

Министерство сельского хозяйства и продовольствия Российской Федерации  
Главное управление высших учебных заведений  
Волгоградская государственная сельскохозяйственная академия  
Кафедра «Электроснабжение сельского хозяйства и ТОЭ»

**КУРСОВОЕ И ДИПЛОМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПО  
РАЗДЕЛУ «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ  
СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И  
НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ»  
Методические указания**

## 1. Общие положения.

1.1. Основная цель разработки курсового проекта— закрепление знаний, полученных при изучении курса, овладение навыком пользования справочной, периодической и специальной литературой, развитие самостоятельности в принятии аргументированного решения в случаях, когда имеется несколько вариантов инженерной разработки той или иной технической задачи.

Курсовой проект состоит из расчетно-пояснительной записки на 30-35 страницах формата А4 (297x210) и графической части на 2 листах формата А1.

Приведенные дальше рекомендации по порядку и методам решения поставленных вопросов, по справочной, специальной периодической литературе, расчетам и оформлению пояснительной записки помогут студенту сэкономить время при работе над проектом.

1.2. Задание на курсовое проектирование выдается преподавателем. Оно должно содержать:

- дату выдачи задания и выполнения проекта;
- индекс группы, фамилию, имя и отчество студента;
- тему проекта с конкретными указаниями объекта и его местоположение;
- исходные данные для выполнения проекта:
- перечень вопросов, подлежащих разработке в проекте;
- число листов и содержание графической части проекта;
- список литературы, рекомендуемый для использования при работе над проектом.

1.3. Объект проектирования по составу потребителей и их характеристикам должен быть близок к реально существующему. С этой целью желательно получить исходные данные путем обследования реального объекта, для которого в дальнейшем будет выполняться дипломный проект.

Содержание проекта должно учитывать особенности учебного проектирования. Курсовой проект должен быть выполнен и представлен к защите в срок, определенный графиком учебного процесса (указан в задании).

1.4. Исходные данные для выполнения проекта:

- 1) план объекта (населенного пункта, крупного животноводческого комплекса или другого объекта) с нанесением всех построек и помещений (жилых, коммунально-бытовых, общественных и производственных). Выполняются по данным задания в масштабе 1:1000;
- 2) существующее годовое потребление электроэнергии на 1 дом (квартиру);
- 3) характеристика конкретных потребителей электроэнергии: домов, квартир в многоквартирных домах в населенном пункте; клуб со зрительным залом на 300 мест, столовая на 25 мест; коровник на 400 дойных коров и т.д.;
- 4) тип и характеристика электродвигателя мощностью 10 и более кВт (для проверки возможности его запуска);
- 5) напряжение на шинах питающей подстанции и отклонение напряжения при максимальной  $\delta U^{10\%}$  - 100% и минимальной  $\delta U^{25\%}$ — 25% нагрузке;
- 6) длина питающей линии  $l$  в км и место присоединения к ней объекта (вблизи середины или в конце линии);
- 7) дополнительные нагрузки, подключенных к линии других потребителей, их мощность  $S$ , кВт·А, число ТП,  $\cos \varphi$  и место их присоединения к питающей линии с указанием мощности ТП и наибольшей нагрузкой  $S$ , например  $S=250$  кВт·А, которая используется при определении параметров релейной защиты ВЛ 10 кВ;
- 8) удельное сопротивление земли  $\rho$ , Ом·м;
- 9) количество грозových часов  $n_2$ , ч/год;
- 10) годовое число использования максимальной нагрузки  $T_M$ , ч;
- 11) мощность питающей подстанции 35-110/10 кВ;
- 12) длина ВЛ-35 или 10 кВ и сопротивление системы, заданное ее мощностью или отключающей мощностью выключателя.

1.5. Вопросы, подлежащие разработке в проекте, и последовательность их выполнения. Введение (краткая характеристика хозяйственной деятельности и цель курсового проекта).

1. Расчет электрических нагрузок объекта электрификации.

2. Определение нагрузки на участках питающей линии (10 кВ), выбор сечения проводов по экономическим интервалам нагрузок; определение потерь напряжения.

3. Составление таблицы отклонений и потерь напряжения в элементах электрической сети от питающей подстанции до ввода к потребителям и клемм электроприемников. Определение допустимой потери напряжения в линии 0,38 кВ.

4. Определение числа ТП 10/0,38 кВ и числа трансформаторов на ТП с учетом надежности электроснабжения потребителей 1-й категории. Определение места установки ТП, ее типа и схемы соединения обмоток трансформаторов.

5. Составление расчетной схемы ВЛ 0,38 кВ, выбор сечения проводов по экономическим интервалам нагрузок с проверкой на допустимую потерю напряжения в ВЛ 0,38 кВ.

6. Определение мощности и конструктивного исполнения ТП 10/0,38 кВ, ее техническая характеристика.

7. Проверка линии 0,38 кВ на запуск электродвигателя.

8. Определение мощности конденсаторной батареи для компенсации  $\cos \varphi$ .

9. Расчет потерь мощности и энергии в сети 0,38 кВ.

10. Расчет токов короткого замыкания на линии 0,38 кВ и шинах 0,38 и 10 кВ ТП 10/0,38 кВ.

11. Выбор аппаратуры коммутации и защиты на ТП и проверка на стойкость аппарата, имеющего минимальный ток.

12. Защита ВЛ 0,38 кВ и ВЛ 10 кВ от короткого замыкания: определение токов срабатывания, выбор уставок расцепителей автоматов, плавких вставок предохранителей, реле защиты ЗТИ-0,4, если она необходима для обеспечения требуемой ПУЭ чувствительности. Определение тех же параметров для релейной защиты ВЛ 10 кВ и трансформатора ТП.

13. Разработка элементов автоматизации на ТП и питающей линии 10 кВ и выбор средств повышения надежности электроснабжения.

14. Защита оборудования, людей и животных от атмосферных перенапряжений.

15. Разработка мероприятий по электробезопасности: расчет заземлителя нейтрали трансформатора, повторного заземления на линиях 0,38 кВ.

16. Защита от волн атмосферных перенапряжений, проникающих в помещения по проводам.

17. Техничко-экономические показатели: определение капитальных вложений и годовых издержек на эксплуатацию ВЛ 0,38 кВ и ТП; расчет себестоимости 1 кВт установленной мощности и передачи 1 кВт-ч электроэнергии по сети 0,38 кВ (ТП 10/0,38 кВ и ВЛ 0,38 кВ).

Прежде чем разработать каждый из пунктов задания, необходимо основательно проработать соответствующую главу и параграфы, относящиеся к данному пункту, по учебной литературе /1,2,3,4,5 и 8,9/.

2. Оформление **расчетно-пояснительной** записки и графической части проекта.

2.1. Расчетно-пояснительная записка выполняется на бумаге стандартного формата А4 (297x210) с записью на обеих сторонах листа. Излагается материал записки от первого лица во множественном числе (рассчитываем, принимаем). Содержание записки делится на разделы, подразделы и подпункты в порядке, изложенном в задании. Первым листом должен быть титульный лист, затем задание, аннотация и содержание (оглавление).

2.2. Графическая часть проекта должна дополнять и пояснять текст расчетно-пояснительной записки. Выполняется графическая часть на чертежной бумаге стандартного формата А1 (594x842) карандашом или черной тушью. Объем графической части указан выше, а содержание зависит от темы проекта и уточняется руководителем курсового проекта.

Рекомендации по оформлению пояснительной записки и графической части проекта изложены в /3.8/.

### 3. Расчет электрических нагрузок.

3.1. За расчетную нагрузку или мощность на вводе сельских потребителей принимается "максимальная получасовая мощность  $S_{M1}$ , которая определяется из графика нагрузки данного потребителя, если он составлен, или в соответствии с методикой определения электрических

нагрузок для расчета электрических сетей сельскохозяйственного назначения /12/, а также в приложении п1 и /2,3/.

3.2. Нагрузка на вводе любого i-того потребителя или на шинах 0,38 кВ трансформаторного пункта ТП определяется для двух режимов работы: дневного  $S_{дi} = K_{д} S_{Mi}$  и вечернего /12/.

3.3. При числе электроприемников 2 и более, вследствие неодновременности их включения, расчетная нагрузка на вводе потребителя, на участке линии 0,38...110 кВ и на шинах ТП определяется отдельно для дневного и вечернего максимумов активной P и реактивной Q нагрузок:

$$P = K_o \cdot \sum_i^n P_i ; \quad (1)$$

$$Q = K_o \cdot \sum_i^n Q_i , \quad (2)$$

где  $K_o$ — коэффициент одновременности— отношение совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов нагрузок отдельных потребителей или их групп.

При определении расчетных нагрузок в населенном пункте сельских потребителей целесообразно разделить на три группы: бытовую, общественно-коммунальную и производственную, имеющие различные режимы работы.

3.4. Определение бытовой нагрузки. На вводе в сельский жилой дом удельную перспективную нагрузку определяют по номограмме /1, 2, 12/ или табл. 3.1. исходя из существующего потребления электроэнергии, полученного при обследовании потребителей или указанного в задании. Согласно НТПС-88 /10/ для выбора сечения проводов ВЛ и кабелей 0,38 кВ должна приниматься перспективная нагрузка на 10-й год, а для выбора трансформаторов— на 5-й год после ввода сети в эксплуатацию. С учетом обследования и разработки проекта (1 год) и строительства (1 год) следует пользоваться кривыми для 12-го и 7-го года. Если к расчетному году намечено газифицировать населенный пункт, нагрузку снижают на 20%. Расчетную нагрузку на вводе в дом с электроплитой принимают 6 кВт, если есть еще водонагреватель— 7,5 кВт. Если есть кондиционер, увеличивают вечернюю нагрузку на 1 кВт. а дневную на 0,6 кВт.

3.1. Расчетная нагрузка на вводе в сельский дом в зависимости от существующего уровня годового потребления электроэнергии.

W Существующие		300	400	500	600	700	800	900	1000
P, кВт	✓ на 12-й год	1,75	1,90	2,15	2,30	2,42	2,52	2,65	2,82
	на 7-й год	1,30	1,51	1,55	1,85	2,10	2,26	2,42	2,51

Определенная активная нагрузка является вечерней с учетом  $K_B = 1$ . Для определения вечерней активной нагрузки, нужно воспользоваться приведенной ниже таблицей нагрузок 3.2 или /3, 12/. В случае несовпадения значения расчетной вечерней нагрузки с табличной следует интерполировать.

3.2. Электрические максимальные нагрузки на вводе в сельский многоквартирный дом (квартиру).

Нагрузки по /12/		Нагревательный прибор для приготовления пищи	Дневная				Вечерняя			
поз.	шифр		$P_{д}$ кВт		$Q_{д}$ квар		$P_{в}$ кВт		$Q_{в}$ квар	
			$P_{мд}$	$P_{д}$	$Q_{мд}$	$Q_{д}$	$P_{мв}$	$P_{в}$	$Q_{мв}$	$Q_{в}$
8	601	Плита на газе, жидком или твердом топливе	0,3	0,07	0,15	0,03	1,0	0,22	0,4	0,09
7	602	То же	0,5	0,09	0,24	0,04	1,5	0,27	0,60	0,10
6	603	То же	0,7	0,11	0,32	0,05	2,0	0,32	0,75	0,11
1	604	То же	0,9	0,14	0,40	0,06	2,5	0,38	0,90	0,12
2	605	То же	1,1	0,16	0,47	0,07	3,0	0,45	1,05	0,13
3	606	То же	1,3	0,19	0,52	0,07	3,5	0,50	1,17	0,14
4	607	То же	1,5	0,21	0,60	0,08	4,0	0,55	1,32	0,15
5	608	То же	2,0	0,22	0,72	0,08	5,0	0,55	1,45	0,16
	609	Электроплита	3,5	0,32	1,15	0,09	6,0	0,55	1,50	0,17

Примечание. Нагрузка домов с кондиционером увеличивается на 1 кВт вечером и 0,6 кВт днем (код 611...618).

В табл. п.1.1. /12/, а также п.11.1.1. приведены данные для расчета нагрузок двумя методами: с применением ЭВМ и «в ручную» без ЭВМ (данный метод используется в этом пособии). В этом случае расчетная максимальная мощность принимается по графам 5,8,11 и 14. Для расчета нагрузки может использоваться первый метод по программе на языке Бейсик /6/ или по программе для микрокалькуляторов БЗ-34, МК-52, -54, -56, -61 /3/ (по заданию руководителя проекта).

В зависимости от расположения домов на плане населенного пункта НП их общее число разбивается на 3-5 групп, и расчетная мощность каждой группы определяется по формулам (1), (2), в которых значение  $K_0$  принимается из табл.3.3. Бытовая нагрузка всего НП определяется по тем же формулам с учетом  $K_0$ , соответствующего числу групп (из той же таблицы). Однако для предварительного определения общей мощности бытовой нагрузки в НП, без большой погрешности, можно не делить все количество домов на группы, а определить бытовую нагрузку для всего НП с учетом  $K_0$ .

### 3.3. Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ.

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе до 2 кВт/дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,25	0,24	0,22
X Более 2 кВт/дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с плитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

В случае несовпадения числа потребителей с табличными данными следует находить  $K_0$  путем интерполяции.

Общую нагрузку группы электроприемников или потребителей, в которых мощности отдельных электроприемников различаются в 4 раза и более или имеют различный режим работы, определяют путем прибавления к наибольшей нагрузке  $P_{нб}$  долей меньших нагрузок  $\Delta P_i$ .

$$P = P_{нб} + \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (3)$$

Значение  $\Delta P_i$  находят по таблицам, приведенным в /2, 3/, а также по формуле

$$\Delta P_i = K_S \cdot P_i \quad (4)$$

где  $P_i$  — значение уменьшаемой нагрузки;

$K_S$  — коэффициент уменьшения нагрузки. Определяется по кривой рис. 3.1.

При использовании вычислительной техники нагрузка на участке линии  $P_{муч}$  определяется по формулам

$$P_{муч} = \sum_{i=1}^n \bar{P}_i + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \cdot \sigma_{pi})^2}; \quad (5)$$

$$Q_{муч} = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \cdot \sigma_{qi})^2}; \quad (6)$$

где  $\beta \cdot \sigma_{pi} = P_{mi} - P_i$  — максимальное отклонение нагрузки от её математического ожидания;  $\beta=2$ , это соответствует надежности определения расчетной нагрузки 97,5%.

