

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Макашев Андрей Евгеньевич

Должность: Ректор

Дата подписания: 19.10.2023 14:48:46

Уникальный программный ключ:

4c46f2d9ddda3fafb9e57683d11e5a4257b6ddfe

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

Чувашский государственный аграрный университет

(ФГБОУ ВО Чувашский ГАУ)

Инженерный факультет

Кафедра механизации, электрификации и автоматизации
сельскохозяйственного производства

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Программа и методические указания по выполнению курсового проекта

Чебоксары, 2023

УДК 621.3

ББК 31.28

Э 45

Рецензенты:

Белов В. В. профессор кафедры механизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства ФГБОУ ВО Чувашский ГАУ.

Карчин В. В. к. т. н., доцент кафедры механизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства ФГБОУ ВО Чувашский ГАУ.

Э 45 Электроснабжение: программа и методические указания по выполнению курсового проекта / Г. М. Михеев. – Чебоксары, 2023. – 78 с.

В методических указаниях изложены правила оформления курсовой работы, требования, предъявляемые к ее структуре, содержанию и защите.

Указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 Агроинженерия направленность (профиль) Электрооборудование и электротехнологии.

Рассмотрено и одобрено на заседании кафедры механизации, электрификации и автоматизации сельскохозяйственного производства.

Рассмотрено и одобрено методической комиссией инженерного факультета.

УДК 621.3

ББК 31.28

© Г.М. Михеев, 2023

© ФГБОУ ВО Чувашский ГАУ, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	4
ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ	5
УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	8
1. Расчет электрических нагрузок населенного пункта	8
2. Определение мощности и выбор трансформаторов	10
3. Электрический расчет воздушной линии напряжением 10 кВ	11
4. Построение таблицы отклонений напряжения	15
5. Электрический расчет воздушной линии напряжением 0,38 кВ	18
6. Конструктивное выполнение линий напряжением 0,38 кВ, 10 кВ и подстанции 10/0,38 кВ	21
7. Расчет токов короткого замыкания	21
8. Выбор оборудования подстанции ТП1	26
9. Защита от токов короткого замыкания	27
10. Согласование защит	34
11. Технико-экономическая часть	40
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	44
ПРИЛОЖЕНИЯ	45

ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Проект состоит из расчётно-пояснительной записки объемом 25-30 страниц и двух листов графической части формата А1 (594 х 841 мм), выполненных карандашом или с помощью программ машинной графики. Записка выполняется с применением печатающих и графических устройств ПК или от руки на одной стороне листа бумаги стандартного формата 210 х 297 мм. На все листы (кроме титульного) наносится рамка. Расстояние от края левой стороны листа до рамки 20 мм, а от краев остальных сторон – 5 мм. Все страницы текста имеют сквозную нумерацию, номер страницы проставляется внизу посередине. На титульном листе номер внизу не проставляется. При оформлении и выполнении проекта должны соблюдаться требования единой системы конструкторской документации (ЕСКД). Все размерности приводятся в системе международных единиц (СИ).

Структура записки: титульный лист, задание, аннотация, содержание, введение, расчетно-пояснительная часть с выводами по разделам, *спецвопрос*, заключение, список литературы.

Форма титульного листа расчетно-пояснительной записки к курсовому проекту приведена в приложении А.

На листе «Задание на курсовое проектирование» указывается номер зачетной книжки студента и выданный вариант задания на курсовой проект. Здесь же отмечается дата выдачи задания и срок завершения работы над проектом. Форма листа приведена в приложении Б.

В аннотации кратко излагается содержание курсового проекта.

На листе «Содержание» приводится полное наименование разделов и подразделов с указанием соответствующих страниц.

Во введении обосновывается необходимость решения рассматриваемого вопроса и его связь с народнохозяйственными задачами.

В расчетно-пояснительной части рассматриваются вопросы расчета электрических нагрузок, определения мощности трансформаторов подстанций, расчета линий 10 и 0,38 кВ, расчета токов короткого замыкания, выбора оборудования подстанции, выбора и согласования защит, выполняются необходимые технико-экономические расчеты. При этом особое внимание следует обращать на размерность входящих в формулу расчета исходных величин, а также – на размерность результата вычисления. Пояснения к расчетам должны быть предельно краткими и четкими. Если производится многократное повторение одинаковых решений, то подробное решение выполняется один раз, а результаты остальных решений сводятся в таблицу.

Тематика разрабатываемых спецвопросов приведена в приложении В. Допускаются иные темы спецвопросов по предложению преподавателя или студента при согласовании с преподавателем.

В заключении формулируются основные результаты (как положительные, так и отрицательные), полученные в ходе выполнения проекта.

Графическая часть курсового проекта должна содержать исходную схему сети 10 кВ и 0,38кВ, принципиальную схему ТП 10/0,38 кВ, карту согласования защит и принципиальную или схему по спецвопросу.

Содержание расчетно-пояснительной записки рекомендуется составлять по следующей схеме (в скобках примерный объем материала в страницах):

1. Титульный лист (1 с.)
2. Задание на курсовое проектирование (0,25 с.)
3. Аннотация (0,25 с.)
4. Содержание (0,5 с.)
5. Введение (1 с.)
6. Расчет электрических нагрузок населенного пункта (2 с.)
7. Определение мощности и выбор трансформаторов (1с.)
8. Электрический расчет ВЛ 10 кВ (2,5 с.)
9. Построение таблицы отклонений напряжения (0,5 с.)
10. Электрический расчет ВЛ 0,38 кВ (2,5 с.)
11. Конструктивное выполнение линий напряжением 0,38 кВ, 10 кВ и ТП 10/0,38 кВ (1 с.)
12. Расчет токов короткого замыкания (4,5 с.)
13. Выбор оборудования подстанции ТП1 (1,5 с.)
14. Защита от токов короткого замыкания (3 с.)
15. Согласование защит (3 с.)
16. Техничко-экономическая часть (3 с.), в том числе: спецификация на оборудование и материалы (1 с.); расчет себестоимости передачи и распределения электрической энергии до шин 0,4 кВ (2 с.)
17. Спецвопрос (5-6 с.)
18. Заключение (0,5 с.)
19. Список использованной литературы (0,5с.)

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Исходными данными для выполнения курсового проекта являются:

1. Схемы для расчета отходящей воздушной линии напряжением 10 кВ (приложение Г), включающие: а) план территории с указанием населенных пунктов; б) режим напряжения на шинах 10 кВ; в) мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ; г) номера населенных пунктов с указанием дневного и вечернего максимумов нагрузки производственных потребителей.

2. Схемы для расчета сети 0,38 кВ (приложение Д), включающие: а) планировку населенного пункта с указанием всех потребителей электроэнергии; б) трассу ВЛ 10 кВ.

3. Электрические нагрузки сельскохозяйственных производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей (приложение Е).

Вариант задания определяется кодом, состоящим из трех цифр. Цифры кода каждый студент выбирает самостоятельно по трем последним цифрам номера своей зачетной книжки. Варианты заданий на курсовой проект приведены в табл. 1.

Таблица 1. Варианты заданий на курсовой проект

Первая цифра кода	Вторая цифра кода	Третья цифра кода									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0 2	0	111	211	311	411	511	611	121	221	321	421
	1	521	621	131	231	331	431	531	631	141	241
	2	341	441	541	641	151	251	351	451	551	651
	3	112	212	312	412	512	612	122	222	322	422
	4	522	622	132	232	332	432	532	632	142	242
	5	342	442	542	642	152	252	352	452	552	652
	6	113	213	313	413	513	613	123	223	323	423
	7	523	623	133	233	333	433	533	633	143	243
	8	343	443	543	643	153	253	353	453	553	653
	9	114	214	314	414	514	614	124	224	324	424
1 3	0	524	624	134	234	334	434	534	634	144	244
	1	344	444	544	644	154	254	354	454	554	654
	2	115	215	315	415	515	615	125	225	325	425
	3	525	625	135	235	335	435	535	635	145	245
	4	345	445	545	645	155	255	355	455	555	655
	5	111	211	311	411	511	611	121	221	321	421
	6	521	621	131	231	331	431	531	631	141	241
	7	341	441	541	641	151	251	351	451	551	651
	8	112	212	312	412	512	612	122	222	322	422
	9	522	622	132	232	332	432	532	632	142	242
4 6 8	0	342	442	542	642	152	252	352	452	552	652
	1	113	213	313	413	513	613	123	223	323	423
	2	523	623	133	233	333	433	533	633	143	243
	3	343	443	543	643	153	253	353	453	553	653
	4	114	214	314	414	514	614	124	224	324	424
	5	524	624	134	234	334	434	534	634	144	244
	6	344	444	544	644	154	254	354	454	554	654
	7	115	215	315	415	515	615	125	225	325	425
	8	525	625	135	235	335	435	535	635	145	245
	9	345	445	545	645	155	255	355	455	555	655
5 7 9	0	111	211	311	411	511	611	121	221	321	421
	1	521	621	131	231	331	431	531	631	141	241
	2	341	441	541	641	151	251	351	451	551	651
	3	112	212	312	412	512	612	122	222	322	422
	4	522	622	132	232	332	432	532	632	142	242
	5	342	442	542	642	152	252	352	452	552	652
	6	113	213	313	413	513	613	123	223	323	423
	7	523	623	133	233	333	433	533	633	143	243
	8	343	443	543	643	153	253	353	453	553	653
	9	114	214	314	414	514	614	124	224	324	424

Вариант задания состоит из трех цифр. Первая цифра задания определяет номер расчетного населенного пункта на схеме для расчета отходящей ВЛ 10 кВ. Вторая цифра задания указывает номер схемы для расчета отходящей ВЛ 10 кВ. Третья цифра задания определяет номер схемы для расчета сети 0,38 кВ. Задание по масштабам для схем ВЛ 10 кВ и сети 0,38 кВ выбирается по первой цифре кода. Первому заданию по масштабам соответствует первая цифра кода – 0 или 2; второму заданию по масштабам – цифра 1 или 3; третьему заданию – цифра 4, 6 или 8; четвертому заданию – цифра 5, 7 или 9. Варианты заданий по масштабам для схем ВЛ 10 кВ и сети 0,38 кВ приведены в табл.2.

Таблица 2. Варианты заданий по масштабам

Номер варианта масштаба	1	2	3	4
Для схем ВЛ 10 кВ	1: 100000	1: 50000	1: 25000	1: 20000
Для схем сети 0,38 кВ	1: 2000	1: 2500	1: 5000	1: 10000

Пример выбора варианта задания на курсовое проектирование:

Номеру зачетной книжки студента 980718 соответствует код 718.

По заданному коду 718 из табл. 1 определяется вариант задания – 141, которому соответствует схема №4 ВЛ 10 кВ с расчетным населенным пунктом №1 и схема №1 сети 0,38 кВ.

Первая цифра кода – 7 определяет четвертое задание по масштабам для схем ВЛ 10 кВ и сети 0,38 кВ.

На схемах ВЛ 10 кВ (приложение Г) приняты следующие условные обозначения:

$\delta U_{III10}^{100} = +5\%$; $\delta U_{III10}^{25} = +1\%$ - заданные отклонения напряжения на шинах 10 кВ районной подстанции 35/10 кВ в максимальном (100% нагрузка) и минимальном (25% нагрузка) режимах;

$S_{кз} = 75 \text{ МВА}$ - заданное значение мощности короткого замыкания на шинах 10 кВ РТП 35/10 кВ;



5- номер населенного пункта;

200 (150) - расчетная активная мощность дневного (200 кВт) и **250 (155)** вечернего (250 кВт) максимумов нагрузки всех потребителей населенного пункта; в скобках указана расчетная активная мощность производственных потребителей, соответственно, для дневного и вечернего максимумов нагрузки. Указанные данные принимаются для пяти населенных пунктов, для расчетного населенного пункта (в вышеприведенном примере – это первый пункт) исходные данные должны быть заменены

результатами расчета нагрузок по заданному варианту схемы сети 0,38 кВ (для примера – это схема 1).

На схемах сети 0,38 кВ (приложение Д) приняты следующие условные обозначения:

— W — - трасса ВЛ 10 кВ;

27.1 - номер потребителя (27) и вариант его характеристики (1) по таблице приложения Е (27.1 –овощекартофелехранилище на 300-600 т). Расчетные нагрузки дневного и вечернего максимумов, а также мощность наибольшего установленного двигателя берутся из таблицы приложения Е.

УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАЗДЕЛОВ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1. Расчет электрических нагрузок населенного пункта

Расчет электрических нагрузок производится с целью выбора сечений проводов линий и расчёта мощности ТП. Прежде чем приступить к определению нагрузок, необходимо на листе миллиметровой бумаги формата А3 (297 х 420 мм) начертить свой вариант расчетной схемы сети 0,38 кВ (план населенного пункта), который принимается за основу всех дальнейших расчетов. На плане населенного пункта проводятся оси координат: горизонтальная (внизу) и вертикальная (слева), на осях координат через каждые 10 мм наносятся и нумеруются деления. Таким образом, каждый потребитель электроэнергии на плане населенного пункта будет иметь координаты X (по горизонтальной оси) и Y (по вертикальной оси).

Для определения суммарной расчетной мощности потребителей заданного населенного пункта необходимые исходные данные и результаты расчетов заносятся в таблицу 1.1.

Таблица 1.1

№ пп	Потребитель	Расчетная мощность						Координаты	
		Р _д , кВт	Р _в , кВт	cosφ _д о.е.	cosφ _в о.е.	S _д , кВА	S _в , кВА	X, о.е.	Y, о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 1.1 заполняется следующим образом:

Во втором столбце указываются наименования всех потребителей (приложение Е) согласно их условным обозначениям на расчетной схеме сети 0,38 кВ (приложение Д).

В третий и четвертый столбцы таблицы записываются значения расчетной активной нагрузки дневного и вечернего максимумов потребителей из приложения Е.

В пятый и шестой столбцы таблицы вносятся значения коэффициентов мощности потребителей, которые можно брать из таблицы 3.7 [1,2].

Значения полной мощности дневного и вечернего максимумов нагрузки рассчитываются по формуле

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \quad (1.1)$$

после чего вносятся в соответствующие столбцы (7 и 8) таблицы.

В девятый и десятый столбцы вносятся координаты центра нагрузки каждого из потребителей, взятые с плана населенного пункта. При этом за координаты центра нагрузки потребителя принимают координаты геометрического центра условного обозначения потребителя. В дальнейшем координаты центра нагрузки потребителя для упрощения называются просто координатами потребителя.

Суммарная расчетная мощность дневного и вечернего максимумов нагрузки всех потребителей населенного пункта определяется в следующей последовательности:

1. Для одинаковых потребителей (производственных или жилых домов), имеющих одну и ту же расчетную нагрузку, суммарная нагрузка дневного и вечернего максимумов определяется по формуле:

$$P_n = n \cdot k_o \cdot P, \quad (1.2)$$

где P_n – расчетная нагрузка группы «n» одинаковых потребителей, кВт;

P – расчетная нагрузка одного потребителя, кВт;

k_o – коэффициент одновременности, значение которого рекомендуется брать из таблицы 3.5 [1,2].

1. Расчетная мощность дневного максимума нагрузки потребителей населенного пункта определяется по формуле:

$$P_p = P_b + P_{доб1} + P_{доб2} + P_{доб3} + \dots + P_{доб.m-1}, \quad (1.3)$$

где P_b – наибольшее значение расчетной мощности дневного максимума нагрузки одного из потребителей или группы одинаковых потребителей, кВт;

m – число потребителей и групп одинаковых потребителей населенного пункта, нагрузки которых суммируются;

$P_{доб1}$, $P_{доб2}$, $P_{доб3}$, $P_{доб m-1}$ – добавки, определяемые расчетной мощностью дневного максимума нагрузки всех других потребителей и групп одинаковых потребителей, кВт; берутся из таблицы 3.6 [1,2].

3. Определяется нагрузка наружного освещения населенного пункта, которая включает нагрузку уличного освещения и нагрузку наружного освещения территории хозяйственных дворов:

$$P_{\Sigma HO} = p_{удуО} L_y + P_{HO.хд}, \quad (1.4)$$

где $P_{\Sigma HO}$ – суммарная нагрузка наружного освещения населенного пункта, кВт;

$p_{удуО}$ – удельная нагрузка уличного освещения, Вт/м; в курсовом проекте рекомендуется принять $p_{удуО}=6$ Вт/м;

L_y – суммарная длина улиц населенного пункта, м; принимается в соответствии с масштабом по плану населенного пункта;

$P_{HO хд}$ – суммарная нагрузка наружного освещения территории хозяйственных дворов, кВт; в курсовом проекте рекомендуется принимать из

расчета: 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на 1 метр длины периметра двора [1, с.37; 2, с.38].

4. Расчетная мощность вечернего максимума нагрузки потребителей населенного пункта определяется по формуле:

$$P_p = P_B + P_{доб1} + P_{доб2} + P_{доб3} + \dots + P_{доб.m-1} + P_{\Sigma HO}, \quad (1.5)$$

где P_B , $P_{доб1}$, $P_{доб2}$, $P_{доб3}$, $P_{доб m-1}$ – то же, что и для формулы (1.3), только для вечернего максимума нагрузки потребителей, кВт;

$P_{\Sigma HO}$ – суммарная нагрузка наружного освещения населенного пункта, кВт.

5. Расчетная мощность дневного и вечернего максимума нагрузки производственных потребителей населенного пункта определяется аналогично по формулам (1.2)...(1.5), при этом в формуле (1.5) учитывается только нагрузка наружного освещения территории хозяйственных дворов.

6. Коэффициент мощности дневного и вечернего максимума суммарной нагрузки всех потребителей населенного пункта определяется по кривым рис. 3.6 [1] или рис. 3.7 [2] в зависимости от отношения расчетной нагрузки производственных потребителей к расчетной нагрузке всех потребителей населенного пункта.

7. Расчетная полная мощность (S_p , кВт А) дневного и вечернего максимума нагрузки всех потребителей населенного пункта определяется по формуле (1.1), где « $\cos \varphi$ » определяется по п.6.

2. Определение мощности и выбор трансформаторов

Количество трансформаторных подстанций в населенном пункте рекомендуется определять по эмпирической формуле:

$$n_{\text{ТП}} = \sqrt{\frac{S_p \cdot F \cdot B}{\Delta U}}, \quad (2.1)$$

где S_p – наибольшее значение расчетной полной мощности всех потребителей населенного пункта, соответствующее дневному или вечернему максимуму нагрузки, кВт·А;

F – площадь населенного пункта, км²;

ΔU – допустимая потеря напряжения в линиях 0,38 кВ, %;

B – коэффициент, %/кВт·А*км².

Для ВЛ 0,38 кВ принимается $\Delta U = 7...10\%$; для ТП 10/0,38 кВ значение коэффициента « B » принимают: $B = 0,06...0,07 \text{ \%}/\text{кВт А*км}^2$.

Полученное значение « $n_{\text{ТП}}$ » округляется в большую или меньшую сторону по конструктивным соображениям. С учетом заданий по масштабам для сети 0,38 кВ протяженность населенного пункта превышает 0,5 км, поэтому рекомендуется выбирать не менее двух трансформаторных подстанций.

После определения числа трансформаторных подстанций необходимо на плане населенного пункта сгруппировать потребители по зонам с учетом места их расположения и характера нагрузки (производственной, коммунально-бытовой или смешанной). При этом число зон должно быть равно числу

трансформаторных подстанций « $n_{\text{ТП}}$ ». Для каждой зоны по данным таблицы 1.1 и формулам (1.2)...(1.5) определяется расчетная полная мощность дневного и вечернего максимума нагрузки, а значение коэффициента мощности в формуле (1.5) принимается по таблице 3.7 [1,2] с учетом характера суммарной нагрузки потребителей зоны (производственная, коммунально-бытовая или смешанная).

Число трансформаторов на подстанции определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения, которую можно определить по приложению 31 [1,2]. Для потребителей 1 категории следует установить по два трансформатора на ТП, для потребителей 2 и 3 категории – по одному трансформатору. С учетом исходных данных нагрузок потребителей, приведенных в приложении Е, рекомендуется применять однотрансформаторные ТП.

Мощность трансформатора для каждой выбранной зоны потребителей выбирается по наибольшей расчетной полной мощности суммарной нагрузки потребителей зоны, соответствующей дневному или вечернему максимуму нагрузки, и с учетом интервалов экономических нагрузок для трансформаторов (приложение Ж).

Координаты ТП для каждой выбранной зоны потребителей рассчитывают по известным координатам отдельных потребителей (таблица 1.1), с использованием формул:

$$X_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i X_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad Y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (2.2)$$

где n – число потребителей для каждой выбранной зоны;

S_i – полная мощность « i »-того потребителя для того максимума нагрузки, по которому выбран трансформатор ТП, $\text{kB} \cdot \text{A}$; берется из таблицы 1.1;

X_i, Y_i – координаты « i »-того потребителя из таблицы 1.1.

Расположение ТП корректируется по месту на плане населенного пункта с учетом возможности подхода ВЛ 10 кВ и выхода ВЛ 0,38 кВ. Это место должно быть свободно от застроек.

После определения числа, мощности и места установки потребительских ТП их наносят на план населенного пункта. Каждой подстанции присваивают порядковый номер по месту расположения на плане слева направо.

3. Электрический расчет воздушной линии напряжением 10 кВ

Электрический расчет воздушных линий (ВЛ) производится с целью выбора марки и сечения проводов, определения потерь напряжения и энергии в линии.

До начала расчета необходимо на листе миллиметровой бумаги формата А3 (297 х 420 мм) начертить свой вариант схемы отходящей ВЛ 10 кВ (план местности с условным обозначением шести населенных пунктов и шин 10 кВ РТП 35/10 кВ), который принимается за основу всех дальнейших расчетов.

На плане рядом с условным обозначением и номером каждого населенного пункта необходимо указать исходные данные: расчетную активную мощность дневного и вечернего максимумов нагрузки всех потребителей населенного пункта; в скобках указывается расчетная активная мощность производственных потребителей, соответственно, для дневного и вечернего максимумов нагрузки.

Указанные исходные данные для расчетного населенного пункта, номер которого определяется шифром задания, необходимо определить по результатам ранее выполненных расчетов п.1; для остальных пяти населенных пунктов исходные данные берутся по заданному варианту схемы отходящей ВЛ 10 кВ.

Расчет рекомендуется выполнять в следующей последовательности.

3.1. Составляется схема (конфигурация) ВЛ 10 кВ на плане местности. При этом населенные пункты на плане местности соединяют прямыми линиями, а один из них (находящийся в начале линии) соединяют прямой линией с шинами 10 кВ РТП 35/10 кВ.

3.2. На плане, с учетом заданного масштаба, определяются длины участков линии 10 кВ. Длина каждого участка ВЛ 10 кВ (в километрах) определяется с учетом заданного масштаба между центрами окружностей, обозначающих соединяемые населенные пункты, и указывается на плане местности.

3.3. Результаты дальнейших расчетов и необходимые данные для них оформляются в виде таблицы 3.1.

Таблица 3.1

Участок ВЛ 10 кВ		Расчетная активная мощность участка, кВт				Р _{ДП} /Р _{ДО}	Р _{ВП} /Р _{ВО}
Номер	Длина, км	Днем		Вечером			
		Р _{ДО}	Р _{ДП}	Р _{ВО}	Р _{ВП}		
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы 3.1

$\cos\varphi_D$	$\cos\varphi_B$	$\operatorname{tg}\varphi_D$	$\operatorname{tg}\varphi_B$	Расчетная мощность				Рабочий ток, А	
				Реактивная, квар		Полная, кВт·А			
				Q_D	Q_B	S_D	S_B	I_D	I_B
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Окончание таблицы 3.1

Марка и сечение провода	Потери напряжения, %				Потери энергии, кВт·ч
	Днем		Вечером		
	На участке	От шин 10 кВ до конца участка	На участке	От шин 10 кВ до конца участка	

19	20	21	22	23	24
----	----	----	----	----	----

Таблица 3.1 заполняется в следующей последовательности:

В столбце 1 проставляются условные номера участков ВЛ 10 кВ, начиная с конечных и заканчивая головными участками. Каждый участок линии обозначается двумя цифрами по номерам населенных пунктов, которые он соединяет. Шинам 10 кВ РТП 35/10 кВ присваивается номер 0. Например, участок линии 2-5 находится между населенными пунктами 2 и 5.

В столбце 2 указывается длина (в км) каждого участка ВЛ 10 кВ, определенная по п.3.2.

