. расч}}$ - расчетный ток на стороне высшего напряжения трансформатора при КЗ на стороне низшего напряжения; K_n - коэффициент надежности, учитывающий разброс ампер-секундных характеристик предохранителей и необходимый запас; K_m - коэффициент трансформации трансформатора; $I_{\infty, \text{н}}$ - установившийся ток КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора.

По току $I_{\text{к. расч}}$ на ампер-секундной характеристике предохранителя определяют время перегорания плавкой вставки $t_{\text{в}}$. Затем сравнивают это время с временем срабатывания защиты с низкой стороны трансформатора $t_{\text{с. з}}$. Если степень селективности $\Delta t = t_{\text{в}} - t_{\text{с. з}} < 0,6$, то выбирают плавкую вставку на больший номинальный ток.

На рисунках 4.2 и 4.3 приведены ампер-секундные характеристики плавких предохранителей типов ПК и ПСН.

Технические данные предохранителей приведены в таблице 4.4.

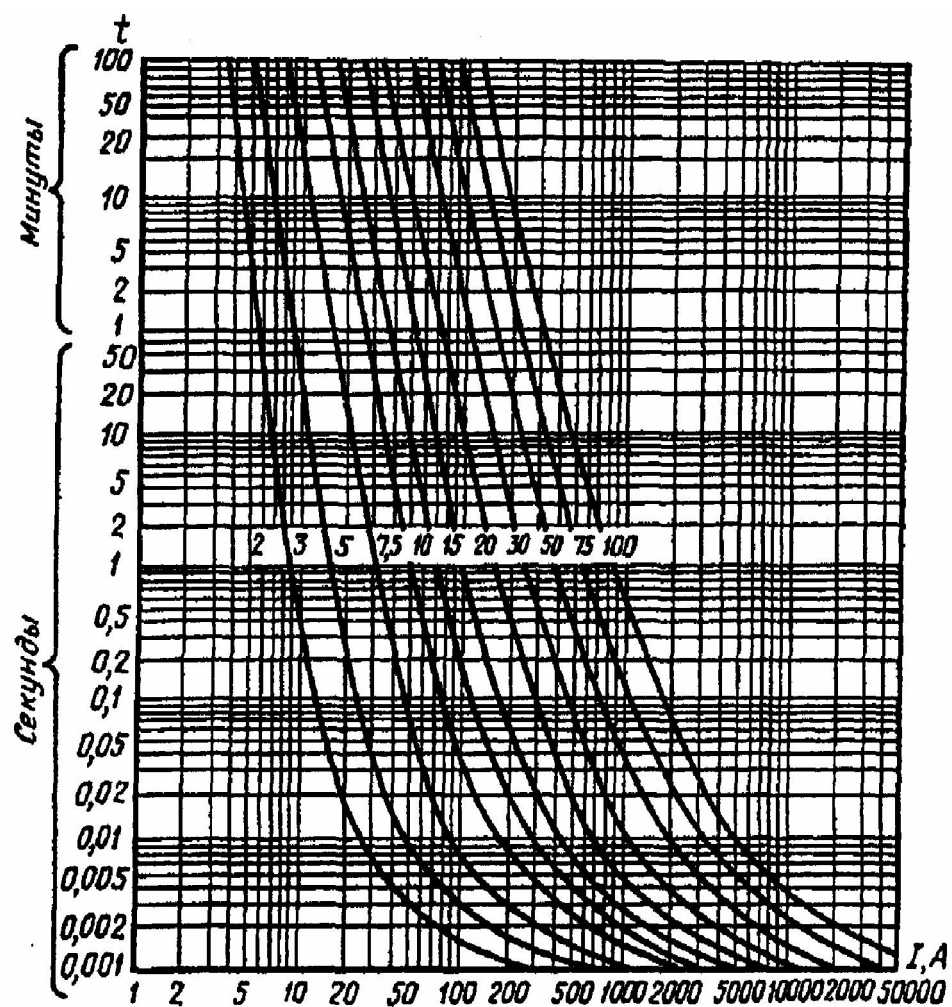


Рисунок 4.2 - Ампер-секундные характеристики предохранителей типа ПК

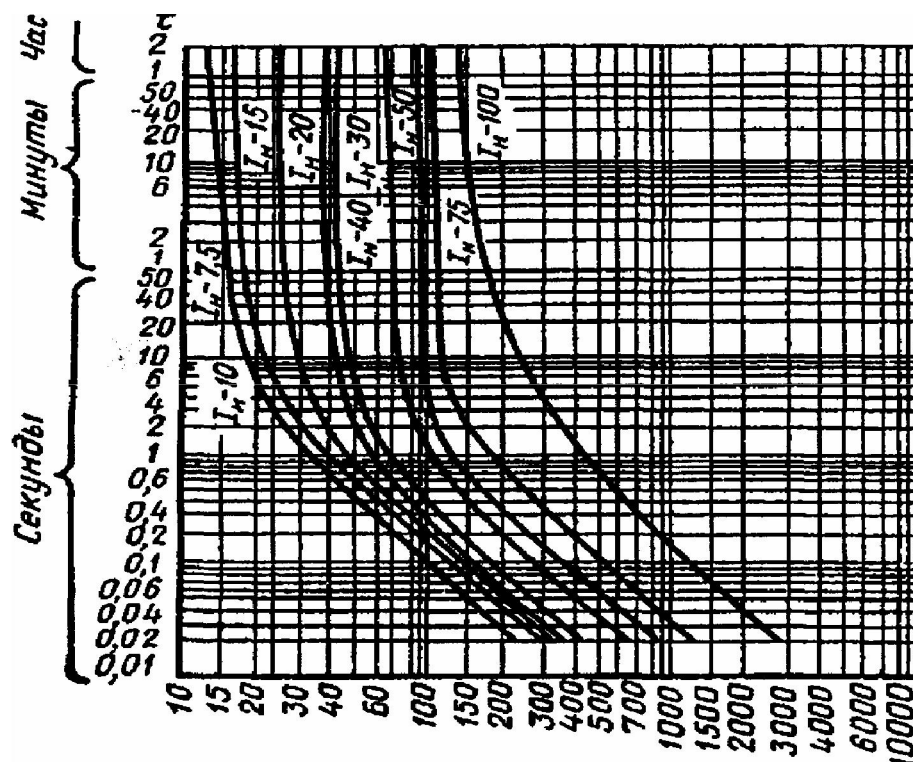


Рисунок 4.3 - Ампер-секундные характеристики предохранителей типа ПСН