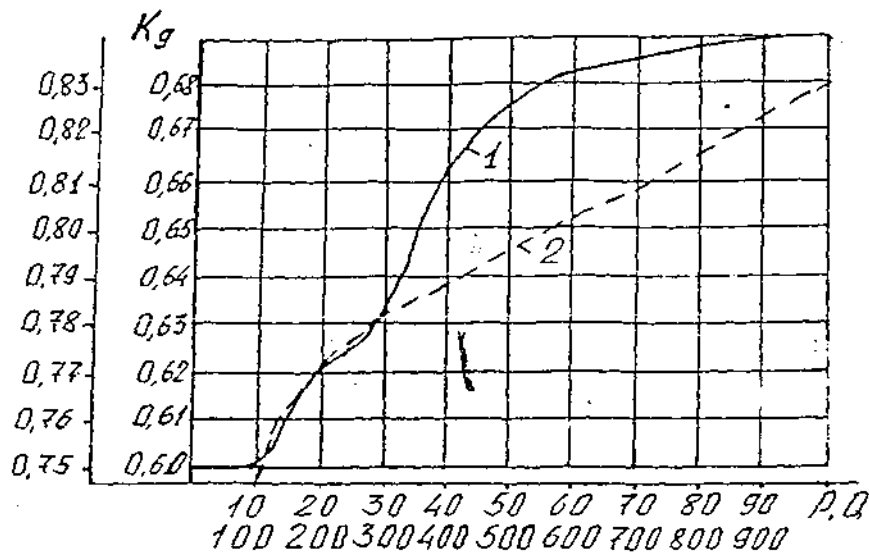


Рис 3.1. Коэффициент уменьшения нагрузки;  
1— для ВЛ 0,38 кВ; 2— для ВЛ 10 кВ.

Рис 3.1. Коэффициент уменьшения нагрузки;  
1— для ВЛ 0,38 кВ; 2— для ВЛ 10 кВ.

3.5. Определение общественно-коммунальной и производственной нагрузки. Нагрузки на вводах в общественные, коммунальные и производственные предприятия и помещения принимаются по данным, приведенным в п1, а также в /12/ и /2, 3/, где уже учтен коэффициент участия в дневном и вечернем максимумах суммарной нагрузки.

В том случае, если нагрузка потребителя отличается от приведенной в таблице, ее надо скорректировать с ближайшей нагрузкой путем интерполяции или экстраполяции по коэффициенту прироста  $K_{гр}$ .

**Пример.** По материалам обследования имеется гараж с профилакторием на 40 автомашин. По таблице для гаража на 25 автомашин находим  $P=30$  кВт, на 60 автомашин—  $P=45$  кВт. Определяем коэффициент прироста

$$K_{гр} = \frac{45 - 30}{60 - 25} \approx 0,43 \text{ кВт/автомашину.}$$

С учетом коэффициента прироста устанавливаем расчетное значение мощности на вводе в гараж на 40 автомашин:

$$P = 30 + (40 - 25) \cdot 0,43 \approx 36,5 \text{ кВт.}$$

Нагрузки на вводах объектов, имеющих проекты, берутся из проектов, учитывающих перспективное развитие.

3.6. Определение расчетной нагрузки в населенном пункте или в другом объекте электрификации. Эту нагрузку объекта электрификации надо знать для расчета потери напряжения в линии 6...20 кВ, которая необходима при составлении таблицы потерь и отклонений напряжения. Максимальная нагрузка в НП определяется для двух режимов: дневного и вечернего. За расчетную нагрузку принимают большую из них. Если расчетной окажется вечерняя нагрузка, то с ней суммируют нагрузку уличного освещения. Нагрузка уличного освещения рассчитывается путем умножения длины улицы на удельную мощность в табл. 3.4 или в /3, 4, 12/:

$$P_{осв} = P_0 \cdot \sum_1^n L_i \quad (7)$$

### 3.4. Нормы нагрузок уличного освещения сельских НП.

Тип	Характеристика улицы	Ширина проезжей части, м	Норма средн. освещения	Рекомендуемые светильники	Удельная мощность, Вт/м
1	Улицы асфальтобетонные, грунтоасфальтовые, грунтощебеночные, щебеночные, гравийные и шлаковые с вяжущими материалами, из булыжника и колотого камня	5-7 9-12	4 *	СПЗР - 250 РКУ - 250	4,5...6,5 6,0...8,0
2	-//-	5-7 9-12	4 *	СПО - 500 НСУ - 200	11 13
3	Дороги и улицы грунтовые, улучшенные минеральными материалами, гравийные, щебеночные, шлаковые покрытия	5-7 9-12	2 *	СПО - 200 НСУ - 200 НКУ - 200	5,5 7,0
4	Улицы и дороги местного значения и пешеходные	5-7 9-12	1	СПО - 200 НКУ - 200	3,0 4,5

Нагрузка наружного освещения территорий и площадей:

1) хозяйственных центров (дворов)—3 Вт/м длины периметра двора 250 Вт на одно помещение;

2) торговых центров—0,5 Вт/м<sup>2</sup> площади.

Нагрузку потребителей животноводства— МТФ, СТФ, ПТФ и т.п., которые обычно удалены от НП на 300 м и более, не следует включать в расчетную нагрузку НП, так как эти потребители питаются от ТП, сооружаемых на их территории. Но в общую нагрузку объекта электрификации она включается.

### Пример расчета нагрузки объекта электрификации.

Задано: число домов (квартир)  $N_{д}=176$ ; существующее потребление электроэнергии  $W_{с}=580$  кВт·ч, нагрузка на вводе в дом по номограмме /1, 2, 3, 12/ или табл. 3.1 на 12-й год—  $P_{в}=2,4$  кВт; в табл. 3.2 находим  $Q_{в}=0,84$  квар,  $P_{д}=0,83$  кВт,  $Q_{д}=0,38$  квар. Из приложения п1 или из /2, 3, 12/ находим нагрузку остальных потребителей, записываем в форме таблицы 3.5. и производим необходимые расчеты.

### 3.5. Нагрузки объектов электрификации.

По /6/	Шифр по РУМ 1981 г.	Наименование потребителя	Количество	Нагрузка на вводе потребителя							
				С учетом $K_{д}$ и $K_{в}$				С учетом $K_{о}$ и $\Delta P$			
				$P_{д}$ , кВт	$Q_{д}$ , квар	$P_{в}$ , кВт	$Q_{в}$ , квар	$P_{д}$ , кВт	$Q_{д}$ , квар	$P_{в}$ , кВт	$Q_{в}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>1. Бытовая нагрузка</b>											
1	604	Жилые дома	176	155	67,0	422	153	33,0	14,0	89,0	32,0
Итого по п.1								33,0	14,0	89,0	32,0
<b>2. Общественно-коммунальная нагрузка</b>											
25	503	Школа на 190 учащихся с мастерской	1	14,0	7,0	20,0	10,0	14,0	7,0	20,0	10,0
5	525	Клуб со зрительским залом на 150 мест	1	3,0	1,5	10,0	6,0	1,8	0,9	6,0	3,6
11	550	Магазин на 2 продавца	1	2,0		4,0		1,2		2,4	
Итого по п.2								35,5	16,3	40,7	14,8
<b>3. Производственная нагрузка</b>											
	374	Мастерская пункта технического обслуживания на 30 тракторов	1	20,0	18,0	10,0	8,0	12,5	11,2	6,0	4,8
27	376	Гараж на 25 машин	1	30,0	25,0	15,0	12,0	30,0	25,0	15,0	12,0
29	340	Плотницкая	1	10,0	8,0	1,0		6,0	4,8	0,6	
Итого по п.3								73,4	62,7	42,4	35,1
Всего по населенному пункту								41,9	93,0	72,1	81,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		МТФ									
	109	Коровник привязного содержания с мех. уборкой на 200 голов	2	34,0	26,0	34,0	26,0	34,0	26,0	34,0	26,0
	135	Кормоприготовительная при коровнике	1	6,0	5,0	6,0	5,0	3,6	3,0	3,6	3,0
	327	Склад концентрированных кормов с дробилкой ДКУ-1	1	15,0	13,0	1,0		9,2	7,9	0,6	
Итого по МТФ								46,8	36,9	38,2	29,0
Итого по объекту без ΔP								188,7	129,9	210,3	110,9

Из таблицы видно, что в НП вечерняя нагрузка больше дневной. Ее полная мощность равна  $S_B = \sqrt{P_B^2 + Q_B^2}$ .

С учетом ΔP по формуле (3)

$$P_B = P_I + \Delta P_{II} + \Delta P_{III};$$

$$P_B = 89 + 28,4 + 27,1 = 144,5 \text{ кВт};$$

$$Q_B = 35,1 + 20,4 + 9,1 = 64,6 \text{ квар};$$

$$S_B = \sqrt{144,5^2 + 64,6^2} = 158,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Если вечерняя нагрузка больше дневной, нужно прибавить нагрузку уличного освещения, определяемую по формуле (7).

Предположим  $P_{осв} = 11,5$  кВт, тогда вечерняя нагрузка НП будет

$$S_B = \sqrt{(144,5 + 11,5)^2 + 64,6^2} = 169 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

С учетом потери мощности в линиях и трансформаторе  $\Delta S = 6\%$ ;

$$S_B = 1,06 \cdot 169 = 179 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Нагрузка МТФ: вечерняя  $S_B = \sqrt{38,2^2 + 29^2} = 48 \text{ кВ}\cdot\text{А};$

$$S_D = \sqrt{46,8^2 + 36,9^2} = 59,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Предварительно выбираем мощность трансформатора  $S = 63$  кВ·А. Хотя дневная нагрузка больше вечерней, но из табл. 3.5 видно, что наибольшая нагрузка—вечерняя.

$$S_B = \sqrt{(156 + 38,2)^2 + (64,6 + 29)^2} = 215,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

$$\text{Коэффициент мощности } \cos \varphi_B = \frac{194,2}{215,6} = 0,9.$$

Для составления таблицы отклонения и потерь напряжения с целью определения потери напряжения в ВЛ 0,38 кВ, необходимо рассчитать потери в ВЛ 10 кВ. С этой целью выполняют электрический расчет линии 10 кВ.

#### 4. Определение нагрузки питающей линии 10 кВ и ее электрический расчет.

4.1. С целью расчета и уменьшения вычислений рассмотрим линию с одним ответвлением и нагрузкой заданного объекта  $S_B = S_2$  на конце линии. Вся нагрузка ответвления приведена к точке 1 как расчетная максимальная—  $S_1$  (рис. 4.1). Мощность может быть задана отношением производственной нагрузки  $P_n$  к общей  $P_0$ . В зависимости от чего, определяют  $\cos \varphi$  по кривым из /2, 3, 4, 12/, а затем  $S_1$ .

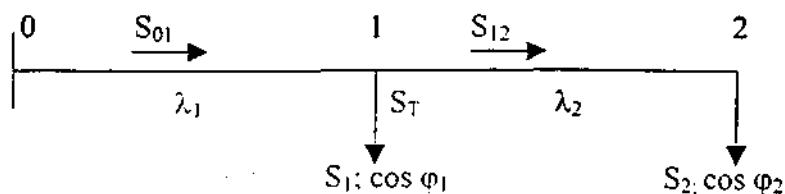


Рис. 4.1. Схема ВЛ 10 кВ

Активная и реактивная нагрузка на участке 0-1



$$P_{01} = P_1 + \Delta P_2 \text{ и } Q_{01} = Q_1 + \Delta Q_2.$$

Полная нагрузка:

$$S_{01} = \sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2} \quad (8)$$

4.2. Сечения и марки проводов на участках линии выбираются по экономическим интервалам эквивалентной нагрузки  $S_{\Sigma}$ , которая соответствует минимальным приведенным за расчетный срок затратам (см. /1 и 2/). Эта нагрузка меньше расчетной—  $S_p = S_{01}$

$$S_{\Sigma} = K_D \cdot S_p, \quad (9)$$

где  $K_D$ — коэффициент динамики роста нагрузки. Для приближенных расчетов можно принять  $K_D=0,7$ .

Затраты на ВЛ зависят от конструкции и материала опор, марок и сечения проводов, а также района климатических условий (РКУ): толщины стенки гололеда и скоростного напора ветра. Экономические интервалы нагрузок приведены в п.2, а также в /2,7/. Если нагрузки на ответвлениях заданы мощностями отдельных ТП, то мощность нагрузки на участках магистрали определяется по формулам (1) и (2). Значения  $K_0$  для этого случая приведены в табл. 4.2 и /2, 3, 12/.

4.2. Коэффициент одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях 6...20 кВ.

Количество ТП, $N_{TP}$	2	3	5	10	20
Коэффициент одновременности, $K_0$	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7

4.3. После выбора марок и сечения проводов рассчитываются потери напряжения на участках ВЛ 10 кВ по формуле

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{уд\%} \cdot S_{pi} \cdot \lambda_i \cdot 10^{-3} \quad (10)$$

где  $\Delta U_{уд\%}$ — удельная потеря напряжения, %/кВ·А, км;

$S_{pi}$  и  $\lambda_i$ — расчетная нагрузка, кВ·А, и длина участка линии, км.

Значения  $\Delta U_{уд\%}$  приведены в п.4, а также в /4,7/.

При выборе проводов и определении потерь напряжения в линиях следует учесть, что согласно /10/ наименьшее допустимое сечение для ВЛ 10 кВ: при толщине гололеда  $b=10$  мм— АС-35,  $b=15-20$  мм— АС-50;  $b=20$  мм— АС-70; алюминиевых проводов при любой стенке гололеда— А-70. Магистраль ВЛ 10 кВ до ответвления с большой нагрузкой должна выполняться проводом АС-70.

Максимальная допустимая потеря напряжения в ВЛ 10 кВ— 10%; ВЛ 0,38 кВ— 8%; во внутренней электропроводке: в жилых домах одноэтажных— 1%, в других помещениях— 2%.