В столбцах 3, 4, 5 и 6 таблицы 3.1 проставляются расчетные активные нагрузки (дневного и вечернего максимума) всех потребителей ($P_{до}$, $P_{во}$) и производственных потребителей ($P_{дп}$, $P_{вп}$), которые на каждом из участков ВЛ 10 кВ определяются попарным суммированием с помощью коэффициента одновременности или табличных добавок. Коэффициент одновременности при сложении: двух нагрузок $k_o=0,9$; трех нагрузок $k_o=0,85$. Добавки от меньшей из слагаемых нагрузок к большей нагрузке рекомендуется брать по таблице 3.10 [1,2].

Порядок определения расчетных нагрузок на участках ВЛ 10 кВ рассмотрим на примере расчетной схемы линии (рисунок 3.1).

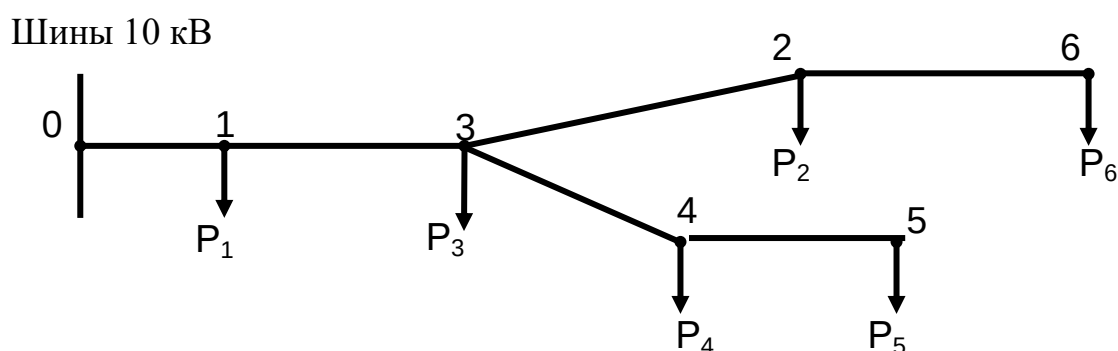


Рисунок 3.1

На расчетной схеме точки 0, 1...6 обозначают шины 10 кВ и населенные пункты 1...6, а $P_1...P_6$ – расчетные нагрузки ($P_{до}$, $P_{во}$, $P_{дп}$, $P_{вп}$) указанных населенных пунктов. Расчет начинаем с конечных пунктов 5 и 6: нагрузка на участках 2-6 и 4-5 равна нагрузке населенных пунктов 6 и 5. На участках 3-2 и 3-4 нагрузка определится сложением пар нагрузок: P_2 , P_{2-6} и P_4 , P_{4-5} . Если слагаемые нагрузки отличаются по значению менее чем в четыре раза, то они складываются с помощью коэффициента одновременности по формуле, аналогичной (1.2). Например:

$$P_{3-4} = k_o(P_4 + P_{4-5}) = 0,9(P_4 + P_{4-5}).$$

Если слагаемые нагрузки отличаются по значению более чем в четыре раза, то они складываются с помощью добавок по формуле, аналогичной (1.3). Например, если $P_2 > 4P_{2-6}$, то $P_{3-2} = P_2 + P_{доб\ 2-6}$.

Нагрузка на участке 1-3 определится сложением трех нагрузок: P_3 , P_{3-2} и P_{3-4} по тем же правилам, а нагрузка на головном участке 0-1 – сложением нагрузок P_1 и P_{1-3} . Указанную процедуру сложения необходимо выполнить для нагрузок $P_{до}$, $P_{дп}$, $P_{во}$ и $P_{вп}$ по всем участкам ВЛ 10 кВ.

В столбцах 7 и 8 таблицы 3.1 проставляется отношение производственной нагрузки к общей нагрузке по каждому участку ВЛ 10 кВ.

В столбцы 9 и 10 вписываются значения коэффициента мощности, определенные по кривым рисунка 3.6 [1] или рисунка 3.7 [2] в зависимости от доли производственной нагрузки на каждом из участков линии, а в столбцы 11 и 12 – соответствующие значения «tg φ».

Расчетная реактивная и полная мощность нагрузки для дневного и вечернего максимума по каждому участку ВЛ 10 кВ определяются по формулам:

$$Q = P_o \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3.1)$$

$$S = \frac{P_o}{\cos \varphi}, \quad (3.2)$$

после чего вписываются в соответствующие столбцы таблицы 3.1. В формулах (3.1) и (3.2) « P_o » – расчетная активная общая нагрузка, указанная в столбцах 3 и 5, а « $\cos \varphi$ » и « $\operatorname{tg} \varphi$ » берутся из столбцов 9...12 таблицы 3.1.

В столбцы 17, 18 таблицы вписывается рабочий ток на участках линии, который определяется по формуле:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.3)$$

где $U_{ном} = 10$ кВ – номинальное напряжение линии.

В столбец 19 таблицы 3.1 записывается выбранная марка и сечение проводов на каждом участке ВЛ 10 кВ. Сечение проводов в курсовом проекте рекомендуется определять по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I}{j_{эк}}, \quad (3.4)$$

где $j_{эк} = 1,3$ А/мм² – экономическая плотность тока, выбранная по таблице 5.1 [1,2]. Полученное расчетное сечение округляется до ближайшего стандартного и должно быть скорректировано по требованиям к механической прочности, в соответствии с которыми провода выбирают сталеалюминиевыми, сечениями не менее: 70 мм² для магистрали и 35 мм² для отпаяк. В целях удобства монтажа в линии обычно монтируется не более трех различных сечений проводов.

Параметры выбранных проводов необходимо свести в таблицу 3.2.

Таблица 3.2

Провод	D _{ср} , мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	I _{раб макс} , А	I _{доп} , А
1	2	3	4	5	6

Значения «r₀» для выбранных марок проводов рекомендуется принимать по приложению 1 [1,2], а «x₀» – по приложению 14, 15 [1,2] с учетом среднего геометрического расстояния между проводами, которое для ВЛ 10 кВ можно принять D_{ср}=1500 - 2000 мм. В столбце 5 указывается максимальный рабочий ток на участках линии, где принята указанная марка провода. В столбце 6 – допустимый длительный ток для выбранного провода, значение которого рекомендуется брать по приложению 4 [1,2]. Выбранное сечение проводов должно удовлетворять условию допустимого нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}} \cdot$$

На каждом из участков линии необходимо определить потерю напряжения:

$$\Delta U = \frac{(P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot \ell}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.5)$$

где ℓ , P и Q – длина участка и мощности, передаваемые по участку, берутся из таблицы 3.1, а r₀ и x₀ – из таблицы 3.2 для соответствующего участка ВЛ 10 кВ. Полученную по формуле (3.5) потерю напряжения в вольтах необходимо перевести в киловольты и представить в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (3.6)$$

а затем вписать в соответствующие столбцы (20 или 22) таблицы 3.1.

Потери напряжения от шин 10 кВ до конца расчетного участка определяются путем суммирования потерь напряжения тех участков, по которым передается нагрузка рассматриваемого участка ВЛ 10 кВ. Полученные результаты вписываются в столбцы 21 и 23 таблицы 3.1.

В столбце 24 таблицы указываются потери электрической энергии на участках линии, которые рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot r_0 \cdot \ell \cdot \tau, \quad (3.7)$$

где τ - время максимальных потерь, час; может быть принято по таблице 14.2 [1] или 14.3 [2].

Потери энергии по всей линии подсчитываются суммированием потерь энергии на всех участках ВЛ 10 кВ.

4. Построение таблицы отклонений напряжения

Таблица отклонений напряжения в курсовом проекте необходима для определения допустимой потери напряжения в линиях 0,38 кВ и выбора оптимальной надбавки напряжения у трансформаторов подстанций.

Таблица составляется для подстанций ближайшего к шинам 10 кВ населенного пункта (ТП_Б), удаленного (ТП_У) и расчетного (ТП_Р) населенных пунктов (таблица 4.1).

При заполнении таблицы необходимо помнить, что:

- 1) отклонения напряжения на шинах 10 кВ, шинах 0,4 кВ и на зажимах удаленного потребителя могут иметь знак плюс, минус или быть равны нулю;
- 2) ближайший потребитель считается подключенным к шинам 0,4 кВ;
- 3) надбавка трансформатора может принимать пять фиксированных значений: +10; +7,5; +5; +2,5; 0%;
- 4) потеря напряжения в линиях 10 и 0,38 кВ, а также в трансформаторе записывается в таблицу со знаком минус;
- 5) в режиме минимальных нагрузок (25%) потеря напряжения в элементах сети уменьшается в четыре раза;
- 6) за допустимую потерю напряжения в линии 0,38 кВ принимается наружная составляющая потери напряжения: $\Delta U_{\text{доп вл0,38}} = \Delta U'_{\text{вл0,38}}$;
- 7) внутреннюю составляющую потери напряжения ($\Delta U''_{\text{вл0,38}}$) в линии 0,38 кВ для курсового проекта рекомендуется принимать равной 2%;
- 8) потеря напряжения в трансформаторах потребительских подстанций при 100% нагрузке составляет 4-5%. В курсовом проекте рекомендуется принимать $\Delta U_{\text{Т}} = 4\%$ для режима максимальных нагрузок (100%).

Таблица 4.1

Элемент сети		Обозначение потери и отклонения напряжения, %	ТП _Б		ТП _Р		ТП _У	
			Нагрузка, %					
			100	25	100	25	100	25
Шины 10 кВ		$\delta U_{\text{Ш10}}$			+4	-1		
ВЛ 10 кВ		$\Delta U_{\text{ВЛ10}}$			-6	-1,5		
Тр-р 10/0,38 кВ	Потери	$\Delta U_{\text{Т}}$			-4	-1		
	Надбавка	$\delta U_{\text{Т}}$			+7,5	+7,5		
Шины 0,4 кВ		$\delta U_{\text{Ш0,4}}$			+1,5	+4		
ВЛ 0,38 кВ	Всего	$\Delta U_{\text{ВЛ0,38}}$			-6,5	-1,6		
	Наружная	$\Delta U'_{\text{ВЛ0,38}}$			-4,5	-1,1		
	Внутренняя	$\Delta U''_{\text{ВЛ0,38}}$			-2	-0,5		
Удаленный потребитель		$\delta U_{\text{уд.п}}$			-5	+2,4		
ГОСТ 13109-97		$\delta U_{\text{ном}}$	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5

Рассмотрим порядок составления таблицы отклонений напряжения для подстанции расчетного населенного пункта при следующих исходных данных: $\delta U_{\text{Ш10}}^{100} = +4\%$; $\delta U_{\text{Ш10}}^{25} = -1\%$; $\Delta U_{\text{ВЛ10}}^{100} = 6\%$ (значение потери напряжения в линии 10 кВ определено по результатам электрического расчета).

4.1. Вписываем исходные данные в таблицу (выделено полужирным шрифтом).

4.2. Потери напряжения в трансформаторе при 100% нагрузке принимаем равными 4% и вносим это значение в таблицу.

4.3. Потери напряжения в линии 10 кВ и в трансформаторе при 25% нагрузке уменьшаем в четыре раза в сравнении с потерями при 100% нагрузке и вносим в таблицу.

4.4. В режиме максимальных нагрузок (100%) потеря напряжения в элементах сети наибольшая, поэтому на зажимах удаленного потребителя напряжение будет минимальным. Принимаем для удаленного потребителя допустимое по ГОСТ отклонение напряжения, равное «-5%», и вносим его в соответствующую строку таблицы. При этом в линии 0,38кВ будем иметь максимально возможную потерю напряжения.

4.5. В режиме минимальных нагрузок (25%) потеря напряжения в элементах сети наименьшая, поэтому на зажимах ближайшего потребителя, подключенного к шинам 0,4кВ, напряжение будет максимальным. При отклонении напряжения у ближайшего потребителя, равном допустимому по ГОСТ «+5%», будет обеспечена максимально возможная потеря напряжения в линии 0,38кВ.

4.6. Величина отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ определяется как алгебраическая сумма значений величин всех вышерасположенных строк таблицы. Выбираем надбавку напряжения трансформатора таким образом, чтобы отклонение напряжения на шинах 0,4 кВ в режиме максимальных (100%) и минимальных (25%) нагрузок было как можно ближе к «+5%», но не превышало этой величины. Для исходных данных такой оптимальной надбавкой трансформатора будет «+7,5%». Эту надбавку вносим в соответствующую строку таблицы для нагрузки 100% и 25%.

4.7. Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при максимальной нагрузке (100%) связана с отклонениями напряжения в начале линии (на шинах 0,4кВ) и в конце линии (у удаленного потребителя) следующим соотношением:

$$\Delta U_{\text{ВЛ},0,38}^{100} = \delta U_{\text{Ш},0,4}^{100} - \delta U_{\text{УД.П}}^{100}, \quad (4.1)$$

поэтому:

$$\Delta U_{\text{ВЛ},0,38} = (+1,5) - (-5) = 6,5\%.$$

Полученное значение потери напряжения в линии 0,38 кВ при 100% нагрузке вносим в таблицу.

4.8. В режиме минимальной нагрузки (25%) потерю напряжения в линии уменьшаем в четыре раза и вносим в соответствующую строку таблицы.

4.9. Соотношение (4.1) справедливо и для 25% нагрузки, откуда определяем отклонение напряжения у удаленного потребителя в режиме минимальных нагрузок:

$$\delta U_{\text{УД.П}} = +4 - 1,6 = +2,4\%.$$

Это значение вносим в соответствующую строку таблицы.

4.10. Распределим полученное значение потери напряжения в линии 0,38 кВ на наружную и внутреннюю составляющие.

Принимаем $\Delta U''_{\text{ВЛ},0,38} = 2\%$ при 100% нагрузке, тогда при 25% нагрузке потеря напряжения будет в четыре раза меньше, т.е. равна 0,5%.

Искомая допустимая потеря напряжения в линии 0,38 кВ при максимальной нагрузке будет равна наружной составляющей потери напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп вл0,38}} = \Delta U'_{\text{вл0,38}} = 6,5 - 2 = 4,5\%.$$

При минимальной нагрузке полученное значение потери напряжения следует уменьшить в четыре раза.

5. Электрический расчет воздушной линии напряжением 0,38 кВ

После определения числа, мощности и места установки подстанций на плане расчетного населенного пункта необходимо для каждой зоны определить траектории отходящих от ТП линий 0,38 кВ, питающих потребителей электроэнергии. В курсовом проекте выполняется расчет и выбор проводов линий 0,38 кВ, отходящих от ТП1. В учебных целях выбор сечений проводов в линиях W1, W2 и W3 производится различными методами. Выбранные провода проверяются на механическую прочность и по нагреву.

Порядок и методы расчета проводов рассмотрим на примере расчетной схемы ВЛ 0,38 кВ, приведенной на рисунке 5.1.

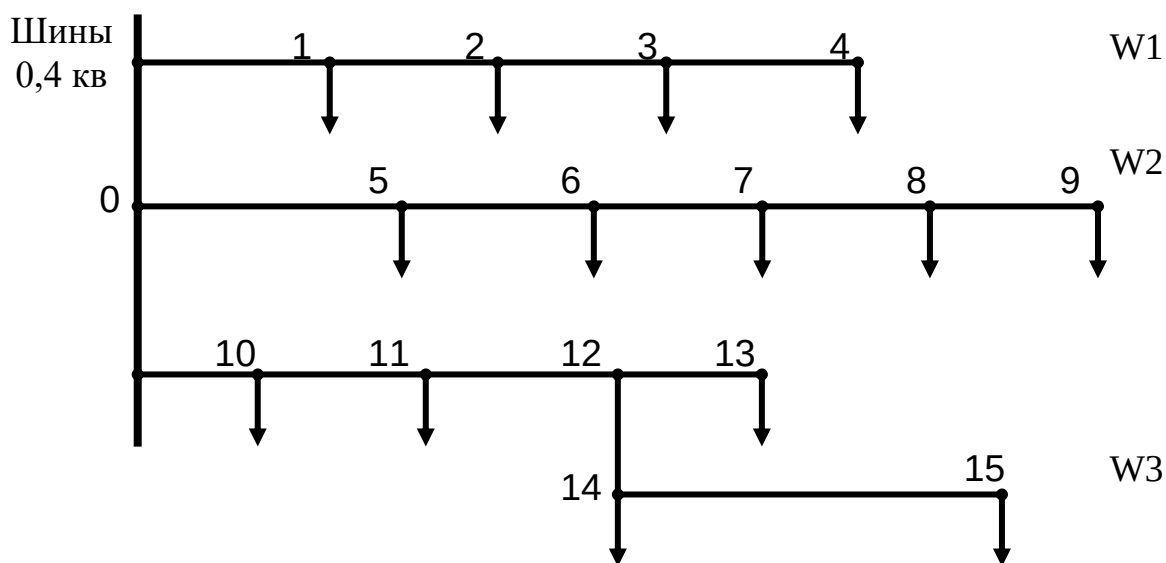


Рисунок 5.1

К линии W1 в точках 1, 2, 3, и 4 подключены коммунально-бытовые потребители электроэнергии. Нагрузка линии W2 — смешанная. Линия W3 питает производственные потребители. Длина участков линий определяется на плане населенного пункта с учетом задания по масштабу.

5.1 Расчет сечений проводов линии W1 методом экономических интервалов производится следующим образом:

5.1.1 Определяется расчетная полная мощность на каждом участке линии:

$$S_{0-1} = P_{0-1} / \cos \varphi_{0-1}; S_{1-2} = P_{1-2} / \cos \varphi_{1-2}; S_{2-3} = P_{2-3} / \cos \varphi_{2-3}; S_{3-4} = P_{3-4} / \cos \varphi_4,$$

где P_{0-1} , P_{1-2} , P_{2-3} и P_{3-4} расчетная активная нагрузка на участках линии, которая для коммунально-бытовых потребителей определяется попарным суммированием нагрузки в конце участка и нагрузки предыдущего участка с помощью табличных добавок. Например: $P_{1-2}=P_{2-3}+P_{доб\ 2}$ (при $P_2 < P_{2-3}$), где добавка от меньшей мощности берется по таблице 3.6 [1,2].

Значение коэффициента мощности нагрузки участка линии определяется как средневзвешенное. Например:

$$\cos\varphi_{2-3} = (S_3 \cos\varphi_3 + S_{3-4} \cos\varphi_4) / (S_3 + S_{3-4}).$$

5.1.2. Рассчитывается эквивалентная нагрузка на каждом участке линии по формуле:

$$S_{э\text{кв}} = S_p \cdot k_d, \quad (5.1)$$

где S_p – расчетная мощность участка, кВт·А;

k_d – коэффициент, учитывающий динамику роста нагрузок; в курсовом проекте рекомендуется принимать равным 0,7.

5.1.3. По таблице приложения 32 [1,2] предварительно определяют сечение проводов на каждом участке линии W1. При этом выбранные провода должны удовлетворять требованиям механической прочности, в соответствии с которыми алюминиевые провода должны иметь сечение не менее 50 мм².

5.1.4. Определяется потеря напряжения в линии W1 при выбранных сечениях проводов по формулам (3.5) и (3.6).

5.1.5. Если потеря напряжения в линии W1 не превышает допустимого значения, определенную в п.4.10, то расчет на этом заканчивается.

Выбранные провода должны удовлетворять условию нагрева:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{макс}}, \quad (5.2)$$

где $I_{p.\text{макс}}$ – максимальный ток нагрузки для выбранного сечения, А;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток для выбранного сечения, А; берется из таблицы приложения 4 [1,2].

Параметры выбранных проводов следует свести в таблицу 5.1.

5.1.6. Если потеря напряжения в линии W1 превышает допустимого значения, то сечение проводов линии W1 рекомендуется выбрать по допустимой потере напряжения.

5.2 Расчет проводов линии W2 по допустимой потере напряжения при постоянном сечении проводов в линии выполняется в следующей последовательности:

5.2.1 Определяется расчетная активная нагрузка на участках линии W2 попарным суммированием с помощью табличных добавок, поскольку нагрузка линии смешанная. Рассчитывается коэффициент мощности нагрузки участков линии аналогично п.5.1.1.

5.2.2 Определяется расчетная индуктивная нагрузка на участках линии по формуле, аналогичной (3.1): $Q=P \cdot \operatorname{tg}\varphi$, где $\operatorname{tg}\varphi$ соответствует коэффициенту мощности нагрузки участков линии W2.

5.2.3 Задаемся удельным индуктивным сопротивлением проводов линии $X_0=0,4$ Ом/км.

5.2.4 Рассчитываем составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях линии по формуле:

$$\Delta U_p = \frac{x_0(Q_{0-5}\ell_{0-5} + Q_{5-6}\ell_{5-6} + Q_{6-7}\ell_{6-7} + Q_{7-8}\ell_{7-8} + Q_{8-9}\ell_{8-9})}{U_{ном}}. \quad (5.3)$$

5.2.5 Зная допустимую потерю напряжения $\Delta U_{доп}$ (п. 4.10), находим составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях линии:

$$\Delta U_A = \Delta U_{доп} - \Delta U_p. \quad (5.4)$$

5.2.6 Определяем постоянное сечение проводов линии W2:

$$F = \frac{P_{0-5}\ell_{0-5} + P_{5-6}\ell_{5-6} + P_{6-7}\ell_{6-7} + P_{7-8}\ell_{7-8} + P_{8-9}\ell_{8-9}}{\gamma \cdot \Delta U_A \cdot U_{ном}}, \quad (5.5)$$

где $\gamma = 32$ м/Ом*мм² - удельная проводимость алюминия.

5.2.7 Полученное по (5.5) расчетное значение сечения проводов округляем до стандартного. Выбранный провод проверяется по механической прочности и по нагреву. Параметры выбранных проводов сводим в таблицу 5.1.

5.2.8 Проверяем действительную потерю напряжения в линии W2 при выбранном стандартном сечении проводов по формулам (3.5) и (3.6). Если потеря напряжения больше допустимой, сечение проводов линии увеличиваем.

5.3 Расчет проводов линии W3 на минимум проводникового материала проводится в следующей последовательности:

5.3.1 Определяется расчетная полная мощность на каждом участке линии аналогично п.5.1.1, причем суммирование нагрузок для однородных (производственных) потребителей производится как с помощью табличных добавок, так и с учетом коэффициента одновременности.

5.3.2 Линия W3 разветвленная, поэтому для каждого участка линии определяем момент по формуле:

$$M = S \cdot \ell, \quad (5.6)$$

и сумму моментов:

$$\sum M = M_{0-10} + M_{10-11} + M_{11-12} + M_{12-13} + M_{12-14} + M_{14-15}. \quad (5.7)$$

5.3.3 Распределяем допустимую потерю напряжения $\Delta U_{доп}$ (п.4.10) по участкам линии пропорционально моментам этих участков:

$$\Delta U_{0-10} = \Delta U_{доп} \frac{M_{0-10}}{\sum M}; \dots \dots \dots \Delta U_{14-15} = \Delta U_{доп} \frac{M_{14-15}}{\sum M}. \quad (5.8)$$

5.3.4 Рассчитываем и выбираем сечение на каждом участке линии W3 при известной допустимой потере напряжения так же, как и линию W2.

5.4 Результаты расчета линий сводим в таблицу 5.1. По каждой линии определяем максимальную фактическую потерю напряжения « $\Delta U_{\Sigma\phi}$ » и

сравниваем с « $\Delta U_{\text{доп}}$ », определенной в п.4.10. Если $\Delta U_{\Sigma\phi} > \Delta U_{\text{доп}}$, то сечения проводов на отдельных участках линии, начиная с головного, необходимо увеличить на одну ступень и расчет повторить.

Таблица 5.1

Линия	Участок	Провод	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	$I_{\text{р.макс}}$, А	$I_{\text{доп}}$, А	ΔU_{ϕ} , %	$\Delta U_{\Sigma\phi}$, %
W1	0-1							
	1-2							
	2-3							
	3-4							
W2	0-5							
	5-6							
	6-7							
	7-8							
	8-9							
W3	0-10							
	10-11							
	11-12							
	12-13							
	12-14							
	14-15							

6. Конструктивное выполнение линий напряжением 0,38 кВ, 10 кВ и подстанции 10/0,38 кВ

Для линий 0,38 и 10 кВ необходимо выбрать по справочной литературе [4, 5 и др.] опоры, изоляторы и линейную арматуру; рассчитать с учетом длины линий необходимое количество указанных элементов.

Выбирается тип трансформаторной подстанции ТП1 и приводятся её основные технические характеристики [4, 5 и др.]. До настоящего времени для сельского электроснабжения широкое применение имеют однотрансформаторные комплектные подстанции типа КТП мощностью до 250 кВ·А, тупиковые и проходные подстанции типов КТПТ и КТПШ мощностью 400 и 630кВ·А. Трансформаторы мощностью до 250кВ·А рекомендуется применять со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг с нулем, а РУ 0,38 кВ – с автоматическими воздушными выключателями.