Таблица 4.4 - Технические характеристики предохранителей

Тип высоковольтного предохранителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток плавких вставок, А	Максимальная отключающая (трехфазная) мощность, кА	Минимальный отключаемый ток (кратность к номинальному), А
Для внутренней установки					
ПК-6/30	6	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-6/75	6	75	40...75	200	3
ПК-6/150	6	150	100, 150	200	3
ПК-6/300	6	300	200, 300	200	3
ПК-10/30	10	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-10/50	10	50	40, 50	200	3
ПК-10/100	10	100	75, 100	200	3
ПК-10/200	10	200	150, 200	200	3
ПК-35/10	35	10	2...10	200	Не ограничен
ПК-35/20	35	20	15...20	200	3
ПК-35/40	35	40	30, 40	200	3
Для наружной установки					
ПК-6Н/30	6	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-10Н/30	10	30	2...30	200	Не ограничен
ПК-20Н/10	20	10	2...7,5	100	Не ограничен
ПВ (ПСН)-10	10	100	7,5...100	200	Не ограничен
ПВ (ПСН)-35	35	100	7,5...100	500	Не ограничен
ПВ (ПСН)-110	110	50	7,5...50	750	Не ограничен

Примечание. Шкала номинальных токов плавких вставок высоковольтных предохранителей: 2; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300 А.