**Пример.** Определить марки, сечения проводов и потери напряжения в ВЛ 10 кВ согласно схеме (рис. 4.1).

Задано:  $L_1 = 10$  км;  $L_2 = 12$  км;  $S_{1В} = 600$  кВ·А;  $\cos \varphi_1 = 0,86$ ;

РКУ: по гололеду —2, по ветру 3.

Данные расчета нагрузки объекта:

$S_{2В} = 215,6$  кВ·А;  $\cos \varphi_2 = 0,9$ ;  $P_{2В} = 194,2$  кВт;  $Q_{2В} = 93,6$  квар.

Определяют активную и реактивную составляющие нагрузки  $S_1$ :

$P_1 = S_1 \cdot \cos \varphi_1 = 600 \cdot 0,96 = 516$  кВт;  $Q_1 = 306$  квар.

Нагрузка участка

0-1 ВЛ 10 кВ с учетом  $K_0=0,9$  из табл. 4.2

$P_{01} = 0,9 \cdot (516 + 194) = 639$  кВт;  $Q_{01} = 0,9 \cdot (306 + 93,6) = 360$  квар.

$S_{01} = \sqrt{639^2 + 360^2} = 733$  кВ·А.

$$\cos \varphi_{01} = \frac{639}{733} = 0,87$$

Принимаем тип опор— железобетонные. Выбор сечения провода по экономическим интервалам нагрузок /7/, потери напряжения на участках ВЛ 10 кВ и общая потеря от ТП, представлены в табл. 4.3

#### 4.3 Потеря напряжения в линиях 10 кВ.

№ расчетного участка	Нагрузка на участке $S_p$ , кВ·А	Коэффициент $K_d$	Эквивалентная мощность $S_{\Sigma}$ , кВ·А	Длина расчетного участка $\lambda$ , км	Марка и сечение провода	Потери напряжения, %		
						на 1 кВ·А км $\Delta U_{уд}$	на участке $\Delta U_{уч}$	от питающей ПС $\Delta U$
0-1	733	0.7	513	10	A-70	0,562	4,10	4,10
1-2	197	0.7	138	12	АС-35	0,876	2,04	6,14

$$\Delta U_{уч}\% = \sum \lambda_i \cdot \Delta U_{уд}\% \cdot 10^{-3}$$

#### 5. Составление таблицы отклонения и потерь напряжения в элементах электрической сети.

При составлении таблицы используют заданные значения отклонений напряжения на шинах 10 кВ питающей ПС. полученную выше потерю напряжения в линии 10 кВ, допустимое отклонение напряжения на клеммах токоприемников (согласно ГОСТ 13109-87 +5%), постоянную надбавку напряжения в трансформаторе +5% и ПБВ +2x2.5%, потерю напряжения в трансформаторе при 100% нагрузке принимают предварительно 4% и потерю напряжения во внутренней проводке— 1 ...2%. Перед составлением таблицы надо проработать /1, 2, 4/.

В качестве примера ниже приводится табл. 5.1. В соответствующие графы заготовленной таблицы вносятся известные и принятые заранее величины, перечисленные выше и обозначенные жирным шрифтом. Неизвестными являются: надбавка регулятора напряжения трансформатора— ПБВ и потеря напряжения в линии 0,38 кВ. Наихудшими режимами являются: 100%-ная нагрузка удаленного потребителя и удаленного ТП (УТП) и 25%-ная нагрузка для ближайшего потребителя. Чтобы уменьшить расход металла на ВЛ 0,38 кВ, надо увеличить допустимую в ней потерю напряжения. Для этого принимают ПБВ максимальное— +5% при 100%-ной нагрузке. При этом на шинах 0,38 кВ напряжение не должно превышать +5%.

После суммирования известных величин (с учетом знака) и принятой надбавки ПБВ +5% получим допустимую потерю напряжения на линии 0,38 кВ:

$$U_{\%} = +2 - 6,1 + 5 + 5 - 4 - 2 - (-5) = -4,9\%$$

Для ближнего к ТП потребителя проверим наихудший режим при нагрузке 25%. когда наибольшее положительное отклонение напряжения на шинах 10 кВ питающей ПС, потеря в линии 10кВ — 0% и во внутренней проводке 0,5%.

Таким же путем определяют допустимую потерю напряжения для ближайшего ТП. Однако в этом случае максимальное значение ПБВ +5% или +2,5 нельзя принять из-за превышения допустимого значения напряжения на шинах. Поэтому принимают ПБВ=0%.

#### 5.1. Отклонения и потеря напряжения в электрической сети, %.

Звено электрической цепи	Величина	УТП		БТП	
		Нагрузка, %			
		100	25	100	25
Шины 10 кВ подстанции 110-35/кВ— отклонение напряжения	$\delta U_{10}$	+2,0	-3,0	+2,0	-3,0
Потеря напряжения в ВЛ 10 кВ	$\Delta U_{10}$	-6,1	-1,5	0	0
Трансформатор 10/0,38 кВ, постоянная надбавка	$\delta U$	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
Регулятор. ПБВ	$\delta U$	+5,0	+5,0	0	0
Потеря напряжения	$\Delta U$	-4,0	-1,0	-4,0	-1,0
Шины 0,38 кВ— отклонение напряжения	$\delta U_{ш}$	-1,9	+4,5	+3,0	+1,0
Линия 0,38 кВ— потеря напряжения	$\Delta U$	-4,9	0	-6,0	0
Внутренняя проводка— потеря напряжения	$\Delta U$	-2,0	+0,5	-2,0	-0,5
Допустимое отклонение напряжения у электроприемника	$\delta U_{д}$	-5,0	+5,0	-5,0	+5,0
Фактическое отклонение напряжения	$\delta U_{ф}$	-5,0	-4,0	-4,5	+0,5

## 6. Определение числа ТП и места их расположения.

6.1. Число ТП приближенно (при равномерной нагрузке по площади НП) можно определить по формуле:

для протяженного НП

$$N_{\text{ТП}} = 0,2 \cdot \sqrt{\frac{S_p \cdot L}{\Delta U\%}}; \quad (11)$$

для остальных случаев

$$N_{\text{ТП}} = 0,26 \cdot \sqrt{\frac{S_p^2 \cdot F}{(\Delta U\%)^2}}; \quad (12)$$

где  $L$ — длина НП, км;

$S_p$ — полная расчетная мощность, кВ·А;

$F$ — площадь НП, км<sup>2</sup> (определяется приближенно по контуру НП).

Протяженным считается НП, в котором не более 2 улиц, а его длина больше ширины в 4 и более раз.

Если НП имеет длину более 1 км и нагрузку более 200 кВ·А, особенно сосредоточенную по концам НП, целесообразна установка 2 ТП. В этом случае площадь НП делят пополам и местоположение каждого ТП определяют раздельно, помещая каждый в центр тяжести нагрузок ЦТН.

Используя полученные выше данные:  $S_p=169$  кВ·А,  $\Delta U_{\text{доп}\%}=4,9\%$  (из табл. 5.1) и площадь НП  $F=0,16$  км<sup>2</sup>, получим по формуле (12)

$$N_{\text{ТП}} = 0,26 \cdot \sqrt{\left(\frac{169}{4,9}\right)^2} \cdot 0,16 = 1,49.$$

Принимаем  $N_{\text{ТП}}=1$ .

6.2. Для определения ЦТН каждого ТП на плане НП, выполненного в масштабе, наносятся точки приложения нагрузок: вечерней  $S_{вi}$  и дневной  $S_{дi}$  каждого потребителя (без учета КО и ДР).

Бытовую нагрузку делят на несколько крупных групп— кварталов, в центре которых приложена их суммарная нагрузка. Остальные нагрузки представляются индивидуально. Наносят оси произвольно и определяют координаты ЦТН по формулам:

$$x_{\text{в}} = \frac{\sum_1^n S_{\text{в}i} \cdot x_i}{\sum_1^n S_{\text{в}i}}; \quad (13)$$

$$y_{\text{в}} = \frac{\sum_1^n S_{\text{в}i} \cdot y_i}{\sum_1^n S_{\text{в}i}}; \quad (14)$$

$$x_{\text{д}} = \frac{\sum_1^n S_{\text{д}i} \cdot x_i}{\sum_1^n S_{\text{д}i}}; \quad (15)$$

$$y_{\text{д}} = \frac{\sum_1^n S_{\text{д}i} \cdot y_i}{\sum_1^n S_{\text{д}i}}; \quad (16)$$

Помещают ТП в середину линии, соединяющей два ЦТП. Если место ТП попадает в огород, необходимо сместить ТП. Лучше всего поместить на перекресток улиц. В /3/ имеется программа для расчета ЦТП на микрокалькуляторах МК-52, МК-54, МК-61, БЗ-34.

6.3. По надежности потребители электроэнергии в НП относятся к 3-й категории, поэтому ТП выполняют однострансформаторными. Двухтрансформаторные ТП устанавливают для питания потребителей 1-й категории по надежности электроснабжения (животноводческие комплексы, МТФ на 400 коров и более) и 2-й категории при мощности 250 кВт и более.

6.4. После размещения ТП делают трассировку линии 0,38 кВ, при этом надо помнить, что КТП 10/0,38 кВ мощностью до 160 кВт·А имеют РУ 0,38 кВ на 3 линии. Надо стремиться распределить общую нагрузку между линиями поровну, но необязательно, так как это зависит от расположения нагрузок относительно ТП и их мощности.

## 7. Составление расчетной схемы сети 0,38 кВ. Выбор сечения проводов с проверкой ВЛ по потере напряжения.

7.1. После трассировки линии на плане НП составляют расчетные схемы линий. Каждую линию в её начале нумеруют арабскими цифрами Л1, Л2 и тд. Так же нумеруют расчетные участки каждой линии, присваивая шинам 0,38 кВ значения 0, а далее 1, 2, 3 и тд. Сначала нумеруют участки магистрали, а затем ответвлений. Бытовую нагрузку какой-либо улицы разбивают на группы по 4-8 домов (меньшее число в конце линии). На схеме нагрузка приложена в центре группы.

7.2. Расчет нагрузок участков линии  $S_d$  и  $S_B$  начинают с конца и представляют в виде таблицы, в которой запись нагрузок на участках линии ведут от шин ТП. В случае нагрузки на участке чисто бытовой (дома) ее определяют по формулам (1) и (2), а при наличии смешанной— по формуле (3). При расчете нагрузок на ЭВМ используют методику, приведенную в /6/. За расчетную принимают наибольшую из двух нагрузок на первом участке линии  $S_{d1}$  или  $S_{B1}$ .

7.3. После расчета нагрузок на участках линии выбирают сечение проводов по экономическим интервалам нагрузок, аналогично расчету линии 6...20 кВ (см. п. 4), а затем определяют потерю напряжения на участках линии. Все расчеты представляют в табличной форме.

Рассмотрим метод расчета на примере одной линии.

Пример. На рисунке 7.1. изображена часть НП с потребителями, питающимися по линии Л1, а на рис. 7.2. ее расчетная схема, на которой нанесены номера участков, нагрузки и длины участков. Сечения, марки и число проводов наносятся на схему после окончания расчета линий. Нагрузку группы домов или на участке линии, например активную, определяют по формуле

$$P_{ГР} = P_0 \cdot N_d \cdot K_0, \quad (17)$$

где  $P_0$ — активная нагрузка на вводе в дом;

$N_d$ — число домов в группе;

$K_0$ — коэффициент одновременности для группы домов.

Например, вечерняя активная нагрузка группы из 4-х домов.

$$P_B = 2,4 \cdot 4 \cdot 0,58 = 5,6 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяют реактивную вечернюю нагрузку:

$$Q_B = 0,87 \cdot 4 \cdot 0,58 = 2,0 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка  $S_B = \sqrt{5,6^2 + 2^2} = 5,9 \text{ кВт·А}$ ,  $\cos \varphi = 0,95$ . Также определим и дневную нагрузку. Для выбора расчетного режима (дневной или вечерней) определяют нагрузку в начале линии простым суммированием:

$$P_B = (6 \cdot 7,2) + (2 \cdot 6,4) + (2 \cdot 5,6) + (2 \cdot 7) + 5 + 4 + 3 = 93,2 \text{ кВт.}$$

Аналогично определяем другие нагрузки:

$$Q_B = 34,2 \text{ квар; } P_d = 36,4 \text{ кВт; } Q_d = 14,6 \text{ квар.}$$

В данном случае, не прибегая к определению полных мощностей  $S_d$  и  $S_B$ - видим, что расчетный режим вечерний.

В качестве примера ниже рассмотрен расчет части линии Л1 (участка 0-6-10) и представлен в виде таблицы. Нагрузки участков линии, где подключены дома, определяются по формуле (17). Например, на участке 4-5, к которому подключено 11 домов, нагрузка будет:

$$\text{-активная } P_{д.с} = 11 \cdot 2,4 \cdot 0,4 = 10,8 \text{ кВт;}$$

реактивная  $Q_{4,5} = 11 \cdot 0,87 \cdot 0,4 = 3,9$  квар;

полная  $S_{4,5} = \sqrt{10,8^2 + 3,9^2} = 11,5$  кВ·А.

Аналогично рассчитывается нагрузка на остальных участках линии с бытовой нагрузкой. На участке 1-2 нагрузка смешанная, поэтому она определяется по формуле (3).

Выбор сечения проводов и определение потерь напряжения в линии 0,38 кВ производится аналогично рассмотренному в п. 4, расчеты сведены в табл. 7.1.

Исходные данные: допустимая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{доп}} = 4,9$  % (из табл. 5.1); гололед 15 мм; коэффициент динамики роста нагрузок  $K_D = 0,7$ .