7. Расчет токов короткого замыкания

Значения токов при коротких замыканиях (КЗ) необходимы для проверки выбранного оборудования, расчета и проверки чувствительности защит.

Порядок расчета токов КЗ рассмотрим на примере исходной схемы электропередачи (рисунок 7.1), составленной на основе ранее рассмотренных расчетных схем ВЛ 10 кВ (рисунок 3.1) и ВЛ 0,38 кВ (рисунок 5.1.)

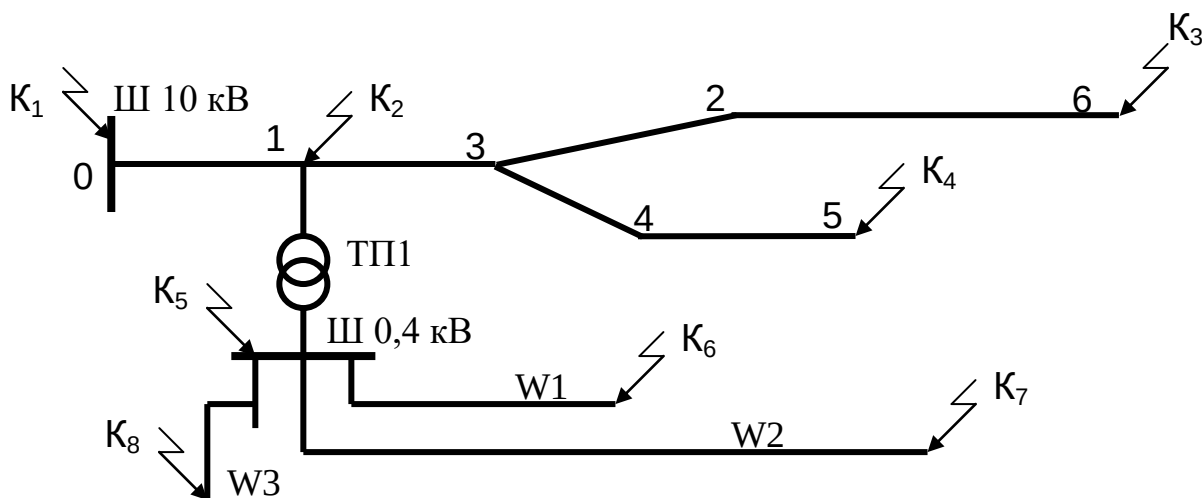


Рисунок 7.1

7.1. Исходными данными для расчета токов КЗ к схеме рисунка 7.1 являются: 1) длины участков ВЛ 10 кВ (берутся с заданного варианта плана местности); 2) марки и сечения проводов линии 10 кВ (определяются при расчете ВЛ 10 кВ); 3) место подключения ТП1 на линии 10 кВ (определяется номером расчетного населенного пункта); 4) длины участков ВЛ 0,38 кВ, отходящих от ТП1 (определяются по плану расчетного населенного пункта); 5) марки и сечения проводов линий 0,38 кВ (определяются при расчете ВЛ 0,38 кВ); 6) мощность трансформатора ТП1 (определяется при расчете линий 0,38 кВ); 7) мощность системы в режиме КЗ (определяется вариантом задания).

7.2. На расчетную схему наносим точки КЗ: 1) в начале линии 10 кВ (на шинах 10 кВ РТП 35/10 кВ – точка K_1); 2) в конце линии 10 кВ (точки K_3 , K_4); 3) на шинах 10 кВ расчетной подстанции ТП1 (точка K_2); 4) на шинах 0,38 кВ расчетной подстанции ТП1 (точка K_5); 5) в конце линий 0,38 кВ – W1, W2 и W3 (точки K_6 , K_7 , K_8).

7.3. Составляем схему замещения для исходной расчетной схемы электропередачи (рисунок 7.2), на которой показываем индуктивные и активные сопротивления элементов схемы замещения: системы, проводов ВЛ 10 и 0,38 кВ, трансформатора ТП1.

На схеме замещения указываем точки КЗ, наносим обозначения сопротивлений в виде дроби (числитель – условное обозначение, знаменатель – числовое значение, приведенное к базисным условиям).

7.4. Выбираем систему единиц для расчета токов КЗ. В сельских сетях для приведения сопротивлений элементов схемы замещения к базисным условиям чаще всего применяется система именованных единиц, в которой все сопротивления приводятся к базисному напряжению « U_6 ».

7.5. Выбираем величину базисного напряжения. За базисное напряжение принимается среднее номинальное напряжение одной из ступеней трансформации, т. е. 10,5 кВ или 0,4 кВ.

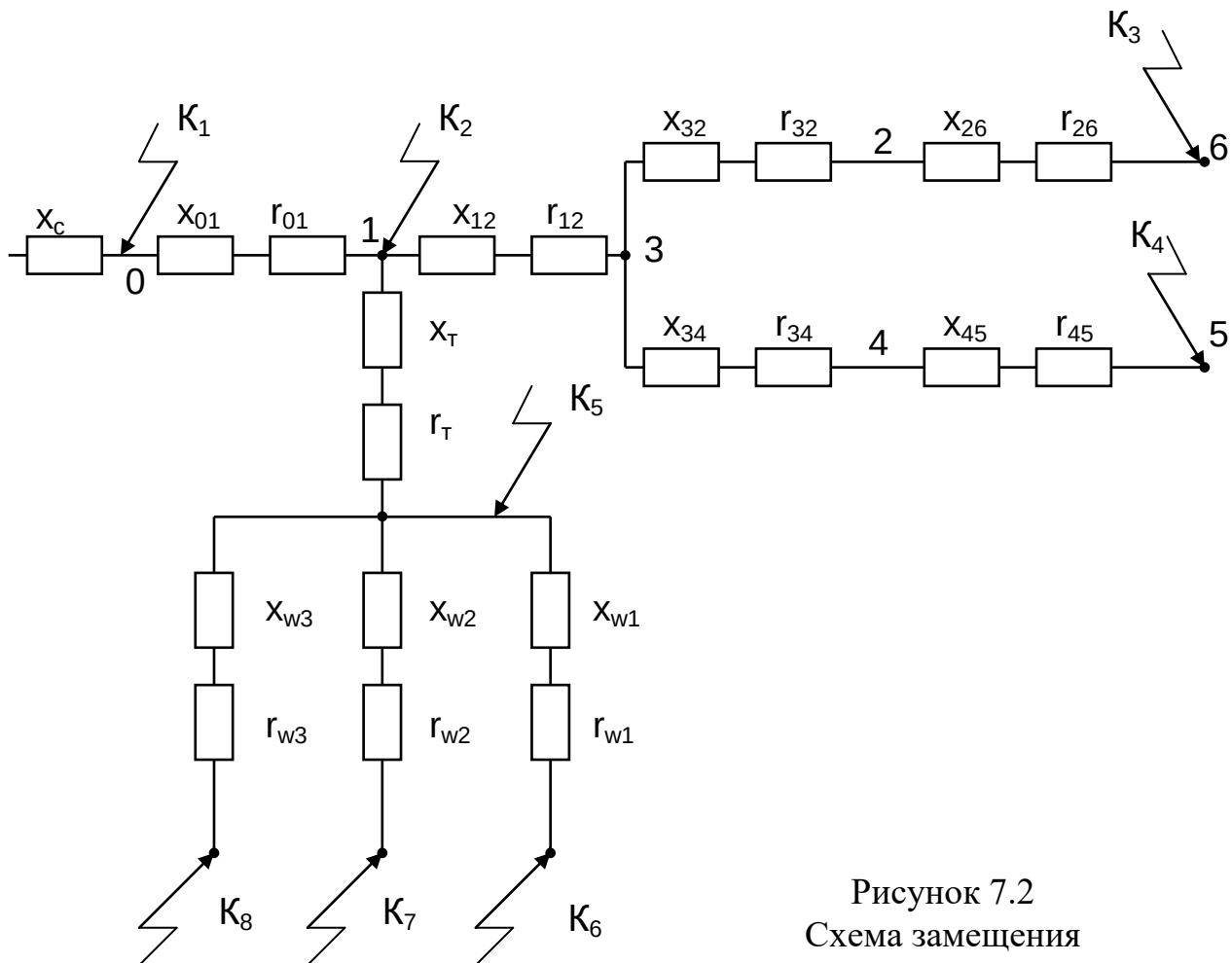


Рисунок 7.2
Схема замещения

Количество точек КЗ на стороне высокого и низкого напряжений одинаково, однако число сопротивлений на стороне 10 кВ больше, чем на стороне 0,38 кВ, поэтому принимаем $U_6=10,5$ кВ.

7.6. Определяем сопротивления схемы замещения, приведенные к базисному напряжению.

$$\text{Сопротивление системы: } X_c = \frac{U_B^2}{S_{K3}^{(3)}} \quad (7.1)$$

Сопротивления участков линии 10 кВ:

$$r_{01} = r_0 \ell_{01}; x_{01} = x_0 \ell_{01}; r_{12} = r_0 \ell_{12}; x_{12} = x_0 \ell_{12}; \dots r_{26} = r_0 \ell_{26}; x_{26} = x_0 \ell_{26}. \quad (7.2)$$

Сопротивление трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K}{S_{Tном}} \cdot \frac{U_B^2}{S_{Tном}}, \quad (7.3)$$

$$z_T = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{Tном}}, \quad (7.4)$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (7.5)$$

Сопротивления участков ВЛ 0,38 кВ:

$$r_{w1} = r_0 \cdot \ell_{w1} \cdot \left(\frac{U_B}{U_{ср.ном}} \right)^2 = r_0 \cdot \ell_{w1} \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2; \quad x_{w1} = x_0 \cdot \ell_{w1} \cdot \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2. \quad (7.6)$$

Для линий W2 и W3 сопротивления определяются аналогично.

7.7. Результирующие сопротивления до точек КЗ определяем по формулам:

$$\text{До точки } K_1: z_1 = x_C; \quad (7.7)$$

$$\text{До точки } K_2: z_2 = \sqrt{r_{01}^2 + (x_C + x_{01})^2}; \quad (7.8)$$

$$\text{До точки } K_3: z_3 = \sqrt{(r_{01} + r_{12} + r_{32} + r_{26})^2 + (x_C + x_{01} + x_{12} + x_{32} + x_{26})^2}; \quad (7.9)$$

$$\text{До точки } K_4: z_4 = \sqrt{(r_{01} + r_{12} + r_{34} + r_{45})^2 + (x_C + x_{01} + x_{12} + x_{34} + x_{45})^2}; \quad (7.10)$$

$$\text{До точки } K_5: z_5 = \sqrt{(r_{01} + r_T)^2 + (x_C + x_{01} + x_T)^2}. \quad (7.11)$$

До точек K₆, K₇ и K₈ результирующие сопротивления определяются аналогично.

7.8. Рассчитываем токи трехфазного КЗ. Для точек 1, 2, 3 и 4 выполняется условие $U_{ср.ном} = U_6$, поэтому ток КЗ определяется по формуле:

$$I_{Ki}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot z_i}, \quad (7.12)$$

где i – номер точки КЗ и индекс результирующего сопротивления до точки КЗ.

Для точки 5 $U_{ср.ном} \neq U_6$, поэтому ток КЗ равен

$$I_{K5}^{(3)} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot z_5} \cdot \frac{U_B}{U_{ср.ном}}. \quad (7.13)$$

Для точек 6, 7 и 8 ток трехфазного КЗ определяется аналогично по формуле (7.13), изменяется только индекс результирующего сопротивления до соответствующей точки КЗ.

7.9. Определяем токи двухфазного КЗ для точек 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 8:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \quad (7.14)$$

7.10. Ударный ток для каждой из точек КЗ определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K^{(3)}, \quad (7.15)$$

где k_y – ударный коэффициент, для i – той точки КЗ рекомендуется определять по формуле:

$$k_{yi} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-3,14 r_i}{x_i}}, \quad (7.16)$$

T_a – постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ, с;

r_i и x_i – результирующие активное и индуктивное сопротивления до точки КЗ.

$$T_a = \frac{L}{r} = \frac{x}{2\pi \cdot f \cdot r} = \frac{x}{314 \cdot r} \quad (7.17)$$

7.11. Мощность трехфазного КЗ для каждой из точек КЗ определяется по формуле:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot I_K^{(3)}, \quad (7.18)$$

где $U_{\text{ср.н}}$ – среднее номинальное напряжение той ступени, на которой находится точка КЗ (10,5 или 0,4 кВ).

7.12. Определяем минимальную величину тока КЗ для проверки защиты на чувствительность. Это будут токи однофазного КЗ в конце линий 0,38кВ (точки K_6 , K_7 и K_8), которые рекомендуется рассчитывать по упрощенной формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{\frac{z_T}{3} + z_\Pi}, \quad (7.19)$$

где $U_\Phi=0,22$ кВ – номинальное фазное напряжение сети 0,38кВ;

z_T – полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, приведенное к напряжению 0,4 кВ, Ом; рекомендуется определять по таблице 7.4 [1,2];

z_Π – полное сопротивление петли «фазный – нулевой провод линии», Ом; определяется по формуле:

$$z_\Pi = \ell \cdot \sqrt{(r_{0\Phi} + r_{0H})^2 + x_{0\Pi}^2}, \quad (7.20)$$

где ℓ – длина линии, км;

$r_{0\Phi}$ и r_{0H} – удельное активное сопротивление фазного и нулевого проводов линии, Ом/км; рекомендуется определять по приложению 1 [1,2];

$x_{0\Pi}$ – удельное индуктивное сопротивление петли «фазный – нулевой провод линии», Ом; для проводов из цветных металлов рекомендуется брать $x_{0\Pi}=0,6$ Ом/км.

7.13. Результаты расчета токов КЗ сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1

Точка КЗ	$U_{\text{ср.ном}}$ кВ	Сопротивление, Ом	K_y	Токи КЗ, кА	$S_K^{(3)}$ МВ·А
-------------	---------------------------	----------------------	-------	----------------	---------------------

		r_{Σ}	x_{Σ}	z_{Σ}		$I_K^{(3)}$	$I_K^{(2)}$	i_y	$I_K^{(1)}$	
K_1	10,5									
K_2	10,5									
K_3	10,5									
K_4	10,5									
K_5	0,4									
K_6	0,4									
K_7	0,4									
K_8	0,4									

8. Выбор оборудования подстанции ТП1

Оборудование электроустановок выбирают по условиям нормального режима, а затем проверяют на термическую и электродинамическую стойкость в режиме КЗ. Выбранная комплектная трансформаторная подстанция ТП1 состоит из вводного устройства 10 кВ, силового трансформатора и РУ 0,38 кВ, имеющих необходимое оборудование и аппаратуру. Дополнительно к имеющемуся оборудованию подстанции необходимо выбрать высоковольтный разъединитель.

Разъединитель для ТП1 выбирается по конструктивному исполнению, роду установки (внутренняя, наружная) и электрическим параметрам: номинальному напряжению ($U_{ном}$) и току ($I_{ном}$), термической и электродинамической устойчивости при токах КЗ. Электродинамическая устойчивость разъединителей характеризуется амплитудой ($i_{макс}$) предельного сквозного тока КЗ, называемого иногда током электродинамической стойкости. Термическая устойчивость разъединителей характеризуется произведением действующего значения предельного тока (I_T) термической стойкости на время (t_T) протекания тока термической стойкости. Основные характеристики разъединителей для сетей 10 кВ приведены в приложении 3. При выборе и проверке разъединителей должны соблюдаться следующие основные условия:

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст}, \quad (8.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс}, \quad (8.2)$$

$$i_{макс} \geq i_{y2}^{(3)}, \quad (8.3)$$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq (I_{K2}^{(3)})^2 \cdot t_{пр}, \quad (8.4)$$

где значения $U_{ном}$, $I_{ном}$, $i_{макс}$, I_T , t_T берутся по паспортным данным разъединителей (приложение 3);

$U_{ном.уст}$ – номинальное напряжение сети 10 кВ;

$I_{раб.макс}$ – расчетное значение тока нагрузки на шинах 10 кВ ТП1, А;

$i_{y2}^{(3)}$ – ударный ток на шинах 10 кВ ТП1, кА (точка K_2 на рисунке 7.1);

$I_{K2}^{(3)}$ – установившееся действующее расчетное значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП1, кА;

$t_{пр}$ – приведенное время КЗ, с; определяется по формуле:

$$t_{пр} = t_{с.з.} + t_{о.в.}, \quad (8.5)$$

где $t_{с.з}$ – время срабатывания релейной защиты, с;
 $t_{о.в}$ – собственное время отключения выключателя, с; в курсовом проекте рекомендуется принимать $t_{пр} = 2-3$ с.

9. Защита от токов короткого замыкания

Выбранная комплектная подстанция укомплектована:

- 1) предохранителями типа ПКТ101-10 для защиты силового трансформатора, расположенными во вводном устройстве 10 кВ;
- 2) автоматическими выключателями типов АЕ2000 и АЗ700 для защиты отходящих линий, расположенными в РУ 0,38 кВ.

В данном разделе курсового проекта необходимо определить основные электрические параметры защит силового трансформатора и отходящих линий 0,38 кВ, а также выбрать и определить параметры защиты линии 10 кВ.

Исходными данными для определения параметров защит силового трансформатора и отходящих линий 0,38 кВ являются:

- 1) номинальный и расчетный токи нагрузки подстанции на стороне 10 кВ;
- 2) расчетные токи нагрузки линий 0,38 кВ, отходящих от ТП1;
- 3) значения токов трехфазного КЗ на шинах 10 и 0,4 кВ ТП1;
- 4) значения токов однофазного КЗ в конце линий 0,38 кВ, отходящих от подстанции.

9.1. Защита трансформатора ТП1

Основными электрическими параметрами предохранителей для защиты трансформатора ТП1 являются: номинальное напряжение ($U_{ном}$), номинальный ток предохранителя ($I_{ном}$), номинальный ток плавкой вставки предохранителя ($I_{Вном}$), номинальный отключаемый ток ($I_{ном.откл}$).

Указанные основные параметры предохранителей типа ПКТ101-10 приведены в приложении 3.

9.1.1. Выбираем корпус предохранителя согласно следующим соотношениям:

$$U_{ном} = U_{ном.уст}, \quad (9.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс}, \quad (9.2)$$

$$I_{макс.откл} \geq I''_{к2}, \quad (9.3)$$

где $I''_{к2}$ – сверхпереходный ток трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП1, кА; для сельских сетей апериодическая составляющая тока КЗ не учитывается, поэтому можно принять:

$$I''_{к2} = I^{(3)}_{к2}, \quad (9.4)$$

где $I^{(3)}_{к2}$ – расчетное значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП1, кА.

9.1.2. Ток плавкой вставки предохранителя выбираем по двум условиям:

- 1) отстройке от тока нагрузки на шинах 10 кВ ТП1:

$$I_{В} \geq k_n \cdot I_{раб.макс}, \quad (9.5)$$

где k_n – коэффициент надежности; в курсовом проекте рекомендуется принимать равным 1,25;

2) отстройке от бросков тока намагничивания трансформатора при его включении под напряжение:

$$I_B \approx 2 \cdot I_{\text{тр.ном}}, \quad (9.10)$$

где $I_{\text{тр.ном}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

9.1.3. Большее значение принимаем за расчетное значение тока плавкой вставки и округляем до ближайшего стандартного ($I_{\text{вном}}$, табл.2 приложения 3).

9.1.4. Время срабатывания выбранной плавкой вставки должно обеспечивать термическую стойкость трансформатора:

$$t_B \leq t_{\text{т.у}}, \quad (9.11)$$

где t_B – время перегорания плавкой вставки при трехфазном КЗ на шинах 0,38кВ ТП1, с; определяется по защитной характеристике выбранной плавкой вставки (приложение К);

$t_{\text{т.у}}$ – время термической стойкости трансформатора, с; определяется по формуле [6]:

$$t_{\text{т.у}} = \frac{1500}{(I_{\text{к5}}^{(3)})^2} \cdot I_{\text{тр.ном}}^2 \leq 5, \quad (9.12)$$

где $I_{\text{к5}}^{(3)}$ – расчетный ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП1 (точка K_5 на рисунке 7.1), А;

$I_{\text{тр.ном}}$ – номинальный ток трансформатора ТП1, А.

9.2. Защита отходящих от ТП1 линий 0,38 кВ

К основным аппаратам защиты от междуфазных и однофазных КЗ на линиях 0,38 кВ относят предохранители и автоматические выключатели. Для линий с однофазной нагрузкой целесообразно применять предохранители, а для линий со смешанной и производственной нагрузкой – автоматические выключатели, так как при этом исключаются неполнофазные режимы. В курсовом проекте необходимо рассчитать и выбрать электрические параметры:

1) максимальной токовой защиты (МТЗ) с выдержкой времени и токовой отсечки (ТО) от междуфазных КЗ, выполненных на основе автоматических выключателей серий АЕ2000 и АЗ700;

2) защиты от однофазных КЗ на основе токовых реле РЭ-571Т, включаемых в нулевой провод каждой отходящей от ТП линии 0,38 кВ.

Защита от междуфазных КЗ выполняется в трехфазном исполнении, т.е. с установкой расцепителей автоматических выключателей во всех фазах. При этом тепловой (полупроводниковый) расцепитель выполняет функции МТЗ с выдержкой времени, а электромагнитный (полупроводниковый) – ТО. Для защиты от однофазных КЗ используется независимый расцепитель выключателя, на катушку которого подается сетевое напряжение через замыкающий контакт токового реле, включенного в нулевой провод линии.

Основные характеристики автоматических выключателей, применяемых для защиты отходящих линий 0,38 кВ, представлены в приложении И.

В учебных целях на ТП1 предлагается выбрать разнотипные автоматические выключатели.

Выполним, например, защиту линии W1 на токоограничивающих автоматических выключателях с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями (А3714Б, А3724Б, А3794Б). Выключатели характеризуются: номинальным напряжением ($U_{ном}$) и током ($I_{ном}$), номинальным током ($I_{н.р}$) полупроводникового расцепителя, предельно допустимым отключаемым током КЗ ($I_{макс.откл}$).

Зависимая часть времятоковой защитной характеристики полупроводникового расцепителя регулируется изменением уставок по току и времени срабатывания в зоне перегрузки ($I_{с.п.р}$, $t_{с.п.р}$).

Независимая часть защитной характеристики полупроводникового расцепителя регулируется изменением уставки по току срабатывания в зоне токов КЗ ($I_{с.о.п.р}$). Электромагнитный расцепитель имеет фиксированную уставку по току срабатывания ($I_{с.э.р}$), причем $I_{с.о.п.р} \leq I_{с.э.р}$.

Расчет выполняется следующим образом:

9.2.1. Выбираем корпус выключателя по его номинальному напряжению ($U_{ном}$), номинальному току ($I_{ном}$) и предельно допустимому отключаемому току КЗ ($I_{макс.откл}$):

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст}, \quad (9.13)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.макс}, \quad (9.14)$$

$$I_{макс.откл} \geq I_{К5}^{(3)}, \quad (9.15)$$

где $U_{ном.уст}$ – номинальное напряжение линии W1, В;

$I_{раб.макс}$ – расчетный ток нагрузки линии W1, А;

$I_{К5}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП1, кА.

9.2.2. Выбираем номинальный ток полупроводникового расцепителя:

$$I_{н.р} \geq I_{раб.макс}, \quad (9.16)$$

$$I_{н.р} \geq I_{н.р.потр}, \quad (9.17)$$

где $I_{н.р.потр}$ – номинальный ток расцепителя выключателя, защищающего потребитель, А; « $I_{н.р}$ » берется на одну-две ступени больше, чем « $I_{н.р.потр}$ »; в курсовом проекте защиту потребителя можно не учитывать.

9.2.3. Определяем ток срабатывания МТЗ (в зоне токов перегрузки) полупроводникового расцепителя выключателя:

$$I_{с.п.р} = 1,25 \cdot I_{н.р}, \quad (9.18)$$

9.2.4. Проверяем чувствительность МТЗ:

$$K_{\chi} = \frac{I_{К6}^{(1)}}{I_{с.п.р}} \geq 3, \quad (9.19)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{кб}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в конце линии W1 (минимальный ток КЗ), А; (точка K_6 на рисунке 7.1).

Если условие (9.19) не выполняется, то защита линии W1 от однофазных КЗ будет определяться только настройкой токового реле, включаемого в нулевой провод линии.