Список литературы

1. Степанов В.М., Косырихин В.С. Проектирование систем электроснабжения объектов: учеб. пособие. Тула: Изд-во ТулГУ, 2015. 368 с.: ил.
2. Степанов В.М., Косырихин В.С. Расчёт и проектирование электрических сетей и систем: монография. Тула: Изд-во ТулГУ, 2013. 350 с.: ил.
3. Правила устройства электроустановок. ПУЭ. Издание седьмое (от 08.07.2002. №204.
4. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока, с напряжением 35...750 кВ. Москва: Издательство ФСК ЕС, 2006 г., 96 стр.
5. Типовые схемы распределительных устройств принципиальные электрические 35...750 кВ. Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 г., 132 стр.
6. Токи короткого замыкания. Руководящий документ 153-340-20.526-98, Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2002 г., 302 стр.
7. ГОСТ Р52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках.

Приложение А – Высоковольтные выключатели

Таблица 5.2 – **Выключатели 6...20 кВ**

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$S_{\text{откл}}$, МВ·А	$I_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{вкл}}$, с
Масляные							
МГУ-20	20	5000	3000	90	300	0,155	0,8
МГГ-10	10	5000	1000	63	170	0,12	0,4
ВМПЭ-10	10	5000, 4000, 3200	750	45	120	0,12	0,4
		630, 1000,1600,3200	550	31,5	80;	0,12	0,3;
ВКЭ-10	10	0	350	20	52	0,07	0,3
ВК-10	10	1600; 1000; 630;	550	31,5	80;	0,05;	0,075;
			350	20	52	0,05	0,075
ВМП-10	10	1600; 1000; 630	350;	20;	52;	0,1;	0,3;
			280	16	40	0,1	0,3
ВПМП-10	10	1600; 1000; 630; 1600; 1000; 630	350	20	52	0,12	0,3
			280	16	40	0,12	0,3
ВММ-10	10	1000; 630; 630; 400	170	10	25	0,1	0,2
		1000; 630					
		630; 400					
		400					
Воздушные							
ВВГ-20	20	20000; 12500	5500	160	410	0,14	0,1
ВЭ-10	10	3600; 2500; 1600; 1250	550	31,5	80	0,075	0,075
Вакуумные							
ВВТЭ-М-10	10	630...1600		12,5;		0,04	—
ВБПС-10			220; 350; 550	20; 31,5	32; 52; 80	0,055	—
						0,04	—
ВВЭ-М-10			350; 550	20; 31,5		0,035	—
					52;	0,04	—
ВБПВ-					80	0,04	—

10			220; 350	12,5; 20	32; 52	0,05	—
ВБЧ- СП-10		2000...3150		31,5	80	0,05	—
ВБЧ- СЭ-10			550; 700	40	100		
ВБСК- 10							
ВВЭ-М- 10							

Таблица 5.2 – Окончание

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$S_{\text{откл}}$, МВ·А	$I_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{вкл}}$, с
Вакуумные							
VD4		630...1250	280	16	40	0,06	0,06
с залиты- ми полюсами (АББ)	10	630...1250	350	20	52	0,06	0,06
		630...2500	430	25	63	0,06	0,06
		630...2500	550	31,5	80	0,06	0,06
		630...2500	700	40	100	0,06	0,06
		630...2500	700	40	100	0,06	0,06
VD4	20	630...2000	560	16	40	0,06	0,06
		630...2000	700	20	50	0,06	0,06
		630...2500	860	25	63	0,06	0,06
		3150...4000	430	25	63	0,06	0,06
		3150...4000	550	31,5	80	0,06	0,06
со сбор- ны- ми полю-	10	3150...4000	700	40	100	0,06	0,06
		1250...4000	960	50	125	0,06	0,06