*Примечание.* На участках линии 4-5 и 5-6, а также 4-9 и 4-10 сечение проводов увеличено потому, что потеря напряжения до точек 6 и 10 оказалось больше допустимой

Согласно рекомендации, приведенных в /10/, число сечений проводов, отходящих от шин ТП, следует принимать не более 3 из-за затруднений монтажа, а минимальное сечение должно быть: при стенке гололеда  $b_2 = 5$  мм - А-25;  $b = 10$  мм и более - 35 мм; проводов из сплава алюминия со сталью - 25 мм<sup>2</sup> в любом климатическом районе

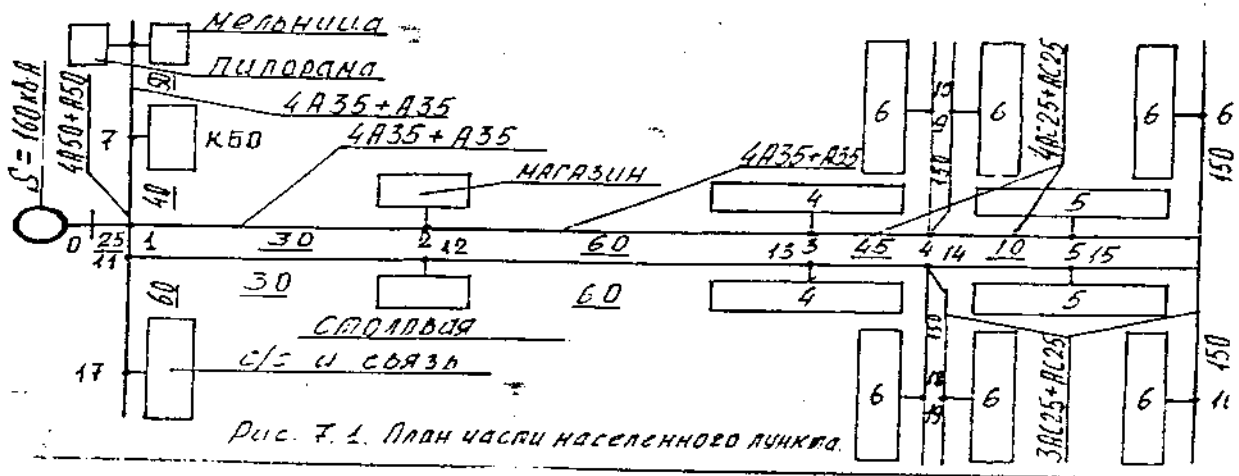


Рис. 7.1. План части населенного пункта.

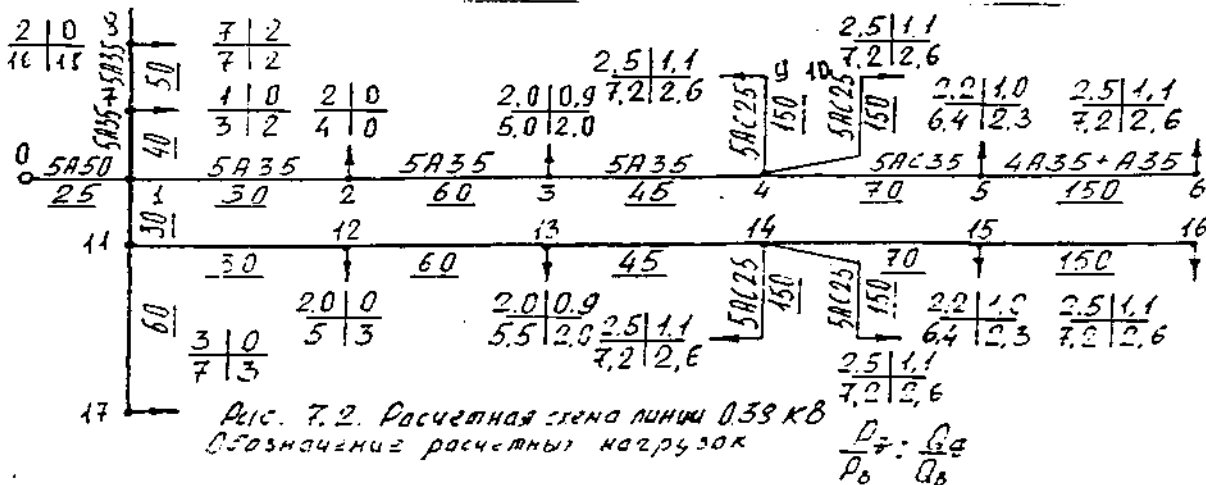


Рис. 7.2. Расчетная схема линии 0,38 кВ

Обозначение расчетной нагрузки

$$\frac{D_7}{P_b} = \frac{Q_a}{Q_b}$$

7.1. К выбору сечения проводов и расчету потерь напряжения в ВЛ 10/0,38 кВ.

№№ ТР линий участков	Расчетная мощность			Эквива- лентная мощ- ность S <sub>э</sub> , кВ·А	Длина участка λ, м	Предварительный расчет				Окончательный расчет				
	P, кВт	Q, квар	S, кВ·А			Основное сечение	Потеря напряжения			Допол- нитель- ное сече- ние	Потеря напряжения			
							ΔU <sub>уд</sub> %/кВАкм	на участ- ке ΔU <sub>уч</sub> %	ΔU % от ТП		ΔU <sub>уд</sub> %/кВАкм	на участ- ке ΔU <sub>уч</sub> %	ΔU % от ТП	
III-1														
II 1														
0-1	57,0	32,6	65,7	46,0	25	4А50	0,492	0,81	0,81					
1-2	22,5	7,3	23,6	16,5	30	4А35	0,676	0,48	1,29					
2-3	20,1	7,3	21,4	15,0	60	4А35	0,676	0,87	2,16					
3-4	18,2	6,6	19,4	13,5	45	4А35	0,676	0,60	2,76					
4-5	10,8	3,9	11,5	8,0	70	4АС25	0,911	0,73	3,49	4А35	0,676	0,54	3,3	
5-6	7,2	2,6	7,7	5,3	150	3АС25	2,05	2,37	5,86	4А35	0,676	0,78	4,08	
1-7	23,8	21,6	32,1	22,4	40	4А35	0,626	0,8	1,61					
7-8	22,0	20,4	30,0	21,0	50	4А35	0,626	0,94	2,55					
7-9	7,2	2,6	7,7	5,3	150	3АС25	2,05	2,37	5,13	3А35	1,52	1,76	4,52	
4-10	7,2	2,6	7,7	5,3	150	3АС25	2,05	2,37	5,13	3А35	1,52	1,76	4,52	
1-11	27,3	10,9	29,4	20,6	30	4А50	0,492	0,43	1,24					
II 2														
III д.														

$$\Delta U_{уч}\% = S_i \cdot \lambda_i \cdot \Delta U_{уд}\% \cdot 10^{-3}$$

## 8. Определение мощности и конструктивного исполнения ТП 10/0,38 кВ.

8.1. По полученным значениям нагрузок на головных участках линии определяют дневную и вечернюю мощности на шинах ТП 10/0,38 кВ по формуле (3). Хотя расчетной нагрузкой рассмотренной линии является вечерняя, для какой-либо другой линии расчетной нагрузкой может оказаться дневная. Кроме того, в случае значительной реактивной дневной нагрузки на шинах ТП и  $\cos \varphi < 0,95$  рекомендуется [2] устанавливать конденсаторы для компенсации  $\cos \varphi$ . Поэтому нужно знать дневную нагрузку на шинах ТП 10/0,38 кВ и ввода мощных потребителей (МТМ, гараж, АГМ, АВМ. и т.п. ), имеющих большую реактивную мощность.

8.1. Пример. Определение мощности ТП 10/0,38 кВ. Из таблицы 7.1. видно, что вечерняя нагрузка на головном участке линии составляет  $P_B=47,2$  кВт;  $Q_B=17,4$  квар;  $S_B=50,3$  кВ·А. Определенная так же дневная нагрузка равна  $P_D=21,4$  кВт;  $Q_D=8,9$  квар;  $S_D=23,2$  кВ·А.

При наличии на линии потребителей, имеющих большую реактивную нагрузку (МТМ, гараж, АГМ, АВМ, и т.п. ), надо рассмотреть необходимость установки батарей конденсаторов БК для компенсации реактивной нагрузки на вводе потребителя. Методика определения мощности БК для компенсации  $\cos \varphi$  и место его установки рассмотрены ниже. В этом случае сечение проводов и мощность трансформатора выбирают с учетом нагрузки после компенсации.

Предположим, что две другие линии, кроме рассмотренной в примере, имеют нагрузки, приведенные в табл. 8.1.

8.1. К примеру: 8.1

№ ВЛ	Дневная нагрузка				Вечерняя нагрузка			
	$P_D$ , кВт	$Q_D$ , квар	$S_D$ , кВ·А	$\cos \varphi_D$	$P_B$ , кВт	$Q_B$ , квар	$S_B$ , кВ·А	$\cos \varphi_B$
Л1	52,8	44,3	68,9	0,77	50,7	24,2	56,2	0,9
т	39,1	32,1	51,0	0,78	55,8	29,0	62,9	0,89

Нагрузка на шинах:

$$-P_D = 52,8 + 26,3 + 13,4 = 92,5 \text{ кВт};$$

$$Q_D = 44,3 + 20,6 + 5,4 = 70,3 \text{ квар};$$

$$S_D = 116,2 \text{ кВ·А}; \cos \varphi_D = 0,796 \approx 0,8;$$

$$P_B = 55,8 + 34,6 + 31,8 = 122,2 \text{ кВт};$$

$$Q_B = 29 + 15,2 + 10,8 = 55,0 \text{ квар};$$

$$S_B = 134 \text{ кВ·А}; \cos \varphi_B = 0,91.$$

Стандартная мощность трансформатора выбирается по экономическим интервалам, приведенным в табл. 8.2. для смешанной нагрузки с преобладанием коммунально-бытовых потребителей (шифр 3.3) после учета компенсации  $\cos \varphi$ .

Кроме расчетной нагрузки  $SP = 134$  кВ·А необходимо учесть потери мощности в ВЛ 0,38 кВ— 6%. С учетом этого полная нагрузка на трансформатор  $S_{PM} = 134 (1 + 0,06) = 142$  кВ·А.

Мощности нагрузки находящейся в интервале 131-280 кВ·А соответствует трансформатор:  $S_{TH} = 160$  кВ·А.

8.2. Принимаем конструкцию КТП 160 кВ·А на 3 отходящие ВЛ 0,38 кВ с автоматами для коммутации и защиты линий от к.з. От перенапряжений со стороны 0,38 кВ для защиты трансформатора устанавливают разрядники РВН-1У1. Со стороны 10 кВ для защиты трансформатора от к.з. установлены предохранители, а от атмосферных перенапряжений— разрядники РС 10; для коммутации на опоре имеется разъединитель РЛНЗ 10/200. Трансформатор ТМ 160/10 имеет;  $U_K=4,5\%$ , потери в меди  $\Delta P_M=2650$  Вт, потери в стали  $\Delta P_c=565$  Вт.

Животноводческие комплексы и фермы крупного рогатого скота по производству молока, МТФ с числом голов 400 и более, свинокомплексы, свинофермы относятся к потребителям 1-й категории по надежности электроснабжения и согласно /10/ требуют установки двухтрансформаторной подстанции с питанием от двух источников и необходимым уровнем автоматизации.

Это следует учитывать при выборе конструкции ТП и мощности трансформаторов с учетом коэффициента систематической и аварийной нагрузки  $K_c$  и  $K_A$ .

**8.2. Интервалы экономических нагрузок, кВт·А, трансформаторов ТП 6... 10/0,38 кВ для ОЭС Северо-запада, Центра, Средней Волги, Урала, Юга (расчетный сезон— зимний).**

Шифр нагрузки	Наименование потребителей, вид нагрузки	Номинальная мощность СТН трансформатора, кВт·А						До СТН СТН и ооооо	Коэффициент систематической нагрузки К <sub>С</sub>	Коэффициент аварийной нагрузки А
		40	63	100	160	250	400			
		3	4	5	6	7	8	9		
3 1	Производственная: КРС, МТФ, ПТФ, СТФ, РТМ, гаражи, хоз.дворы и др.	46	86	126	161	321	356	63	1,65	1,75
		85	125	160	320	355	620	100	1,59	1,73
3.2.	Коммунально-бытовая, общественная, школы, клубы, столовые, магазины, баня и т.п. в сочетании с жилыми домами:	46	76	121	151	316	346	100	1,68	1,8
		75	120	150	315	345	680	160	1,65	1,78
3 7	Смешанная нагрузка с преобладанием (более 60%) производственной	51	86	116	151	296	331	163	1,77	1,73
		85	115	150	295	330	545	100	1,58	1,65
3.8.	Смешанная нагрузка с преобладанием (более 40 %) коммунально-бытовой	46	76	106	131	281	316	63	1,61	1,73
		75	105	130	280	315	545	100	1,53	1,67
3.9.	Животноводческий комплекс по производству молока (*)	46	86	116	146	301	100	331	1,5	1,62
		85	115	145	300	330	570	160	1,45	1,64

(\*) Для животноводческих комплексов другого направления данные приведены /4/.

**9. Определение мощности конденсаторной батареи для компенсации cos φ.**

**9.1.** Емкость для компенсации реактивной мощности Q до значения cos φ<sub>2</sub>=0,95 (tg φ<sub>2</sub> = 0,33) устанавливается непосредственно у ввода потребителей, если мощность батареи конденсаторов (БК) составляет 25 квар и более /15/.

Необходимая мощность БК определяется по дневной реактивной нагрузке с учетом ее уменьшения в течение дня по сравнению с максимальным значением Q<sub>дн</sub>:

$$Q_k = K_Q Q_{дн} \geq 25 \text{ квар}, \quad (18)$$

где K<sub>Q</sub> — коэффициент компенсации реактивной мощности;

$$K_Q = \frac{0,38}{\text{tg } \varphi}$$

Если таких потребителей нет, то БК устанавливают на шинах 0,38 кВ ТП.

Принимают стандартную мощность БК с учетом возможности ее регулирования при изменении нагрузки путем отключения секций или всей БК, например, ночью. Стандартные БК приведены в приложении п.6.

**Пример:** Из данных табл. 7.1 видно, что потребителей, удовлетворяющих условию (18) нет, поэтому предусматривают установку БК на шинах 0,38 кВ ТП. По результатам расчета в п.8 (2дм = 70,3 квар: tg φ=0,75; K<sub>Q</sub> = 1 -  $\frac{0,38}{0,75}$  = 0,56.