9.2.5. Определяем ток срабатывания ТО ($I_{\text{с.о}}$) по условиям:

-отстройки от тока трехфазного КЗ ($I_{\text{кб}}^{(3)}$) в конце линии W1

$$I_{\text{с.о}} = 1,25 \cdot I_{\text{кб}}^{(3)}; \quad (9.20)$$

-отстройки от пускового тока наибольшего по мощности электродвигателя одного из потребителей в линии W1

$$I_{\text{с.о}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (9.21)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности; равен 1,5 для полупроводникового расцепителя и 1,25 для электромагнитного расцепителя;

$I_{\text{пуск}} = 7I_{\text{ном.дв}}$ – определяется для потребителя по приложению Е; при отсутствии данных о наличии электродвигателя расчет по (9.21) не производится.

9.2.6. По наибольшему значению « $I_{\text{с.о}}$ » определяем уставку тока срабатывания ТО полупроводникового расцепителя выбранного типа выключателя из приложения И:

$$I_{\text{с.о.п.р}} \geq I_{\text{с.о}}. \quad (9.22)$$

Если условие (9.22) не может быть выполнено для полупроводникового расцепителя, то выбираем по приложению И уставку тока срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{\text{с.э.р}} \geq I_{\text{с.о}}. \quad (9.23)$$

9.2.7. Проверяем чувствительность ТО:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к5}}^{(2)}}{I_{\text{с.о.п.р}}}; \text{ или } K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к5}}^{(2)}}{I_{\text{с.э.р}}}, \quad (9.24)$$

где $I_{\text{к5}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в месте установки выключателя (на шинах 0,4 кВ ТП1), кА. Рекомендованное значение коэффициента чувствительности для ТО должно быть не менее 1,2 [1]. При $K_{\text{ч}} < 1,2$ линия W1 будет защищаться от междофазных КЗ одной МТЗ.

9.2.8. Определяем ток срабатывания реле РЭ-571Т, включенного в нулевой провод линии W1 [6, с.127]:

$$I_{\text{с.р}} = 0,71 \cdot I_{\text{раб.макс}}. \quad (9.25)$$

9.2.9. Проверяем чувствительность защиты от токов однофазного КЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к6}}^{(1)} - I_{\text{раб.макс}}}{I_{\text{с.р}}} \geq 1,5. \quad (9.26)$$

Защита линии W2. Выбираем автоматические выключатели токоограничивающие с тепловыми и электромагнитными расцепителями (А3716Б, А3726Б), основные характеристики которых приведены в приложении И.

Порядок расчета во многом аналогичен предыдущему:

9.2.1. Выбираем корпус выключателя по его номинальному напряжению ($U_{\text{ном}}$), номинальному току ($I_{\text{ном}}$) и предельно допустимому отключаемому току КЗ ($I_{\text{макс.откл}}$) в соответствии с условиями (9.13), (9.14) и (9.15).

9.2.2. Выбираем номинальный ток теплового расцепителя по условию (9.16).

9.2.3. Определяем ток срабатывания теплового расцепителя выключателя, соответствующий его номинальному току, по приложению И.

9.2.4. Проверяем чувствительность МТЗ по формуле, аналогичной (9.19):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к7}}^{(1)}}{I_{\text{с.т.р}}} \geq 3, \quad (9.27)$$

где $I_{\text{с.т.р}}$ – ток срабатывания теплового расцепителя, (п.9.2.3), А;

$I_{\text{к7}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в конце линии W2, А; (соответствует точке К₇ на рисунке 7.1).

Если условие (9.27) не выполняется, то защита линии W2 от однофазных КЗ будет определяться только настройкой токового реле, включаемого в нулевой провод линии.

9.2.5. Определяем ток срабатывания ТО ($I_{\text{с.о}}$) по условиям (9.20) и (9.21) применительно к линии W2.

9.2.6. Сравниваем наибольшее значение « $I_{\text{с.о}}$ » и уставку тока срабатывания электромагнитного расцепителя ($I_{\text{с.э.р}}$) выключателя из приложения И. При правильном выборе должно соблюдаться соотношение (9.23).

9.2.7. Проверяем чувствительность ТО:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к5}}^{(2)}}{I_{\text{с.э.р}}} \geq 1,2.$$

(9.28)

9.2.8. Определяем ток срабатывания реле РЭ-571Т, включенного в нулевой провод линии W2, и проверяем чувствительность защиты от токов однофазного КЗ по формулам (9.25) и (9.26).

Защита линии W3. Выбираем выключатели нетокоограничивающие с тепловыми и электромагнитными расцепителями (АЕ2056М, АЕ2066), параметры которых приведены в приложении И.

Порядок расчета:

9.2.1. Выбираем корпус выключателя по его номинальному напряжению ($U_{ном}$), номинальному току ($I_{ном}$) и предельно допустимому отключаемому току КЗ ($I_{макс.откл}$) в соответствии с условиями (9.13), (9.14) и (9.15).

9.2.2. Выбираем номинальный ток теплового расцепителя по условию (9.16).

9.2.3. Определяем ток срабатывания теплового расцепителя выключателя, соответствующий его номинальному току, по приложению И.

9.2.4. Проверяем чувствительность МТЗ по формуле, аналогичной (9.19) и (9.27).

9.2.5. Определяем ток срабатывания ТО ($I_{с.о}$) по условиям (9.20) и (9.21) применительно к линии W3.

9.2.6. Сравниваем наибольшее значение « $I_{с.о}$ » и уставку тока срабатывания электромагнитного расцепителя ($I_{с.э.р}$) выключателя из приложения И. При правильном выборе должно соблюдаться соотношение (9.23).

9.2.7. Проверяем чувствительность ТО по формуле (9.28).

9.2.8. Определяем ток срабатывания реле, включенного в нулевой провод линии W3, и проверяем чувствительность защиты от токов однофазного КЗ по формулам (9.25) и (9.26).

9.3. Защита ВЛ 10 кВ

Линии напряжением 10 кВ защищаются от токов междуфазных КЗ с помощью МТЗ и ТО с действием на отключение высоковольтного выключателя. Защита выполняется в двухфазном варианте на реле РТВ и РТМ или РТ85. В курсовом проекте предлагается выполнить расчет защиты на реле РТВ и РТМ, встраиваемые в приводы ПП-67. Для защиты линии 10 кВ рекомендуется использовать три модификации реле: РТВ-I с уставками 5; 6; 7,5 и 10 А; реле РТВ-II с уставками 10; 12,5; 15 и 17,5 А; РТВ-III с уставками 20; 25; 30 и 35 А. Расчет МТЗ и ТО для ВЛ 10 кВ рассмотрим на примере схемы (рисунок 7.1).

Расчет МТЗ проводим следующим образом:

9.3.1. Определяем ток срабатывания защиты ($I_{с.з}$) по двум условиям:

-отстройки от расчетного тока нагрузки ($I_{раб.макс}$) головного участка (0-1) линии 10 кВ:

$$I_{с.з} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (9.29)$$

где K_H , K_3 , K_B – коэффициенты надежности, самозапуска и возврата; для реле РТВ рекомендуется принимать $K_H=1,3$; $K_3=1,1$; $K_B=0,65$.

-условию селективности с более удаленной от шин 10 кВ защитой ТП 10/0,38 кВ плавкими предохранителями:

$$I_{с.з} = K_{н.п} \cdot I_{в.с}, \quad (9.30)$$

где $K_{н.п}=1,4$ – коэффициент надежности срабатывания плавкого предохранителя;

$I_{в.с}$ – ток плавкой вставки, определенный по её защитной характеристике (приложение К) при времени перегорания $t=5$ с, А; номинальный ток плавкой вставки можно принять по данным [2, с.315] для самого мощного трансформатора 10/0,38 кВ ближайшего к шинам 10 кВ населенного пункта, подключенного к линии 10 кВ.

Большее значение « $I_{с.з}$ » принимается за расчетное.

9.3.2. Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{с.з}, \quad (9.31)$$

где $K_{сх}=1$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле (схема неполной звезды);

K_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока (ТТ):

$$I_I = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{I_{1ном}}{5}, \quad (9.32)$$

где $I_{1н}$ – первичный номинальный ток ТТ, А; выбирается из стандартного ряда значений: 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300 и 400 А по условию:

$$I_{1ном} \geq I_{раб.макс}. \quad (9.33)$$

9.3.3. Выбираем уставку тока для реле РТВ из ряда значений: 5; 6; 7,5; 10; 12,5; 15; 17,5; 20; 25; 30 и 35 А по условию:

$$I_y \geq I_{с.р}. \quad (9.34)$$

9.3.4. Определяем уточненное значение тока срабатывания защиты:

$$I'_{с.з} = \frac{K_I}{K_{сх}} \cdot I_y. \quad (9.35)$$

9.3.5. Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{к3}^{(2)}}{I'_{с.з}} \geq 1,5, \quad (9.36)$$

где $I_{к3}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в конце линии 10 кВ (минимальный ток КЗ), кА; (соответствует точке K_3 на рисунке 7.1).

Расчет ТО проводим следующим образом:

9.3.6. Выбираем ток срабатывания ТО по двум условиям:

-отстройке от максимального тока КЗ у подстанции ближайшего к шинам 10 кВ населенного пункта:

$$I_{с.о} = K_H \cdot I_{к2}^{(3)} = 1,5 \cdot I_{к2}^{(3)}; \quad (9.37)$$

где $I_{к2}^{(3)}$ – расчетный ток трехфазного КЗ для подстанции населенного пункта 1, кА; (соответствует точке K_2 на рисунке 7.1).

-отстройке от броска тока намагничивания трансформаторов 10/0,38 кВ, подключенных к линии, при их включении под напряжение [6, с.130]:

$$I_{c.o} \geq 4 \cdot \frac{\sum S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.уст}}, \quad (9.38)$$

где $U_{ном.уст}=10$ кВ;

$\sum S_{тр.ном}$ – сумма номинальных мощностей трансформаторов, питающихся от линии, кВ·А.

Большее значение принимается за расчетное.

9.3.7. Определяем ток срабатывания реле отсечки по формуле, аналогичной (9.31):

$$I_{с.р.о} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{c.o}. \quad (9.39)$$

9.3.8. Выбираем уставку тока для реле РТМ из ряда значений: 5; 7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100; 125 и 150 А по условию, аналогичному (9.34):

$$I_{y.o} \geq I_{с.р.о}. \quad (9.40)$$

9.3.9. Определяем уточненное значение тока срабатывания ТО:

$$I'_{c.o} = \frac{K_I}{K_{сх}} \cdot I_{y.o} \quad (9.41)$$

9.3.5. Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(3)}}{I'_{c.o}} \geq 1,2, \quad (9.42)$$

где $I_{K1}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в месте установки ТО на шинах 10 кВ (максимальный ток КЗ), кА; (соответствует точке K_1 на рисунке 7.1).

10. Согласование защит

Действие максимальных токовых защит должно быть согласовано по времени так, чтобы поврежденный элемент электропередачи отключался ближайшей к нему защитой.

Согласование защит обычно выполняется на графике (карте селективности), на котором все характеристики защит строятся при одном напряжении в пределах от тока срабатывания защиты до тока КЗ в месте установки защиты.

Рассмотрим на примере порядок согласования защит. Схема электропередачи с указанием всех защит и их параметров, токов КЗ, необходимых при согласовании, приведена на рисунке 10.1.

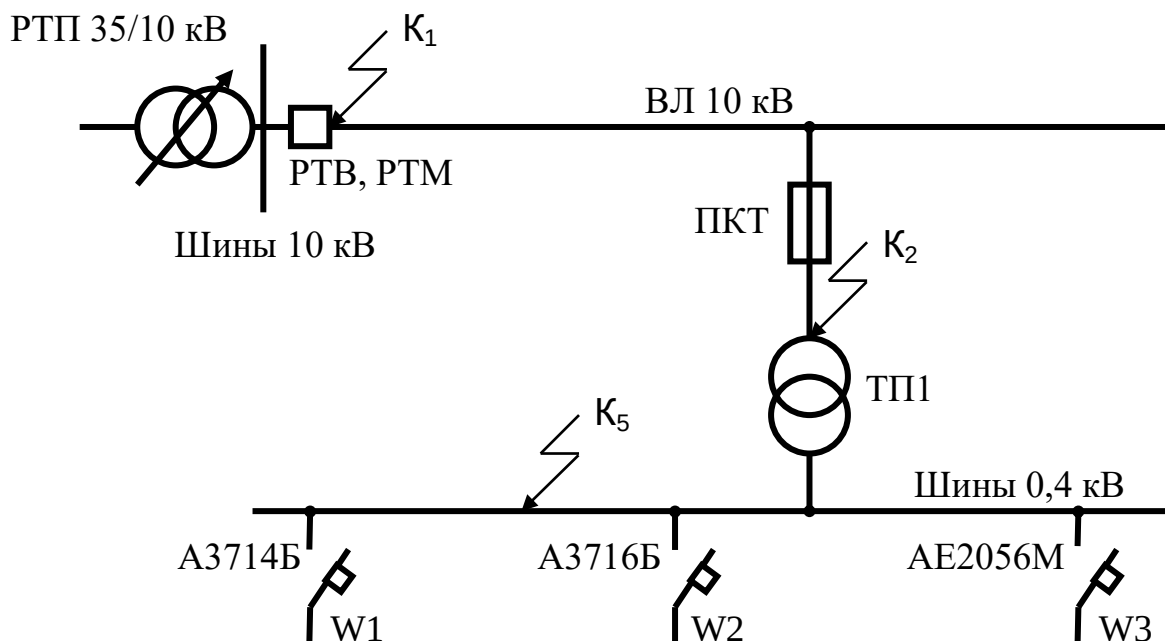


Рисунок 10.1

10.1. Строим характеристику защиты линии W1, используя результаты расчета (п.9.2) и характеристику времени срабатывания автоматического выключателя А3714Б из приложения К.

Например, расчетные данные таковы: $I_{н.р}=63$ А; $I_{с.о}=610$ А; $I_{к5}^{(3)}=3150$ А. Начальную, промежуточные и конечную точки зависимой и независимой части характеристики заносим в таблицу 10.1.

Вид характеристики показан на рисунке 10.2.

Таблица 10.1. Характеристика времени срабатывания выключателя А3714Б с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями

$I/I_{н.р}$	1,25	2	3	4	5	6
I, A	$I_{с.п.р}=79$	126	189	252	314	376
t, c	500	150	30	9	5	3,5

Продолжение таблицы 10.1

$I/I_{н.р}$	7	8	9	10	10	-
I, A	440	503	566	630	$I_{с.э.р}=630$	$I_{к5}^{(3)}=3150$
t, c	3,1	3	2,9	2,8	0,04	0,04

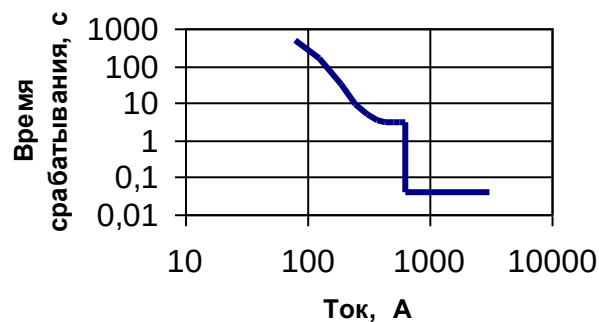


Рисунок 10.2. Характеристика времени срабатывания выключателя А3714Б

10.2. Строим характеристику защиты линии W2, используя результаты расчета (п.9.2) и характеристику времени срабатывания автоматического выключателя А3716Б из приложения К.

Например, расчетные данные таковы: $I_{н.р}=125$ А; $I_{с.о}=1470$ А. Начальную, промежуточные и конечную точки зависимой и независимой части характеристики заносим в таблицу 10.2.

Вид характеристики показан на рисунке 10.3.

Таблица 10.2. Характеристика времени срабатывания выключателя А3716Б с тепловыми и электромагнитными расцепителями

$I/I_{н.р}$	1,15	1,25	1,5	2	3	4
I, A	$I_{с.т.р}=145$	155	187	250	375	500
t, c	5000	1800	400	150	50	30

Продолжение таблицы 10.2

$I/I_{н.р}$	6	8	10	12,8	12,8	-
I, A	750	1000	1250	1600	$I_{с.э.р}=1600$	$I_{K5}^{(3)}=3150$
t, c	12	7	4,5	3	0,04	0,04

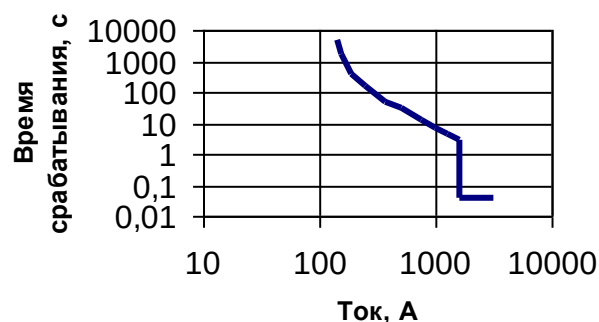


Рисунок 10.3. Характеристика времени срабатывания выключателя А3716Б

10.3. Строим характеристику защиты линии W3, используя результаты расчета (п.9.2) и характеристику времени срабатывания автоматического выключателя АЕ2056М из приложения К.

Например, по результатам расчета имеем: $I_{н.р}=80$ А; $I_{с.о}=935$ А. Начальную, промежуточные и конечную точки зависимой и независимой части характеристики заносим в таблицу 10.3.

Вид характеристики показан на рисунке 10.4.

Таблица 10.3. Характеристика времени срабатывания выключателя АЕ2056М с тепловыми и электромагнитными расцепителями

$I/I_{н.р}$	1,15	1,25	1,5	2	3	4
I , А	$I_{с.т.р}=92$	100	120	160	240	320
t , с	10000	600	250	100	45	21

Продолжение таблицы 10.3

$I/I_{н.р}$	6	8	10	12	12	-
I , А	480	640	800	960	$I_{с.э.р}=960$	$I_{K5}^{(3)}=3150$
t , с	9	5	3	2	0,04	0,04

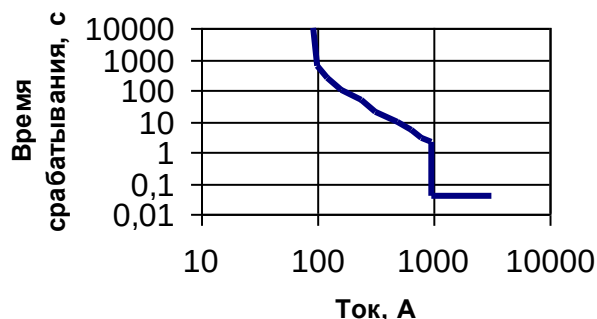


Рисунок 10.4. Характеристика времени срабатывания выключателя АЕ2056М

10.4. Строим характеристику защиты трансформатора ТП1, используя результаты расчета (п.9.1) и защитную характеристику плавкой вставки предохранителя ПКТ101-10-20-20 У1 из приложения К.

Значение токов плавкой вставки (I) пересчитываем на напряжение 0,38кВ ($I_{нн}$). Результаты заносим в таблицу 10.4.

Вид характеристики показан на рисунке 10.5.

Таблица 10.4. Защитная характеристика предохранителя

ПКТ101-10-20-20 У1 при номинальном токе плавкой вставки $I_{\text{ВНОМ}}=20 \text{ A}$

$I, \text{ A}$	30	40	50	60	70	80
$t, \text{ c}$	6000	1200	300	120	80	20
$I_{\text{HH}}, \text{ A}$	750	1000	1250	1500	1750	2000

Продолжение таблицы 10.4

$I, \text{ A}$	90	100	200	300	400	500
$t, \text{ c}$	12	5	0,3	0,06	0,035	0,02
$I_{\text{HH}}, \text{ A}$	2250	2500	5000	7500	10000	12500

Окончание таблицы 10.4

$I, \text{ A}$	600	700	800	900	1000	$I_{K2}^{(3)}=1040$
$t, \text{ c}$	0,015	0,012	0,009	0,008	0,0065	0,006
$I_{\text{HH}}, \text{ A}$	15000	17500	20000	22500	25000	26000

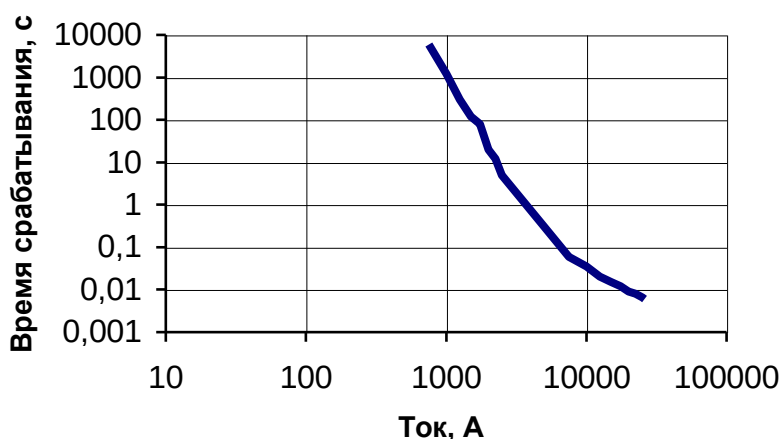


Рисунок 10.5. Защитная характеристика предохранителя

ПКТ101-10-20-20 У1 при номинальном токе плавкой вставки $I_{\text{ВНОМ}}=20 \text{ A}$

10.5. Строим характеристику защиты линии 10 кВ, используя результаты расчета (п.9.3) и характеристику времени срабатывания реле РТВ-I из приложения К.

Например, исходные данные:

1) для МТЗ: $I_{\text{с.р}}=7,3 \text{ A}$; $I_{\text{y}}=10 \text{ A}$; $I'_{\text{с.з}}=150 \text{ A}$; уставка по времени в независимой части кривой – 2 с;

2) для ТО: $I_{\text{с.р.о}}=104 \text{ A}$; $I_{\text{yo}}=125 \text{ A}$; $I'_{\text{с.о}}=1875 \text{ A}$; $I_{\text{кл}}^{(3)}=11000 \text{ A}$. Значение токов МТЗ и ТО (I) пересчитываем на напряжение 0,38 кВ (I_{HH}). Результаты заносим в таблицу 10.5.

Вид характеристики показан на рис 10.6.

Таблица 10.5. Характеристика срабатывания защиты ВЛ 10 кВ с реле РТВ и РТМ

$I/I'_{с.з}$	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
I, A	150	165	180	195	210	225
t, c	9	6,3	4,6	3,5	2,8	2,2
$I_{нн}, A$	3750	4120	4500	4880	5250	5600

Продолжение таблицы 10.5

$I/I'_{с.з}$	1,6	-	-	-	-	-
I, A	240	500	1000	1875	$I'_{со}=1875$	$I_{K1}^{(3)}=11000$
t, c	2,0	2,0	2,0	2,0	0,1	0,1
$I_{нн}, A$	6000	12500	25000	46800	46800	275000

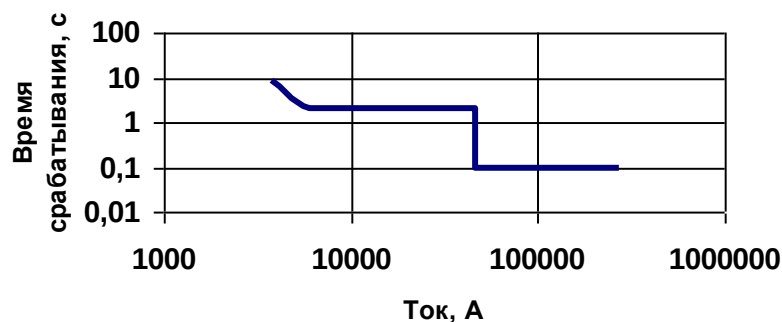


Рисунок 10.6. Характеристика срабатывания защиты ВЛ 10 кВ с реле РТВ и РТМ

10.6. Строим карту согласования защит. Сравнивая времятоковые характеристики защит линий W1 (рис.10.2), W2 (рис. 10.3) и W3 (рис. 10.4) видим, что для линии W2 уставки МТЗ и ТО наибольшие. Поэтому при соблюдении условий селективности для защиты линии W2, указанные условия селективности для линий W1 и W3 также будут выполняться.

Совмещаем характеристики защит линии W2 (рис. 10.3), трансформатора ТП1 (рис. 10.5) и линии 10 кВ (рис. 10.6) на едином графике.

Построенная карта согласования защит приведена на рис. 10.7. После построения характеристик необходимо убедиться в том, что в зонах совместного действия защит соблюдаются условия селективности.