са- ми (АББ	35	1250...2000	1090	63	158	0,06	0,06
		1250...3150	1500	25	63	0,06	0,06
		1250...3150	1900	31,5	80	0,06	0,06
Элегазовые							
LF1	6,3	630; 1250	270; 340	25; 31,5	36; 80	0,7	—
LF2	10	630; 1250; 2000	430;550 440; 550	40 31,5	100 80		—
	6,3						—
	10						—
Элегазовые генераторные выключатели и аппаратные комплексы							
HGI 2	17,5	6300	—	50	125	0,055	0,056
HGI 3	21	8000	—	63	158	0,048	0,048
HGI 3*	21	7700	—	63	158	0,053	0,056
HGI 3/4*	25,3	12000	—	100	255	0,55	0,053
HGI 5/6*	25,3	12000	—	120	310	0,55	0,053
HGI 7/8*	30	22000...28000	—	190	490	0,67	0,07

* В состав генераторных аппаратных комплексов, кроме выключателя, могут входить следующие аппараты: разъединитель, трансформаторы тока и напряжения и др.

Таблица 5.3 – **Масляные выключатели 35...220 кВ**

Тип	$I_{ном},$ А	$S_{откл},$ МВ·А	$I_{откл},$ кА	$i_{уд},$ кА	$t_{откл},$	$t_{вкл},$ с
35 кВ						
С-35	3200; 2000	3000	50	125	0,08	0,7
МКП-35*	1000	1200; 1500	20; 25	52; 63	0,05 0,11	0,4 0,35
ВМКЭ-35	1000	1000	16	40	0,15	0,34
ВТ-35	630	750	12,5	32	0,09	0,34
ВТД-35	630	750	12,5	32	0,04	0,3
С-35М*	630	600	10	26		
110 кВ						
У-110А(Б)	2000; 2000	9500; 7600	50; 40	125; 100	0,05; 0,06	0,3; 0,8

Таблица 5.3 – **Окончание**

Тип	$I_{\text{ном}},$ А	$S_{\text{откл}},$ МВ·А	$I_{\text{откл}},$ кА	$i_{\text{уд}},$ кА	$t_{\text{откл}},$ с	$t_{\text{вкл}},$ с
110 кВ						
ММО-110Б	1600; 1250	5900; 3800	31,5; 20	80; 52	0,08 0,08	0,08 0,08
ВМТ-110Б*	1600; 1250	4800; 7600	25; 40 20	63; 100 52	0,08 0,05	0,6 0,6
МКП-110Б	1000; 630	3800				
220 кВ						
У-220 А (Б	2000 2000;	16000 9500;	40 25; 25	100 63; 63	0,08 0,08	0,45; 0,8
У-220 А (Б)*	1000 1000	9500 9500	25 25; 40	63 63;	0,08 0,08	0,45; 0,8
У-220 Б	1600;	9500;		100		0,8
ВМТ-220	2150	16000				0,6

* Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 5.4 – Воздушные выключатели 35...750 кВ

Тип	$I_{\text{ном}},$ А	$S_{\text{откл}},$ МВ·А	$I_{\text{откл}},$ кА	$i_{\text{уд}},$ кА	$t_{\text{откл}},$ с	$t_{\text{вкл}},$ с	Скорость вос- стана- вливающегося на- пряжения, кВ / мкс
35 кВ							
ВВЭ-35*	1600 2000	1200	20	52	0,05	0,38	–
ВВУ-35А*	3150	2400	40	100	0,07	0,15	Не ограничена
110...150 кВ							
ВВБК-110Б	3150 2000	9500 7600	50 40	125 100	0,045 0,08	0,3 0,2	1,5 Не ограничена
ВВУ-110Б	2000	5900	31,5	80	0,07	0,2	1,0
ВВЕМ-110Б*	1600 3150	5900 6800	31,5 35,5	80 90	0,06 0,07	0,2 0,2	1,2 1,4

