

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Белгородский государственный технологический  
университет им. В.Г. Шухова

**Д.А. Прасол, Е.В. Жилин**

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ**

*Утверждено научно-методическим советом университета в  
качестве методических указаний к выполнению курсовой работы для  
студентов направления бакалавриата 13.03.02 – «Электроэнергетика  
и электротехника»*

Белгород  
2021

УДК 004 (07)

ББК 32.81 я7

Э45

Рецензент:

Кандидат технических наук, доцент кафедры технической кибернетики  
Белгородского государственного технологического университета им. В.Г.  
Шухова, *Коробкова Е.Н.*

Э45 Электрические станции и подстанции: методические указания к  
выполнению курсовой работы / сост.: Д.А. Прасол, Е.В. Жилин  
– Белгород: Изд-во БГТУ, 2021. – 55 с.

В методических указаниях приведены краткие теоретические сведения, руководство для выполнения курсовой работы, примеры выполнения разделов курсовой работы в рамках изучения дисциплины «Электрические станции и подстанции» в соответствии с государственным образовательным стандартом высшего образования и учебными планами направления подготовки бакалавриата 13.03.02.

Методические указания предназначены для студентов очной, очно-заочной и заочной форм обучения направления бакалавриата 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника».

Издание публикуется в авторской редакции.

**УДК 004 (07)**

**ББК 32.81 я7**

© Белгородский государственный  
технологический университет  
(БГТУ) им. В. Г. Шухова, 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	4
Задание на курсовую работу по дисциплине «Электрические станции и подстанции» .....	5
Оформление курсовой работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции» .....	5
Пример выполнения курсовой работы .....	15
1. Выбор числа и мощности трансформаторов .....	15
2. Выбор числа питающих ВЛ, выбор сечения проводов питающих ВЛ .....	19
2.1. Выбор числа питающих ВЛ .....	19
2.2. Выбор сечения проводов питающих ВЛ .....	20
3. Разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции .....	23
4. Расчет токов короткого замыкания .....	27
4.1. Расчет токов трехфазного короткого замыкания .....	27
4.2. Выбор токоограничивающих реакторов .....	31
5. Выбор и проверка основного электрооборудования .....	33
5.1. Выбор выключателей .....	35
5.2. Выбор разъединителей .....	38
5.3. Выбор измерительных трансформаторов тока .....	40
5.4. Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	44
5.5. Выбор ограничителей перенапряжения .....	46
5.6. Выбор шин и токоведущих частей .....	47
5.7. Выбор изоляторов .....	51
Библиографический список .....	53

## Введение

Основной задачей выполнения курсовой работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции» является закрепление знаний, полученных студентами при изучении курса, выработки у них навыков творческого мышления, умения использовать методики специальных расчетов, использовать справочные материалы и типовые проекты для решения инженерных задач электроэнергетики.

В данной курсовой работе проектируется электрическая часть подстанции. Это комплексная задача, решение которой требует знание материала данного и других изучаемых студентами курсов. Для упрощения проектирования в данной работе существует ряд допущений.

В пояснительной записке производится перечень подлежащих разработке вопросов: выбор числа и мощности трансформаторов, выбор числа и сечения питающих ВЛ, разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка основного электрооборудования.

Графическая часть данной курсовой работы представляется листами:

1. Однолинейная схема подстанции [1; 3; 7];
2. План ОРУ ВН (СН) и разрез по ячейке трансформатора (секционного выключателя ...) [1].

Выполнение и оформление курсовой работы состоит в последовательном решении вопросов задания на проектирование. При решении каждого вопроса необходимо приводить пояснения, расчеты, рисунки и схемы, таблицы и т.д. В ходе решения задач, поставленных в курсовой работе, необходимо периодически предоставлять результаты проектирования на проверку преподавателю.

Выполненная и подписанная курсовая работа решением руководителя проектирования допускается к защите, о чем он делает соответствующую запись на титульном листе.

## **Задание на курсовую работу по дисциплине «Электрические станции и подстанции»**

При выполнении курсовой работы необходимо спроектировать электрическую часть узловой подстанции на основе исходных данных, приведенных в табл. 1-2 для групп очной формы обучения, табл. 3 – для группы очно-заочной формы обучения, табл. 5 – для группы заочной формы обучения. Для группы очной формы обучения, обучающейся на английском языке, исходные данные задания представлены в табл. 4.

В курсовой работе должны быть решены следующие задачи:

1) выбор числа и мощности силовых трансформаторов (автотрансформаторов), построение зимнего суточного графика электрических нагрузок подстанции, проверка допустимости систематических нагрузок и аварийных перегрузок трансформаторов;

2) выбор числа питающих ВЛ, выбор сечений проводов питающих ВЛ;

3) разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции;

4) расчёт токов короткого замыкания в объёме, необходимом для выбора и проверки электрооборудования, а также расчёт максимальных рабочих токов;

5) выбор и проверка основного электрооборудования (выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, проходных и опорных изоляторов, нелинейных ограничителей перенапряжения, гибкой ошиновки РУ и жестких шин).

В графической части работы (выполняется на двух листах формата А3) показывается принципиальная однолинейная схема коммутации подстанции с указанием марок выбранного оборудования (лист 1) и план ОРУ ВН (или СН) и разрезы по ячейкам ОРУ ВН (СН) (лист 2). Примеры однолинейных схем приведены в [1; 3; 7], план ОРУ с разрезом – [1].

## **Оформление курсовой работы по дисциплине «Электрические станции и подстанции»**

Текстовый документ выполняется на одной стороне белой (писчей) бумаги формата А4 (210×297) с использованием ПК (персонального компьютера) в текстовом редакторе Microsoft Word for Windows. Текст документа выполняют, соблюдая следующие размеры полей: правое – 10 мм, левое – не менее 30 мм, верхнее, нижнее – 20 мм. Рамки в пояснительной записке не предусматриваются.

При выполнении текста документа с помощью ПК следует соблюдать следующие требования:

- шрифт Times New Roman, размер (кегель) – 14, стиль (начертание) – обычный, цвет шрифта – черный;
- выравнивание – по ширине; красная (первая) строка (отступ) – 1,25 см; межстрочный интервал – 1,5;
- автоматический перенос слов.

Заголовки разделов следует выполнять шрифтом Times New Roman Суг, стиль (начертание) жирный, прописными буквами, размер (кегель) – 14; подразделов – шрифтом Times New Roman Суг, стиль (начертание) – жирный, размер – 14; пунктов – шрифтом Times New Roman Суг, стиль – обычный, размер 14; текст документа – шрифтом Times New Roman Суг, стиль – обычный, размер 14.

При выполнении документа на ПК расстояние между заголовком раздела и заголовком подраздела – два интервала (12 пт).

Расстояние между заголовком раздела и текстом, если заголовок подраздела отсутствует – два интервала (12 пт). Расстояние между заголовком подраздела и текстом – один интервал. Расстояние между текстом и заголовком подраздела – два интервала.

Графическую часть работы необходимо выполнить на компьютере с помощью графических редакторов, таких как MS Visio, КОМПАС, AutoCAD (или другие). Все чертежи должны быть выполнены в соответствии с действующими ГОСТ и системой ЕСКД в целом. На листах обязательно предусматривается рамка и штамп.

Рисунки в тексте допускаются, **ТОЛЬКО** если они нарисованы в вышеперечисленных программах. Представлять распечатанный рисунок с обозначенными на нем вручную величинами, числами и т.д. **НЕДОПУСТИМО.**

При написании формул следует руководствоваться следующим: формула изначально записывается в общем виде, затем эта же формула должна быть представлена с числовыми значениями и только после этого можно указывать конечный результат расчета.

Курсовые работы, оформленные не по правилам и неаккуратно, имеющие исправления, с внесенными изменениями с использованием корректора (более трех на одну страницу), а также с копированными рисунками, без проверки будут отправлены на переоформление!

Таблица 1

Исходные данные на проектирование для 1-ой группы очной формы обучения (Э-41)

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
U <sub>ВН</sub> , кВ	220	330	220	220	330	220	220	220	330	220	220	220	330
U <sub>СН</sub> , кВ	110	110	110	110	110	110	110	35	110	35	110	110	110
U <sub>НН</sub> , кВ	6	6	10	10	10	10	6	6	10	10	10	10	10
S <sub>кз</sub> , МВА	3800	5300	4400	4600	7500	6000	5600	4500	8200	6200	4700	7000	5800
Расстояние до системы L, км	160	205	240	170	220	175	165	190	270	200	210	180	73
Число отходящих линий от РУ ВН п <sub>ВН</sub>	3	2	2	6	3	5	4	3	4	2	3	5	2
Мощность транзита через РУ ВН S <sub>транз</sub> , МВА	270	430	275	380	830	170	310	530	750	180	290	350	390
Число отходящих линий от РУ СН п <sub>СН</sub>	7	10	2	6	9	7	6	4	3	5	8	7	10
Мощность нагрузки на среднем напряжении S <sub>СН</sub> , МВА	61	114	95	91	178	184	105	17	95	38	195	50	185
Число отходящих линий от РУ НН п <sub>НН</sub>	8	12	10	15	13	14	16	20	15	22	13	11	9
Мощность нагрузки на низком напряжении S <sub>НН</sub> , МВА	27	55	70	54	98	82	65	15	64	13	54	40	86
Коэффициент K <sub>м</sub>	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,6	1,0	0,6
Продолжительность использования максимальной нагрузки T <sub>а max</sub> , ч	2000	3000	4000	5000	6000	>6000	5000	3000	4000	5000	2000	>6000	4000

<b>Вариант</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>
U <sub>ВН</sub> , кВ	330	220	220	330	220	220	220	220	330	–	–	–	–
U <sub>СН</sub> , кВ	110	35	110	110	110	35	110	110	110	–	–	–	–
U <sub>НН</sub> , кВ	10	6	10	10	6	10	10	10	6	–	–	–	–
Skз, МВА	9500	8600	8100	7800	6300	7500	4800	6000	5600	–	–	–	–
Расстояние до системы L, км	235	195	216	244	177	185	192	175	205	–	–	–	–
Число отходящих линий от РУ ВН п <sub>ВН</sub>	4	2	5	3	5	8	7	5	2	–	–	–	–
Мощность транзита через РУ ВН S <sub>транз</sub> , МВА	438	347	440	620	510	700	600	170	430	–	–	–	–
Число отходящих линий от РУ СН п <sub>СН</sub>	10	3	8	11	5	4	7	7	12	–	–	–	–
Мощность нагрузки на среднем напряжении S <sub>СН</sub> , МВА	203	20	102	122	27	60	142	190	115	–	–	–	–
Число отходящих линий от РУ НН п <sub>НН</sub>	16	10	16	12	10	11	14	17	28	–	–	–	–
Мощность нагрузки на низком напряжении S <sub>НН</sub> , МВА	63	13	32	34	10	20	35	77	54	–	–	–	–
Коэффициент K <sub>М</sub>	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	–	–	–	–
Продолжительность использования максимальной нагрузки T <sub>а max</sub> , ч	3000	4000	6000	2000	3000	4000	6000	5000	3000	–	–	–	–

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надёжности электроснабжения на стороне СН составляет 15%, а на стороне НН – 25%; время срабатывания релейной защиты: ВН – 1,8 с; СН – 1,1 с; НН – 0,6 с; коэффициенты мощности для сетей ВН 110 кВ – 0,89; 220 кВ – 0,9; 330 кВ – 0,92.