Расчетное значение мощности компенсации по (18)



$$Q_k = 0,56 \cdot 70,3 \approx 40 \text{ квар.}$$

Стандартная мощность БК из п.6— 40 квар. Но целесообразнее принять две БК наружной установки мощностью по 20 квар. Это позволит регулировать компенсацию реактивной мощности. В частности ночью, когда реактивная нагрузка ТП снизится, отключить одну секцию.

Нескомпенсированная дневная реактивная нагрузка

$$\Delta Q_d = 70,3 - 40 = 30,3 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка

$$S_d = \sqrt{92,5^2 + 30,3^2} = 102 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\cos \varphi_1 = \frac{92,5}{102} = 0,91.$$

Нескомпенсированная вечерняя реактивная нагрузка

$$\Delta Q_B = 55 - 20 = 35 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка

$$S_B = \sqrt{122^2 + 35^2} = 127 \text{ квар; } \cos \varphi_2 = 0,95.$$

Перекомпенсация недопустима и если она получается при вечерней нагрузке, БК отключают.

После компенсации  $\cos \varphi$  нагрузка уменьшилась и составляет с учетом потерь мощности в линиях ( $\Delta P = 8 \text{ кВт}$ )

$$S_B = \sqrt{(122 + 8)^2 + 35^2} = 135 \text{ кВ}\cdot\text{А} < 142 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Выбирая трансформатор по табл. 8.1, находят мощность— 160 кВ·А, т.е. ту же, что и до компенсации.

В том случае, когда мощность трансформатора меньше нагрузки, входящий в интервал, например,  $S_B = 220 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ , а  $S_T = 160$ , то определяют коэффициент перегрузки трансформатора  $K_C = 220 / 160 = 1,37$  и сравнивают с табличными значениями (табл. 8.1).

#### 10. проверка линий 0,38 кВ на запуск асинхронного электродвигателя АД.

Место присоединения и рабочая машина задаются преподавателем после расчета ВЛ 0,38 кВ. При расчете возможности запуска АД необходимо учитывать механическую характеристику машины. При наличии движущихся частей с большими инерционными массами необходимо учитывать передачу, а также число оборотов вала машины, которое может быть значительно меньше оборотов двигателя, например, пилорамы, молотковой дробилки.

Для троганья агрегата с места необходимо, чтобы пусковой момент двигателя  $M_n$  был больше момента сопротивления троганию машины  $M_T$ , а для разбега необходим еще избыточный момент  $M_{изб}$ . Кроме того, согласно ГОСТ 183-66 следует учитывать допуск на уменьшение пускового момента на 20%. С учетом сказанного, а также того, что

$$M_{изб} = (0,2 - 0,3) \cdot M_n = 0,25 \cdot M_n;$$

$$0,8 \cdot M_n \geq (M_T + M_{изб}) = M_T + 0,25 \cdot M_n. \quad (19)$$

Разделив правую и левую часть на номинальный момент, получим в относительных единицах

$$m_n \geq (m_T + 0,25) \cdot K_1, \quad (20)$$

где  $K_1 = \frac{1}{0,8} = 1,25$  — коэффициент снижения пускового момента на 20%.

При пуске снижается напряжение на клеммах АД вследствие дополнительной потери напряжения в трансформаторе и линии от протекающего пускового тока. Момент на валу АД снижается во второй степени от отклонения напряжения. Для пускового момента

$$m_n = U^2 \cdot m_n. \quad (21)$$

где  $U = \frac{U}{U_n}$  — относительное значение напряжения на клеммах АД. С учетом снижения на-

пряжения формула (20) примет вид

$$U^2 m_p \geq (m_T + 0,25) \cdot K_1, \quad (22)$$

Потеря напряжения в элементах сети в относительных единицах при пуске двигателя составит

$$\Delta U = \sqrt{3} \frac{I_p}{U_H} (r_\Sigma \cdot \cos \varphi + x_\Sigma \cdot \sin \varphi), \quad (23)$$

где  $I_p$  — пусковой ток;  $r_\Sigma$  и  $x_\Sigma$  — активное и индуктивное сопротивление линии и трансформатора.

$$\cos \varphi_p \approx 2 \cos \varphi_H \cdot \frac{m_p}{K_p}, \quad (24)$$

где  $K_p$  — кратность пускового тока  $I_p/I_H$ .

Устойчивость работы АД при пуске соседнего двигателя проверяют по формуле, идентичной (22)

$$m_{\text{МАКС}} = (m_{\text{ТМ}} + 0,25) \cdot K_2, \quad (25)$$

где  $m_{\text{ТМ}}$  — момент сопротивления работающей машины;  $K_2$  — коэффициент допустимого отклонения (по ГОСТ 183-66) максимальной о момента АД на 10%,  $K_2 = \frac{1}{0,9} = 1,1$

При неполной загрузке машины ее момент уменьшается. Это необходимо учитывать при расчетах по формуле (25) путем умножения правой части на коэффициент загрузки  $K_3$ .

Значения  $M_T$ ,  $M_{\text{ТМ}}$  и  $K_3$  для некоторых машин приведены в приложении п.7.

**Пример.** Проверка сети 0,38 кВ на запуск двигателя пилорамы  $P_H = 22$  кВт,  $P_D = 16$  кВт и  $Q_D = 18$  квар и устойчивость работы двигателя мельницы — 11 кВт,  $P_D = 8$  кВт,  $Q_D = 6$  квар. Место присоединения нагрузки — точка 8 на расчетной схеме (рис. 7.2).

Каталожные данные двигателя: АД 4А180С2СУ1  $P_H = 22$  кВт,  $n_D = 1470$  об/мин,  $I_H = 41,5$  А,  $K_p = 7,5$ ,  $\cos \varphi_H = 0,91$ ,  $m_p = 1,2$ ; АД 4А132М4СУ1  $P_H = 11$  кВт,  $n_D = 1475$  об/мин,  $I_H = 32$  А,  $K_p = 7,5$ ,  $\cos \varphi_H = 0,87$ ,  $m_M = 2,2$ .

Момент сопротивления пилорамы  $m = 1$  (из приложения п.5), число оборотов (ходов)  $n_M = 220$  об/мин. перед расчетом представляем схему питания АД: трансформатор, линия, двигатель.

**Решение:**

1. Определяется  $\cos \varphi_H$  по формуле (23)

$$\cos \varphi_H = \frac{2 \cdot 1,2 \cdot 0,91}{7,5} = 0,29$$

2. Для определения  $\Delta U$ , находят  $r_\Sigma$  и  $x_\Sigma$ . На участке 0-1 (рис. 7.2) провод А50,  $r_0 = 0,576$  Ом/км,  $\lambda_1 = 25$  м; на участке 1-8 А35,  $r_0 = 0,83$  Ом/км,  $\lambda_2 = 90$  м,  $x_0 = 0,31$  Ом/км.

$$R_{\text{л}} = 0,576 \cdot 0,025 + 0,83 \cdot 0,09 = 0,09 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = 0,31 \cdot 0,115 = 0,035 \text{ Ом};$$

$$r_T = \Delta P_K \left( \frac{U_H}{S_{\text{ТН}}} \right)^2, \quad r_T = 2650 \left( \frac{0,4}{160} \right)^2 = 0,016 \text{ Ом};$$

$$Z_T = U_{\text{К\%}} \cdot \frac{U_H^2}{100 \cdot S_{\text{ТН}}} = \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,16} = 0,045 \text{ Ом};$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \quad x_T = \sqrt{0,045^2 - 0,016^2} = 0,042 \text{ Ом};$$

$$r_\Sigma = 0,09 + 0,016 = 0,106 \text{ Ом}; \quad x_\Sigma = 0,035 + 0,042 = 0,077 \text{ Ом}.$$

По формуле (23) определяют  $\Delta U$ :

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 41,5 \cdot 7,5 \cdot (0,106 \cdot 0,29 + 0,77 \cdot 0,957)}{380} = 0,15$$

3. Напряжение на клеммах электродвигателя

$$U = 1 - \Delta U - \delta U_{\text{в}}, \quad (26)$$

где  $\delta U_{\text{В}}$  — относительное отклонение напряжение в точке В перед пуском пилорамы. Определяется как разность отклонения напряжения на шинах ТП  $\delta U_{\text{Ш}} = +1,9\%$  и потери напряжения в линии до точки В (без учета нагрузки пилорамы  $\Delta U = -1,5\%$ ;  $\delta U_{\text{В}} = +0,004$ )

$$U_{\text{В}} = 1 - 0,15 + 0,004 = 0,846.$$

4. Пусковой момент с учетом отклонения напряжения

$$m_{\text{П}} = 1,2 \cdot 0,846^2 = 0,86$$

и момент сопротивления машины по формуле (22) (правая часть)

$$m_{\text{T}} = (1 + 0,25) \cdot 1,25 = 1,56.$$

Если  $m_{\text{П}} < m_{\text{T}}$  — двигатель не запустится, но для привода пилорамы используют ременную передачу с коэффициентом

$$i = \frac{n_{\text{Д}}}{n_{\text{М}}}; \quad i = \frac{1470}{220} = 6,7.$$

Момент двигателя увеличиться в  $i$  раз

$$m_{\text{П}} = 0,86 \cdot 6,7 = 5,8; \quad 5,8 > 1,56.$$

Неравенство (22) выполняется и двигатель запустится.

Проверка устойчивости работы двигателя мельницы при пуске пилорамы по формуле (25):

$$0,86 \cdot 2,2 > (1 + 0,25) \cdot 1,1; \quad 1,56 > 1,375.$$

Мельница работает устойчиво даже без учета коэффициента передачи для нее.

## 11. Расчет потерь мощности и энергии.

Потерю энергии в элементах электрической сети необходимо знать для технико-экономических расчетов ТЭР, а потерю мощности — для сравнения с принятым значением.

11.1 потери энергии в трехфазных четырехпроводных линиях определяются по формуле

$$\Delta W_{\text{Л}} = 3 \cdot I^2 \cdot r_{\text{Л}}$$

или

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left( \frac{S}{U_{\text{Н}}} \right)^2 r_{\text{Л}} \lambda, \quad (27)$$

а потери мощности

$$\Delta P = \left( \frac{S}{U_{\text{Н}}} \right)^2 r_{\text{Л}} \lambda. \quad (28)$$

Для расчета потерь энергии и мощности на участках линий используют табл. 7.1, а значения  $\tau$  и  $T_{\text{М}}$  для середины интервалов нагрузок приведены в табл. 11.1. значения  $r_{\text{Л}}$  приводятся в /4/ и /2/. Для промежуточных значений нагрузок следует построить графики:  $T_{\text{М}} = f(P)$  и  $\tau = \Phi(T_{\text{М}})$ .

11.1. Число часов использования максимумов нагрузок  $T$  и времени потерь.

Расчетная нагрузка, кВ·А	Вид нагрузки					
	Коммунально-бытовая		Производственная		Смешанная	
	$T_{\text{М}}$	$\tau_{\text{М}}$	$T_{\text{М}}$	$\tau_{\text{М}}$	$T_{\text{М}}$	$\tau_{\text{М}}$
До 10	900	420	1100	520	1300	600
10...20	1200	440	1500	680	1700	760
20...50	1600	740	2000	920	2200	1020
50...100	2000	920	2500	1200	2800	1400
100...250	2350	1100	2700	1320	3200	1720
250...400	2600	1250	2800	1400	3400	2040

11.2. Потеря энергии в трансформаторах определяется по формуле

$$\Delta W_{\text{T}} = \left( \frac{S}{S_{\text{ТН}}} \right)^2 \cdot \Delta P_{\text{К}} \cdot \tau + \Delta P_{\text{С}} \cdot 8760,$$

(29)

где  $\Delta P_{\text{К}}$ ,  $\Delta P_{\text{С}}$  — потери мощности коротко замыкания и холостого хода, кВт.

## 11.2. Потери мощности короткого замыкания, холостого хода и напряжения короткого замыкания в трансформаторе.

Потери мощности и напряжение к.з.	Номинальная мощность трансформатора, кВ·А							
	25	40	63	100	160	250	400	630
$\Delta P_K$ , кВт	0,6	0,88	1,25	1,97	2,65	3,7	5,5	7,6
$\Delta P_C$ , кВт	0,13	0,19	0,26	0,36	0,56	0,82	1,05	1,56
$U_K$ , % $Y/Y_H$	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	5,5
$Y/Z_H$	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7		

**Пример.** Используя исходные данные из табл. 7.1, рассчитываем потери мощностей  $\Delta P$  и  $\Delta Q$  и энергии и заносим в табл. 11.3, форма которой и расчет для первых участков линии ТП1 приведены ниже (при  $x_0 = 0,31$  Ом/км)

11.3. К примеру.

Участок	S	$\lambda$	$r$	R	$\Delta P$	$T_M$	$\tau_M$	$\Delta W$	$\Delta Q$
ВЛ	кВ·А	км	Ом/км	Ом	кВт	ч	ч	кВт·ч	квар
ТП-1 Л1									
0-1	65,7	0,025	0,576	0,014	0,377	2800	1400	527,8	0,203
1-7	32,1	0,040	0,830	0,033	0,213	1700	760	161,9	0,080
7-8	30,0	0,050	0,830	0,042	0,230	1700	760	174,8	0,086
и т.д. для остальных участков и линий, а также ТП-2									
Итого по:									
Л1, Л2, Л3 и ТП1									

После определения потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах находят общие потери энергии в сети 0,38 кВт населенного пункта:

$$\Delta W_{0,38} = \Delta W_{\Delta} + \Delta W_T. \quad (30)$$

Также рассчитывают потери в сети электроснабжения производственных потребителей.

11.3. В случае определения себестоимости передачи электроэнергии от шин 10 кВ питающей подстанции до ввода к потребителям, рассчитывают потери энергии в линии 10 кВ по формуле (27) по исходным данным табл. 4.3. Результат расчетов представляют в форме табл. 11.3. потери энергии в ВЛ 10 кВ на участках 1-2 рассчитывают только от тока нагрузки объекта  $S_{об}$ , а на участке 0-1 как долю от общих потерь на нем, пропорциональную отношению  $S/S_{0-1}$ .