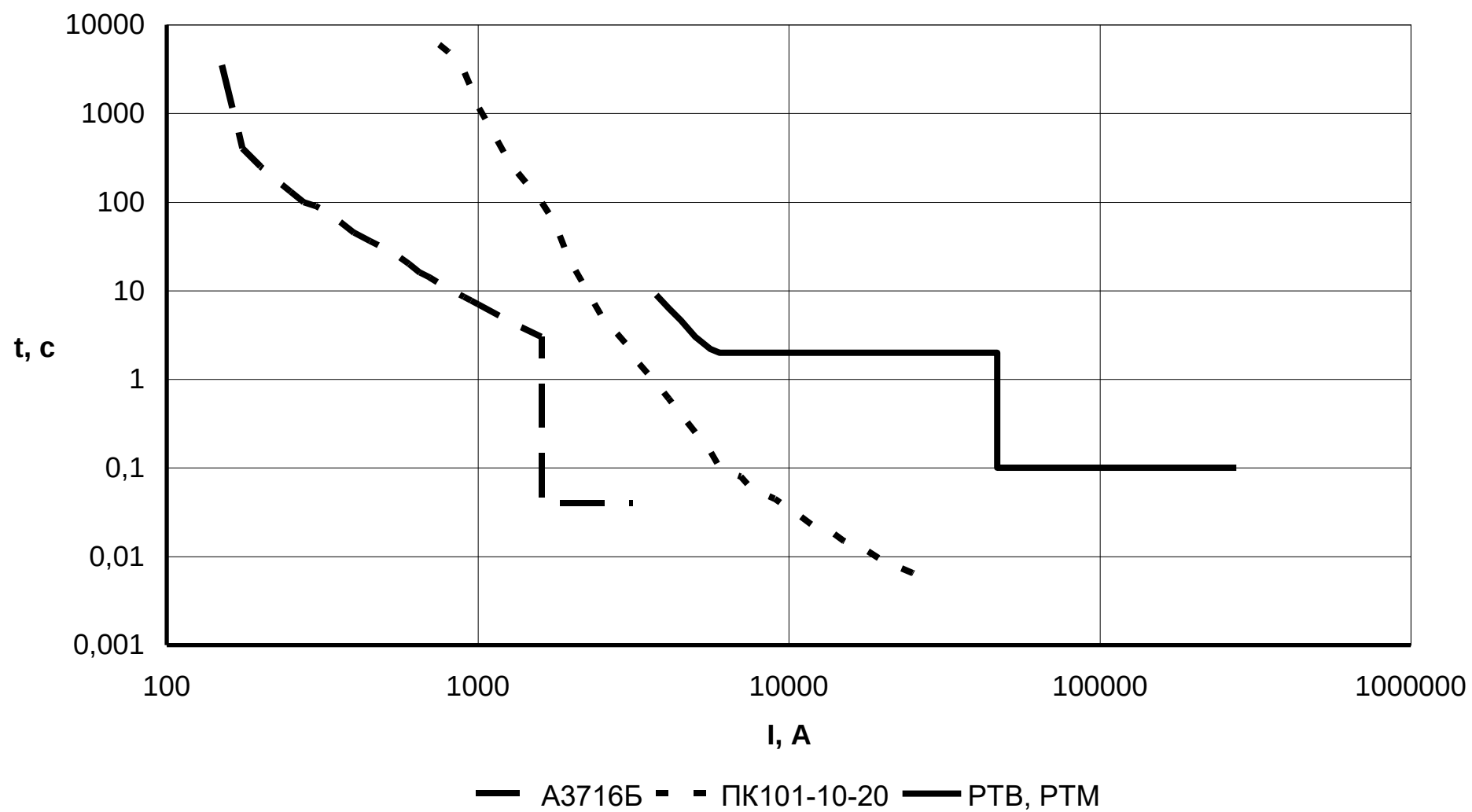


Рисунок 10.7. Карта согласования защит линии 0,38 кВ (W2), трансформатора ТП1 и линии 10 кВ

11. Технико-экономическая часть

В технико-экономической части необходимо определить количество материалов и оборудования для строительства распределительной сети 10 кВ и ВЛ 0,38 кВ в заданном населенном пункте. Кроме того, необходимо рассчитать себестоимость передачи и распределения электрической энергии до шин 0,4 кВ потребительских подстанций, т.е. без учета линий 0,38 кВ.

11.1. Спецификация на оборудование и материалы

До составления спецификации (см. приложение Л) необходимо выполнить следующее:

11.1.1. На плане местности для каждого населенного пункта (кроме расчетного) определить:

1) полную мощность нагрузки для дневного и вечернего максимума по формуле (3.2); при этом значение коэффициента мощности дневного и вечернего максимума нагрузки населенного пункта определяется по кривым [1, рис.3.6] или [2, рис.3.7] в зависимости от доли производственной нагрузки к общей нагрузке потребителей;

2) по наибольшей полной нагрузке (дневного или вечернего максимума) определить возможное число и мощность потребительских КТП 10/0,38 кВ в каждом населенном пункте, используя приложение Ж.

11.1.2. По плану местности с учетом заданного масштаба определить необходимое число опор ВЛ 10 кВ и изоляторов, а также длину проводов.

11.1.3. На плане расчетного населенного пункта с учетом заданного масштаба определить необходимое число опор ВЛ 0,38 кВ, изоляторов и линейной арматуры.

В спецификацию (см. приложение Л) заносится оборудование и материалы, необходимые для строительства распределительной сети 10 кВ и ВЛ 0,38 кВ в заданном населенном пункте, в следующей последовательности:

- 1) тип ячейки КРУН 10 кВ РТП 35/10 кВ;
- 2) число и мощность потребительских подстанций КТП 10/0,38 кВ, включая подстанции расчетного населенного пункта;
- 3) марка, сечение и длина проводов ВЛ 10 кВ;
- 4) марка и число изоляторов для ВЛ 10 кВ;
- 5) марка и число опор ВЛ 10 кВ;
- 6) тип и число разъединителей для подстанций расчетного населенного пункта;
- 7) марка, сечение и длина проводов ВЛ 0,38 кВ расчетного населенного пункта;
- 8) марки и число изоляторов и линейной арматуры для ВЛ 0,38 кВ;
- 9) марка и число опор ВЛ 0,38 кВ расчетного населенного пункта.

11.2. Расчет себестоимости передачи и распределения электрической энергии до шин 0,4 кВ

11.2.1. Определяются капитальные затраты на сооружение ВЛ 10 кВ и подстанций 10/0,38 кВ. Расчет рекомендуется вести по укрупненным показателям, в учебных целях допускается использовать значения показателей в ценах 1990 года. Результаты расчета сводятся в таблицу 11.1

Таблица 11.1

№ п/п	Наименование элемента электропередачи	Количество	Кап. затраты, тыс. руб.	
			На единицу оборудования	Всего
1	Ячейка КРУН 10 кВ	1 шт.		
2	ВЛ 10 кВ	км		
3	КТП 10/0,38 кВ	шт.		

Суммарные капиталовложения:

$$K = K_{\text{КРУН}} + K_{\text{ВЛ10}} + K_{\text{ПС}}, \quad (11.1)$$

где $K_{\text{КРУН}}$, $K_{\text{ВЛ10}}$ и $K_{\text{ПС}}$ – капитальные затраты на ячейку КРУН, ВЛ 10 кВ и подстанции 10/0,38 кВ, руб.

Укрупненные удельные показатели стоимости ВЛ 10 кВ можно определить по приложению 23 [1,2], а стоимость потребительских подстанций – по приложению 25 [1,2]. Стоимость ячейки отходящей линии КРУН 10 кВ можно принять равной 3500 руб. [8, с.331] (в ценах 1990 года).

11.2.2. Определяются годовые издержки на эксплуатацию электрической сети 10 кВ:

$$I = I_A + I_{\text{ОБ}} + I_{\text{П}}, \quad (11.2)$$

где I_A , $I_{\text{ОБ}}$, $I_{\text{П}}$ – издержки на амортизацию и капитальный ремонт; на обслуживание; на потери электрической энергии; руб/год.

$$I_A = I_{A.\text{КРУН}} + I_{A.\text{ВЛ10}} + I_{A.\text{ПС}} = \frac{K_{\text{КРУН}} P_{A.\text{КРУН}}}{100} + \frac{K_{\text{ВЛ10}} P_{A.\text{ВЛ}}}{100} + \frac{K_{\text{ПС}} P_{A.\text{ПС}}}{100}, \quad (11.3)$$

где $P_{A.\text{КРУН}}$, $P_{A.\text{ВЛ}}$, $P_{A.\text{ПС}}$ – нормы амортизационных отчислений для ячейки КРУН, ВЛ 10 кВ и подстанций 10/0,38 кВ, %; могут быть определены по приложению 29 [2].

$$I_{\text{ОБ}} = \gamma (\Sigma n_{\text{УЕ.КРУН}} + \Sigma n_{\text{УЕ.ВЛ}} + \Sigma n_{\text{УЕ.ПС}}), \quad (11.4)$$

где $\Sigma n_{\text{УЕ.КРУН}}$, $\Sigma n_{\text{УЕ.ВЛ}}$, $\Sigma n_{\text{УЕ.ПС}}$ – сумма условных единиц по обслуживанию ячейки КРУН, ВЛ 10 кВ и подстанций 10/0,38 кВ; может быть определена по приложению 30 [1,2];

γ – затраты на обслуживание одной условной единицы, руб.; могут быть приняты равными 28 руб. в год [1, с.451; 2, с.415].

$$I_{\text{П}} = I_{\text{П.ВЛ}} + I_{\text{П.ТР}}, \quad (11.5)$$

где $I_{п.ВЛ}$, $I_{п.ТР}$ – издержки на потери электрической энергии в линиях 10 кВ и в трансформаторах подстанций 10/0,38 кВ, руб/год.

$$I_{п.ВЛ} = \Delta W_{ВЛ} \cdot c_{ВЛ} \cdot 10^{-2}, \quad (11.6)$$

$$I_{п.ТР} = \left[\left(\frac{S_p}{S_{тр.ном}} \right)^2 \cdot \Delta P_K \cdot \tau \cdot c_K + \Delta P_X \cdot T_B \cdot c_X \right] \cdot 10^{-2}, \quad (11.7)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – годовые потери электроэнергии в линиях 10 кВ, кВтч/год; определяются из таблицы 3.1 по результатам расчета ВЛ 10 кВ;

S_p – расчетная электрическая нагрузка трансформатора подстанции 10/0,38 кВ, кВА;

$c_{ВЛ}$, c_K , c_X – удельные затраты на потери электроэнергии, соответственно, в линиях электропередач, в обмотках трансформаторов (потери КЗ) и в стали трансформаторов (потери холостого хода), коп./кВт·ч; могут быть определены по формуле (14.27) [1], (14.20) [2] и таблицам 14.1, 14.2 [1], 14.2, 14.3 [2];

τ – время потерь электроэнергии в трансформаторах подстанций 10/0,38 кВ, ч; можно определить по таблице 14.2 [1], 14.3 [2];

$S_{тр.ном}$ – номинальная мощность трансформатора подстанции 10/0,38 кВ, кВА;

ΔP_K , ΔP_X – потери мощности в обмотках (потери КЗ) и в стали (потери холостого хода) трансформатора подстанции 10/0,38 кВ, кВт; могут быть определены по приложению 19 [1,2];

T_B – время включенного состояния трансформатора, ч; при работе круглый год $T_B=8760$ ч.

По формуле (11.7) определяются годовые издержки на потери электроэнергии в трансформаторах ТП 10/0,38 кВ по всем населенным пунктам и полученные результаты суммируются.

11.2.3. Рассчитывается переданная за год по линиям 10 кВ энергия:

$$W_{год} = P_{расч} T_M, \quad (11.8)$$

где $P_{расч}$ – максимальная расчетная активная мощность (дневного или вечернего максимума) нагрузки на головном участке ВЛ 10 кВ, кВт; определяется из таблицы 3.1;

T_M – время использования максимальной нагрузки, ч; определяется из формулы [9, с.141], связывающей « τ » и « T_M »:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (11.9)$$

где время потерь « τ » может быть определено из таблицы 14.2 [1], 14.3 [2].

11.2.4. Определяется себестоимость 1 кВт·ч электрической энергии (руб/кВт·ч), отпускаемой с шин 0,4 кВ подстанций 10/0,38 кВ:

$$C_{ш0,4} = \left(Z_c + Z_v + \frac{K \cdot E_n + I}{W_{год}} \right) \cdot k_{инф}, \quad (11.10)$$

где Z_c – средние удельные приведенные затраты на производство и распределение энергии в энергосистеме, руб/кВт·ч; в курсовом проекте можно принять по данным [1, с.455], [2, с.418]: $Z_c=0,024$ руб/кВт·ч;

Z_v – средние удельные приведенные затраты на передачу и распределение электроэнергии по сетям напряжением 35 кВ, руб/кВтч; в курсовом проекте по данным [3, рис. 5.4] можно принять: $Z_v=0,033$ руб/кВт·ч;

$E_n=0,12$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений [2, с.410];

$k_{инф}$ – коэффициент, учитывающий изменение стоимости электрооборудования по сравнению с ценами на 01.01.1991 года. Значение $k_{инф}$ подлежит ежегодному уточнению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Щербаков, Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление в сельском хозяйстве : учебное пособие / Е. Ф. Щербаков, Д. С. Александров, А. Л. Дубов. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2020. – 392 с.
2. Электроснабжение сельского хозяйства : учебное пособие / составители Д. М. Олин, А. А. Кирилин. – пос. Караваево : КГСХА, 2018. – 69 с.
3. Коновалов, Ю. В. Электрохозяйство промышленных предприятий : учебное пособие / Ю. В. Коновалов. – Иркутск : ИРНИТУ, 2020. – 114 с.
4. Черных, Р. А. Электроснабжение и энергосбережение на предприятии: курс лекций : учебное пособие / Р. А. Черных, О. В. Карлова, С. М. Плотников. – Красноярск : СибГУ им. академика М. Ф. Решетнёва, 2021. – 92 с.
5. Костюченко, Л. П. Проектирование систем сельского электроснабжения : учебное пособие / Л. П. Костюченко. – 3-е изд., испр. и доп. – Красноярск : КрасГАУ, 2016. – 264 с.
6. Лыкин, А. В. Проектирование электрических сетей : учебное пособие / А. В. Лыкин. – Новосибирск : НГТУ, 2021. – 88 с.
7. Никитенко, Г. В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение сельского хозяйства. Дипломное проектирование : учебное пособие / Г. В. Никитенко, Е. В. Коноплев. – 2-е изд., испр. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 316 с.
8. Немировский, А. Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учебное пособие / А. Е. Немировский, И. Ю. Сергиевская, Л. Ю. Крепышева. – 3-е изд., доп. – Москва : НИУ МЭИ, 2018. – 224 с.
9. Черненко, Ю. В. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебное пособие / Ю. В. Черненко, И. В. Горохов. – Тольятти : ТГУ, 2021. – 43 с.
10. Ярош, В. А. Электрические системы и сети. Курсовое проектирование : учебное пособие / В. А. Ярош, А. В. Ефанов, С. С. Ястребов. – Санкт-Петербург : Лань, 2020. – 172 с.
11. Хорольский, В. Я. Экономия электроэнергии в сельских электроустановках : учебное пособие / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, А. В. Ефанов. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 272 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Форма титульного листа расчетно-пояснительной записки
к курсовому проекту

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО Чувашский ГАУ
Кафедра механизации, электрификации и автоматизации
сельскохозяйственного производства

Курсовой проект по дисциплине
«Электроснабжение»
на тему:

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА

Выполнил студент _____ группы _____
(подпись) (фамилия, и., о.)

Проверил _____
(подпись) (фамилия, и., о.)

Курсовой проект защищен с оценкой _____

(дата) (подпись) (фамилия, и., о.)

З А Д А Н И Е
к курсовому проекту по дисциплине
«Электроснабжение»

Выдано студенту _____ группы _____ очного (заочного) обучения

(фамилия, имя, отчество)

Номер зачетной книжки _____

Вариант задания _____

Дата выдачи задания _____

Срок выполнения _____

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ СПЕЦВОПРОСОВ

1. Автоматические воздушные выключатели для ТП 10/0,38 кВ.
2. Предохранители с плавкой вставкой в сетях 0,38 кВ.
3. Многообъемные (баковые) масляные выключатели для ОРУ 35 кВ.
4. Предохранители с плавкой вставкой в сетях 10-35 кВ.
5. Малообъемные масляные выключатели для РУ 6-10 кВ.
6. Разъединители для сельских электрических сетей 6-10 кВ.
7. Вакуумные выключатели для распределительных сетей 6-10 кВ.
8. Короткозамыкатели и отделители для сетей 35-110 кВ.
9. Выключатели нагрузки для распределительных сетей 6-10 кВ.
10. Приводы к коммутационной аппаратуре.
11. Измерительные трансформаторы тока.
12. Измерительные трансформаторы напряжения.
13. Индукционные реле серии РТ 80 (РТ 90).
14. Схемы соединения трансформаторов тока и реле в устройствах релейной защиты и автоматики.
15. Интеллектуальные системы управления «СМАРТ».
16. Максимальная токовая направленная защита в распределительных сетях с двухсторонним питанием.
17. Дифференциальная токовая защита силовых трансформаторов.
18. Энергосберегающие технологии в системах электроснабжения.
19. Защита генераторов малой мощности напряжением до 1 кВ.
20. Защита ЗТИ-0,4 для КТП 10/0,38 кВ.
21. Защита ТП 10/0,38 кВ от атмосферных перенапряжений.
22. Защита подстанций 35/10 кВ от атмосферных перенапряжений.
23. Защита сельских электрических сетей от наведенных перенапряжений.
24. Автоматическое повторное включение с реле РПВ-358.
25. Устройство АПВ-0,38.
26. Компенсация реактивной мощности.
27. Проверка сети на успешный запуск крупных электродвигателей.
28. Заземление ТП 10/0,38 кВ.
29. Мини- ТЭЦ.
29. Автоматизированная электростанция АСДА-100.
30. Выбор СИП на линиях напряжением 10 кВ.
31. Самонесущие изолированные провода для воздушных линий электропередачи.
32. Схема сетевого АВР.