ВВБТ-110Б							
ВВБК-150Б							
220 кВ							
ВНВ-220	3150;	24000	63;	158	0,04	0,1	1,8
	3150	15200	40	100	0,04	0,1	1,4
ВВБК-220Б	3150	21000	56	143	0,025	0,3	1,6
	2000	15200	40	100	0,08	0,25	2,0
ВВД-220Б*	2000	12000	31,5	80	0,08	0,2	1,2
ВВС-220Б*	1600	12000	31,5	80	0,08	0,25	1,2
ВВБ-220Б							
ВВБТ-220Б							
330 кВ							
ВНВ-330Б	3150	36000	63	158	0,04	0,1	2,0

Таблица 5.4 – Окончание

Тип	$I_{\text{ном}}$, А	$S_{\text{откл}}$, МВ·А	$I_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{вкл}}$, с	Скорость вос- стана- вливающегося на- пряжения, кВ / мкс
ВНВ-330	4000;	22800;	40;	100;	0,025	0,1	1,5
	3150	36000	63	158			
ВВБК-330	3150	22800	40	100	0,04	0,08	1,5
	3200	22800;	40;	100;	0,08	0,25	1,2
ВВД-		18000	31,5	80			

330Б	2000	18000	31,5	80	0,05	0,23	1,2
	3150	29000	50	125	0,06	0,25	–
ВВ-330Б							
ВВДМ-330Б							
500 кВ							
ВНВ-500*	4000	55000	63	158	0,024	0,1	2,4
	3150	43000	50	125	0,025	0,3	2,1
ВВБК-500(А)	3150;	34500;	40;	100;	0,04;	0,1;	
ВНВ-500*	4000	55000	63	158	0,04	0,1	1,8
	2000	31000	35,5	90	0,08	0,25	1,5
	2000	31000	35,5	90	0,055	0,25	1,5
ВВБ-500(АБ)							
ВВ-500(АБ)							
750 кВ							
ВНВ-750	4000;	52000	40	100	0,025	0,1	2,6
	3150						
ВВБ-750	3200	52000	40	100	0,06	0,15	2,0
	500	52000	40	100	0,025	0,1	2,0
ВО-750							
1150 кВ							
ВНВ-1150	4000	80000	40	100	0,03	0,1	2,6
	600	80000	40	100	0,03	0,1	2,6
ВО-1150							

* Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 5.5 – **Выключатели вакуумные**

Тип	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$S_{\text{откл}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$t_{\text{откл}}, \text{с}$	$t_{\text{вкл}}, \text{с}$
35 кВ						
ВБНТ-35	630	1200;	20;	52;	0,05	0,06
	1000; 1250;	1900	35	89	0,085	0,4

ВБУ-35	1600	3000	50	125	0,05	0,06
ВБН-3511	1600	1200	20	52		
110кВ						
ВБЭ-110	1250; 1600	950; 3800;	5; 20;	52; 80	0,07	0,1
ВБУ-110	1000; 1250; 1600	6000 9500	31,5 50	125	0,085	0,4

Таблица 5.6 – Выключатели элегазовые

Тип	$I_{\text{ном}}$, А	$S_{\text{откл}}$, МВ·А	$I_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{вкл}}$, с	Примечание
35 кВ							
ВГБЭ-35 ВГБЭП-35	630	750	12,5	32	0,04	0,1	–
110 кВ							
ВГТ-110	2500	7600	40	100	0,035	0,062	УЭТМ
ВЭБ-110	2000;	7600	40	100	0,04	0,08	УЭТМ и ЭМЗ
	2500	7600	40	100	0,04	0,08	УЭТМ и ЭМЗ
ЛТВ-14501	3150	7600	40	100	0,04	0,04	АББ
	4000	12000	63	158	0,04	0,08	АББ
HPL 145A1	3000	7600	40	100	0,05	0,065	АББ
145PM	4000	12000	63	158	0,05	0,065	АББ
	до 4000	7600	40	100	0,035	0,063	Siemens
		7600	40	100	0,034	0,057	Siemens
3APIFG-145	до 4000	5900	31,5	80	0,028	0,1	Alstom
3APIDT-145	4000	7600	40	100	0,028	0,1	Alstom
HGF-1012	2500						
	4000						
220 кВ							
ВГТ-220	2500	15200	40	100	0,035	0,062	УЭТМ
ВГБУ-220	2000	15200	40	100	0,035	0,07	УЭТМ и ЭМЗ
HPL							