Суммарная потеря мощности в линиях, питающих потребителей НП, сравнивается с принятой при выборе трансформатора.

## 12. Расчет токов короткого замыкания.

12.1. Токи короткого замыкания (т.к.з.) рассчитываются с целью проверки выбранных элементов электроустановок на динамическую и термическую стойкость, для настройки и проверки защиты от к.з. и аппаратов грозозащиты, ограничения т.к.з. и термической стойкости элементов заземляющих устройств на подстанциях 110 кВ и выше.

В случае электрических сетей с несколькими ступенями трансформации и сложной конфигурации применяют метод расчета в относительных единицах, а в случае несложных сетей, таких, как сельские, - метод практических единиц, при котором параметры расчетной схемы приведены в именованных единицах. Этот метод является более наглядным [1,2/].

12.2. Для расчета т.к.з. составляют схему с обозначением элементов сети, по которым он протекает от точки, где напряжение считается неизменным, до клемм вводов к потребителям.

При расчете токов междуфазных к.з. в линии 10 кВ необходимо учитывать сопротивление 3-4 элементов схемы электроснабжения. Например, при расчете т.к.з. в конце линии 10 кВ в расчетную схему кроме сопротивления линии 10 кВ и трансформатора 35/10 кВ включают сопротивление системы, которое задается либо отключающей мощностью выключателя, либо значением т.к.з. в начале ВЛ 35 кВ. При расчете т.к.з. в сети 0,38 кВ достаточно сопротивления 3 элементов: ВЛ 0,38 кВ, трансформатор 10/0,4 кВ и ВЛ 10 кВ.

12.1. Удельное сопротивление проводов ВЛ 10 и 0,38 кВ по данным /12/,  $r_0$ ,  $Z_0$ , Ом/км.

Марка провода	A25 AC25	A35 AC35	A50 AC50	A70 AC70	A95 AC95
ВЛ 0,38 кВ: $r_0$	1,15	0,77	0,59	0,42	0,31
$Z_0$	1,21	0,85	0,69	0,54	0,45
$x_0$	0,376	0,362	0,353	0,341	0,331
ВЛ 10 кВ:					
$Z_0$	1,24	0,86	0,67	0,51	0,25
$x_0$	0,435	0,424	0,413	0,4	0,39

**Пример.** Расчет сопротивлений элементов схемы и токов К.З.

Значения сопротивлений элементов расчетной схемы (Ом) от точки неизменного напряжения до точки к.з., приведенные к напряжению 10 кВ:

$$\text{системы } Z_C = x_C = \frac{U^2}{S_B}, \quad x_C = \frac{10,5^2}{700} = 0,16 \text{ Ом};$$

линии 35 кВ

$$r_{35} = r_0 \cdot \lambda_{35} \left( \frac{10,5}{37} \right)^2, \quad r_{35} = 0,42 \cdot 30 \cdot 0,08 = 1,01 \text{ Ом},$$

$$x_{35} = 0,82 \text{ Ом};$$

$$\text{трансформатора } r_T = 33,5 \left( \frac{10,5}{4} \right)^2 \cdot 10^{-3} = 0,23 \text{ Ом},$$

$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - 0,23^2}, \quad Z_T = 10 \cdot 7,5 \cdot \frac{10,5^2}{4000} = 2,06 \text{ Ом}, \quad x_T = 2,05 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление до точки к.з.  $K_6$  будет

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{\left( \sum r_i \right)^2 + \left( \sum x_i \right)^2}, \quad x_{K6} = 3,3 \text{ Ом}.$$

Так же рассчитывают сопротивления до других точек к.з., используя данные табл. 12.1.

12.2. Сопротивление элементов до точек к.з. на схеме рис. 12.1.б.

Система	ВЛ-35 кВ			Тр-р 35/10	ВЛ 10 кВ				
	$Z_0$	$\lambda_{35}$ км	$Z_{35}$	$Z_T$	$Z_{K6}$	$\lambda_{01}$ км	$Z_{K5}$	$\lambda_{12}$ км	$Z_{K4}$
$Z_C$	0,16	30	1,33	2,06	3,3	10	8,95	12	18,04

Для расчета тока однофазного к.з. учитывают только сопротивление трансформатора и петли фаза нуль, принятые для петли по /1,3,16/.

По формулам (32), (33), (34), используя полученные сопротивления, определяют значения токов к.з., необходимые для расчета защиты.

12.3. Токи к.з. в точках, указанных на рис. 12.1.б, приведенные к напряжению 0,38 кВ.

Ток	$I_1^{(3)}$	$I_1^{(2)}$	$I_1^{(1)}$	$I_2^{(3)}$	$I_2^{(2)}$	$I_2^{(1)}$	$I_3^{(3)}$	$I_3^{(2)}$	$I_3^{(1)}$
А	332	288	150	978	848	420	2860	2480	846

12.3. Токи в точках к.з., указанных на схеме, приведенные к напряжению 10 кВ.

Ток	$I_{K4}^{(3)}$	$I_{K4}^{(2)}$	$I_{K5}^{(3)}$	$I_{K5}^{(2)}$	$I_{K6}^{(3)}$	$I_{K6}^{(2)}$	$I_{K7}^{(3)}$	$I_{K7}^{(2)}$
А	209	182	432	375	1104	957	210	114

13. Выбор аппаратуры для коммутации и защиты от к.з.

Для защиты электрооборудования объектов сельского хозяйства и электроприемников, а также линий 0,38 кВ применяются автоматы и предохранители. На КТП мощностью 63...160 кВ·А для защиты линий установлены автоматы, мощностью 250...630 кВ·А — как автоматы, так

Расчетные формулы для определения токов к.з.:

$$\text{Трехфазного} \quad I_K^{(3)} = \frac{U_\phi}{\sum_1^n Z_{K1}}; \quad (31)$$

$$\text{Двухфазного} \quad I_K^{(2)} = 0,867 \cdot I_K^{(3)}; \quad (32)$$

$$\text{Однофазного} \quad I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_\Pi}, \quad (33)$$

где  $\sum_1^n Z_{K1}$  — суммарное сопротивление элементов цепи до точки к.з.;  $Z_T^{(1)}$  — сопротивление обмотки трансформатора токам нулевой последовательности [2,4].

12.3. Расчетные точки для определения в них т.к.з. выбирают в соответствии с целью, указанной в пункте 12.1. Используя расчетную схему электроснабжения объекта, приведенную в задании (рис.3.3.) и полученную для объекта НП (рис. 7.2.), составим схему для расчета т.к.з.

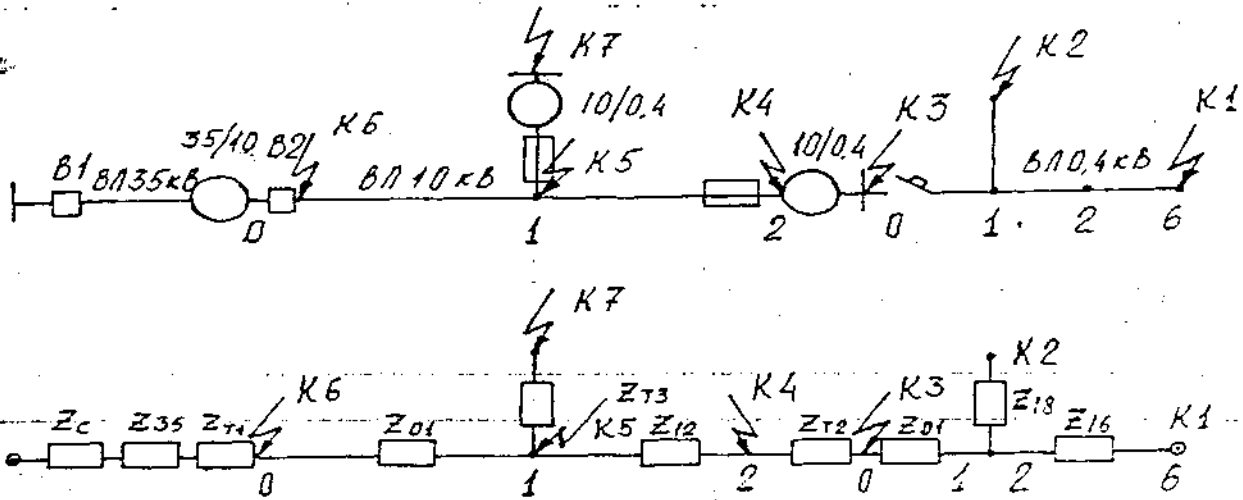


Рис. 12.1. а — Схема электроснабжения объекта электрификации  
б — Расчетная схема для определения т.к.з.

Рис. 12.1. а — Схема электроснабжения объекта электрификации  
б — Расчетная схема для определения т.к.з.

Сопротивления проводов приведены в /2,3,4,16/.

Сопротивления системы в расчетной точке к.з. где напряжение считается неизменным, определяются по формуле (34) и учитываются только при расчете т.к.з. на напряжение 10 и 35 кВ

$$Z_c = \frac{U_H^2}{S_B}, \text{ или } Z_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}, \quad (34)$$

где  $U_H$  — напряжение в расчетной точке к.з., кВ,  $S_B$  — мощность, отключаемая выключателем, МВ·А.,  $I_K^{(3)}$  — ток к.з. в расчетной точке.

Сопротивление трансформатора при междуфазном к.з.

$$Z_T = \sqrt{r_T^2 + x_T^2} = 10 \cdot U_{K\%} \cdot \frac{U_H^2}{S_{TH}}, \quad (35)$$

где  $U_{K\%}$  — напряжение опыта к.з.;  $S_{TH}$  — номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$$r_T = \Delta P_K \left( \frac{U_H}{S_{TH}} \right)^2, \Delta P_K, \text{ Вт}$$

При однофазных к.з. приближенно  $\frac{Z_T^{(1)}}{3} = \frac{K}{S_{TH}}$ ;  $K=26$  — для схемы  $Y/Y$  и  $K=7.5$  — для схемы  $Y/Z_0$ .

и блоки предохранителей-выключателей БПВ. КТП, выпускаемые Минским заводом, комплектуются автоматами типа АП 50 Б при мощности трансформатора 25 и 40 кВ·А и автоматами АЕ 2000 и А 3700 с реле РЭ571, установленными в нулевой провод и действующими на независимый расцепитель при мощности 63-630 кВ·А. КТП мощностью 63...160 кВ·А, выпускаемые Пятигорским заводом, имеют автоматы АЕ 2000 и А 3700Б с приставками полупроводниковой защиты ЗТИ-0,4 действующей на независимый расцепитель.

В связи с совершенствованием конструкции автоматов устаревшие типы заменяются новыми. В настоящее время не производятся автоматы А3100, а выпускается тип ВА 51, ВА 57. Поэтому надо следить за информацией и в проекте использовать новейшую аппаратуру.

Трансформаторы мощностью 25...630 кВ·А со стороны питания (6...10 кВ) защищаются предохранителями. Поэтому согласно /11/ автоматы, установленные на стороне 0,38 кВ не проверяются на динамическую и термическую стойкость.

13.1. Защита линий и электрооборудования от к.з. При повреждении междуфазной изоляции электроприемников с целью уменьшения их разрушения токами к.з. они должны отключаться практически мгновенно—отсечкой. То же требуется и при замыкании на корпус во избежание поражения током людей и животных. Это возможно при десятикратном отношении т.к.з. к току плавкой вставки ( $t = 0,02...0,1$  С), а для автоматов— при срабатывании электромагнитных расцепителей. Поэтому автоматы для защиты электроприемников принимают с комбинированными расцепителями. Тепловой расцепитель защищает от перегрузки, а электромагнитный— от к.з. Если т.к.з. меньше тока срабатывания отсечки, то срабатывает тепловой расцепитель, но с большей выдержкой времени.

13.2. Выбор плавких вставок и автоматов. Номинальное напряжение автоматов должно быть равно напряжению сети. Номинальный ток плавкой вставки  $I_{ВН}$  предохранителя должен быть равен рабочему току нагрузки  $I_N$  или превышать его:

$$I_{ВН} \geq I_N. \quad (36)$$

Для осветительной нагрузки

$$I_{ВН} = 1,1 \cdot I_N. \quad (37)$$

Для асинхронного двигателя

$$I_{ВН} \geq \frac{I_{П}}{\alpha}. \quad (38)$$

где  $\alpha = 2,5$  для АД с к.з. ротором при легком пуске (5...10 с);  $\alpha = 1,6...2$ — при тяжелом пуске (до 40 с) или при частоте пусков 15 и более в час.

Номинальный ток срабатывания теплового расцепителя  $I_{Тр}$  определяется по формулам (36) и (37), как  $I_{ВН}$ .

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя  $I_{ЭМ}$  должен быть больше пускового тока двигателя или самозапуска нескольких двигателей  $I_{П}$ , подключенных к автомату:

$$I_{ЭМ} = K_N \cdot I_{П}, \quad (39)$$

где  $K_N$  — коэффициент надежности;  $K_N = 1,4$  для автоматов на номинальный ток  $I_{НА} \leq 100$  А и  $K_N = 1,25$  — для автоматов с  $I_{НА} > 100$  А.

Для автоматов, имеющих две уставки  $I_{ЭМ}$ , например АП 50 Б:  $I_{ЭМ} = 3,5 \cdot I_{Тр}$  и  $I_{ЭМ} = 10 \cdot I_{Тр}$ . Следует принимать меньший  $I_{ЭМ}$ , если он удовлетворяет равенству (39).

13.3. Защита линий с несколькими электроприемниками и воздушных линий 0,38 кВ. В этом случае согласно /13/ ток срабатывания теплового расцепителя, а также плавкой вставки предохранителя максимальной токовой защиты от междуфазных к.з. определяется по формуле

$$I_{ВН} = I_{Тр} = 1,1 \cdot (I_{НМ} + (0,2...0,4) \cdot I_{П}), \quad (40)$$

где  $I_{НМ}$ — максимальный ток нагрузки линии без учета номинального тока пускаемого двигателя, А;  $I_{П}$ — наибольший пусковой ток наиболее мощного двигателя, подключенного к линии, А; коэффициенты: 0,2— при суммарной мощности двигателей в нагрузке менее половины и 0,4— более половины общей мощности линии.