Таблица 2

Исходные данные на проектирование для 2-ой группы очной формы обучения (Э-42)

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
U <sub>ВН</sub> , кВ	220	330	220	330	220	330	220	330	220	330	220	330	220
U <sub>СН</sub> , кВ	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
U <sub>НН</sub> , кВ	6	10	10	6	6	6	10	10	6	10	10	6	10
S <sub>кз</sub> , МВА	8100	9400	8500	7600	9400	7900	8100	6800	9200	9700	8300	9100	8700
Расстояние до системы L, км	222	211	169	246	174	297	189	228	198	266	176	258	184
Число отходящих линий от РУ ВН п <sub>ВН</sub>	3	3	5	2	7	5	2	4	5	2	4	5	5
Мощность транзита через РУ ВН S <sub>транз</sub> , МВА	350	840	470	505	520	690	160	780	640	440	320	860	490
Число отходящих линий от РУ СН п <sub>СН</sub>	5	11	9	9	5	14	13	12	8	18	5	11	6
Мощность нагрузки на среднем напряжении S <sub>СН</sub> , МВА	50	106	95	150	59	117	170	154	89	164	56	158	68
Число отходящих линий от РУ НН п <sub>НН</sub>	13	22	19	13	11	20	24	15	16	25	12	15	10
Мощность нагрузки на низком напряжении S <sub>НН</sub> , МВА	28	58	75	22	22	43	102	33	55	92	16	33	12
Коэффициент K <sub>м</sub>	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,6	1,0	0,6
Продолжительность использования максимальной нагрузки T <sub>а max</sub> , ч	2000	3000	4000	5000	6000	>6000	5000	3000	4000	5000	2000	>6000	4000

Вариант	14	15	16	17	18	19	20	-	-	-	-	-	-
U <sub>ВН</sub> , кВ	220	220	220	220	220	220	330	-	-	-	-	-	-
U <sub>СН</sub> , кВ	35	110	35	110	35	110	110	-	-	-	-	-	-
U <sub>НН</sub> , кВ	10	10	10	6	10	10	10	-	-	-	-	-	-
S <sub>кз</sub> , МВА	6300	6800	9000	7300	9400	4200	7500	-	-	-	-	-	-
Расстояние до системы L, км	217	167	192	150	156	170	220	-	-	-	-	-	-
Число отходящих линий от РУ ВН п <sub>ВН</sub>	4	7	2	3	3	6	3	-	-	-	-	-	-
Мощность транзита через РУ ВН S <sub>транз</sub> , МВА	710	550	270	372	320	380	830	-	-	-	-	-	-
Число отходящих линий от РУ СН п <sub>СН</sub>	5	18	5	10	3	6	13	-	-	-	-	-	-
Мощность нагрузки на среднем напряжении S <sub>СН</sub> , МВА	48	172	25	90	29	90	180	-	-	-	-	-	-
Число отходящих линий от РУ НН п <sub>НН</sub>	16	24	14	17	22	16	24	-	-	-	-	-	-
Мощность нагрузки на низком напряжении S <sub>НН</sub> , МВА	32	63	22	44	52	56	97	-	-	-	-	-	-
Коэффициент K <sub>М</sub>	1,0	0,6	0,8	0,6	1,0	0,8	1,0	-	-	-	-	-	-
Продолжительность использования максимальной нагрузки T <sub>а max</sub> , ч	4000	2000	6000	4000	5000	2000	3000	-	-	-	-	-	-

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надёжности электроснабжения на стороне СН составляет 20 %, а на стороне НН – 30 %; время срабатывания релейной защиты: ВН – 1,6 с; СН – 1,0 с; НН – 0,5 с; коэффициенты мощности для сетей ВН 110 кВ – 0,9; 220 кВ – 0,91; 330 кВ – 0,93.

Таблица 3

## Исходные данные на проектирование для группы очно-заочной формы обучения (Эоз-51)

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$U_{ВН}$ , кВ	110	110	110	110	110	110	110	220	110	220	110	220	110
$U_{СН}$ , кВ	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
$U_{НН}$ , кВ	10	6	10	6	10	6	10	6	10	10	6	10	10
$S_{КЗ}$ , МВА	3900	5000	4500	1370	2250	900	1000	2900	2500	5700	3200	1600	1900
Расстояние до системы $L$ , км	68	101	123	128	63	50	145	154	52	172	130	239	75
Число отходящих линий от РУ ВН $n_{ВН}$	4	5	4	2	4	4	2	2	7	2	2	8	4
Мощность транзита через РУ ВН $S_{транз}$ , МВА	80	190	130	50	200	43	110	132	230	170	48	610	90
Число отходящих линий от РУ СН $n_{СН}$	5	4	4	3	3	5	5	3	5	3	4	4	4
Мощность нагрузки на среднем напряжении $S_{СН}$ , МВА	65	20	17	3,5	7,5	90	8,2	14	36	67	28	32	30
Число отходящих линий от РУ НН $n_{НН}$	12	16	8	7	9	12	8	13	17	14	9	12	15
Мощность нагрузки на низком напряжении $S_{НН}$ , МВА	20	41	14	4,7	5,9	16	5	20	23	27	6	24	21
Коэффициент $K_M$	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,6	1,0	0,6
Продолжительность использования макс. нагрузки $T_a$ макс, ч	2000	3000	4000	5000	6000	>6000	5000	3000	4000	2000	6000	>6000	4000

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надёжности электроснабжения на стороне СН составляет 20 %, а на стороне НН – 30 %; время срабатывания релейной защиты: ВН – 2 с; СН – 1,4 с; НН – 0,8 с; коэффициенты мощности для сетей ВН 110 кВ – 0,89; 220 кВ – 0,93, 330 кВ – 0,9.

Таблица 4

Исходные данные на проектирование для группы, обучающейся на английском языке (ЭИН-41)

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
U <sub>ВН</sub> , кВ	110	110	110	110	110	110	110	110	220	110	–	–	–
U <sub>СН</sub> , кВ	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	–	–	–
U <sub>НН</sub> , кВ	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10	–	–	–
S <sub>КЗ</sub> , МВА	4200	6900	4100	3900	4300	4900	5500	4400	5100	3800	–	–	–
Расстояние до системы L, км	106	117	55	142	126	144	66	123	188	128	–	–	–
Число отходящих линий от РУ ВН пвн	3	4	5	3	6	4	3	4	2	4	–	–	–
Мощность транзита через РУ ВН S <sub>транз</sub> , МВА	220	250	230	150	200	110	132	160	440	150	–	–	–
Число отходящих линий от РУ СН псн	4	8	7	3	3	2	5	9	3	3	–	–	–
Мощность нагрузки на среднем напряжении S <sub>СН</sub> , МВА	25	102	45	11	6,4	9	36	73,5	23	4	–	–	–
Число отходящих линий от РУ НН пнн	14	9	8	14	10	11	7	16	10	9	–	–	–
Мощность нагрузки на низком напряжении S <sub>НН</sub> , МВА	34	12	11	23	5	13	11	40	9,5	8	–	–	–
Коэффициент K <sub>м</sub>	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	–	–	–
Продолжительность использования макс. нагрузки T <sub>а max</sub> , ч	2000	3000	4000	5000	6000	>6000	5000	3000	4000	2000	–	–	–

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надёжности электроснабжения на стороне СН составляет 18 %, а на стороне НН – 23 %; время срабатывания релейной защиты: ВН – 2,5 с; СН – 1,6 с; НН – 0,8 с; коэффициенты мощности для сетей ВН 110 кВ – 0,85; 220 кВ – 0,92; 330 кВ – 0,95.

Таблица 5

Исходные данные на проектирование для групп заочной формы обучения (ЭЛз(д)-51)

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$U_{ВН}$ , кВ	220	110	110	220	110	110	220	220	110	220	110	220	110	110
$U_{СН}$ , кВ	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	110	35	35
$U_{НН}$ , кВ	6	10	6	6	10	6	10	6	10	10	10	10	6	10
$S_{КЗ}$ , МВА	6400	5800	3900	7100	8000	6200	7500	5500	4900	5100	6900	5400	6300	7200
Расстояние до системы L, км	243	128	50	188	145	130	185	190	144	200	75	180	137	75
Число отходящих линий от РУ ВН $n_{ВН}$	3	4	5	3	2	3	5	4	6	5	3	5	3	5
Мощность транзита через РУ ВН $S_{транз}$ , МВА	230	150	43	440	110	48	700	530	110	180	90	350	80	117
Число отходящих линий от РУ СН $n_{СН}$	2	3	5	3	5	4	4	4	2	5	4	7	4	4
Мощность нагрузки на среднем напряжении $S_{СН}$ , МВА	24	4	90	23	8,2	28	60	17	9	38	30	50	79	12
Число отходящих линий от РУ НН $n_{НН}$	11	9	12	8	8	9	14	10	9	8	15	16	14	7
Мощность нагрузки на низком напряжении $S_{НН}$ , МВА	17	8	16	9,5	5	6	20	15	13	13	21	40	27	5
Коэффициент $K_{\text{м}}$	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,6	1,0	0,6	0,8
Продолжительность использования макс. нагрузки $T_{a \text{ макс}}$ , ч	2000	3000	4000	5000	6000	>6000	5000	3000	4000	2000	6000	>6000	4000	5000

<b>Вариант</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>
U <sub>ВН</sub> , кВ	220	220	220	110	220	220	220	110	220	110	220	220	220	330
U <sub>СН</sub> , кВ	35	110	110	35	110	110	35	35	110	35	35	35	110	110
U <sub>НН</sub> , кВ	6	10	6	6	6	10	10	6	10	6	6	6	10	10
Скз, МВА	5600	6000	7600	6400	5800	7000	6800	5900	8500	7500	5300	6700	7100	8200
Расстояние до системы L, км	195	240	165	80	160	210	173	60	169	92	188	202	189	270
Число отходящих линий от РУ ВН п <sub>ВН</sub>	3	2	4	5	3	2	5	6	5	4	2	5	3	4
Мощность транзита через РУ ВН S <sub>транз</sub> , МВА	347	275	310	180	270	290	590	212	470	160	440	290	160	750
Число отходящих линий от РУ СН п <sub>СН</sub>	3	2	6	5	7	14	4	4	9	5	3	3	13	3
Мощность нагрузки на среднем напряжении S <sub>СН</sub> , МВА	20	98	105	50	60	200	20	14	95	51	23	18	170	95
Число отходящих линий от РУ НН п <sub>НН</sub>	8	20	22	16	8	18	16	7	19	23	8	11	41	22
Мощность нагрузки на низком напряжении S <sub>НН</sub> , МВА	13	68	65	26	28	52	28	10	75	37	9,5	15	102	64
Коэффициент К <sub>М</sub>	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,8	1,0	0,6	0,6	1,0	0,6	0,8
Продолжительность использования макс. нагрузки T <sub>а max</sub> , ч	2000	3000	4000	5000	6000	>6000	5000	3000	4000	2000	6000	>6000	4000	5000

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надёжности электроснабжения на стороне СН составляет 15 %, а на стороне НН – 25 %; время срабатывания релейной защиты: ВН – 1,8 с; СН – 1,1 с; НН – 0,6 с; коэффициенты мощности для сетей ВН 110 кВ – 0,89; 220 кВ – 0,9; 330 кВ – 0,92.