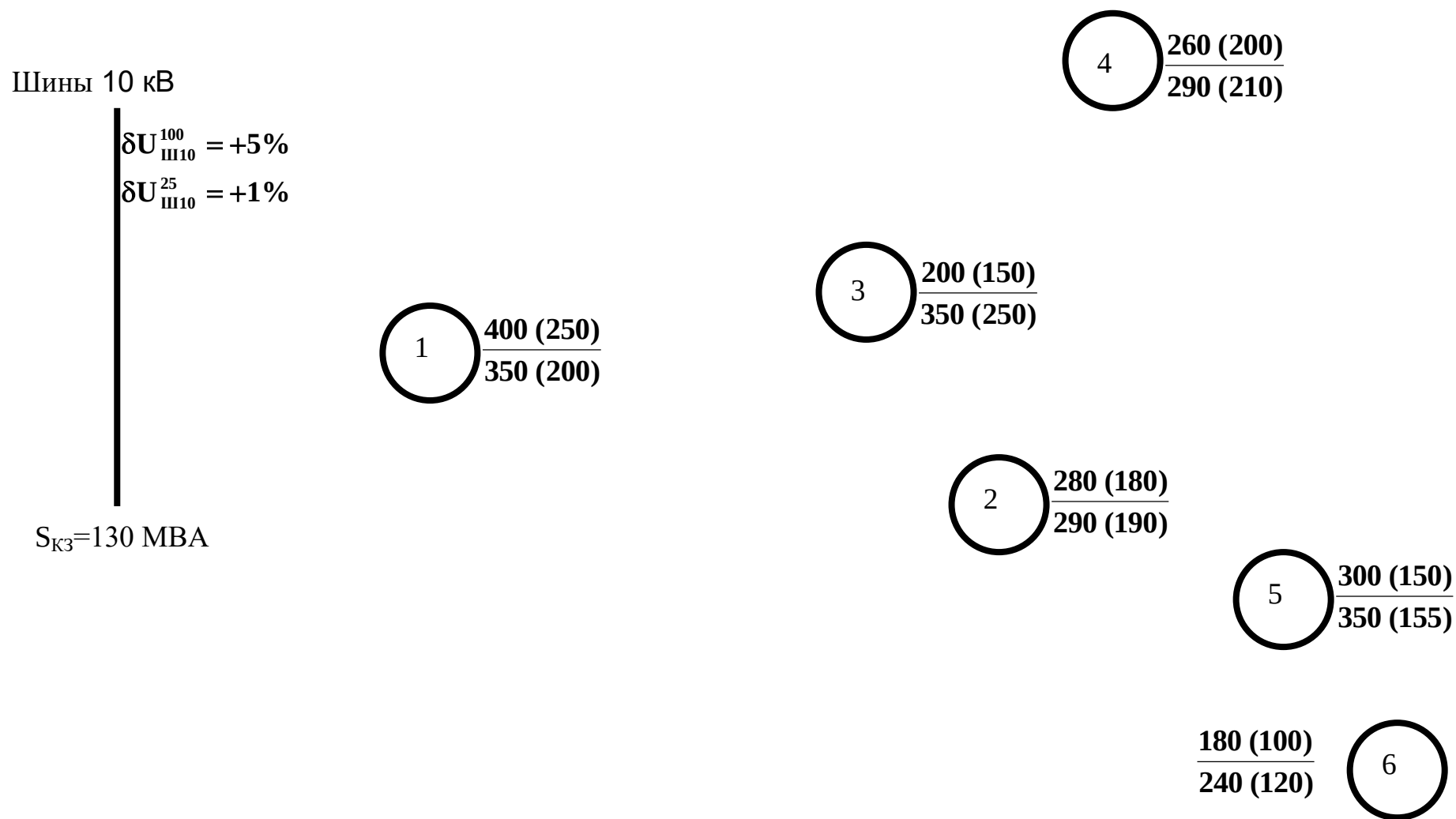


Схема 1 отходящей ВЛ 10 кВ

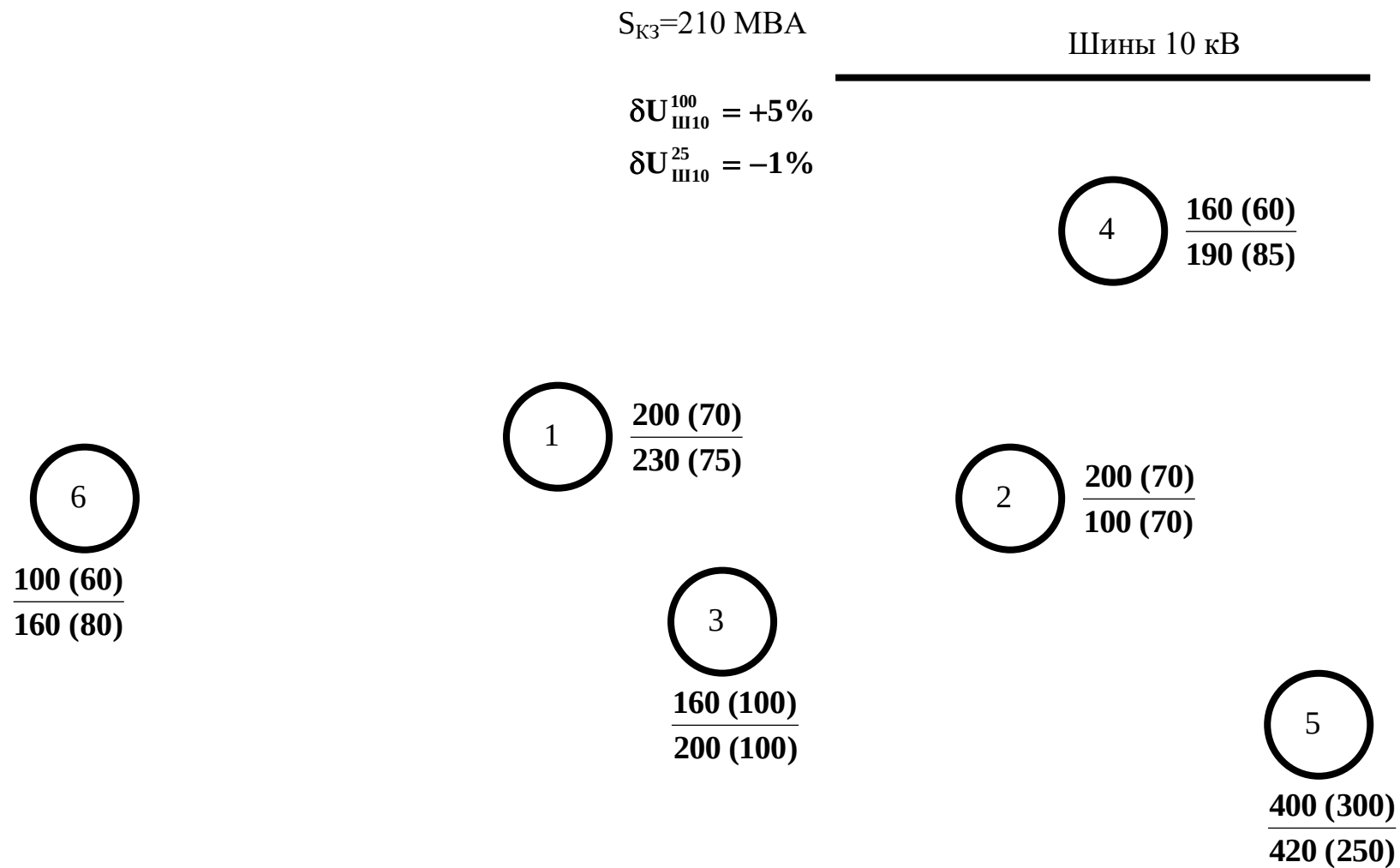


Схема 2 отходящей ВЛ 10 кВ

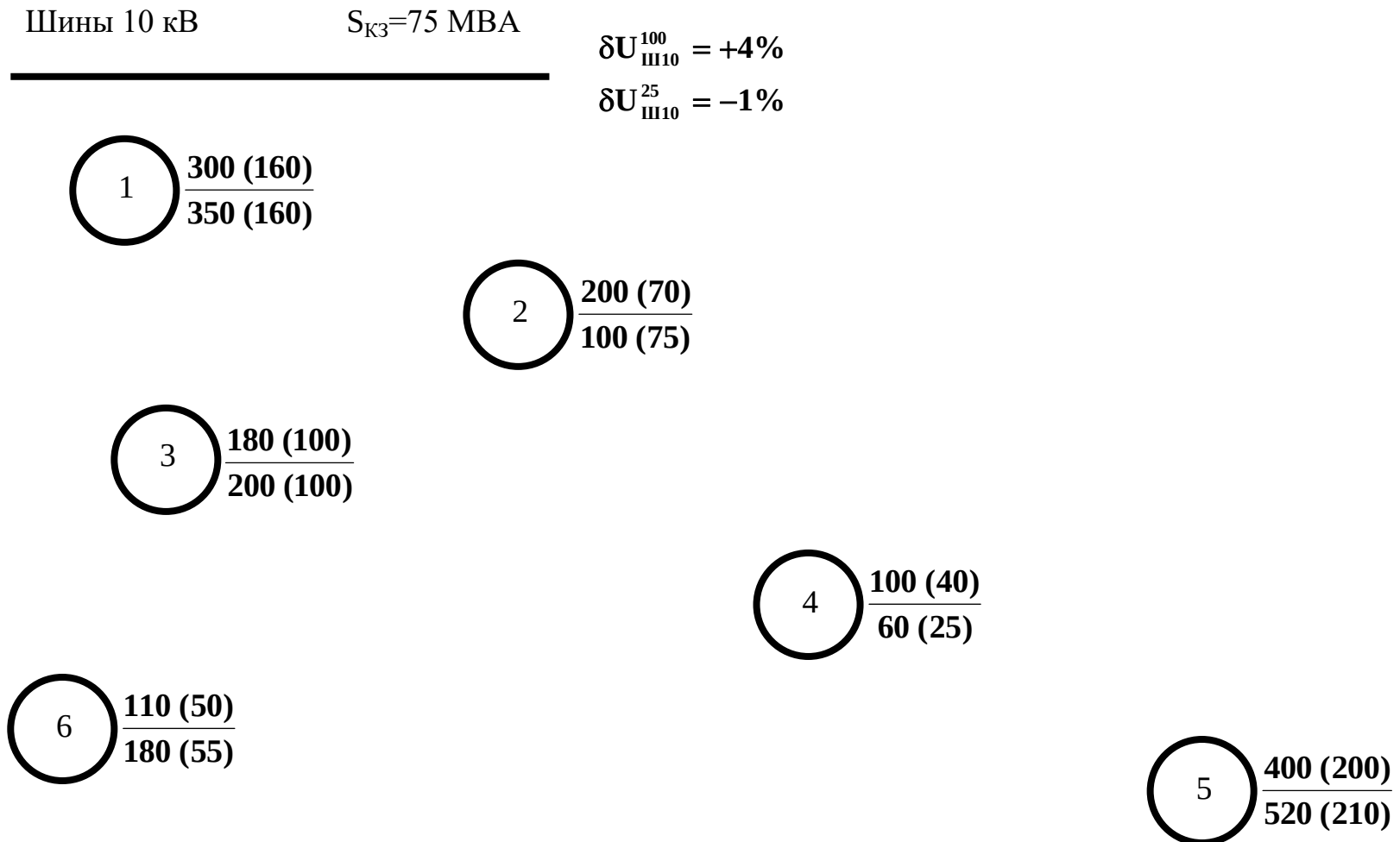


Схема 3 отходящей ВЛ 10 кВ

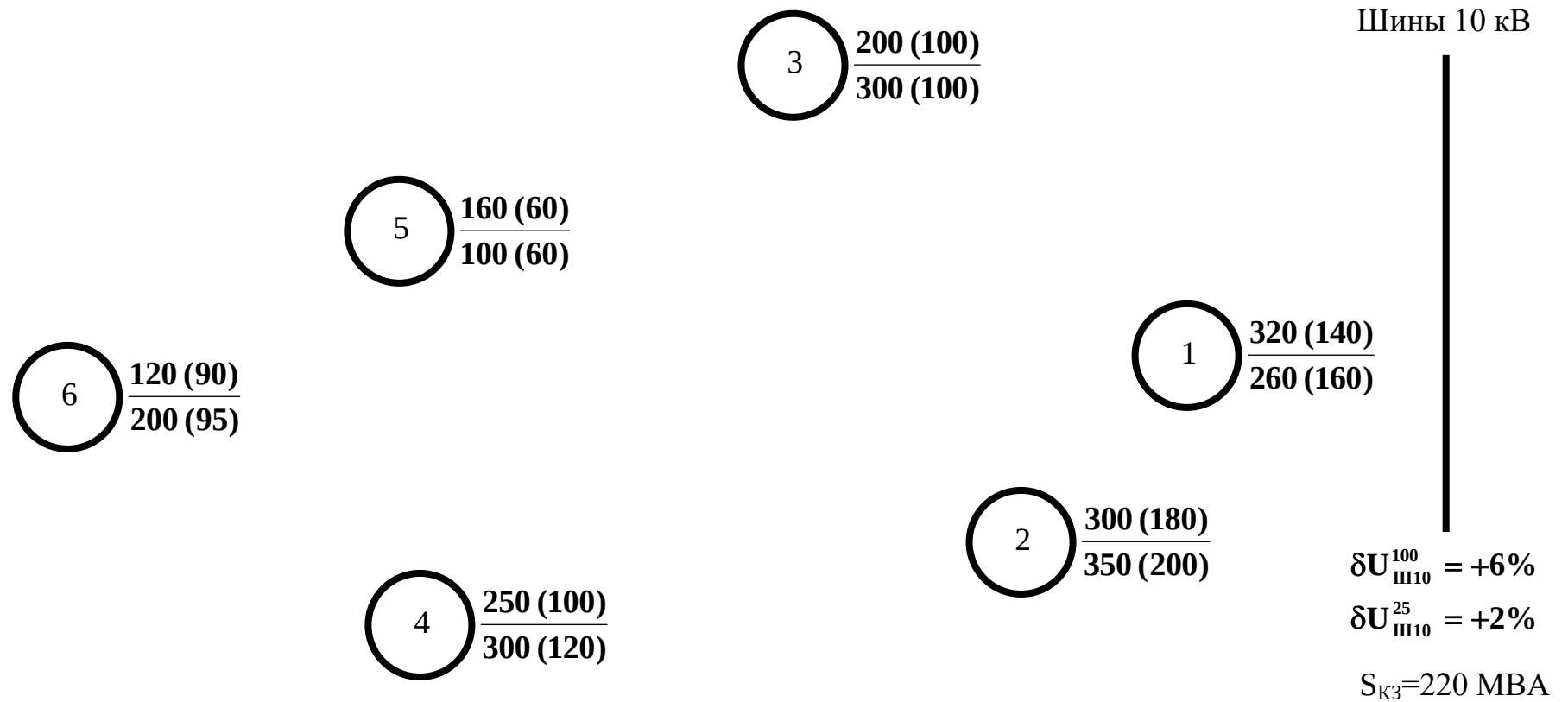


Схема 4 отходящей ВЛ 10 кВ

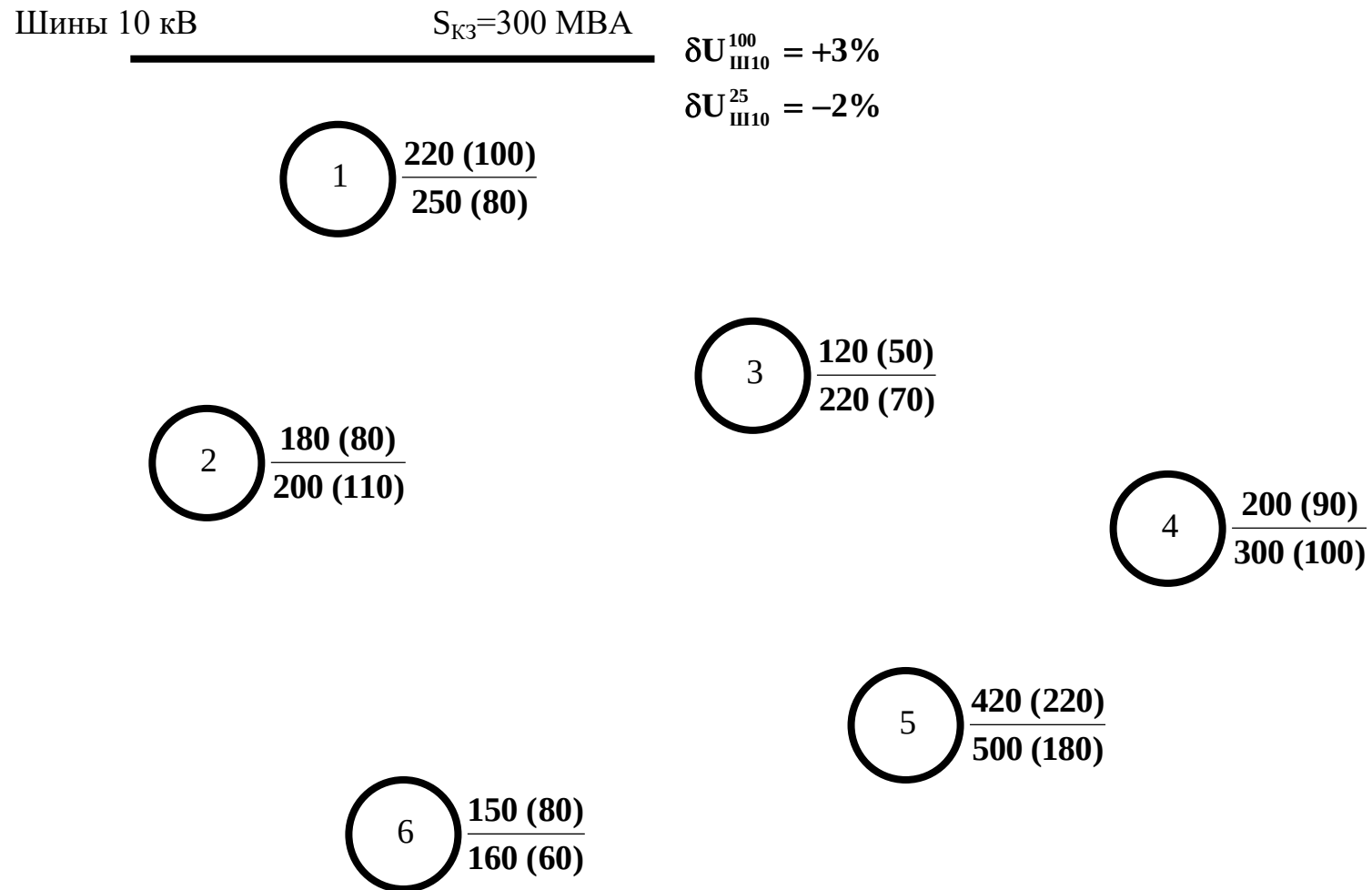
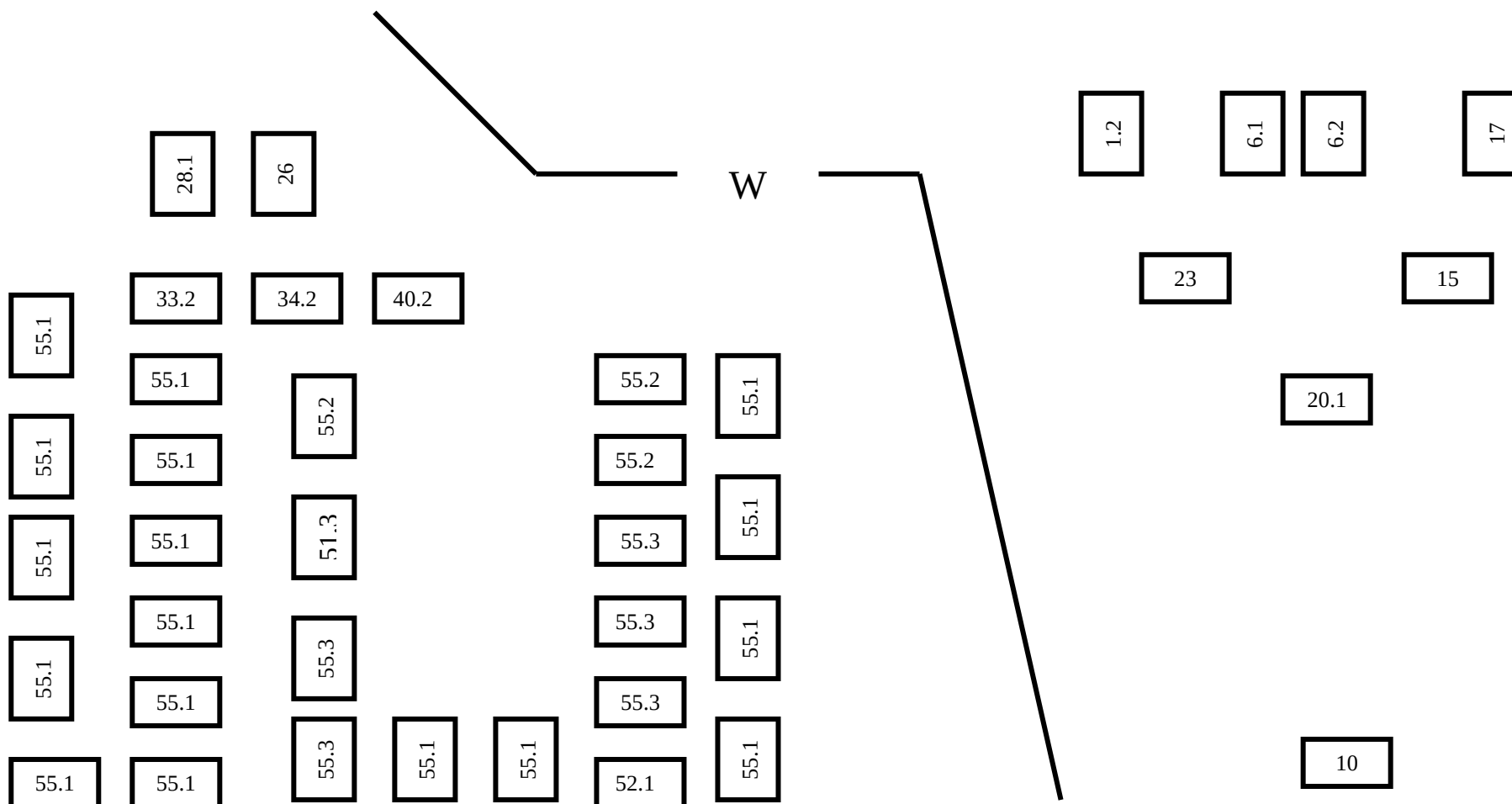
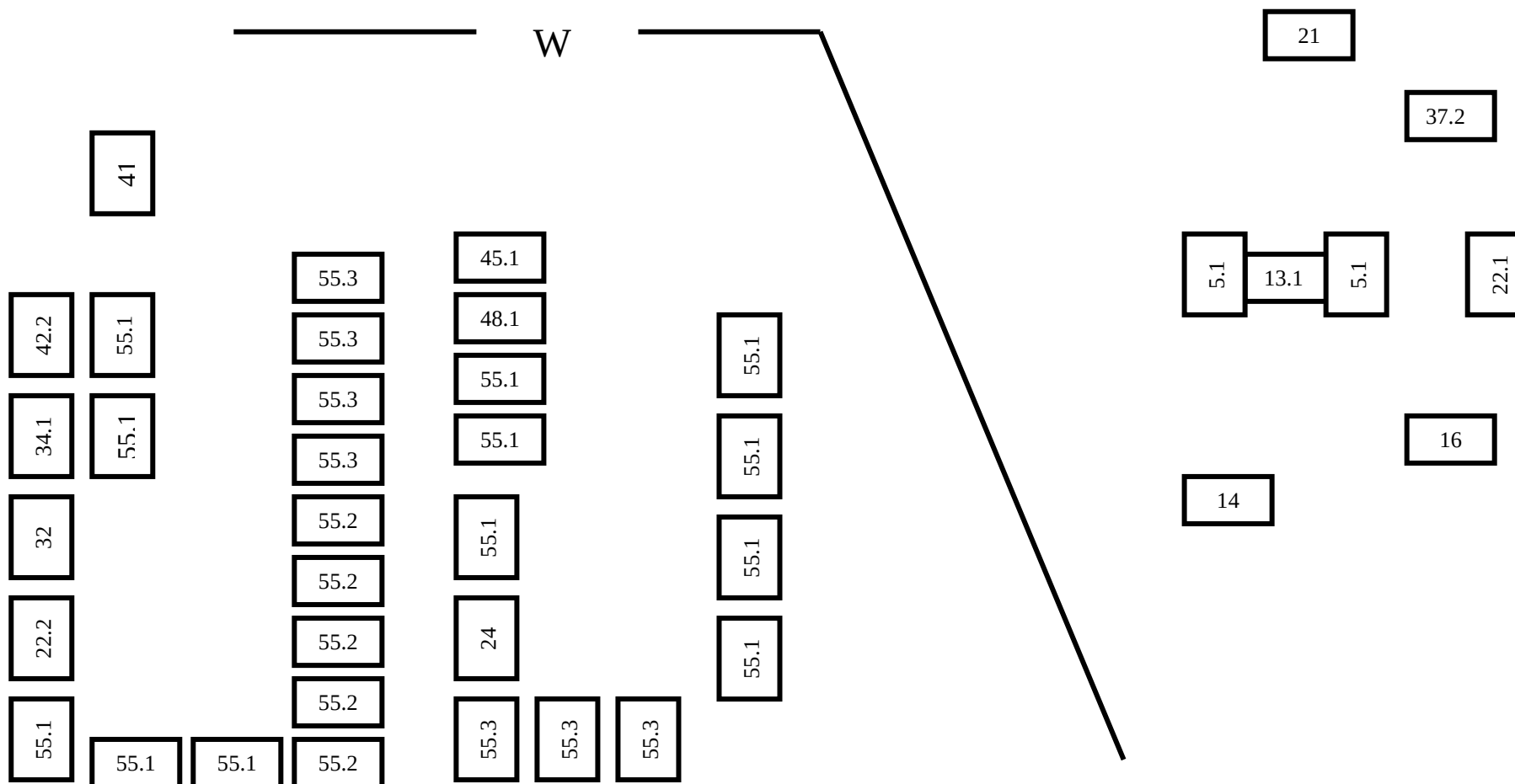