Ток срабатывания защиты от однофазных к.з. при применении реле РЭ-571т и ЗТИ-0,4 определяется по формуле

$$I_{СР} = K_N \cdot I_{НС}. \quad (41)$$

где  $I_{НС}$ — рабочий ток небаланса в нулевом проводе при преобладании однофазной нагрузки

(освещение и другая бытовая). Может достигать  $I_{нс} = 0,5 \cdot I_{нм}$ ;  $K_H$  — коэффициент надежности, принимаемый для реле РЭ-571т — 1,4, а для приставки ЗТИ-0,4 — 1,2.

Ток уставки РЭ-571 и приставки ЗТИ принимают

$$I_y \geq I_{ср}. \quad (42)$$

13.4. Эффективность действия защиты. Из основных требований, предъявляемых к защите элементов системы электроснабжения от к.з. — чувствительности, быстродействию, селективности и надежности, первое является обязательным при любом виде к.з., быстродействие требуется при однофазных к.з. для обеспечения безопасности прикосновения к оборудованию с пробитой на корпус изоляцией. Селективность не всегда достигается, когда последовательно установлено несколько защит, требующих быстродействия. В этом случае неселективное действие защиты исправляется АПВ. Однако АПВ на ВЛ 0,38 кВ пока не устанавливаются, поэтому с целью увеличения быстродействия защиты ее выполняют неселективной. Например, при к.з. на объекте, ближайшем к ТП, ток однофазного к.з. может быть больше тока уставки электромагнитного расцепителя и по требованию чувствительности увеличить его нельзя.

Для селективного действия электромагнитного расцепителя автомата, защищающего линию, с защитой ближайшего потребителя с автоматом на вводе должно соблюдаться условие

$$I_{эм} \geq K_H \cdot I_k^{(3)}, \quad (43)$$

где  $K_H$  — коэффициент надежности,  $K_H = 1,25$ ,  $I_k^{(3)}$  — ток трехфазного к.з. на вводе потребителя.

Чувствительность максимальной токовой защиты (МТЗ) от междуфазных к.з. оценивается коэффициентами чувствительности

$$K_q = \frac{I_{к\ мин}}{I_{сз}}, \quad (44)$$

где  $I_{к\ мин}$  — минимальное значение тока к.з. в основной зоне защиты;  $I_{сз}$  — ток срабатывания защиты; для автоматов — ток уставки расцепителей  $I_y = I_{эм}$  или  $I_{ср}$ , для предохранителей — номинальный ток  $I_{вн}$  плавкой вставки, для тепловых расцепителей и предохранителей  $K_q \geq 3$ , для электромагнитных расцепителей автоматов, имеющих  $I_n \leq 100\text{А}$ ,  $K_q \geq 1,4$ , при  $I_n > 100\text{А}$ ,  $K_q \geq 1,25$ .

Коэффициент чувствительности МТЗ от однофазных к.з. при применении реле РЭ-571т и приставки ЗТИ-0,4 находится по формуле

$$K_q^{(1)} = \frac{I_{к\ мин}^{(1)} - I_{нс\ макс}}{I_y} \geq 1,5. \quad (45)$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки автоматов, установленных в начале линий на ТП, определяется по формуле

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{к\ мин}^{(2)}}{I_{эм}} > 1,1 \text{ или } K_q^{(3)} = \frac{I_{к\ мин}^{(3)}}{I_{эм}} > 1,27, \quad (46)$$

где  $I_{к\ мин}^{(2)}$  — ток двухфазного к.з. на шинах 0,38 кВ ТП.

Реле РЭ-571т действует как отсечка и поэтому может срабатывать неселективно с отсечкой, защищающей двигатель. ЗТИ-0,4 имеет незначительную выдержку — 0,3-0,6 с в независимой части характеристики и поэтому является селективной. Кроме того, защита ЗТИ-0,4 реагирует на ток замыкания на землю при обрыве провода, как отсечка при значении тока 3-7 А.

Характеристики автоматов в Л./2/, реле РЭ-571т и ЗТИ-0,4 приведены в приложении п.8.

13.5. Защита трансформатора предохранителями. Основными требованиями к защите предохранителями 10 кВ являются чувствительность и селективность действия с автоматами при к.з. в месте их установки на линиях 0,38 кВ, особенно при обслуживании ТП персоналом РЭС, когда замена сгоревшей вставки влечет длительный перерыв.

Как правило, чувствительность при междуфазных к.з. на шинах 0,38 кВ достаточна, а селективность соблюдается при наличии электромагнитных расцепителей. В случае применения для защиты линии 0,38 кВ приставки ЗТИ-0,4, автоматов с полупроводниковой защитой и селективных, а тем более только с тепловыми расцепителями (без электромагнитных) приходится для достижения селективности увеличивать ток плавкой вставки предохранителя ПКТ 10. В



этом случае допустимая длительность протекания тока трехфазного к.з. равна

$$t_{\text{доп}} < \frac{1500}{K_i^2}, \quad (47)$$

где  $K_i$  — кратность максимального тока к.з. на шинах 0,38 кВ к номинальному току трансформатора  $K_i = \frac{I_i^{(3)}}{I_{\text{TH}}}$ .

### 13.5.1. Рекомендуемые значения токов плавких вставок предохранителей 10 кВ для трансформаторов 10/0,38 кВ /16/

Мощность трансформатора, кВ·А	25	40	63	100	160	250	400	630
Ток плавкой вставки, А	3,2	5	8	16	20	32	50	75

Номинальный ток вставки определяется точкой пересечения координат  $t_{\text{ВН}}$  и  $I_K^{(3)}$  на характеристиках плавких вставок.

Значение  $t_{\text{ВН}}$  определяется по формуле

$$t_{\text{ВН}} = t_{\text{ср}} + \Delta t, \quad (48)$$

где  $t_{\text{ср}}$  — время срабатывания расцепителя автомата при значении тока  $I_K^{(3)}$  на шинах 0,38 кВ,  $\Delta t$  — запас по времени срабатывания — 0,3 с. Значение  $t_{\text{ВН}}$  должно быть меньше или равно  $t_{\text{доп}}$ .

Точка пересечения должна лежать ниже характеристики плавкой вставки или на ней. Время срабатывания защиты ЗТИ-0,4 определяется по формуле

$$t_{\text{ср}} = \frac{4,2}{I_K^{(3)} / I_y - 1} + 40\%. \quad (49)$$

Время срабатывания равно: собственно автомата с электромагнитным расцепителем — 0,01+0,015; с независимым расцепителем — 0,04+0,05; с расцепителем селективного действия — 0,1, 0,25, 0,4 с.

13.6 Защита линии 10 кВ. МТЗ радиальных ВЛ 10 кВ выполняется на реле РТ-85; реле, встроенных в привод — РТВ, а также на защитах ТЗВР-10 и ДЗ-10, если чувствительность защит на первых двух типах реле недостаточна. Схема соединения трансформаторов тока ТТ и реле — неполная звезда. Особенностью использования реле РТ-85 является дешунтирование электромагнита отключения ЭО или реле РТМ, поэтому ток срабатывания реле должен быть в пределах 6-10 А — для РТМ и 5-10 А — для отключающего электромагнита.

13.6.1. Ток срабатывания МТЗ определяется по трем условиям.

1. Отстройка от максимального рабочего тока  $I_{\text{PM}} = I_{\text{HM}}$ :

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{сп}}}{k_B} \cdot I_{\text{HM}} = k_2 \cdot I_{\text{HM}}, \quad (50)$$

где  $k_H$ ,  $k_{\text{сп}}$ ,  $k_B$  — коэффициенты надежности (запаса), самозапуска и возврата;  $k_2 = 1,7$  для РТ-85 и 2 для РТВ /16/.

2. Условие обеспечения нормированной чувствительности:

$$I_{\text{сз}} > \frac{I_{\text{КМин}}^{(3)}}{k_{\text{ч}}}, \quad (51)$$

для основной защиты  $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КМин}}^{(3)}}{I_{\text{ср}}} > 1,5$

для резервной защиты  $k_{\text{ч}} = 1,2$  (для МТЗ линий не обязательно).

3. Условие согласования смежных защит по чувствительности, если их несколько на линии, включены последовательно:

$$I_{\text{сз}} \geq k_{\text{нс}} / I_{\text{сз пред}} + (I_{\text{HM}} - I_{\text{M пред}}) / I_{\text{сз пред}}, \quad (52)$$

где  $I_{\text{M пред}}$  и  $I_{\text{сз пред}}$  — точки максимальной нагрузки и срабатывания предыдущей защиты в месте ее установки.

13.6.2. Выбор уставок по времени для обеспечения селективности действия МТЗ. Чем ближе к источнику, тем время действия МТЗ должно возрастать на величину  $\Delta t$ , которая в независимых частях характеристик реле РТВ и РТ-85 должна быть 0,7 и 0,6 соответственно, а в зависимой части характеристик— при максимальном токе к.з. в месте установки предыдущей защиты—  $I_k^{(3)}$ . При этом для реле РТВ  $\Delta t=1,0$ , а для РТ-85  $\Delta t=0,8$  с.

### Условия отстройки МТЗ по времени.

1. МТЗ линии с независимой характеристикой  $I_{C3n}$  согласуется с предыдущей МТЗ с зависимой характеристикой  $I_{C3(n-1)}$  при токе срабатывания МТЗ  $I_{C3n}$ , который с целью уменьшения времени работы этой защиты должен быть близок к значению  $I_{k(n-1)}^{(2)}/1,5$ . При согласовании защит принимают  $\Delta t = 1,0$  и  $0,8$  с.

2. МТЗ линии с реле РТВ и РТ-85 согласуются с предохранителем ПКТ-10 самого мощного трансформатора ТП 10/0,38 кВ (на рис. в задании—  $S_T$ ). С целью наименьшего времени срабатывания МТЗ используют характеристики реле с минимальной уставкой времени срабатывания, которая в независимой от тока части равна 0,5 с— для реле РТ-85 и 0,7 с— для РТВ, а при токе срабатывания  $I_{C3n}$   $t_{пл} \approx 5$  с. поэтому отстройку МТЗ линии от срабатывания предохранителя, как по току, так и по времени производят, выбирая ток срабатывания МТЗ в зоне совместного действия защит по формуле

$$I_{C3n} > 1,4 I_{пл(5)}, \quad (53)$$

где  $I_{пл(5)}$ — ток, при котором плавкая вставка предохранителя сгорает за 5 с. Значения  $I_{C3n}$  приведены в таблице 14.2.

13.2. Минимальные значения I.

Номинальный ток плавкой вставки, А	5	8	16	20	32	40	50	60
Значение $I_{C3n}$ , А	26,6	39,2	84,6	112	147	203	280	420
Значение $I_{CO} \geq I_{015}$ , А	52	91	188	273	364	558	806	1210

3. Кроме того, обязательно должно быть соблюдено еще одно требование селективности действия МТЗ с предохранителем ПКТ-10, если ток  $I_{C3n}$  по формуле (53) больше, чем по формуле (51):

$$t_{C3n} = t_{пл} + 0,6, \quad (54)$$

где  $t_{пл}$ — время сгорания предохранителя при токе  $I = I_k^{(2)}/1,3$ , который определяется по защитным характеристикам предохранителей;  $I_k^{(2)}$ — ток двухфазного к.з. на выводах 10 кВ трансформатора;  $t_{C3n}$ — определяется по характеристикам реле при токе I.

### 13.7. Максимальная токовая отсечка.

13.7.1. Ток срабатывания МТО определяется по следующим условиям в случае селективной отсечки.

1. Несрабатывание при к.з. в месте установки предыдущей ближайшей защиты (предохранитель ПКТ-10 ближайшей ТП 10/0,38 кВ)

$$I_{CO} = k_{НО} \cdot I_{k\text{МАКС}(n-1)}^{(3)} \quad (55)$$

где  $I_{k\text{МАКС}(n-1)}^{(3)}$ — максимальный ток к.з. на вводе 10 кВ ближайшей ТП;  $k_{НО}$ — коэффициент надежности МТО, равен 1,5 для реле РТМ и РТ-85.

2. Отстройка от бросков токов намагничивания трансформаторов ТП 10/0,38 кВ при срабатывании АПВ:

$$I_{CO} \geq (4-5) \cdot \sum_1^n I_{ТН} = 0,25 \sum_1^n S_{ТН}, \quad (56)$$

где  $\sum_1^n S_{ТН}$ — суммарная установленная мощность ТП 10/0,38 кВ, подключенных к линии.

Из двух значений токов  $I_{CO}$  принимают большее.

Так как требования чувствительности МТО  $k_{\text{ч}} \geq 1,2$  удовлетворяется лишь при значительном удалении ТП от начала ВЛ 10 кВ, то селективная отсечка применяется редко. Поэтому применяют неселективную. В случае неселективной МТО ток срабатывания определяется по условиям:

1) отстройка от максимального тока к.з. в конце линии  $I_{\text{к макс}}^{(3)}$

$$I_{\text{CO}} = k_{\text{HO}} \cdot I_{\text{к макс}}^{(3)}, \quad (57)$$

$$k_{\text{HO}} = 1,5$$

2) отстройка от бросков токов намагничивания трансформаторов по формуле (56),

3) отстройка от токов к.з. на шинах 0,38 кВ наиболее мощного трансформатора ТП 10/0,38 кВ

$$I_{\text{CO}} = k_{\text{HO}} \cdot I_{\text{к(0,4)}}^{(3)}, \quad (58)$$

4) отстройка от тока срабатывания предохранителя ПКТ-10 за время 0,15 с, того же трансформатора —  $I_{0,15}$

$$I_{\text{CO}} \geq 1,3 I_{0,15}. \quad (59)$$

В записке должна быть представлена схема защит МТЗ и МТО в полнолинейном исполнении.