## Исходные данные для построения графика электрических нагрузок подстанции

Вариант	% от $S_{\text{нагр}}$ при значениях ступеней графика $i = 1-12$ (или времени $t = 0-24$ часов)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	43	32	68	78	93	78	71	86	118	132	148	77
2	45	40	79	70	90	76	79	91	106	124	142	87
3	46	46	67	89	96	78	61	98	113	134	128	83
4	54	48	65	90	91	73	69	108	122	138	125	76
5	43	38	77	76	92	70	68	105	115	123	121	86
6	40	47	70	78	98	80	68	103	108	120	156	82
7	46	32	64	77	91	78	79	93	113	133	152	85
8	45	40	72	80	94	79	75	101	119	124	154	73
9	56	47	76	71	93	79	73	105	120	128	149	73
10	58	47	76	77	97	70	80	93	108	139	140	74
11	42	39	70	76	99	77	78	99	110	134	145	80
12	52	36	62	87	97	78	80	90	125	130	149	80
13	47	43	63	81	97	76	60	87	124	123	120	83
14	44	43	71	78	92	71	68	85	121	121	151	72
15	54	40	60	81	90	75	60	87	111	135	125	89
16	53	49	64	79	94	77	66	90	105	126	138	82
17	49	49	77	81	94	75	77	108	108	123	158	86
18	55	50	61	71	98	75	62	92	116	129	137	81
19	48	36	79	89	99	74	64	90	111	140	133	74
20	53	40	67	70	97	72	75	98	122	127	154	76
21	42	37	67	71	95	79	65	112	125	136	133	70
22	55	32	77	73	95	80	75	109	124	125	137	77
23	53	31	67	84	94	73	77	89	107	126	131	86
24	46	30	77	76	97	70	72	112	116	132	150	82
25	41	38	66	83	90	78	73	90	121	139	147	90
26	52	34	80	90	97	75	62	111	124	131	127	70
27	57	48	66	78	99	72	64	96	125	129	144	76
28	44	32	64	72	92	74	72	90	117	142	145	82
29	51	43	62	89	97	77	64	96	125	129	141	73
30	54	31	79	90	90	73	71	97	116	148	136	77

## Пример выполнения курсовой работы

В качестве примера представлено проектирование подстанции, параметры которой приведены в табл. 7.

Таблица 7

### Исходные данные

$U_{ВН}$ , кВ	$U_{СН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	$S_{КЗ}$ , МВА	$S_{транс}$ , МВА	$S_{СН}$ , МВА	$S_{НН}$ , МВА	$n_{ВН}$ , линий	$n_{СН}$ , линий	$n_{НН}$ , линий	$L$ , км
220	35	6	1000	120	25	20	2	4	14	110

Примечание: доля нагрузки 3 категории по надежности электроснабжения на стороне СН составляет 15 %, а на стороне НН – 25 %; принять выдержку времени срабатывания релейной защиты для обеспечения селективности действия равной 0,5 секунд.

Коэффициент  $K_M = 1,0$ . Продолжительность использования максимальной нагрузки  $T_{a \max} = 6000$  ч.

### 1. Выбор числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12-15% процентов ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности [1].

Выбор числа трансформаторов осуществляется в зависимости от категории надежности электроснабжения. Согласно [2], выделяют три категории надежности электроснабжения.

К потребителям первой категории надёжности электроснабжения относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Для таких потребителей необходимо осуществить энергоснабжение от двух источников питания. При этом источники питания должны быть независимые [2].

Ко второй категории надёжности электроснабжения потребителей относят те электроприемники, перерыв в работе которых может привести к значительному снижению отпуска производимых потребителем товаров, имеющих место в связи с этим незанятостью персонала, простоем производственного оборудования или же может



сказаться на нормальной жизнедеятельности большого количества граждан. Также как для первой категории, для второй категории надежности необходимо резервирование источников питания [2].

К третьей категории надежности электроснабжения относят электроприемники, которые не вошли в 1 или 2 группу. К третьей категории надежности могут относиться магазины, небольшие производственные помещения, офисные здания и т.д. Срок на которой может быть прекращено энергоснабжение потребителей 3 категории надежности – не более 24 часов подряд и не более 72 часов за год суммарно [2].

Согласно заданию имеем, что доля нагрузки 3 категории по надежности электроснабжения на стороне СН составляет 15 %, а на стороне НН – 25 %. Вследствие преобладания потребителей первой и второй категории принимаем к установке два силовых трансформатора.

Рассматриваемая подстанция имеет три уровня напряжения, следовательно, здесь уместно использование трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов. Выбор трехобмоточных трансформаторов осуществляется аналогично выбору двухобмоточных по формуле:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{K_{\text{з.опт}} n_{\text{т}}}, \quad (1.1)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\text{расч}}$  – расчетная мощность трансформатора, МВА;

$S_{\text{нагр}}$  – мощность нагрузки потребителей, МВА;

$K_{\text{з.опт}} = 0,7$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы;

$n_{\text{т}}$  – число трансформаторов.

Проверка трансформаторов в нормальном и послеаварийном режиме производится по формулам:

$$K_{\text{з.норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}} n_{\text{т}}}, \quad (1.2)$$

$$K_{\text{з.п.ав}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}} (n_{\text{т}} - 1)}; \quad (1.3)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме работы находится в пределах  $K_{\text{з.норм}} = 0,5 \div 0,75$ , в послеаварийном режиме работы –  $K_{\text{з.п.ав}} = 1 \div 1,5$ .

В установках 110 кВ и выше часто применяются автотрансформаторы. Они обладают рядом преимуществ [2]:

- меньший расход материалов;
- меньшая масса и габариты;

- меньшие потери мощности и больший КПД;
- более легкие условия охлаждения.

Основная особенность автотрансформатора заключается в том, что его первичная и вторичная обмотки соединены напрямую, и имеют за счёт этого не только магнитную связь, но и электрическую.

В номинальном режиме проходная мощность является номинальной мощностью автотрансформатора  $S=S_{ном}$ , а трансформаторная мощность – типовой мощностью  $S_T=S_{тип}$ .

Размеры магнитопровода, а, следовательно, его масса определяются трансформаторной (типовой) мощностью, которая составляет лишь часть номинальной мощности:

$$S_{тип} = S_{ном} \cdot K_{выг} = S_{ном} \cdot \left(1 - \frac{1}{K_{вс}}\right), \quad (1.4)$$

где  $K_{выг}$  – коэффициент выгоды автотрансформатора,  
 $K_{вс}$  – коэффициент трансформации между высшим и средним напряжением.

Чем ближе  $U_B$  к  $U_C$ , тем меньше  $K_{выг}$  и меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Это означает, что размеры автотрансформатора, его масса, расход активных материалов уменьшаются по сравнению с трансформатором одинаковой номинальной мощности. Наиболее целесообразно применение автотрансформаторов при сочетании напряжений 220/110 кВ; 330/150 кВ; 500/220 кВ; 750/330 кВ. Чем меньше коэффициент выгоды трансформатора, тем более эффективно применение автотрансформатора.

Таким образом, еще раз можно подчеркнуть, что обмотки и магнитопровод автотрансформатора рассчитываются на типовую мощность, которую иногда называют расчетной мощностью. Какая бы мощность ни подводилась к зажимам В или С, последовательную и общую обмотки загружать больше чем на  $S_{тип}$  нельзя. Этот вывод особенно важен при рассмотрении комбинированных режимов работы автотрансформатора. Такие режимы возникают, если имеется третья обмотка, связанная с автотрансформаторными обмотками только магнитным путем.

Третья обмотка автотрансформатора (обмотка НН) используется для питания нагрузки, для присоединения источников активной или реактивной мощности (генераторов и синхронных компенсаторов), а в некоторых случаях служит лишь для компенсации токов третьих гармоник. Мощность обмотки НН  $S_{НН}$  не может быть больше типовой мощности  $S_{тип}$ , так как иначе размеры автотрансформатора будут

определяться мощностью этой обмотки. Номинальная мощность обмотки НН указывается в паспортных данных автотрансформатора [1].

В связи с этим, для автотрансформаторов необходимо проверять загрузку его обмотки НН:

$$S_{min} \geq S_{HH}$$

$$S_{ном} \cdot K_{выг} = S_{ном} \cdot \left(1 - \frac{1}{K_{вс}}\right) \geq S_{HH} \quad (1.5)$$

При невыполнении данного условия необходимо выбрать автотрансформатор большей мощности.

Для трехобмоточных трансформаторов такая проверка не выполняется, все обмотки трехобмоточных трансформаторов рассчитаны на номинальную мощность.

Согласно данным, приведенным в табл. 1, произведем расчет мощности трансформаторов по формуле (1.1):

$$S_{ном} \geq S_{расч} = \frac{25 + 20}{0,7 \cdot 2} = 32,14 \text{ МВА.}$$

Выберем трансформаторы типа ТДТН-40000/220 [3]. Произведем проверку трансформатора по формулам (1.2-1.3):

$$K_{з.норм} = \frac{45}{40 \cdot 2} = 0,56.$$

$$K_{з.п.ав} = \frac{45}{40 \cdot (2 - 1)} = 1,13.$$

Величина коэффициентов загрузки в нормальном и послеаварийном режимах допустима, значит, принимаем к установке трансформаторы ТДТН-40000/220. Параметры трансформатора приведены в табл. 1.1 [3].

Таблица 1.1

Номинальные данные трансформатора

Тип трансф-ра	$S_{ном}$ , МВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		$u_k$ , %			$I_x$ , %
		ВН	СН	НН	$P_x$	$P_k$	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6	54	220	11	22	9,5	0,55

Номинальные данные силовых трансформаторов различной мощности приведены в [3-5].

Далее выполняется построение зимнего суточного графика электрических нагрузок подстанции по данным табл. 6. Производится проверка допустимости систематических нагрузок и аварийных перегрузок трансформаторов по ГОСТ 14209-85.

## 2. Выбор числа питающих ВЛ, выбор сечения проводов питающих ВЛ

### 2.1. Выбор числа питающих ВЛ

Так как через подстанцию осуществляется транзит мощности и среди потребителей есть потребители первой и второй категории, то необходим резерв по линиям, питающим подстанцию, следовательно, число питающих ВЛ должно быть не меньше двух.

Число питающих линий определяем по пропускной способности ЛЭП для линий ВЛ по [6, табл. 43.3]. Для рассматриваемого примера приведены данные из справочной таблицы (табл. 2.1).

*Таблица 2.1*

Пропускная способность электропередачи

Напряжение линий, кВ	Натуральная мощность, МВт, при волновом сопротивлении, Ом			Передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Длина передачи, км
	400	300-314	250-275		
220	120	160	-	100-200	150-250

Активная мощность, приходящая к подстанции, определяется формулой:

$$P_{\Sigma} = (S_{CH} + S_{HH} + S_{транз}) \cdot \cos \varphi, \quad (2.1)$$

где  $S_{CH}$  – полная нагрузка на среднем напряжении, МВА;

$S_{HH}$  – полная нагрузка на низшем напряжении, МВА;

$S_{транз}$  – мощность транзита через РУ ВЛ, МВА;

$\cos \varphi = 0,9$  – средний коэффициент мощности нагрузки.

Для рассматриваемой подстанции согласно (2.1):

$$P_{\Sigma} = (25 + 20 + 120) \cdot 0,9 = 148,5 \text{ МВА.}$$

Число линий, питающих подстанцию, определяются формулой:

$$n = \frac{P_{\Sigma}}{P_{проп}}, \quad (2.2)$$

где  $P_{проп} = 100$  МВт – минимальная пропускная способность ВЛ 220 кВ, определяемая по табл. 2.1 или по справочным данным [3, 4, 6].

$$n = \frac{148,5}{100} = 1,49.$$

В соответствии с требованиями надежности и пропускной способностью воздушных линий принимаем число питающих линий, равное двум.