245B1	5000	19000	50	125	0,04	0,065	АББ
242 PMR	4000	15200	40	100	0,055	0,065	АББ
242 PMG	4000	24000	63	158	0,055	0,065	АББ
3APIFG-245	до 4000	19000	50	125	0,037	0,058	Siemens
3APIDT-245	до 4000	19000	50	125	0,037	0,060	Siemens
HGF-1014	3000; 4000	15200; 19000	40; 50	100; 125	0,025	0,1	Alstom
330 кВ							
ВГУ-330							
ВГБ-330							
HPL 420B2							
362 PM							
3AQ2-362							
GL 315							
500 кВ							
ВГБ-500	3150	34600	40	100	0,035	0,1	УЭТМ и ЭМЗ
HPL 550B2	5000	43000	50	125	0,04	0,065	АББ
550 PM	4000	43000	50	125	0,04	0,060	АББ
3AQ2-550	до 4000	43000	50	125	0,04	–	Siemens
GL 317	4000	4300	50	125	0,036	–	Alstom
750 кВ							
ВГУ-750	3150	61000	47	120	0,027	0,12	УЭТМ
HPL800B4	4000	64900	50	125	0,04	0,065	АББ

Таблица 5.7 – Базовые элегазовые выключатели компании АББ

Тип элегазового выключателя		$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{откл}}$, кА
121PM 40	– 20В	110	2000;	40
	– 30В	110	3000...3150	40
	– 20В	110	2000;	50

	– 30B	110	3000...3150	50
121PM 63	– 20B;	110	2000;	63
	– 30B	110	3000...3150	63
245PMG 40	– 20B	20	2000	50
	– 30B	20	3000...3150	50
	– 40B	20	4000	50
245PMG 63	– 20B	20	2000	63
	– 30B	20	3000...3150	63
	– 40B	20	4000	63
362PMI 31	– 12B	330	1200..1250	31,5
	– 20B	330	2000	31,5
	– 30B	330	3000...3150	31,5
362PMI 40	– 12B	330	1200..1250	40
	– 20B	330	2000	40
	– 30B	330	3000...3150	40
	– 40B	330	4000	40
362PMI 50	– 12B	330	1200..1250	50
	– 20B	330	2000	50
	– 30B	330	3000...3150	50
	– 40B	330	4000	50
550PM 40	– 20B	550	2000	40
	– 30B	550	3000...3150	40
	– 40B	550	4000	40
550PM 50	– 20B	550	2000	50
	– 30B	550	3000...3150	50
	– 40B	550	4000	50
550PM 63	– 20B	550	2000	63
	– 30B	550	3000...3150	63
	– 40B	550	4000	63
550PM 80	– 20B	550	2000	80
	– 30B	550	3000...3150	80
	– 40B	550	4000	80
800PM 40	– 20B	750	2000	40
	– 30B	750	3000...3150	40
	– 40B	750	4000	40

800PM 50	– 20В	750	2000	50
	– 30В	750	3000...3150	50
	– 40В	750	4000	50
800PM 63	– 20В	750	2000	63
	– 30В	750	3000...3150	63
	– 40В	750	4000	63

Таблица 5.8 – Ячейки элегазовых выключателей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$S_{\text{откл}}$, МВ·А	$I_{\text{откл}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{вкл}}$, с
ЯЭ-11	110	1600; 2000	7600	40	100	0,055	0,08
ЯЭУ- 220	220	3150	15200;	40	100;	0,06	0,15
			19000	50	125		
ЯЭУ- 330*	330	4000	36000	63	158	0,055	0,1
	500	4000	43000	50	158	0,055	0,1
ЯЭУ- 500							

* Разработаны отечественной промышленностью.