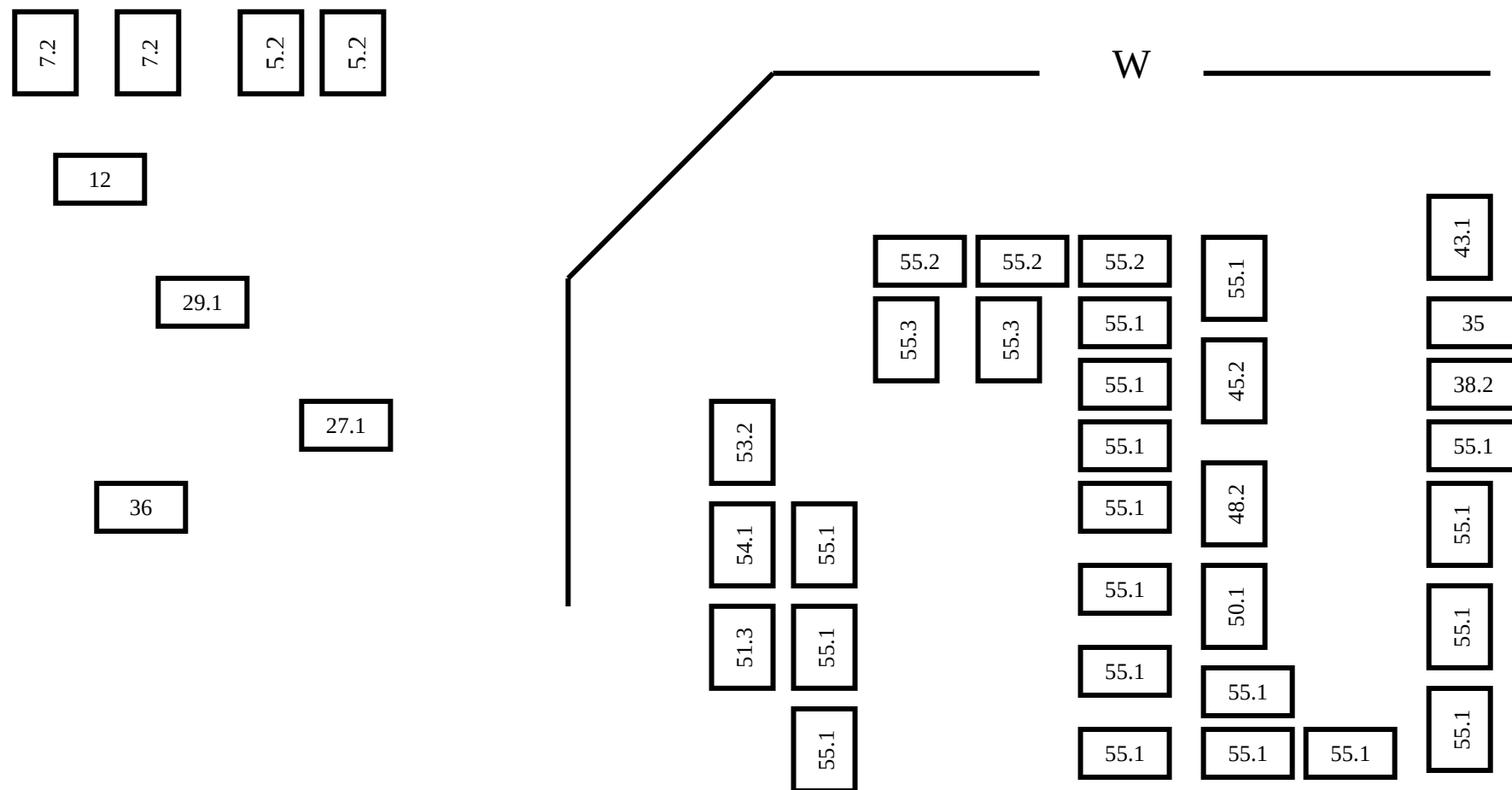
Схема 5 отходящей ВЛ 10 кВ



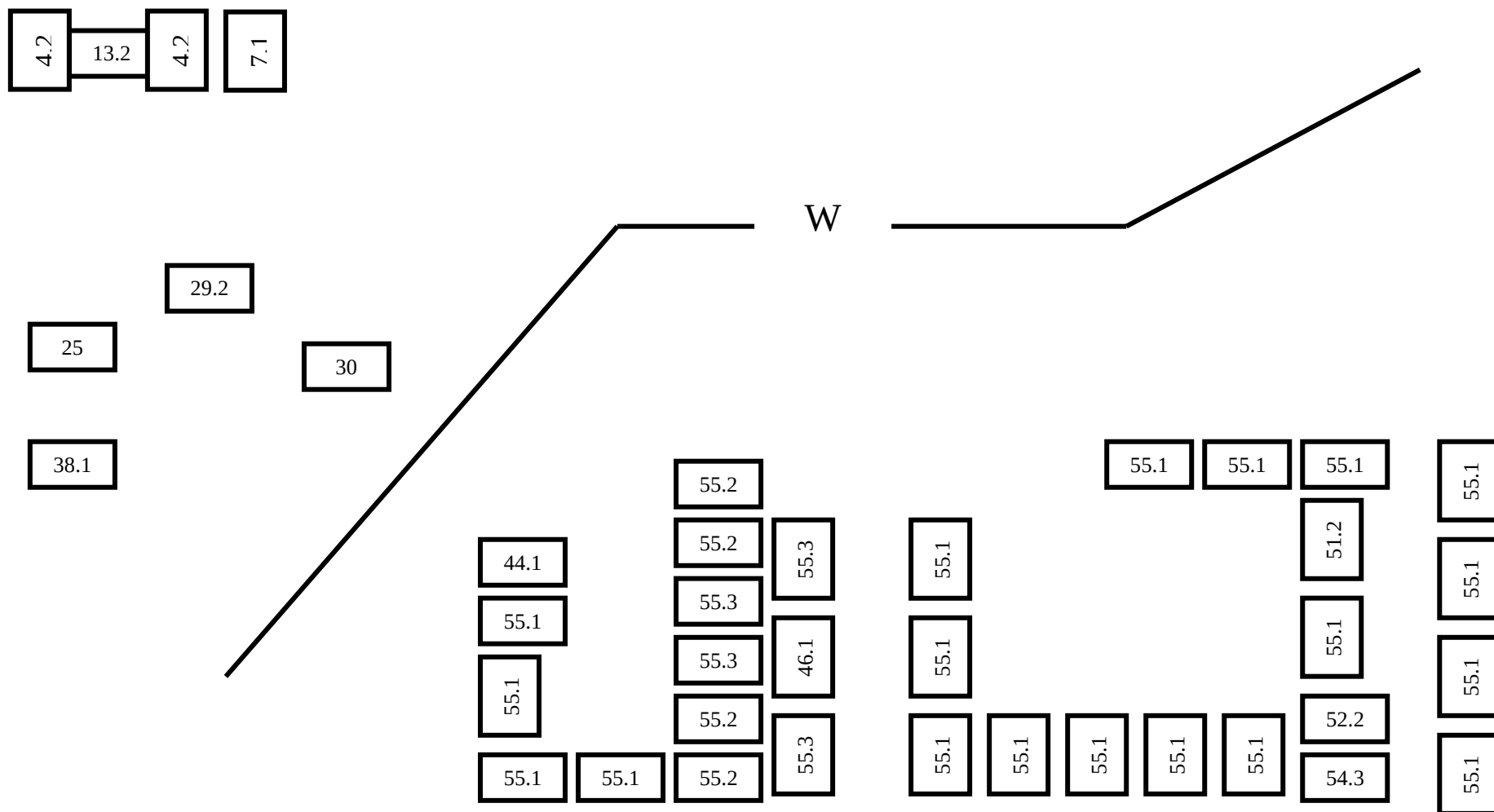
Расчетная схема 1 сети 0,38 кВ



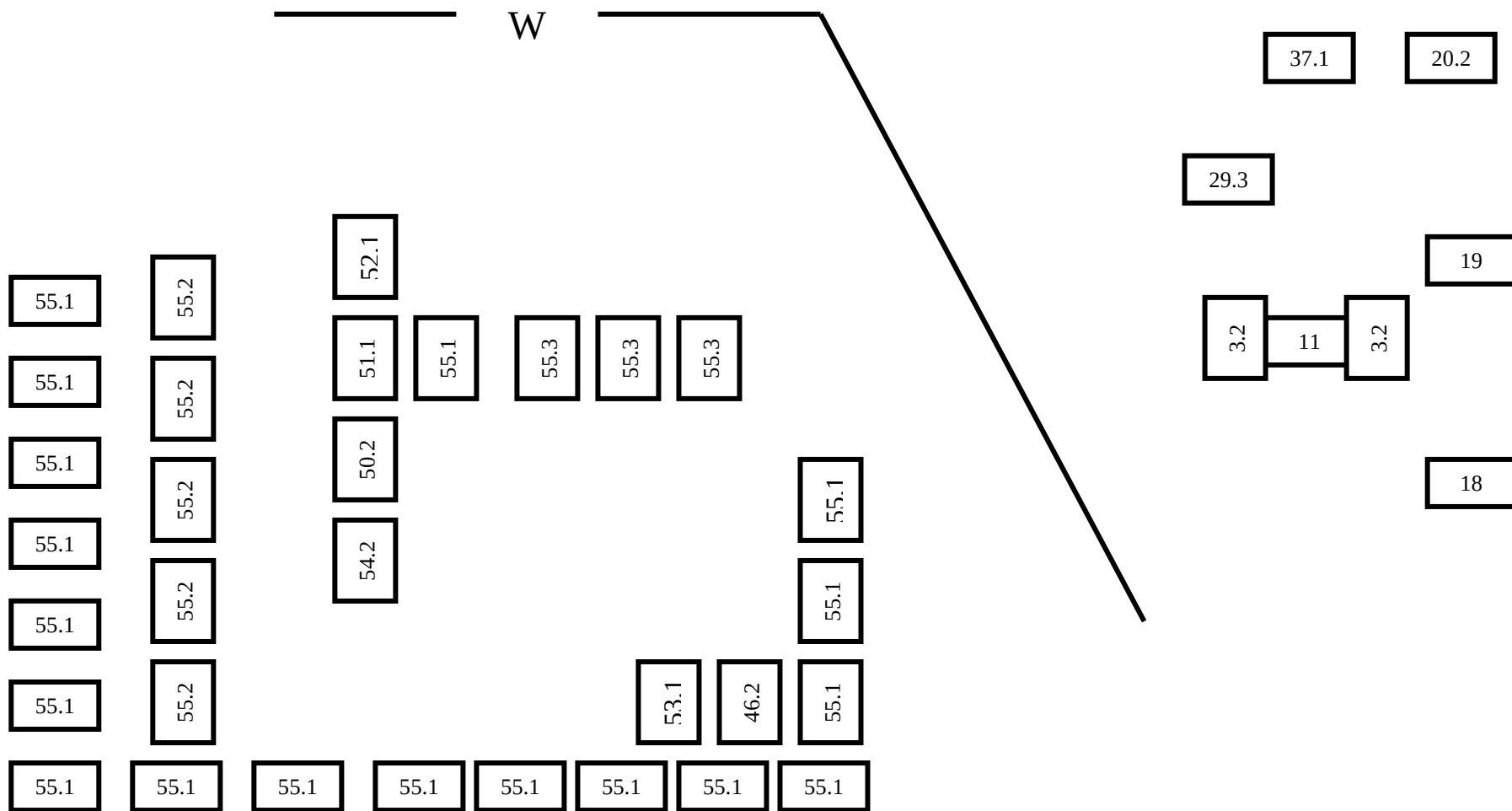
Расчетная схема 2 сети 0,38 кВ



Расчетная схема 3 сети 0,38 кВ



Расчетная схема 4 сети 0,38 кВ



Расчетная схема 5 сети 0,38 кВ

Электрические нагрузки сельскохозяйственных
производственных, общественных и коммунально-бытовых
потребителей

№ пп	Наименование объекта	Расчетная нагрузка, кВт		Мощность наиб. двиг-ля, кВт
		Дневной максимум	Вечерний максимум	
1	2	3	4	5
1	Коровник без механизации процессов: на 100 коров на 200 коров	4 6	4 6	
2	Коровник без механизации процессов с электроводонагревателем: на 100 коров на 200 коров	10 18	10 18	
3	Коровник привязного содержания с механизированной уборкой навоза: на 100 коров на 200 коров	4 6	4 6	
4	Коровник привязного содержания с механизированной уборкой навоза и с электроводонагревателем: на 100 коров на 200 коров	9 15	9 15	
5	Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электроводонагревателем: на 100 коров на 200 коров	10 17	10 17	
6	Помещения для ремонтного и откормочного молодняка: на 170-180 голов на 240-260 голов	1 3	3 5	
7	Помещения для ремонтного и откормочного молодняка с механизированной уборкой навоза: на 170-180 голов на 240-260 голов	4 5	7 8	
8	Летний лагерь КРС: на 200 коров на 400 коров	12 15	12 15	
1	2	3	4	5

9	Летний лагерь КРС с молочным блоком: на 200 коров на 400 коров	13 18	14 19	
10	Летний лагерь молодняка КРС: на 400-500 голов	1	5	
11	Кормоприготовительная при коровнике	6	6	
12	Кормоцех фермы КРС на 800-1000 голов	50	50	
13	Молочный блок при коровнике: на 3 т/сутки на 6 т/сутки	15 20	15 20	
14	Свинарник-маточник на 50 голов (подвесная дорога)	2	2	
15	Свинарник-маточник на 50 голов с навозоуборочным транспортером	3	5	
16	Свинарник-маточник на 50 голов с навозоуборочным транспортером и с теплогенератором	6	10	
17	Свинарник-маточник на 50 голов с навозоуборочным транспортером и с электрообогревом	28	28	
18	Свинарник-откормочник на 1000-1200 голов	2	6	
19	Свинарник-откормочник на 1000-1200 голов с навозоуборочным транспортером	6	9	
20	Кормоцех для свинофермы: на 100 маток и 1000 голов откорма или на 2000 голов откорма на 200 маток и 2000 голов откорма или на 3000 голов откорма на 300 маток и 3000 голов откорма или на 6000 голов откорма	26 37 45	10 13 15	22 30 30
21	Агрегат для приготовления травяной муки АВМ-0,65	80	80	30
22	Дробилка кормов: ДБ-5-1 КДМ-2	40 30	- -	40 30
23	Ветеринарный пункт	1	1	
24	Участковая ветеринарная лечебница	20	10	
25	Зернохранилище с передвижными механизмами емкостью 500 т	10	5	
26	Зернохранилище с ленточным транспортером емкостью 1000 т	25	10	14

1	2	3	4	5
27	Овощекартофелехранилище: на 300-600 т на 1000 т	5 6	2 2	
28	Овощекартофелехранилище с отопительно-вентиляционной установкой: на 500-600 т на 1000 т	20 36	20 36	14 17
29	Склад рассыпных и гранулированных кормов емкостью: 200 т 360 т 520 т	20 30 35	1 5 10	
30	Кузница	5	1	
31	Мастерская полевого стана тракторной бригады	12	3	
32	Мастерская обслуживания сельскохозяйственной техники	30	10	
33	Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов на 75 тракторов	40 80	15 20	
34	Гараж на 50 автомашин с закрытой стоянкой: на 5 машин на 14 машин	10 15	3 5	
35	Плотницкая	10	1	
36	Столярный цех	15	1	
37	Лесопильный цех с пилорамой: ЛРМ-79 Р-65	16 23	2 2	22 30
38	Склад концентрированных кормов с дробилкой: ДКУ-1 ДКУ-2	15 25	1 1	14 30
39	Мельница с жерновым поставом: 5/4 6/4 7/4 8/4	5 8 10 17	1 1 1 1	13 22
40	Мельница вальцовая производительностью: 6 т/сутки 25 т/сутки	15 35	1 2	10 10
41	Теплая стоянка тракторов	5	2	
42	Мастерская пункта технического обслуживания: на 10-20 тракторов	15	5	

	на 30-40 тракторов	20	10	
1	2	3	4	5
43	Гараж с профилакторием: на 10 автомашин на 25 автомашин на 60 автомашин	20 30 45	10 15 20	
44	Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов на 50-100 тракторов	45 60	25 30	
45	Начальная школа: на 40 учащихся на 80 учащихся на 160 учащихся	5 7 11	2 2 4	
46	Общеобразовательная школа с мастерской: на 190 учащихся на 320 учащихся	14 20	20 40	
47	Общеобразовательная школа с мастерской и электроплитой на 480-540 учащихся	45	50	
48	Спальный корпус школы-интерната: на 50 мест на 80 мест	5 8	10 15	
49	Столовая школы-интерната	9	5	
50	Детские ясли-сад: на 25 мест на 50 мест	4 9	3 6	
51	Административное здание: на 15-25 рабочих мест на 35-50 рабочих мест на 70 рабочих мест	15 25 35	8 10 15	
52	Клуб со зрительным залом: на 150-200 мест на 300-400 мест	3 6	10 18	
53	Магазин на 4 рабочих места: продовольственный промтоварный	10 6	10 6	
54	Баня: на 5 мест на 10 мест на 20 мест	3 7 8	3 7 8	
55	Жилой дом: одноквартирный четырёхквартирный восьмиквартирный	0,54 2,2 4,3	1,8 7,2 14,4	

Приложение Ж

Интервалы нагрузок, кВ·А, для выбора мощностей трансформаторов
ТП 10/0,38 кВ с учетом допустимых систематических перегрузок для центральных областей
России при среднесуточной температуре окружающего воздуха 0° С

Вид нагрузки, потребители	Номинальная мощность трансформатора, кВА					
	40	63	100	160	250	400
Коммунально-бытовая	33...54	55...83	84...137	138...219	220...343	344...548
Производственная	37...60	61...93	94...150	151...240	241...375	376...600
Смешанная	29...48	49...73	74...123	124...229	230...358	359...501
Птицеферма	23...38	39...58	59...98	99...198	199...338	339...402
Молочно-товарная ферма	28...46	47...71	72...120	121...240	241...374	375...489
Свинооткормочная ферма	33...51	52...81	82...128	129...205	206...320	321...512
Мастерская по ремонту техники	39...60	61...95	96...150	151...240	241...375	376...600

Примечание: При температуре окружающего воздуха +5° С для трансформаторов мощностью 250 и 400кВ·А нагрузку снижают на 2%.

1.Основные характеристики разъединителей наружной установки

Тип разъединителя	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА	Время протекания тока термической стойкости, с	Тип привода
РЛНД-1-10Б/200УХЛ1	15,75	6,3	3	ПРНЗ-10УХЛ1
РЛНД-1-10.П/200УХЛ1	15,75	6,3	3	ПРНЗ-10УХЛ1
РЛНД-1-10.IV/200УХЛ1	15,75	6,3	3	ПРНЗ-10УХЛ1
РЛНД-1-10Б/400УХЛ1	25	10	3	ПРНЗ-10УХЛ1; ПРНЗ-10УХЛ1
РЛНД-1-10.П/400УХЛ1	25	10	3	ПРНЗ-10УХЛ1; ПРНЗ-10УХЛ1
РЛНД-1-10.IV/400УХЛ1	25	10	3	ПРНЗ-10УХЛ1; ПРНЗ-10УХЛ1

2.Основные характеристики предохранителей типа ПКТ101-10

Типоисполнение	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{макс.раб}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{ном.откл}}$, кА
ПКТ101-10-2-20 У1	10	12	2	20
ПКТ101-10-3,2-20 У1	10	12	3,2	20
ПКТ101-10-5-20 У1	10	12	5	20
ПКТ101-10-8-20 У1	10	12	8	20
ПКТ101-10-10-20 У1	10	12	10	20
ПКТ101-10-16-20 У1	10	12	16	20
ПКТ101-10-20-20 У1	10	12	20	20
ПКТ101-10-31,5-12,5 У1	10	12	31,5	12,5

Основные характеристики трехполюсных выключателей нетокоограничивающих с электромагнитными и тепловыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А			Уставка по току срабатывания, А		Предельно отключаемый ток короткого замыкания, кА
		Выключателей	Электромагнитных расцепителей	Тепловых расцепителей	Тепловых расцепителей	Электромагнитных расцепителей	
A3716Ф	380	160	160	16;20;25	18;23;29	630	5,5;10;15
A3716Ф	380	160	160	32;40	37;46	630;1600	20,0
A3716Ф	380	160	160	50;63	57;72	630;1600	25,0
A3716Ф	380	160	160	80;100	92;115	630;1600	25,0
A3716Ф	380	160	160	125;160	145;185	630;1600	25,0
A3726Ф	380	250	250	160;200;250	185;230;290	1500	35,0
A3796H	660(380)	630	630	250	290	2500	40,0(65,0)
A3796H	660(380)	630	630	320	370	3200	40,0(70,0)
A3796H	660(380)	630	630	400	460	4000	40,0(70,0)
A3796H	660(380)	630	630	500	575	5000	40,0(70,0)
A3796H	660(380)	630	630	630	725	6300	40,0(70,0)
AE2056M	660(380)	100	100	10	11,5	120	2,1(2,4)
AE2056M	660(380)	100	100	12,5	14,5	150	2,1(2,4)
AE2056M	660(380)	100	100	16	18,5	190	2,1(3,5)
AE2056M	660(380)	100	100	20	23	240	2,1(3,5)
AE2056M	660(380)	100	100	25	29	300	2,1(3,5)

Основные характеристики трехполюсных выключателей нетокоограничивающих с электромагнитными и тепловыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

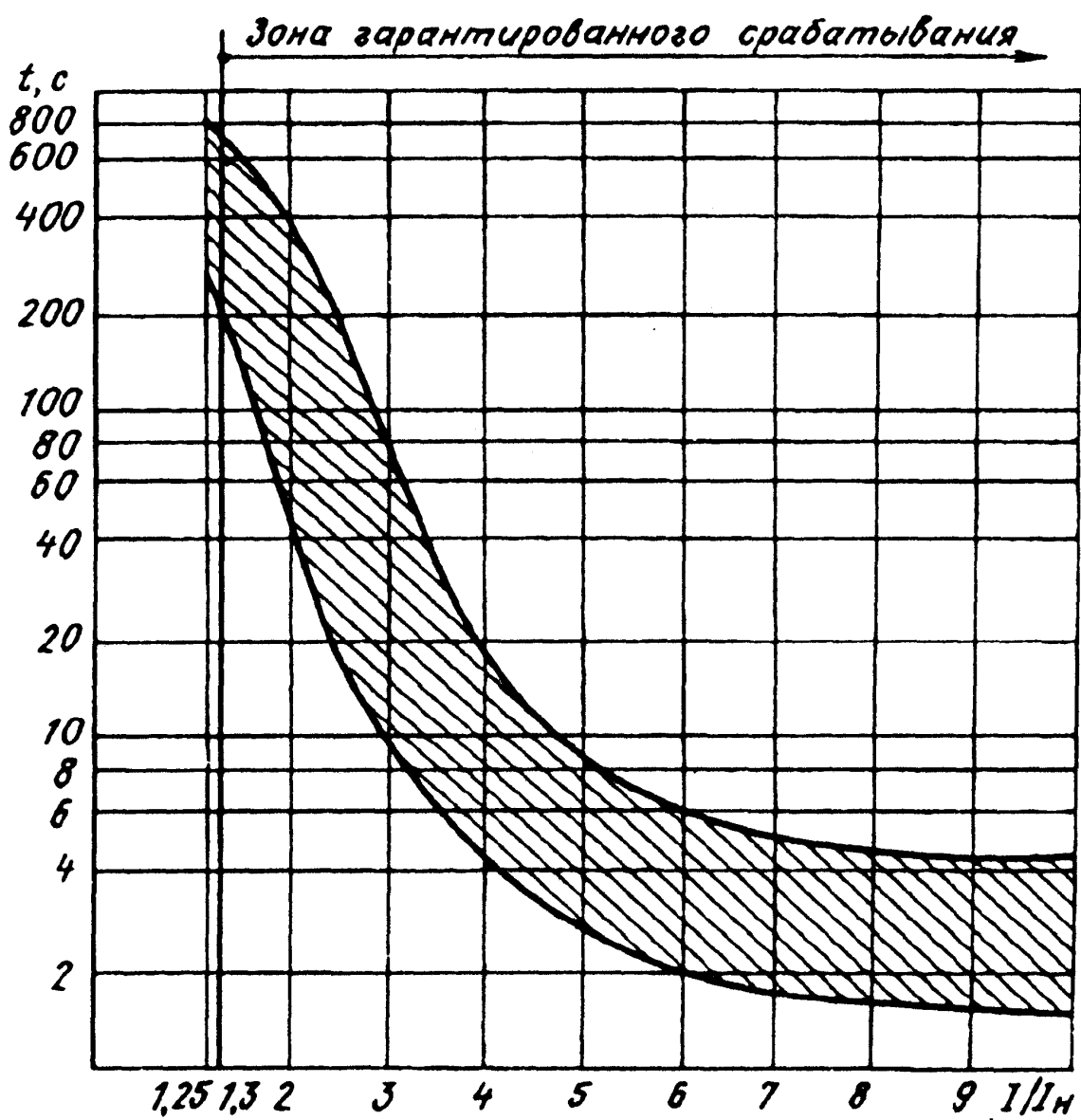
Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А			Уставка по току срабатывания, А		Предельно отключаемый ток короткого замыкания, кА
		Выключателей	Электромагнитных расцепителей	Тепловых расцепителей	Тепловых расцепителей	Электромагнитных расцепителей	
AE2056M	660(380)	100	100	31,5	36	375	2,1(3,5)
AE2056M	660(380)	100	100	40	46	480	4,0(6,0)
AE2056M	660(380)	100	100	50	57,5	600	4,0(6,0)
AE2056M	660(380)	100	100	63	72	750	4,0(6,0)
AE2056M	660(380)	100	100	80	92	960	4,0(6,0)
AE2056M	660(380)	100	100	100	100	1200	4,0(6,0)
AE2066	660(380)	160	160	20	23	240	3,0(3,5)
AE2066	660(380)	160	160	25	29	300	3,0(3,5)
AE2066	660(380)	160	160	31,5	36	375	6,0(6,0)
AE2066	660(380)	160	160	40	46	480	6,0(6,0)
AE2066	660(380)	160	160	50	57,5	600	6,0(9,0)
AE2066	660(380)	160	160	63	72	760	6,0(9,0)
AE2066	660(380)	160	160	80	92	960	6,0(9,0)
AE2066	660(380)	160	160	100	115	1200	6,0(9,0)
AE2066	660(380)	160	160	125	145	1500	6,0(11,5)
AE2066	660(380)	160	160	160	160	1900	6,0(11,5)

Основные характеристики трехполюсных выключателей токоограничивающих с электромагнитными
и тепловыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

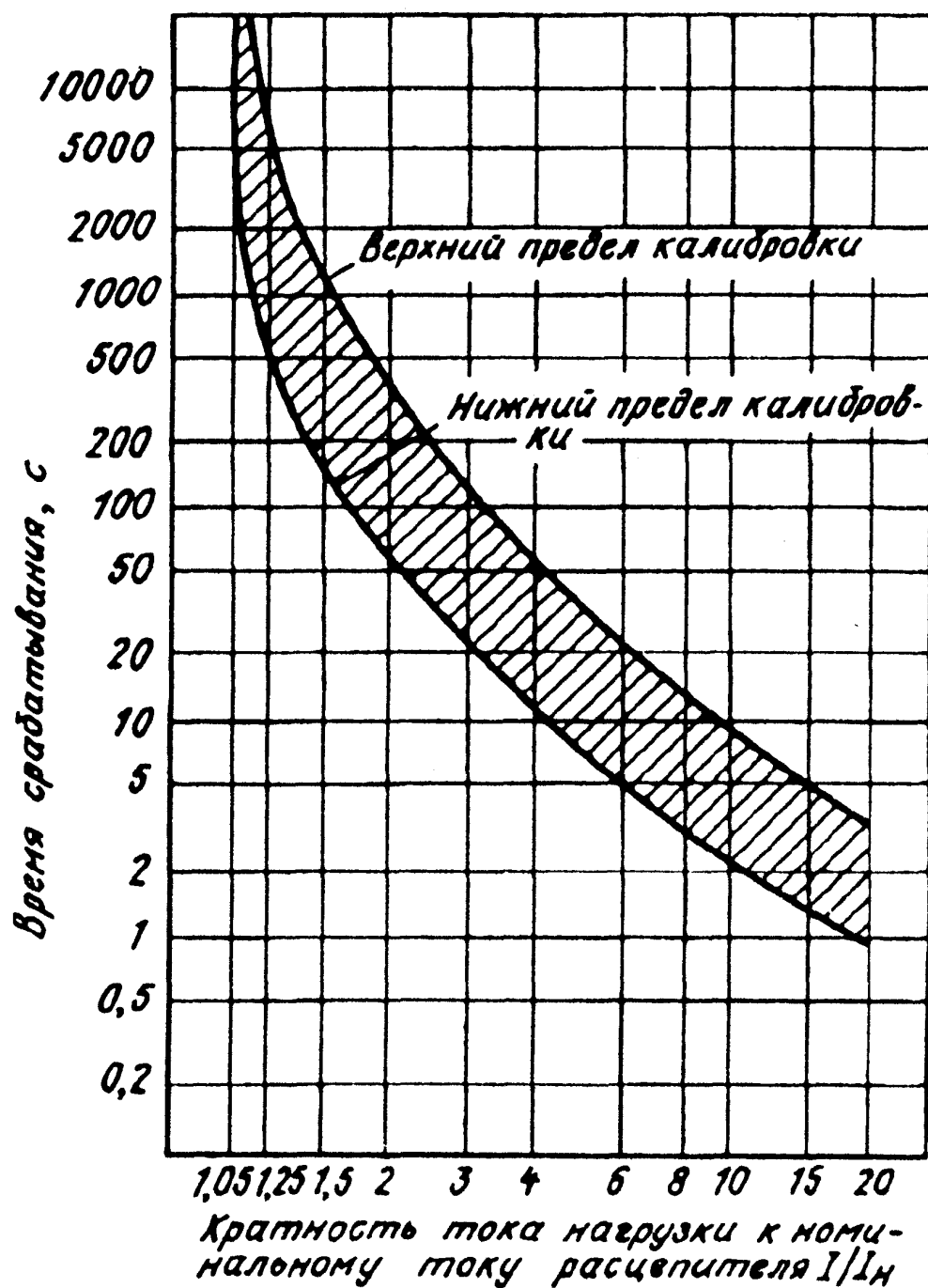
Тип Выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А			Уставка по току срабатывания, А		Предельно отключаемый ток короткого замыкания, кА
		Выключателей	Электромагнитных расцепителей	Тепловых расцепителей	Тепловых расцепителей	Электро- магнитных расцепителей	
A3716Б	660(380)	160	160	16	18	630	5,0 (5,5)
A3716Б	660(380)	160	160	20	23	630	8,5 (10,0)
A3716Б	660(380)	160	160	25	29	630	10,0 (15,0)
A3716Б	660(380)	160	160	32;40	37;46	630;1600	15,0 (20,0)
A3716Б	660(380)	160	160	50;63	57;72	630;1600	20,0 (30,0)
A3716Б	660(380)	160	160	80	92	630;1600	30,0 (45,0)
A3716Б	660(380)	160	160	100;125	115;145	630;1600	35,0 (60,0)
A3716Б	660(380)	160	160	160	185	630;1600	40,0 (75,0)
A3726Б	660(380)	250	250	160	185	2500	40,0 (65,0)
A3726Б	660(380)	250	250	200; 250	230; 290	2500	40,0 (75,0)