## 2.2. Выбор сечения проводов питающих ВЛ

В качестве такого показателя при проектировании как кабельных линий, так и ВЛ 35–500 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока. Данный метод имеет существенные недостатки, поэтому сечения проводов выбираем по нормированным значениям экономических токовых интервалов. Сечение проводников, выбранное по нормированным значениям экономических токовых интервалов, далее проверяется на соответствие другим условиям (короне на линии, уровню радиопомех, допустимой длительной токовой нагрузке по нагреву, потерям и отклонениям напряжения, термической стойкости при токах КЗ).

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:

- для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности;
- для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети.

Согласно [1], значение  $I_P$  определяется по выражению:

$$I_P = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (2.3)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации ( $\alpha_i = 1,05$  – для ВЛ 110-220 кВ) [6, стр. 243];

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, который зависит от коэффициента  $K_M$  и продолжительности  $T_{a \max}$  (для заданных для подстанции условий  $\alpha_T = 1,1$ ) [6, табл. 43.6];

$I_{\max}$  – максимальный ток в линии, А.

Определим наибольший ток, протекающий по линии, для этого определим потоки мощности в линиях:

$$I_{\max} = \frac{(S_{CH} + S_{HH} + S_{транз})}{\sqrt{3} \times U_{НОМ} \times n}, \quad (2.4)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение, кВ.

$n$  – число цепей.

Для рассматриваемой схемы согласно (2.3-2.4):

$$I_{\max} = \frac{165}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} \cdot 10^3 = 216,51 \text{ A};$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 216,51 = 250,07 \text{ A}.$$

Перед выбором сечения проводов необходимо определить район местности по гололеду. Для этого воспользуемся картой районирования территории Российской Федерации по толщине стенки гололеда (рис. 2.1) [9].

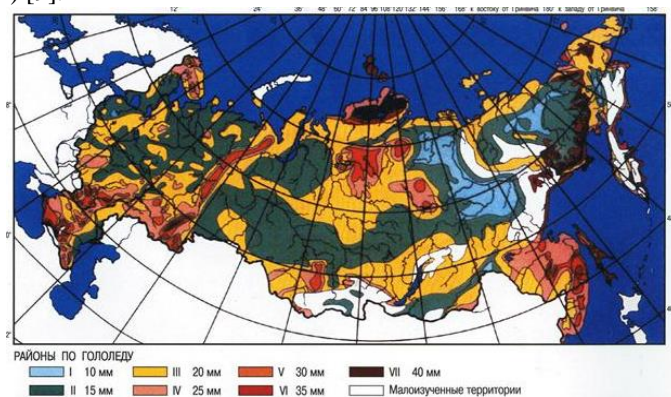


Рис. 2.1. Карта районирования территории РФ по толщине стенки гололеда

Согласно рис.2.1, Белгородская область относится к III району по гололеду. Для выбора сечения, соответствующего  $I_p$  и III району по гололеду, воспользуемся таблицей экономических токовых интервалов из [6, табл. 43.4-43.5]. Исходя из значения  $I_p$  выбираем сечение провода  $F = 400 \text{ мм}^2$ . Из [4, табл. 3.5] был принят к установке провод марки АС-400/51. Паспортные данные провода приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Паспортные данные провода марки АС 400/51

Марка провода	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Сопrotивление 1 км провода постоянному току при 20°, Ом	Индуктивное сопротивление 1 км провода, Ом	Допустимый длительный ток, А
АС 400/51	394/51,1	0,073	0,406	825

После выбора марки провода необходимо проверить выбранный провод по условию допустимого нагрева. Для обеспечения нормальных

условий работы линии длительно допустимый ток должен удовлетворять следующему условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб}}, \quad (2.5)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток, А;

$I_{\text{нб}}$  – наибольший из токов линии в послеаварийном режиме, А.

В качестве наибольшей токовой нагрузки задаем режим аварийного отключения одной из питающих ВЛ. Формула нахождения наибольшего тока:

$$I_{\text{нб}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}(n-1)}, \quad (2.6)$$

$$I_{\text{нб}} = \frac{165}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot (2-1)} \cdot 10^3 = 433,01 \text{ А.}$$

Согласно табл. 2.2, для провода марки АС-400/51  $I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}$ , значит, выбранный провод удовлетворяет требованиям проверки по условиям допустимой токовой нагрузки по нагреву.

### 3. Разработка и обоснование принципиальной электрической схемы подстанции

Главные схемы подстанций выполняют, как правило, в однолинейном изображении, а трехлинейные схемы разрабатываются для отдельных элементов станции, например, для цепи генератора, трансформатора, отходящей линии и т.д. В главных схемах все коммутационные аппараты показываются в отключенном положении. На оперативных схемах состояние элементов должно строго соответствовать режиму работы станции (подстанции) на данный момент времени [1].

В данном пункте необходимо разработать две принципиальные схемы подстанций, после чего из двух выбрать наиболее оптимальную. Прежде всего необходимо составить структурную схему подстанции, которая лежит в основе принципиальной схемы.

На проектируемой узловой подстанции связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов). Структурная схема, соответствующая примеру проектируемой узловой подстанции, представлена на рис. 3.1.

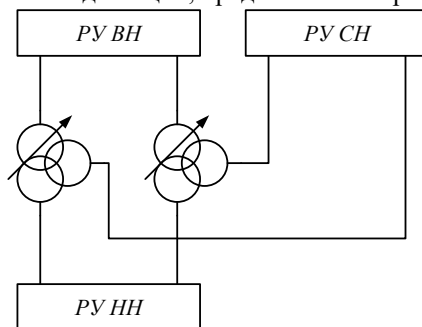


Рис. 3.1. Структурная схема узловой подстанции

Существует множество различных схем РУ. Все они отличаются различного рода надежности, номинального напряжения, стоимости и т.д. Множество структурных схем РУ приведено в [1;7].

В качестве примера приведем несколько описаний различных видов РУ. На рис. 3.2 приведена схема РУ 35 кВ, представленная одной рабочей секционированной системы шин. Данная схема проста и наглядна. Источники питания и линии 35 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных



режимах. При необходимости отключения линии достаточно отключить выключатель данной линии. Если выключатель линии выводится в ремонт, то после его отключения отключают разъединители: сначала линейный, а затем шинный. Данная схема используется также и для РУ 10 кВ.

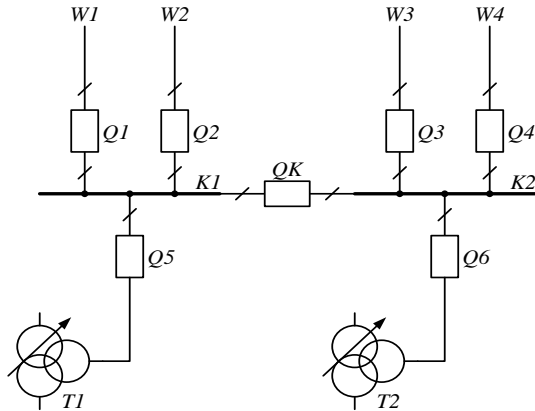


Рис. 3.2. Схема с одной системой сборных шин, секционированных выключателем (РУ 10-35)

Для РУ с уровнем напряжения 110-220 кВ и числе присоединений до 7 используют схему с одной рабочей секционированной и обходной системами шин и отдельными обходным QB и секционным QK выключателями (рис. 3.3). Это позволяет сохранить параллельную работу линий при ремонтах выключателей [1].

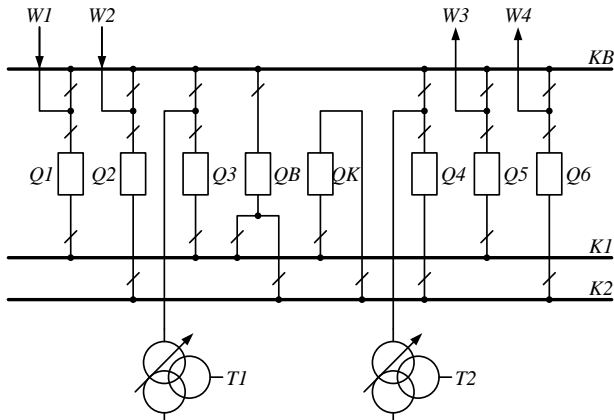


Рис. 3.3. Схема с одной секционированной и обходной системами шин (РУ 110-220 кВ)

Данная схема обладает высокой надежностью, что позволяет создать условия для ревизии и опробования выключателей без перерыва работы. Данная схема также обладает высокой стоимостью, поскольку на каждое присоединение требуется чуть больше, чем один выключатель на присоединение.

На рис. 3.4 представлена схема с двумя рабочими и обходной системой шин, причем рабочие шины несекционированны. Данная схема используется в основе РУ 110-220 кВ с числом присоединений от 7 до 15 на подстанциях, а также на электростанциях при числе присоединений более 11. Она обладает всеми преимуществами схемы с одной рабочей и обходной системами шин, и при коротком замыкании на шине отключается лишь половина присоединений. Стоимость данной схемы возрастет, вследствие увеличения числа разъединителей, а также возрастет сложность работы обслуживающего персонала.

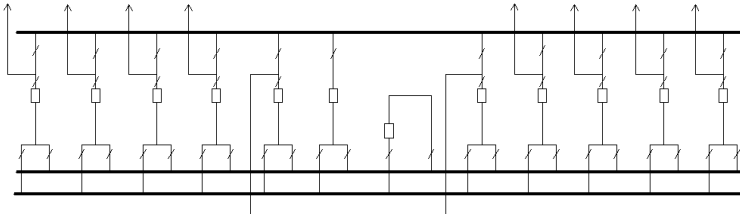


Рис. 3.4. Схема с двумя рабочими и обходной системами шин (РУ 110-220 кВ)

На рис. 3.5 представлена схема с двумя рабочими системами шин. Данная схема используется для РУ 6-10 кВ при необходимости в большом числе присоединений и высокой надежности. Преимуществами данной схемы является достаточное число выключателей (1 выключатель на присоединение), тем самым обеспечивая вывод линии или трансформатора из работы без отключения нормально работающих элементов. Основным недостатком схемы является большое число разъединителей, высокая стоимость и то, что в случае КЗ на шине половина присоединений будут обесточены, и для нормализации работы потребуется некоторое продолжительное время для перевода на исправную систему шин. Такая схема обычно применима на электрических станциях для ГРУ, на подстанциях применяется редко.

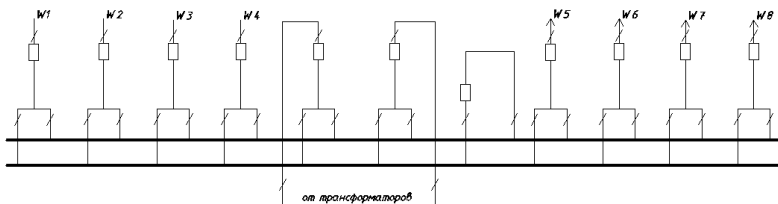


Рис. 3.5. Схема с двумя рабочими системами шин (РУ 6-10 кВ)

В большинстве случаев для РУН Н подстанций применяется схема с одной секционированной системой шин без обходной.

Выбор и обоснование выбора схем РУ подстанции необходимо выполнять на основе типовых сеток схем РУ, номинальных напряжений и в зависимости от числа присоединений. При выборе необходимо кратко описать особенности, достоинства и недостатки выбранных схем РУ. При выборе схем РУ необходимо представить таблицу (табл. 3.1) с количеством присоединений каждого распределительного устройства подстанции в соответствии с принятой структурной схемой.

Таблица 3.1

Количество присоединений к распределительным устройствам электрической станции

РУ ВН			
Кол-во питающих ВЛ	Кол-во транзитных ВЛ	Кол-во трансформаторов	Сумма присоединений РУ ВН
...	...	...	...
РУ СН			
Кол-во отходящих ВЛ	Кол-во трансформаторов		Сумма присоединений РУ СН
...	...		...
РУ НН			
Кол-во отходящих ВЛ/КЛ	Кол-во токоограничивающих реакторов	Кол-во трансформаторов	Сумма присоединений РУ НН
...	...	...	...

*Примечание.* В таблице приняты следующие сокращения: ВЛ – воздушная линия; КЛ – кабельная линия; РУ – распределительное устройство.

Для проектируемой подстанции были выбраны следующие схемы:

- для РУ ВН (220 кВ) применяется одна секционированная система сборных шин с обходной системой шин;
- для РУ СН (35 кВ) и НН (6 кВ) применяется схема с одной секционированной системой шин без обходной.

## 4. Расчет токов короткого замыкания

### 4.1. Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Для выбора электрооборудования расчетным током является трехфазный ток короткого замыкания.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

1) для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема, намечаются расчетные точки короткого замыкания;

2) по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются;

3) определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения;

4) путем постепенного преобразования приводят схему замещения к наиболее простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенным значением результирующей ЭДС  $E_{рез}$ , были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением  $x_{рез}$ ;

5) зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и при необходимости периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени  $t$ .

Составим расчетную схему подстанции с указанием расчетных точек КЗ (рис. 4.1). Для данной схемы составим схемы замещения для расчетов токов короткого замыкания для активных и реактивных сопротивлений (рис. 4.2). После необходимо произвести расчет параметров схем замещения.

Согласно [1], для расчетов трехфазного тока КЗ используем метод относительных единиц. Данный метод основан на следующих параметрах: базисной мощности  $S_б$  и базовом напряжении ступени. Для схемы, представленной на рис. 4.1:  $S_б = 1000$  МВА;  $U_{б,1} = 230$  кВ;  $U_{б,2} = 37$  кВ;  $U_{б,3} = 6,3$  кВ.

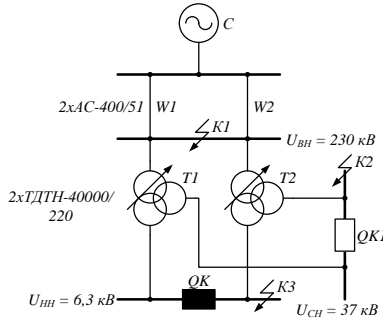


Рис. 4.1. Расчетная схема для определения токов КЗ

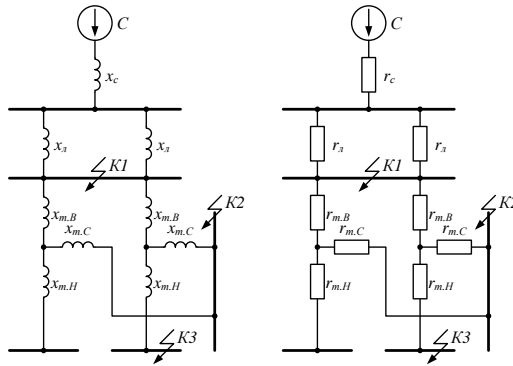


Рис. 4.2. Схемы замещения для расчета токов КЗ

Формулы для расчетов реактивного сопротивления:

1. Энергетическая система:

$$x_{*c} = \frac{S_6}{S_{K3}}, \quad (4.1)$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

2. Воздушная линия:

$$x_{*л} = \frac{x_0 L S_6}{n U_6^2}, \quad (4.2)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление провода, Ом, при напряжении до 220 кВ  $x_0 = 0,4$  Ом/км [6];

$L$  – длина провода, км;

$n$  – число питающих линий.

3. Силовой трансформаторов:

$$x_{*т} = \frac{u_k S_6}{100 S_{ном}}, \quad (4.3)$$

где  $u_k$  – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора, %;  
 $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Для трехобмоточного трансформатора напряжения короткого замыкания обмоток трансформатора определяются формулами:

$$u_{к.В} = 0,5(u_{к.В-С} + u_{к.В-Н} - u_{к.С-Н}); \quad (4.4)$$

$$u_{к.С} = 0,5(u_{к.В-С} + u_{к.С-Н} - u_{к.В-Н}); \quad (4.5)$$

$$u_{к.Н} = 0,5(u_{к.В-Н} + u_{к.С-Н} - u_{к.В-С}), \quad (4.6)$$

где  $u_{к.В-С}$ ;  $u_{к.В-Н}$ ;  $u_{к.С-Н}$  – напряжения короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора, %.

В случае, когда значения напряжений КЗ отнесены к типовой мощности трансформатора (в случае использования автотрансформатора), то [8]:

$$u_{к.(В-Н)Т} = u_{к.(В-Н)} \cdot \frac{S_{ном}}{S_{мин}}; \quad (4.7)$$

$$u_{к.(С-Н)Т} = u_{к.(С-Н)} \cdot \frac{S_{ном}}{S_{мин}}. \quad (4.8)$$

#### 4. Линейный реактор:

$$x_p = x_{ном.р} \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (4.9)$$

где  $x_{ном.р}$  – реактивное сопротивление реактора.

Для двоячного реактора формула индуктивного сопротивления аналогична линейному, однако существуют аварии, при которых его сопротивление отличается. Более подробно данные процессы описаны в [1].

Формулы расчетов активного сопротивления:

##### 1. Воздушная линия:

$$r_{*л} = \frac{r_0 L S_6}{n U_6^2}, \quad (4.10)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление провода, Ом;

$l$  – длина провода, км.

##### 2. Силовой трансформатор:

$$r_{*т} = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2 S_6}{S_{ном}^2 U_6^2}, \quad (4.11)$$

где  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания трансформатора, МВт.

Для трехобмоточного трансформатора сопротивления обмоток:

$$r_{*т.В} = r_{*т.С} = r_{*т.Н} = \frac{r_{*т}}{2}. \quad (4.12)$$

Параметры схем замещения, представленных на рис. 4.2, приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Параметры схем замещения

Система		Линия ВЛ		Трансформатор					
$E_{*c},$ о.е.	$X_{*c},$ о.е.	$r_{*c},$ о.е.	$X_{*c},$ о.е.	$r_{*т.В},$ о.е.	$r_{*т.С},$ о.е.	$r_{*т.Н},$ о.е.	$X_{*т.В},$ о.е.	$X_{*т.С},$ о.е.	$X_{*т.Н},$ о.е.
1	1	0,08	0,42	0,07	0,07	0,07	2,94	0	2,56

После простых преобразований необходимо представить схему замещения к одному сопротивлению. Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ, затем ударный ток и при необходимости периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени  $t$ . Базисный ток определяется формулой:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}. \quad (4.13)$$

Ток трехфазного короткого замыкания для расчетных точек короткого замыкания в начальный момент времени:

$$I_{п.0}^{(3)} = \frac{E_{*c} I_6}{x_{*рез}}. \quad (4.14)$$

В итоге необходимо определить ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} I_{п.0}^{(3)} k_y, \quad (4.15)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определим по формуле:

$$k_y = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (4.16)$$

где  $T_a$  – эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Постоянная времени определяется формулой:

$$T_a = \frac{x_{*рез}}{\omega r_{*рез}}, \quad (4.17)$$

где  $r_{*рез}$  – результирующие активные сопротивления в точках КЗ, о. е.;  
 $\omega = 2\pi f$  – угловая частота сети, рад/с.

Все расчетные значения представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Расчетные значения токов КЗ							
Точка КЗ	$x^*_{рез}$ , о.е.	$r^*_{рез}$ , о.е.	$I_B$ , кА	$I_{п.0}$ , А	$T_a$ , с	$k_y$	$i_{y0}$ , кА
К1	1,42	0,08	2,51	1,77	0,057	1,839	4,6
К2	2,89	0,15	15,6	5,4	0,061	1,849	14,12
К3	6,92	0,22	91,64	13,24	0,1	1,905	35,67

## 4.2. Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для искусственного увеличения сопротивления короткозамкнутой цепи, а, следовательно, для ограничения токов КЗ и поддержания необходимого уровня напряжения при повреждениях за реактором.

Для присоединения выводов силовых трансформаторов к секциям шин РУ НН используются одиночные или сдвоенные (групповые) реакторы. При выборе реакторов предпочтение отдается групповым реакторам. Применение групповых реакторов экономичней одинарных. Номинальный ток реактора определяют исходя из наибольшего тока группы линий, присоединенных к шинным сборкам группового реактора. Сопротивление реакторов определяется из условия ограничения тока КЗ до отключающей способности вводного выключателя.

Реакторы выбирают по следующим параметрам [1]:

1. Номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки:

$$U_{ном.р.} \geq U_{уст}, \quad (4.18)$$

2. Номинальный ток плеча сдвоенного реактора должен соответствовать величине максимального рабочего тока плеча сдвоенного реактора на стороне низшего напряжения:

$$I_{ном.р} \geq I_{прод.расч.плеча} = K_{max} \cdot I_{т.ном} = \frac{K_{max} \cdot S_{т.ном}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном НН}}. \quad (4.19)$$

Результирующее сопротивление цепи до точки КЗ на шинах РУ НН с учетом установки реактора определяется по выражению:

$$x^*_{рез} = x^*_{рез} + x^*_{р}$$

$$x^*_{р} = X_{р ном} \cdot \frac{S_{б}}{U_{НН ср}^2}, \quad (4.20)$$

При выборе токоограничивающего реактора его сопротивление принимается максимальным, но с ограничением по допустимой потере



напряжения на реакторе при максимальном перетоке мощности  $\Delta U \leq 5$  %. Потеря напряжения на токоограничивающем реакторе [1]:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot x_{CP,МАКС} \cdot I_P \cdot \sin \varphi}{U_{НОМ}}. \quad (4.21)$$

Реакторы проверяются на электродинамическую и термическую стойкость. Условие выполнения электродинамической стойкости выглядит следующим образом [1]:

$$i_{ДИН} \geq i_{УД}. \quad (4.22)$$

Степень термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты принято определять по значению интеграла Джоуля [3]:

$$B_K = \int_0^{t_{ОТКЛ}} i_{kt}^2 dt, \quad (4.23)$$

где  $i_{kt}$  – ток в произвольный момент времени времени, А;

$t_{ОТКЛ}$  – расчетная продолжительность КЗ, с;

$t$  – время, с.

В случае, когда  $t_{ОТКЛ} \geq 3T_a$  интеграл Джоуля можно определять по формуле [3]:

$$B_K = I_{П.О}^2 \cdot (t_{ОТКЛ} + T_a), \quad (4.24)$$

Проверка на термическую стойкость заключается в сравнении расчетного интеграла Джоуля и термической стойкости аппарата. Для выполнения требований термической стойкости должно выполняться условие [3]:

$$B_K \leq B_{ТЕРМ}, \quad (4.25)$$

где  $B_{ТЕРМ} = I_{ТЕРМ}^2 \cdot t_{ТЕРМ}$  – термическая стойкость электроаппарата.

## 5. Выбор и проверка основного электрооборудования

Электрические аппараты первичных цепей различного напряжения можно условно разделить на четыре группы:

1) коммутационные аппараты (выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели);

2) защитные аппараты (предохранители, ограничители ударного тока, разрядники и ограничители перенапряжений);

3) токоограничивающие аппараты (токоограничивающие реакторы и резисторы, дугогасящие реакторы и др.);

4) измерительные аппараты (трансформаторы тока и напряжения, емкостные делители напряжения и т.п.).