Основные характеристики трехполюсных выключателей токоограничивающих с электромагнитными и полупроводниковыми расцепителями для переменного тока частотой 50 Гц

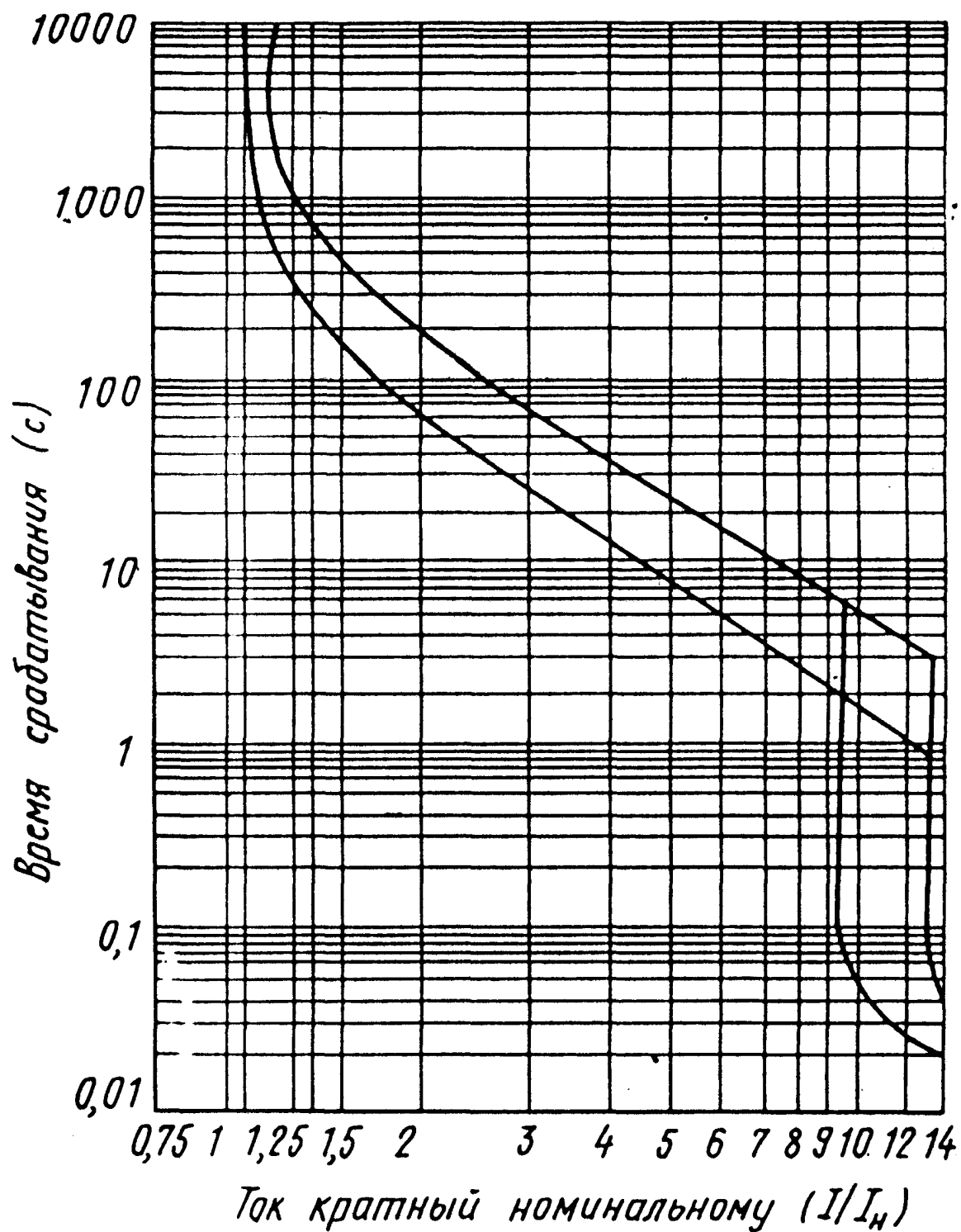
Тип выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток выключателя, А	Базовый номинальный ток, А	Калибруемые значения номинального тока п/п расцепителя $I_{н.р.}$, А	Калибруемые значения уставок п/п расцепителя		Уставка по току срабатывания		Предельно допустимый отключаемый ток КЗ, кА
					По току срабатывания в зоне токов КЗ, кратные $I_{н.р.}$	По времени сраб. в зоне токов перегрузки, с	П/п расцепителя в зоне токов перегрузки, кратная $I_{н.р.}$	Электромагнитного расцепителя, А	
A3714Б	660(380)	160	32	20;25;32;40	2;3;5;7	4;8;16	1,25	1600	18
A3714Б	660(380)	160	63	40;50;63;80	2;3;5;7	4;8;16	1,25	1600	36
A3714Б	660(380)	160	125	80;100;125;160	2;3;5;7	4;8;16	1,25	1600	40(75)
A3724Б	660(380)	150	200	160;200;250	2;3;5;7;10	4;8;16	1,25	2500	40(80)
A3794Б	660(380)	250	200	160;200;250	2;3;5;7(10)	4;8;16	1,25	4000	60(111,1)
A3794Б	660(380)	400	320	250;320;400	2;3;5;7(10)	4;8;16	1,25	6300	60(111,1)
A3794Б	660(380)	630	500	400;500;630	2;3;5;7(10)	4;8;16	1,25	6300	60(111,1)



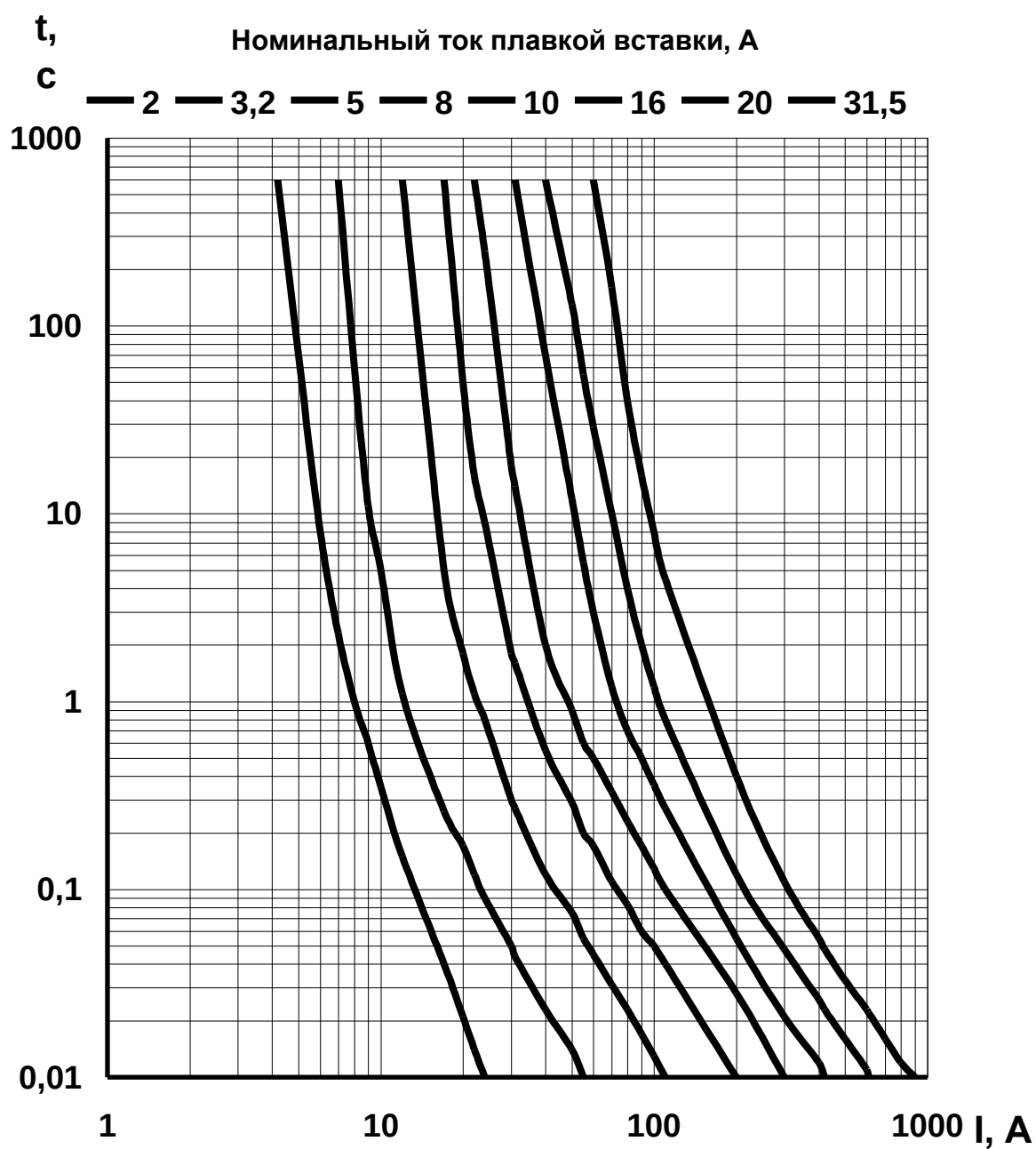
Характеристика времени срабатывания выключателей
А3714Б, А3724Б, А3794Б с полупроводниковыми и
электромагнитными расцепителями



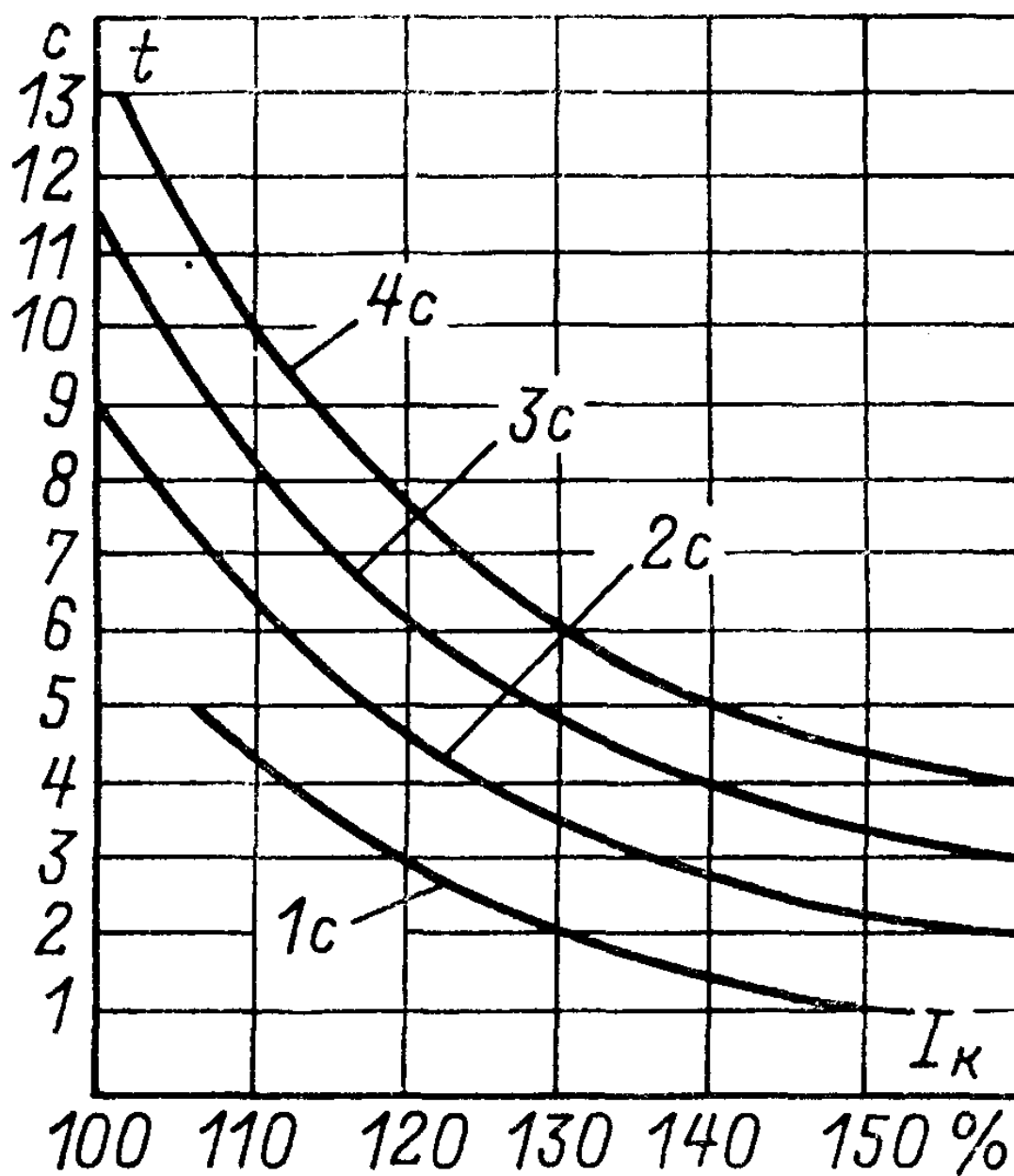
Характеристика времени срабатывания выключателей А3716Б, А3726Б, А3716Ф, А3726Ф, А3796Н с тепловыми и электромагнитными расцепителями



Характеристика времени срабатывания выключателей
AE2056M, AE2066 с тепловыми и электромагнитными расцепителями



Защитные характеристики предохранителей ПКТ 101-10
с номинальным током плавкой вставки от 2 до 31,5 А



Графики зависимости времени срабатывания встроенных реле максимального тока РТВ-I, РТВ-II и РТВ-III от тока уставки I_k в процентах (цифрами указаны уставки по времени в независимой части кривых)

Форма 7 - Спецификация

↑ 15 ↓	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
8						
↑	←15→	←60→	←65→	10	←15→	←20→

Указания по заполнению спецификации

В спецификации указывают:

- а) в графе «Поз.» – позиции (марки) элементов конструкций, установок;
- б) в графе «Обозначение» – обозначение основных документов на записываемые в спецификацию элементы конструкций, оборудование и изделия или стандартов (технических условий) на них;
- в) в графе «Наименование» – наименования элементов конструкций, оборудования, изделий и их марки. Допускается на группу одноименных элементов указывать наименование один раз и его подчеркивать;
- г) в графе «Кол.» - формы 7 – количество элементов;
- д) в графе «Масса, ед., кг» - массу в килограммах. Допускается приводить массу в тоннах, но с указанием единицы измерения;
- е) в графе «Примечание» - дополнительные сведения, например, единицу измерения массы.

ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ

по «Электроснабжению» для студентов заочного обучения

1. Электроэнергетическая система России. Системы электроснабжения сельских районов [1, п.4.1, с.48-54], [2, гл.4, с.49-55].
2. Электрические нагрузки с.-х. потребителей ЭЭ. Методы суммирования нагрузок [1, п.3.1-3.4, с.20-42], [2, п.3.1-3.4, с.21-43].
3. Нагрузки комплексов по промышленному производству с.-х. продукции [1, п.3.6, с.45-47], [2, п.3.6, с.46-48].
4. Устройство наружных электрических сетей [1, п.4.1-4.6, с. 48-74], [2, гл.4, с.49-74].
5. Себестоимость передачи ЭЭ. Выбор сечений проводов ВЛ по экономической плотности тока и по экономическим интервалам нагрузки [1, п.5.1.1, с.75-79], [2, п.5.1.1, с.75-79].
6. Потери энергии в электрических сетях [1, п.5.1.2, с.79-83], [2, п.5.1.2, с.79-83].
7. Расчёт проводов и кабелей по нагреву [1, п.5.2, с.83-90], [2, п.5.2, с.83-89].
8. Расчёт трехфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения при постоянном сечении проводов и при постоянной плотности тока в проводах [1, п.5.3.1, с.91-98], [2, п.5.3.1, с.90-97].
9. Расчёт сетей трехфазного тока по условию наименьшего расхода цветного металла [1, п.5.3.1, с.98-101], [2, п.5.3.1, с.97-100].
10. Основные методы электрического расчёта стальных проводов [1, п.5.3.2, с.101-104], [2, п.5.3.2, с.100-103].
11. Расчёт трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз при соединении однофазных нагрузок в треугольник [1, п.5.3.3, с.105-110], [2, п.5.3.3, с.103-107].
12. Расчёт трехфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз при соединении однофазных нагрузок в звезду [1, п.5.3.3, с.110-116], [2, п.5.3.3, с.107-113].
13. Трёхфазно-однофазные сети [1, п.5.3.4, с.116-120], [2, п.5.3.4, с.113-117].
14. Расчёт линии с двусторонним питанием [1, п.5.3.5, с.122-126], [2, п.5.3.5, с.119-123].
15. Радиальные и замкнутые сети [1, п.5.3.5, с.120-122], [2, п.5.3.5, с.117-119]. Расчёт сложных замкнутых сетей [1, п.5.3.5, с.126-133], [2, п.5.3.5, с.123-130].
16. Отклонения напряжения. Влияние различных элементов электроустановок на отклонения напряжения [1, п.5.3.6, с.134-140], [2, п.5.3.6, с.131-137].
17. Определение допустимой потери напряжения. Таблица отклонений напряжения [1, п.5.3.6, с.140-148], [2, п.5.3.6, с.137-144].
18. Проверка сети на кратковременные понижения напряжения при пуске электродвигателей [1, п.5.3.6, с.148-150], [2, п.5.3.6, с.144-146].

19. Регулирование напряжения в электрических сетях [1, п.5.4, с.150-156], [2, п.5.4, с.146-152].
20. Механический расчёт ВЛ [1, гл.6, с.157-178], [2, гл.6, с.153-171].
21. Задачи и методы расчёта ТКЗ [1, п.7.1-7.6, с.179-203], [2, п.7.1-7.6, с.172-194].
22. Особенности расчёта ТКЗ в сельских сетях напряжением 380 В [1, п.7.7, с.203-205], [2, п.7.7, с.194-196].
23. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью [1, п.7.8, с.205-208], [2, п.7.8, с.196-199].
24. Перенапряжения в электроустановках [1, п.8.1, с.209-213], [2, п.8.1, с.200-205].
25. Защита от прямых ударов молнии [1, п.8.2, с.213-218], [2, п.8.2, с.205-210].
26. Защита от наведенных перенапряжений [1, п.8.3, с.218-224], [2, п.8.3, с.210-216].
27. Защита сельских электроустановок от атмосферных перенапряжений [1, п.8.4, с.224-231], [2, п.8.1, с.216-222].
28. Электрические контакты [1, п.9.1, с.232-239], [2, п.9.1, с.223-228].
29. Электрическая дуга. Основные стадии горения, способы гашения электрической дуги [1, п.9.2, с.239-242], [2, п.9.2, с.228-233].
30. Автоматические воздушные выключатели и плавкие предохранители [1, п.9.4-9.5, с.247-264], [2, п.9.4-9.5, с.236-251].
31. Масляные и безмасляные выключатели [1, п.9.6-9.7, с.264-274], [2, п.9.6-9.7, с.251-261].
32. Разъединители, короткозамыкатели и отделители. Приводы к коммутационной аппаратуре [1, п.9.8-9.9, с.274-284], [2, п.9.8-9.9, с.261-271].
33. Измерительные трансформаторы тока и напряжения [1, п.9.10, с.285-294], [2, п.9.10, с.271-279].
34. Выбор электрической аппаратуры [1, п.9.12, с.297-302], [2, п.9.12, с.281-284].
35. Основные виды устройств автоматики в системах сельского электроснабжения. Релейная защита, основные требования, принцип действия реле разных типов [1, п.10.1-10.4, с.303-318], [2, п.10.1-10.4, с.285-296].
36. Трансформаторы тока в системах релейной защиты [1, п.10.5, с.318-321], [2, п.10.5, с.296-298].
37. Максимальная токовая защита (МТЗ) [1, п.10.7, с.325-336], [2, п.10.7, с.300-309].
38. Токовая отсечка (ТО) [1, п.10.8, с.337-339], [2, п.10.8, с.309-311].
39. Максимальная токовая направленная защита [1, п.10.9, с.339-343], [2, п.10.9, с.311-314].
40. Защита силовых трансформаторов [1, п.10.11, с.348-351], [2, п.10.10, с.314-321].
41. Защита сетей напряжением 0,38 кВ [1, п.10.13, с.354-358], [2, п.10.12, с.324-331].

42. Автоматическое повторное включение (АПВ) [1, п.10.14, с.359-366], [2, п.10.13, с.331-337].
43. Автоматическое включение резерва (АВР) [1, п.10.15, с.366-371], [2, п.10.14, с.337-343].
44. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) генераторов [1, п.10.16, с.371-375], [2, п.10.15, с.343-347].
45. Автоматические: форсировка возбуждения (АФВ) и гашение поля (АГП) генераторов [1, п.10.17, с.375-378], [2, п.10.16, с.347-349].
46. Синхронизация генераторов [1, п.10.18, с.378-382], [2, п.10.17, с.349-352].
47. Устройства для определения повреждений на воздушных ЛЭП [1, п.10.19, с.382-387], [2, п.10.18, с.352-357].
48. Трансформаторные подстанции 10/0,38кВ [1, гл.11, с.388-410], [2, гл.11, с.358-379].
49. Сельские электрические станции [1, гл.12, с.411-427], [2, гл.12, с.380-393].
50. Уровни автоматизации резервных электростанций [1, п.13.2, с.431], [2, п.13.2, с.397].
51. Надежность электроснабжения [1, п.2.2, с.11-15], [2, п.2.2, с.12-16].
52. Качество электрической энергии [1, п.2.1, с.8-11], [2, п.2.1, с.9-12].
53. Энергосбережение и рациональное использование электрической энергии [1, п.2.3, с.15-19], [2, п.2.3, с.16-20].
54. Основные положения технико-экономических расчётов в электроэнергетике [1, п.14.1, с.444-445], [2, п.14.1, с.410-413].
55. Капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы электрических сетей [1, п.14.1-14.2, с.445-454], [2, п.14.2-14.3, с.413-417].
56. Затраты на производство и передачу электрической энергии [1, п.14.3, с.454-457], [2, п.14.4, с.417-420].
57. Техничко-экономическое обоснование средств повышения надежности электроснабжения [1, п.14.5, с.460-462], [2, п.14.5, с.420-421].
58. Организация эксплуатации и ремонта электрических сетей [1, п.16.7, с.496-497], [2, п.16.7, с.455-457].