В качестве токоведущих частей первичных цепей используются:

- гибкие проводники и гибкие токопроводы;
- шинные линии, закрытые шинные токопроводы с воздушной или газовой изоляцией;
- силовые кабели (с бумажной пропитанной изоляцией, газонаполненные или маслonaполненные).

Основными критериями выбора электрооборудования являются соответствие паспортным данным аппаратов наибольших рабочих токов и термическая и динамическая устойчивость к токам короткого замыкания.

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим работы электротехнического устройства имеет место, когда энергосистема или электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим – это такой режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации.

В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки. Для выбора аппаратов и токоведущих частей следует принимать наибольший ток нормального режима  $I_{\text{норм}}$ .

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В ремонтном режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе

элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать это повышение нагрузки до  $I_{\text{рем.макс}}$ .

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного (непланового) отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током  $I_{\text{п.ав.макс}}$ .

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в рассматриваемом элементе электроустановки проходит наибольший ток  $I_{\text{макс}}$ .

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются:  $I_{\text{норм}}$  – наибольший ток нормального режима;  $I_{\text{макс}}$  – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима [2; 8, 9].

Для выбора аппаратов и токоведущих частей определяется максимальный ток продолжительного режима  $I_{\text{прод.расч}}$  в разных точках проектируемой подстанции. Расчетные формулы для расчета максимальных токов элементов подстанции приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Расчетные формулы максимальных токов подстанции

Наименование участка ПС	Расчетная формула
Цепь силового трансформатора	$I_{\text{прод.расч}} = K_{\text{макс}} \cdot I_{\text{т.ном}} = \frac{K_{\text{макс}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$
Цепи питающих ВЛ на стороне ВН	$I_{\text{прод.расч}} = \frac{S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}} + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{ВН}} - 1)}$
Цепи транзитных ВЛ на стороне ВН	$I_{\text{прод.расч}} = \frac{S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{транз}} - 1)}$
Цепи отходящих ВЛ на стороне СН	$I_{\text{прод.расч}} = \frac{S_{\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{СН}} - 1)}$
Цепи отходящих ВЛ/КЛ на стороне НН	$I_{\text{прод.расч}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n_{\text{НН}} - 1)}$
Секционный (шиносоединительный) выключатель шин	$I_{\text{прод.расч}} = 0,6 \cdot K_{\text{макс}} \cdot I_{\text{т.ном}} = \frac{0,6 \cdot K_{\text{макс}} \cdot S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$

Продолжение таблицы 5.1

Сборные шины низшего напряжения	$I_{прод.расч} = 0,75 \cdot K_{max} \cdot I_{т.ном} =$ $= \frac{0,75 \cdot K_{max} \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$
---------------------------------	--

Результаты расчета значений максимальных токов представляются в виде таблицы (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Расчетные значения максимальных токов подстанции

Цепь	$I_{max}, A$
Ввод ВН трансформатора	–
Цепи питающих воздушных линий ВН	–
Цепи транзитных воздушных линий ВН	–
Ошиновка на стороне ВН	–
Секционный (шиносоединительный) выключатель ВН	–
Ввод СН трансформатора	–
Цепи отходящих воздушных линий СН	–
Ошиновка на стороне СН	–
Секционный (шиносоединительный) выключатель СН	–
Ввод НН трансформатора	–
Цепь токоограничивающего реактора	–
Цепи отходящих кабельных линий НН	–
Сборные шины низшего напряжения	–
Секционный выключатель шин НН	–

### 5.1. Выбор выключателей

Выключатель – электрический аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатели являются одним из наиболее ответственных аппаратов в электрических установках. Они должны обеспечивать четкую работу в любых режимах, так как отказ выключателя может привести к развитию аварии. Выключатель должен за минимальное время отключить цепь при коротком замыкании, он должен обладать достаточной отключающей способностью, т.е. надежно разрывать ток КЗ.

Силовые выключатели подразделяются:

- по типу установки: внутренней и наружной;

- по типу дугогасящей среды: масляные, воздушные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные;
- по количеству и объему масла масляные делятся на многообъемные и малообъемные выключатели.

В настоящее время наибольшей популярностью пользуются вакуумные и элегазовые выключатели. Они являются наиболее оптимальными вариантами при выборе коммутационного оборудования и предназначены для замены устаревших воздушных и масляных выключателей.

Выключатели выбираются по расчетным условиям нормального режима с последующей проверкой их работоспособности в аварийных режимах. Эти параметры приведены в табл. 5.3 [1].

Таблица 5.3

Параметры для выбора выключателей

Параметры	Расчётные величины	Номинальные величины	Условия для выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{СЕТ.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТ.НОМ}}$
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ.РАС}}$	$I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.РАС}}$
Номинальный ток включения: 1) периодическая составляющая; 2) аperiodическая составляющая.	$I_{\text{П.О}}$  $i_{\text{УД}}$	$I_{\text{НОМ.ВКЛ}}$  $i_{\text{ВКЛ}} = K_{\text{УД}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ВКЛ}}$	$I_{\text{НОМ.ВКЛ}} \geq I_{\text{П.О}}$  $i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{УД}}$
Номинальный ток отключения: 1) симметричный ток; 2) полный ток.	$I_{\text{П.Т}}$  $\sqrt{2} \cdot I_{\text{П.Т}} + i_{\text{аТ}}$	$I_{\text{Н.ОТКЛ}}$  $\sqrt{2} \cdot I_{\text{Н.ОТКЛ}} \cdot (1 + \beta_{\text{Н}} / 100)$	$I_{\text{Н.ОТКЛ}} \geq I_{\text{П.Т}}$  $\sqrt{2} \cdot I_{\text{Н.ОТКЛ}} \cdot (1 + \beta_{\text{Н}} / 100) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{П.Т}} + i_{\text{аТ}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости: 1) симметричный (эффективное значение) 2) ассиметричный (макс. значение)	$I_{\text{П.О}}$  $i_{\text{УД}}$	$I_{\text{ПР.СКВ}}$  $i_{\text{ПР.СКВ}}$	$I_{\text{ПР.СКВ}} \geq I_{\text{П.О}}$  $i_{\text{ПР.СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Тепловой импульс КЗ	$B_{\text{К}}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t \geq B_{\text{К}}$

В данной таблице значение ударного коэффициента  $K_{уд} = 1,8$  (нормированное значение для выключателей). Коэффициент  $\beta_H$  – нормированное содержание аperiodической составляющей в отключающем токе, % (определяется по каталогам выключателей или по рис.5.1, где  $\tau = 0,01 + t_{с.в}$  – момент расхождения контактов выключателя) [1].

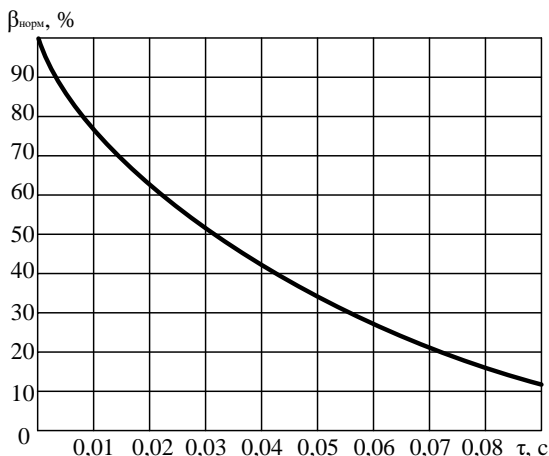


Рис. 5.1. Нормированное содержание аperiodической составляющей

Для проверки по отключающей способности необходимо рассчитать аperiodическую составляющую тока короткого замыкания для заданного момента времени  $\tau$  [3; 4]:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{п.0}^{(3)} e^{-\tau/T_a}. \quad (5.3)$$

Также необходимо определить периодическую составляющую тока короткого замыкания для заданного момента времени  $\tau$ . В данном случае энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, т. е. независимо от генераторов. Значит, действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трехфазном коротком замыкании для любого момента времени можно считать равным:

$$I_{п.0}^{(3)} = I_{п.т}^{(3)} = \text{const}. \quad (5.4)$$

Для проверки на термическую стойкость определяют расчетный тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) [1]:

$$B_k = I_{п.0}^2 (t_{откл} + T_a); \quad (5.5)$$

$$t_{откл} = t_{р.з} + t_{п.о}, \quad (5.6)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность короткого замыкания, с;  
 $t_{р.з}$  – время действия релейной защиты с учетом селективности, с;  
 $t_{п.о}$  – полное время отключения выключателя, с.

Произведем выбор силового выключателя на стороне ВН проектируемой подстанции. Предварительно выбираем для установки в РУ ВН элегазовые выключатели ВГТ-220-40/3150У1 [9]. Табл. 5.4 заполним, используя паспортные данные генераторного распределительного устройства и расчетные значения КЗ для К1 (табл. 4.2). За значение номинального тока подстанции принимаем наибольший ток для рассматриваемого участка, согласно табл. 5.2.

Таблица 5.4

Выбор силового выключателя в цепи ВН

Параметры	Расчётные величины	Номинальные величины	Условия для выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{сет.ном} = 220$ кВ	$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
Номинальный ток	$I_{ном.рас} = 433$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} \geq I_{ном.рас}$
Номинальный ток включения	$I_{п.о} = 1,77$ кА $i_{уд} = 4,6$ кА	$I_{ном.вкл} = 40$ кА $i_{вкл} = 102$ кА	$I_{ном.вкл} \geq I_{п.о}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{пр} = 1,77$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{пр} + i_{ар}$ $= 3,6$ кА	$I_{н.откл} = 40$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{н.откл} \cdot$ $(1 + \beta_n / 100) = 76$ кА	$I_{н.откл} \geq I_{пр}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н.откл} \cdot (1 + \beta_n / 100)$ $\geq \sqrt{2} \cdot I_{пр} + i_{ар}$
Номинальный ток электродинамической стойкости	$I_{п.о} = 1,77$ кА $i_{уд} = 4,6$ кА	$I_{пр.скв} = 40$ кА $i_{пр.скв} = 102$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п.о}$ $i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
Тепловой импульс КЗ	$B_K = 1,92$ (кА) <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t = 4800$ (кА) <sup>2</sup> ·с	$I_t^2 \cdot t \geq B_K$

Рекомендуется выбирать выключатели современные отечественного производства, [4;9;11], а также современные импортные выключатели [11;12;13].

## 5.2. 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.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

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

Одной из главных характеристик разъединителя является характер движения ножа. Существуют следующие виды исполнения разъединителей:

- Поворотного типа (нож при включении и отключении поворачивается в плоскости, перпендикулярной осям поддерживающих изоляторов).
- Рубящего типа (нож при включении и отключении поворачивается в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов данного полюса).
- Качающегося типа (подвижный контакт перемещается совместно с изолятором, который поворачивается (качается) в плоскости, параллельно осям поддерживающих изоляторов).

Выбор и проверка разъединителей приведен в табл. 5.5 [1].

Таблица 5.5

Параметры для выбора разъединителей

Параметры	Расчётные величины	Номинальные величины	Условия для выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{СЕТ.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТ.НОМ}}$
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ.РАС}}$	$I_{\text{НОМ}}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.РАС}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости	$i_{\text{УД}}$	$i_{\text{ПР.СКВ}}$	$i_{\text{ПР.СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Тепловой импульс КЗ	$B_K$	$I_t^2 \cdot t$	$I_t^2 \cdot t \geq B_K$

Для РУ ВН принимаем к установке разъединители марки РНДЗ.1(2)-220/1000 У1 [3]. Результаты выбора разъединителей на стороне ВН сведены в табл. 5.6.



Таблица 5.6

## Выбор разъединителя в цепи ВН

Параметры	Расчётные величины	Номинальные величины	Условия для выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{СЕТ.НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТ.НОМ}}$
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ.РАС}} = 433 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ.РАС}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.РАС}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости	$i_{\text{УД}} = 4,6 \text{ кА}$	$i_{\text{ПР.СКВ}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{ПР.СКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Тепловой импульс КЗ	$B_K = 4220,5 \text{ (кА)}^2\cdot\text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ (кА)}^2\cdot\text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_K$

Рекомендуется выбирать разъединители современные отечественного производства [3;14;15], а также современные импортные выключатели [13;16;13].

### 5.3. Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения [3].

Трансформаторы тока, применяемые в РУ, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока - ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинные - ТШЛ.

Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0. Выбор трансформаторов тока осуществляют согласно табл. 5.7 [1].

Таблица 5.7

Параметры для выбора трансформаторов тока

Параметры	Расчётные величины	Номинальные величины	Условия для выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{СЕТ.НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТ.НОМ}}$
Номинальный ток (первичный и вторичный)	$I_{\text{НОМ.РАС}}$	$I_{1\text{НОМ}}$	$I_{1\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.РАС}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости	$i_{\text{УД}}$	$i_{\text{ДИН}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{ЭД}} \cdot I_{1\text{Н}}$	$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$
Тепловой импульс КЗ	$B_K$	$I_i^2 \cdot t = (K_T \cdot I_{1\text{Н}})^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$	$I_i^2 \cdot t \geq B_K$
Вторичная нагрузка трансформатора тока	$r_2$	$r_{2\text{НОМ}}$	$r_{2\text{НОМ}} \geq r_2$

В таблице 5.7 коэффициенты  $K_{\text{ЭД}}$  и  $K_T$  – соответственно кратность электродинамической и термической стойкости трансформатора тока по паспорту.

Рассмотрим поподробнее выбор трансформатора тока по вторичной нагрузке. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $r_2 \approx r_{2\text{НОМ}}$ . Сопротивление  $r_2$  равно [1]:

$$r_2 = r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_K, \quad (5.7)$$

где  $r_{\text{ПРИБ}}$  – сопротивление приборов;

$r_{\text{ПР}}$  – сопротивление соединительных проводов;

$r_K$  – переходное сопротивление контактов.

Сопротивление приборов определяется формулой [1]:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{\text{НОМ}}^2}, \quad (5.8)$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов выражается из формулы (5.7) [1]:

$$r_{\text{ПР}} = r_2 - (r_{\text{ПРИБ}} + r_K), \quad (5.9)$$

Зная  $r_{\text{ПР}}$ , определяется сечение соединительных проводов [1]:

$$q = \rho \cdot \frac{l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПР}}}, \quad (5.10)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ( $\rho = 0,0175$  Ом·мм<sup>2</sup>/м) применяются во вторичных цепях

оборудования электростанций с агрегатами мощностью 100 МВт и более, а также на подстанциях напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях применяют алюминиевые провода ( $\rho = 0,0283$  Ом·мм<sup>2</sup>/м провода с алюминиевыми жилами);

$l_{расч}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока.

В табл. 5.8 приведены значения длины соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в зависимости от цепи, где используется данный трансформатор [1].

Таблица 5.8

Длина соединительных проводов трансформатора тока

Цепь применения трансформатора тока	Расчетная длина $l_{расч}$ , м
Все цепи ГРУ 6-10 кВ, кроме линий к потребителям	40-60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20-40
Линии 6-10 кВ к потребителям	4-6
Все цепи РУ:	
1) 35 кВ;	60-75
2) 110 кВ;	75-100
3) 220 кВ;	100-150
4) 330-500 кВ.	150-175
Синхронные компенсаторы	25-40

В качестве соединительных проводов используют кабели с различными видами изоляции и оболочки. По условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых жил и 2,5 мм<sup>2</sup> для медных жил [2, п. 3.4.4].

Перед началом выбора трансформаторов тока составим таблицу контрольно-измерительных приборов, которые необходимо установить в цепях каждого электрического аппарата на электростанции. Данная таблица приведена в [1, табл. 4.8].

Выберем и проверим трансформаторы тока для РУ ВН. Нагрузка ТТ в цепи линейных выключателей и обходного выключателя приведена в табл. 5.9.

Таблица 5.9

## Приборы в цепи линейного и обходного выключателей

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТЗар-01-22-08	0,05	–	0,05
Итого:	–	1,55	0,5	1,55

Принимаем к установке трансформаторы тока марки ТФЗМ 220Б-IV У1 [3, табл. 5.9]. Согласно формуле (5.8) сопротивление приборов равно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,55}{5^2} = 0,06 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом.}$$

Согласно табл. 5.7, для цепей РУ 220 кВ применяется кабель с медными жилами, ориентировочная длина которого 100 м. Сечение соединительных проводов считаем по формуле (5.10):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,04} = 1,68 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение  $q = 2,5 \text{ мм}^2$  и уточняем вторичную нагрузку:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом;}$$

$$r_2 = 0,06 + 0,7 + 0,1 = 0,86 \text{ Ом.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 5.11. Выберем и проверим трансформаторы тока для цепи секционного выключателя и силового трансформатора. Нагрузка для данных цепей приведена в табл. 5.10.

Таблица 5.10

Приборы в цепи секционного выключателя и силового трансформатора

Измерительный прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		A	B	C
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Итого:	–	0,5	0,5	0,5

Принимаем к установке трансформаторы тока марки ТФЗМ 220Б-IV У1 [3, табл. 5.9]. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 5.11.

Таблица 5.11

Сравнение расчетных и каталожных данных при выборе ТТ в цепи ВН

Параметры	Расчётные величины	Номинальные величины	Условия для выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{СЕТ.НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТ.НОМ}}$
Номинальный ток (первичный и вторичный)	$I_{\text{НОМ.РАС}} = 433 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОМ.РАС}}$
Номинальный ток электродинамической стойкости	$i_{\text{УД}} = 4,6 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 25 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$
Тепловой импульс КЗ	$B_K = 1,92 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 288,1 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_K$
Вторичная нагрузка трансформатора тока	$r_2 = 0,86 \text{ Ом}$ $r'_2 = 0,77 \text{ Ом}$	$r_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$r_{2\text{НОМ}} \geq r_2$

Трансформаторы тока отечественного производства приведены в [3; 17], зарубежного производства – [13; 18].

#### 5.4. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Существуют следующие виды трансформаторов напряжения:

– Заземляемый трансформатор напряжения – однофазный трансформатор напряжения, один конец первичной обмотки которого должен быть наглухо заземлён, или трёхфазный трансформатор напряжения, нейтраль первичной обмотки которого должна быть

наглухо заземлена (трансформатор с ослабленной изоляцией одного из выводов – однофазный ТН типа ЗНОМ или трёхфазные ТН типа НТМИ и НАМИ).

– Незаземляемый трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, у которого все части первичной обмотки, включая зажимы, изолированы от земли до уровня, соответствующего классу напряжения.

– Каскадный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, первичная обмотка которого разделена на несколько последовательно соединённых секций, передача мощности от которых к вторичным обмоткам осуществляется при помощи связующих и выравнивающих обмоток.

– Ёмкостный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, содержащий ёмкостный делитель.

– Двухобмоточный трансформатор – трансформатор напряжения, имеющий одну вторичную обмотку напряжения.

– Трёхобмоточный трансформатор напряжения – трансформатор напряжения, имеющий две вторичные обмотки: основную и дополнительную.

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется по следующим параметрам [1]:

1) по напряжению:

$$U_{\text{СЕТ.НОМ}} \leq U_{\text{НОМ}}. \quad (5.11)$$

2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по классу точности (в зависимости от классов точности подключаемых приборов).

Трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке [1]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (5.12)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\Sigma P^2 + \Sigma Q^2}, \quad (5.13)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Выберем и проверим трансформаторы напряжения для РУ ВН. Перечень приборов, подключенных к трансформаторам напряжения, приведен в табл. 5.12 [1, табл. 4.8].

Таблица 5.12

## Вторичная нагрузка трансформатора напряжения в цепи РУ ВН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	–
Вольтметр регистрирующий	Н-393	10	1	1	0	1	10	–
Фиксатор импульсного действия	ФИП	3	–	1	0	3	9	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	2	6	–
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТЗар-01-22-08	10	2	0,2	0,98	2	8	39,2
Итого:	–	–	–	–	–	–	41	39,2

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения одной секции:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{41^2 + 39,2^2} = 56,72 \text{ ВА.}$$

Принимаем к установке трансформатор напряжения марки НАМИ-220 УХЛ1 [19]. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 5.13.

Таблица 5.13

## Расчетные и каталожные данные ТН в цепи РУ ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{вст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{вст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{2\Sigma} = 56,72 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$

Трансформаторы напряжения отечественного производства приведены в [3; 17; 19; 20], зарубежного производства – [13; 21; 22].

### 5.5. Выбор ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжений предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжений не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую крышку.

Благодаря своей высокой нелинейности ограничители перенапряжений обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и выдерживают без ограничения времени рабочее напряжение сети. Отсутствие искрового промежутка обеспечивает постоянное подключение ОПН к защищаемому оборудованию.

Условие выбора ОПН [23]:

$$U_{РАБ} \geq U_{СЕТ}, \quad (5.14)$$

где  $U_{СЕТ} = 1,05 \cdot U_{НОМ}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ;

$U_{РАБ} = \sqrt{3} \cdot U_{НОМ,РАБ}$  – максимальное рабочее напряжение ОПН, кВ.

Для установки в РУ ВН выбираем нелинейные ограничители перенапряжений ОПН-У/TEL 220/168 УХЛ1 [24]. Произведем проверку аппарата согласно (5.14):

$$U_{н.р} = \sqrt{3} \cdot 168 = 290,98 \text{ кВ};$$

$$U_c = 252 \text{ кВ};$$

$$290,98 \text{ кВ} > 252 \text{ кВ}.$$

Условие выбора ОПН выполняется. Паспортные данные современных ограничителей перенапряжения отображены в [25;26].

## 5.6. Выбор шин и токоведущих частей

Шины являются жесткими неизолированными проводниками, которые применяют для сборных шин РУ, а также для электрического соединения аппаратов между собой и присоединения их к сборным шинам [23].

В качестве шин ГРУ и ошиновки используют жесткие шины. Как правило, по экономическим соображениям шины изготавливают в основном из алюминия или его сплавов с различными свойствами проводимости электричества и механической прочности. Выбор жестких шин также зависит от токовой нагрузки. При токах до 3000 А применяют одно- и двухполюсные шины, при больших токах используют шины коробчатого сечения, обладающие лучшими условиями охлаждения и меньшими потерями от эффекта близости и поверхностного эффекта [1].

Выбор сечения шин производится по допустимому току (по нагреву). Проверка сборных шин электроустановки и ошиновки в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности не допустима [2, п.1.3.28]. Условие выбора [1]:

$$I_{доп} \geq I_{max}, \quad (5.15)$$



где  $I_{\max}$  – максимальный рабочий ток, проходящий по сборным шинам;

$I_{\text{доп}}$  – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя [2, п.1.3.23] или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ( $\theta_{\text{о,доп}} = 25 \text{ C}^0$ ). В последнем случае [1]:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о,доп}}}}. \quad (5.16)$$

В случае неизолированных или окрашенных проводов принимают значения  $\theta_{\text{доп}} = 70 \text{ C}^0$  и  $\theta_{\text{о,доп}} = 25 \text{ C}^0$  при этом значение допустимого тока определяется следующим образом [1]:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{70 - \theta_0}{45}}, \quad (5.17)$$

где  $I_{\text{доп.ном}}$  – допустимый ток при температуре воздуха  $\theta_{\text{о,ном}} = 25 \text{ C}^0$ ;  
 $\theta_0$  – действительная температура воздуха.

Проверка жестких шин производится на термическую и электродинамическую стойкость. Механический расчет производится в зависимости от числа полос, расположения шин и типа сечения шин.

В РУ 35 кВ и более, а также для соединения трансформаторов и генераторов с шинами РУ 10 кВ используют гибкие шины, выполненные проводами АС. Выбор гибких шин осуществляется по экономической плотности тока. Однако, согласно [1], сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат. Поэтому выбор гибких проводников будем осуществлять по допустимому току, согласно формуле (5.15).

Проверка гибких шин осуществляется на термическое (не производится для шин, выполненных голыми проводами на открытом воздухе) и электродинамическое (при  $I_{\text{п.о}} > 20 \text{ кА}$ ) действие тока КЗ, условие короны, а также для проводников с расщепленными фазами по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы [1].

Выберем сборные шины и токоведущие части в цепи РУ ВН. В качестве гибкой шины выбираем сталеалюминевый провод АС-300/39,  $q = 300 \text{ мм}^2$ ,  $d = 24 \text{ мм}$ ,  $I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$  [3, табл. 7.35]. Данный провод удовлетворяет условию (5.15). Значение максимального рабочего тока для РУ ВН приведено в табл. 5.1. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 400 см. Проверка шин на схлестывание не

производится, так как  $I_{п.о} < 20$  кА. Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, поскольку шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Произведем проверку по условиям коронирования. Для проверки на корону необходимо определить максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля согласно формуле [1]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (5.18)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода ( $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 31,63 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода согласно [1]:

$$E = \frac{0,345 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}}, \quad (5.19)$$

где  $D_{CP} = 1,26 \cdot D = 504$  см – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз;

$U$  – линейное напряжение, кВ.

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 24,74 \text{ кВ/см.}$$

Согласно [1], при горизонтальном расположении проводов на среднем проводе напряженность больше на 7 % величин, определенных по формулам (5.18) и (5.19). Провода не коронируют при условии, что напряженность поля у поверхности любого провода не более  $0,9 \cdot E_0$ . Условие проверки на корону [1]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (5.20)$$

$$1,07 \cdot 24,74 = 26,47 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,63 = 28,47 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки на корону выполняется.

Выбор шин 6-10 кВ осуществляем по допустимому току. Помимо проверки на термическую и электродинамическую стойкость (при необходимости), шины сечением  $q$  должны удовлетворять условию [1]:

$$q \geq q_{\min}, \quad (5.21)$$

где  $q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}$  – минимальное сечение проводника, которое при

заданном токе КЗ обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры;

$C_T$  – функция, значения которой приведены в табл. 5.14.

Таблица 5.14

Значение параметра  $C_T$  для жестких шин

Система легирования	Материал проводника или марка сплава	Значение $C_T$ , $A \cdot c^{1/2}/\text{мм}^2$ , при начальной температуре, $^{\circ}\text{C}$		
		70	90	120
-	Медь	170	...	...
Al	АДО	90	81	68
	АД1Н	91	82	69
	АДОМ, АД1М	92	83	70

Сборные шины также проходят проверку на механическую прочность. Согласно [1], для шин коробчатого сечения, расположенных в горизонтальной плоскости, швеллеры которых соединены жестко по всей длине сварным швом, момент сопротивления равен [1]:

$$W = W_{Y0-Y0} = \frac{b \cdot h^2}{6} \quad (5.22)$$

При расположении шин в вершинах равностороннего треугольника расчетную формулу принимаем по [1, табл. 4.3]. Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами определяется по формуле [1]:

$$\sigma_{\max} = 2,5 \cdot \frac{i_{yD}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{Y0-Y0}} \cdot 10^{-8} \quad (5.23)$$

где  $i_{yD}$  – значение ударного тока на шинах РУ НН, кА;

$l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$a$  – расстояние между фазами, м.

В случае, когда шины соединены жестко, то напряжение в материале шин от сил взаимодействия между полосами в пакете  $\sigma_{II} = 0$ . Следовательно, механическая прочность шин оценивается неравенством [1]:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (5.24)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение в материале шин, МПа.

Проверка шин на электродинамическую стойкость заключается в определении частоты собственных колебаний. К примеру, для алюминиевых шин [1]:

$$f_0 = \frac{173}{l_2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.26)$$

где  $J = \frac{b \cdot H^3}{12}$ , см<sup>4</sup> – момент инерции шин.

Условие выполняется при  $f_0 > 200$  Гц, поскольку исключается механический резонанс.

### 5.7. Выбор изоляторов

Изоляторы служат для крепления токоведущих частей и изоляции их от заземленных конструкций и других частей электроустановки, находящейся под иным потенциалом [23]. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям [23]:

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}. \quad (5.27)$$

- по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (5.28)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора,  $F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}$ ;

$F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н [1]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} = f_\phi \cdot l \cdot k_h, \quad (5.29)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины.

При расположении шины на ребро, коэффициент  $k_h$  равен [1]:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}; H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (5.30)$$

где  $H_{из}$  – высота изолятора.

При расположении шин в вершинах треугольника [5]:

$$F_{расч} = k_h \cdot F_H. \quad (5.31)$$

Проходные изоляторы выбираются по следующим критериям:

- по номинальному напряжению, согласно неравенству (5.27);
- по допустимому ток, согласно неравенству (5.15);
- по допустимой нагрузке, согласно неравенству (5.28). Для проходных изоляторов [1]:

$$F_{расч.и} = 0,5 \cdot F_{расч}. \quad (5.32)$$

В качестве примера, выберем в цепь РУ НН опорные изоляторы ИО-6-3,75 УЗ [3, табл. 5.7]. В данном случае  $k_h = 1$ , так как шины расположены плашмя. Следовательно, расчетная сила, согласно формуле (5.29):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{35670^2}{0,6} \cdot 1,5 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 550,94 \text{ Н.}$$

Допустимая сила равна:

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

Выбранные опорные изоляторы удовлетворяют всем условиям проверки.

В качестве проходных изоляторов в цепи РУ НН выберем ИП-10/2000-3000 У [3, табл. 5.8]. Расчетная сила проходного изолятора согласно (5.29):

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{35670^2}{0,6} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 275,47 \text{ Н.}$$

Допустимая сила равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 30000 = 18000 \text{ Н.}$$

Выбранные проходные изоляторы также удовлетворяют всем условиям проверки.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций: учеб. для студ. сред. проф. образования/ Л. Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – Москва: «Академия», 2007. – 448 с.
2. Правила устройства электроустановок [Текст]: все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2016 года. – Москва: КНОРУС, 2016. – 488 с.
3. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: [учебное пособие] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 5-е изд., стер. – СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с. – (Учебная литература для вузов).
4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил.
5. Номенклатурный каталог [Электронный ресурс]: каталог. – Тольятти: ООО "Тольяттинский Трансформатор", 2016. – 125 с. URL: <http://transformator.com.ru/ttproduction/> (20.06.2017).
6. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
7. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. URL: [http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers\\_tech/Schems.pdf](http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf) (20.06.2017).
8. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие. – Новосибирск: НГТУ, М.: Мир: ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.
9. Каталог «Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на 35, 110 и 220 кВ» [Электронный ресурс] – URL: [http://uetm.ru/files/katalog\\_VGT-35,110,22\\_2.pdf](http://uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22_2.pdf). (22.06.2017)
10. «Электрощит Самара». Вакуумные выключатели [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/>. (22.06.2017).
11. Каталог «Вакуумные выключатели VF12» [Электронный ресурс]. URL: [http://www.elteh.ru/upload/iblock/254/Catalogue\\_VF12.pdf](http://www.elteh.ru/upload/iblock/254/Catalogue_VF12.pdf). (22.06.2017).
12. Каталог продукции 2005. Силовое электрооборудование 6-35 кВ. Элегазовые выключатели среднего напряжения HD/GT [Электронный ресурс]: каталог. – «ABB», 2005. – 35 с. URL: [http://www.ielectro.ru/pp\\_pageD\\_oc=6/Document30690.html](http://www.ielectro.ru/pp_pageD_oc=6/Document30690.html) (22.06.2017).

13. Каталог высоковольтного оборудования [Электронный ресурс]: каталог. – «CHINT Electric», 2015. – 203 с. URL: <https://chint-electric.ru/vysokovoltnye-izdeliya/vykvlyuchateli> (22.06.2017).
14. «Электрощит Самара». Разъединители и ВНА [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/> (22.06.2017).
15. ВУИЕ.670049.004 ТИ Разъединители переменного тока высокого напряжения серий РВ, РВО, РВЛОМ, РВФ, РВЗ, РФВЗ. Заземлители серии ЗР и приводы серии ПР. Технические условия. Редакция 5. – Нижняя Тура: ООО «НТЭАЗ Электрик», 2014. – 33 с.
16. «ABB». Разъединители [Электронный ресурс] URL: <http://new.abb-com/high-voltage/ru/razjediniteli> (22.06.2017).
17. «Электрощит Самара». Измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/> (22.06.2017).
18. Высоковольтные элегазовые трансформаторы тока 35-750 кВ [Электронный ресурс]: каталог. – «ABB», 2013. – 8 с. URL: [http://svetilnici.electro.ru/Document76705.html?fn\\_tab2doc=1479](http://svetilnici.electro.ru/Document76705.html?fn_tab2doc=1479) (22.06.2017).
19. Антирезонансные трансформаторы напряжения серии НАМИ. НАМИ-220 [Электронный ресурс] – URL: <http://www.ramenergy.ru/products-nami-220/> (23.06.2017).
20. Антирезонансные трансформаторы напряжения серии НАМИ. НАМИ-35 [Электронный ресурс] – URL: <http://www.ramenergy.ru/products-nami-35/> (23.06.2017).
21. Измерительные трансформаторы наружной установки. Справочник покупателя [Электронный ресурс]: каталог. – «ABB», 2014. – 72 с. URL: <https://library.e.abb.com> (23.06.2017).
22. Трансформатор напряжения TDC [Электронный ресурс]: брошюра. – «ABB», 2014. – 4 с. URL: <https://library.e.abb.com> (23.06.2017).
23. Почаевец В.С. Электрические подстанции: учебник. – Москва: ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2012. – 491 с.
24. Ограничители перенапряжений нелинейные. Техническая информация [Электронный ресурс] – URL: <http://www.tavrida.ru/doc/?322> (23.06.2017).
25. Ограничители перенапряжения ЗЕР [Текст]: каталог. – «Siemens», 2014. – 16 с.
26. Ограничители перенапряжения. Программа выпуска [Текст]: каталог. – «Siemens», 2014. – 12 с.

Учебное издание

Составители: **Прасол** Дмитрий Александрович  
**Жилин** Евгений Витальевич

## **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ**

Методические указания к выполнению курсовой работы  
по дисциплине «Электрические станции и подстанции»  
для студентов направления бакалавриата  
13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Подписано в печать	Формат	.Усл. печ. л.	. Уч.-изд. л.
Тираж	экз.	Заказ	Цена

Отпечатано в Белгородском государственном технологическом университете  
им. В.Г. Шухова  
308012, г. Белгород, Костюкова, 46