**Пример 1.** Расчета защиты ВЛ 0,38 кВ.

1. Определяется ток нагрузки линии

$$I_{\text{H}} = \frac{S_{01}}{\sqrt{3}U} = \frac{53,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 76,5 \text{ А.}$$

2. Рассчитывается ток срабатывания теплового расцепителя по (40). Если нет двигателя мощностью более  $0,1 I_{\text{H}}$ , то

$$I_{\text{HP}} = 1,1 \cdot 76,5 = 84,1 \text{ А.}$$

3. Выбирается автомат с комбинированными расцепителями, например, ВА 50-3134. Уставка тока срабатывания теплового расцепителя  $I_{\text{HP}} = 100 \text{ А}$  и электромагнитного  $I_{\text{ЭР}} = 10 \cdot I_{\text{HP}} = 1000 \text{ А}$ .

4. Проверяется возможность использования селективной отсечки по (55); отстройка от тока  $I_{\text{к2}}^{(3)}$  в месте установки автомата с электромагнитным расцепителем, так как он больше  $I_{\text{к1}}^{(3)}$ :

$$I_{\text{CO}} = k_{\text{HO}} \cdot I_{\text{к2}}^{(3)} = 1,25 \cdot 978 = 1222 \text{ А; } 1222 > 1000$$

селективность не соблюдается, поэтому применяют автомат ВА51 Г-3134, имеющий ток электромагнитного расцепителя  $I_{\text{ЭМ}} = 14 I_{\text{HP}} = 1400 \text{ А}$  или автомат А3716Ф, у которого  $I_{\text{ЭМ}} = 1600 \text{ А}$ .

5. Проверяют чувствительность отсечки по (46):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к3}}^{(2)}}{I_{\text{CO}}} = \frac{2480}{1400} \approx 1,8; 1,8 > 1,1.$$

Чувствительность удовлетворительная. Отсечка селективная.

6. Проверяется чувствительность теплового расцепителя по (44):

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{к1}}^{(1)}}{I_{\text{HP}}} = \frac{150}{100} = 1,5 < 3.$$

Чувствительность защиты к однофазному к.з. недостаточна.

Для обеспечения чувствительности следует применить реле РЭ 571т или ЗТИ-0,4. Предпочтительнее ЗТИ-0,4, так как РЭ 571т действует мгновенно, поэтому неселективно с отсечкой на вводе потребителя.

7. Токи срабатывания ЗТИ-0,4 при междуфазных к.з. (МТЗ) равны 100, 160 и 250 А, а при однофазном (МТЗО) — 40, 80 и 120 А. Так как ток срабатывания остался прежним — 100 А, а  $k_{\text{ч}}^{(2)} > 1,5$  — по (45), то рассчитывается ток срабатывания МТЗО по (41). Ввиду наличия на линии асинхронных двигателей принимают  $k_{\text{НС}} = 0,4 I_{\text{H}}$

$$I_{\text{НС}} = 0,4 \cdot 76,5 = 30,6 \text{ А с учетом } k_{\text{Н}} = 1,2. I_{\text{СР}} = 36,7 \text{ А.}$$

Принимается уставка реле  $I = 40 \text{ А}$  и определяется  $k_{\text{ч}}^{(1)}$ :

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{150 - 30,6}{40} \approx 3 > 1,5$$

в случае недостаточной чувствительности линию секционируют.

8. Время срабатывания электромагнитного расцепителя автомата на линии равно  $t_{\text{ЭМ}} = 0,04$  с. для селективного действия предохранителя время его действия должно быть  $t_{\text{ПР}} = t_{\text{ЭМ}} + \Delta t = 0,04 + 0,3 = 0,34$  с.

9. Предохранитель для трансформатора  $S = 250$  кВА типа ПКТ-10 имеет ток плавкой вставки  $I_{\text{ВН}} = 32$  А (см. табл. 14.1). Ток трехфазного к.з. на шинах 0,38 кВ ( $I_{\text{кз}}^{(3)} = 2860$  А), приведенный к напряжению 10 кВ, равен 117 А. При этом токе плавкая вставка с учетом плавления и гашения дуги сгорает за  $t'_{\text{ПР}} = 2,2 + 0,5 = 2,7$  с. Действие предохранителя и автомата селективно.

При обслуживании ТП 10/0,38 кВ работниками Сельэнерго неселективная работа ПКТ 10 нежелательна. Целесообразно применение защиты ЗТИ-0,4, имеющей время срабатывания  $t_{\text{СР}} = 0,6$  с при кратности  $I_{\text{к}}^{(2)}/I_{\text{У}} \geq 7$ .

При токе  $I_{\text{к}}^{(3)} = 2860$  А кратность тока к.з. к току срабатывания ЗТИ-0,4

$$2480/100 = 24,8 \gg 8, t_{\text{ЗТИ}} \leq 0,6 \text{ с.} < 2,7 \text{ с.}$$

Селективность защиты обеспечивается.

**Пример 2.** Расчет параметров МТЗ линии 10 кВ.

Принимается и устанавливается реле РТ-85 (можно РТВ); схема соединения рале и трансформаторов тока ТТ — неполная звезда. Определяются параметры МТЗ. Выбираем ТТ ТПЛ 10-0,5/Р.

1. Рассчитывается ток срабатывания защиты:

$$\text{по (50)} I_{\text{СЗ1}} = 1,7 \cdot 42,4 \approx 72 \text{ А};$$

$$I_{\text{Л}} = \frac{S_{\text{Л}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 42,4 \text{ А};$$

по (51) — обеспечение требуемой чувствительности МТЗ:

$$I_{\text{СЗ2}} > \frac{I_{\text{кч}}^{(2)}}{1,5} = \frac{182}{1,5} = 121 \text{ А};$$

по (53) — отстройка от срабатывания предохранителя наиболее мощного трансформатора (ТП 10/0,38 кВ)  $S_{\text{ТН}} = 250$  кВА:

$$I_{\text{СЗ3}} \geq 147 \text{ А};$$

2. Из полученных 3-х значений принимаем  $I_{\text{СЗ}} = 120$  А, так как требование чувствительности является обязательным, в случае  $I_{\text{СЗ2}} > I_{\text{СЗ3}}$  принять  $I_{\text{СЗ2}} > I_{\text{СЗ}} > I_{\text{СЗ3}}$ .

3. Выбирается ТТ по условию получения вторичного тока не более максимальной уставки реле РТ-85 — 10 А (шкала 4-10 А). Расчетное значение  $n_{\text{ТТрасч}} \geq 120 / 10 = 12,0$ , стандартное  $n_{\text{ТТ}} = 75 / 5 = 15$ .

4. Ток срабатывания реле  $I_{\text{СР}} = 120 / 15 = 8$  А. Принимается ближайшая большая уставка тока  $I_{\text{СР}} = 8$  А. Тогда действительный ток срабатывания МТЗ  $I_{\text{СЗ}} = 8 \cdot 15 = 120$  А.

5. Проверяется коэффициент чувствительности по (51)

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{182}{120} = 1,5.$$

6. Время срабатывания МТЗ определяется по (54) потому, что  $I_{\text{СЗ1}} > I_{\text{СЗ2}}$ .

7. Определяется значение тока

$$I_{\text{ПР}} = \frac{I_{\text{кч}}^{(2)}}{1,3} = \frac{182}{1,3} = 140 \text{ А.}$$

8. По характеристике предохранителя определяется время его сгорания при токе 140 А:  $t_{\text{ПР}} = 0,8 + 0,4 = 1,2$  с.

9. Время срабатывания защиты линии  $t_{\text{СЗ}} = 1,2 + 0,6 = 1,8$  с.

10. По отношению токов  $I_{\text{ПР}} / I_{\text{СЗ}} = 140 / 120 = 1,17$  и времени  $t_{\text{СЗ}} = 1,8$  с определяется точка, через которую проходит характеристика реле РТ-85. В ее независимой части находят устав-

ку времени срабатывания МТЗ. В данном случае точка лежит на кривой с минимальным временем уставки 0,5 с, ее и устанавливают на реле.

**Пример 3.** Расчет параметров МТО линии 10 кВ.

1. Ток срабатывания МТО

по (55)  $I_{CO} = 1,5 I_{K3}^{(3)} = 1,5 \cdot 432 = 648 \text{ A};$

по (56)  $I_{CO} = 0,25 \cdot \sum_1^n S_{TH} = 0,25 \cdot 1200 = 300 \text{ A};$

принимаем большее значение  $I_{CO} = 648 \text{ A}.$

2. Ток срабатывания реле  $I_{CP} = 648 / 15 = 43,2 \text{ A}.$

3. Уставка срабатывания реле (кратность)  $K_i = 43,2 / 8 = 5,4$ , принимаем 6.

4. Действительный ток срабатывания отсечки  $I_{CO} = 6 \cdot 8 \cdot 15 = 720 \text{ A}.$

5. Коэффициент чувствительности МТО  $k_{CO}^{(2)} = k_{K6}^{(2)} / I_{CO} = 957 / 720 = 1,33 \geq 1,2$ . Если отсеч-

ка неселективная то:

6. В этом случае определяем ток  $I_{CO}$  (МТО) так:

по (58)  $I_{CO} = 1,5 \cdot I_{KM}^{(3)} = 1,5 \cdot 182 = 273 \text{ A};$

по (57)  $I_{CO} = 300 \text{ A};$

по (58)  $I_{CO} = 1,5 \cdot I_{K7}^{(3)} = 1,5 \cdot 210 = 315 \text{ A};$

по (59)  $I_{CO} = 1,3 \cdot I_{0,15} = 1,3 \cdot 260 = 338 \text{ A}.$

Принимаем наибольшее значение  $I_{CO} = 338 \text{ A}.$

7. Ток срабатывания реле  $I_{CP} = 338 / 15 = 22,5 \text{ A}.$

8. Уставка срабатывания реле (кратность)  $K_{i0} = 22,5 / 8 = 2,8$ .

9. Действительный ток срабатывания МТО  $I_{CO} = 2,8 \cdot 8 \cdot 15 = 336 \text{ A}.$

10. Коэффициент чувствительности МТО  $k_{CO} = 957 / 336 = 2,85 > 1,2$ .

Если отсечка чувствительна, но неселективна, то неселективность действия МТО исправляется с помощью АПВ. В случае неудовлетворительной чувствительности: 1) принимают более чувствительную, но сложную защиту, например ТЗВР, ЛТЗ, ДЗ-10-2 и 2) секционируют линию.

#### 14. Расчет сопротивлений заземлителей.

Основными методами защиты персонала, обслуживающего электрифицированные машины и другое оборудование при повреждении изоляции (замыкании на корпус) и появления напряжения прикосновения, являются: зануление, эффективность которого при однофазном к.з. рассмотрена в предыдущей главе; заземление металлических частей, соединенных с электрооборудованием; применение ЗОУ /5/.

14.1. Расчет заземлителя ТП. Заземлитель ТП выполняется контурным /11/, а его сопротивление  $R_N$  должно удовлетворять требованиям:

1) со стороны высшего напряжения ТП:

а)  $R_N \leq 125 / I_3 \text{ Ом},$

б)  $R_N \leq 10 \text{ Ом}.$

При  $\rho_{расч} > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  можно увеличить  $R_N$  в  $\rho / 500$  раз, где  $I_3$  — ток замыкания на землю в сети выше 1000 В,  $I_3 = U \cdot \lambda_{\Sigma} / 350$ ;  $U$  — напряжение ВЛ 10 кВ;  $\lambda_{\Sigma}$  — общая длина всех ВЛ 10 кВ, км.

2) со стороны напряжения до 1000 В:

в)  $R_N = 4 \text{ Ом}$  с учетом повторных заземлений. При  $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  можно увеличить  $R_N$  в  $\rho / 100$  раз;

г) общее сопротивление повторных заземлителей на каждой линии 0,38 кВ не должно превышать 10 Ом.  $R_{ПЗ} \leq 10 \text{ Ом}.$

В задании не указана длина ВЛ, отходящих от шин 10 кВ питающей подстанции, поэтому сопротивление по требованию (а) не рассматривается. Для определения сопротивления по требованию (в) учитывается сопротивление повторных заземлителей нулевого провода на ВЛ 0,38

кВ. В соответствии с требованием (г) при числе линий 4 и более (считая одну линию отключенной на ремонт, ревизию) получается

$$R_{\text{повш}} = \frac{R_{\text{пс}}}{n-1} = \frac{10}{4-1} = 3,3 \text{ Ом} < 4.$$

При числе линий  $n \geq 4$  получается  $R_{\text{п общ}} < 4 \text{ Ом}$  и требование (в) выполняется. Но согласно /11/ вблизи ТП 10/0,38 кВ сопротивление заземлителей нейтрали не должно превышать  $30 \cdot \rho / 100 \text{ Ом}$ .

При другом числе линий сопротивление искусственного заземлителя для обеспечения сопротивления по требованию (а) должно быть (без учета  $\rho / 100$ )

$$R_{\text{ниск}} = \frac{R_{\text{н}} \cdot R_{\text{повш}}}{R_{\text{повш}} - R_{\text{н}}} \quad (61)$$

Если  $R_{\text{ниск}}$  с учетом увеличения в  $\rho / 100$  раз меньше значения по требованию (б), т.е.  $R_{\text{ниск}} \cdot \rho / 100 < 10$ , то оно является расчетным. В противном случае расчетным является  $R_{\text{н}} = 10 \text{ Ом}$ .

Сопротивление вертикального заземлителя (стержня) рассчитывается по формуле

$$R_{\text{с}} = 0,366 \frac{\rho_{\text{в}}}{\lambda_{\text{с}}} \cdot \left( \lg \frac{2\lambda_{\text{с}}}{d} + 0,51 \lg \frac{4t + 3\lambda_{\text{с}}}{4t + \lambda_{\text{с}}} \right) \quad (42)$$

где  $\lambda_{\text{с}}$  — длина стержня, м;  $d$  — диаметр стержня, м;  $t$  — глубина погружения вершины стержня под поверхность земли, м.

Сопротивление горизонтальной полосы, привариваемой к стержням,

$$R_{\text{с}} = 0,3366 \frac{\rho_{\text{г}}}{\lambda_2} \cdot \lg \frac{2\lambda_2^2}{b \cdot t},$$

(63)

где  $\lambda_2$  — длина горизонтальной полосы,  $b$  — ширина полосы.

Следует учесть, что  $\rho_{\text{г}} > \rho_{\text{в}}$ .

14.2. Расчет повторных заземлителей на линии. Число повторных заземлителей на линии зависит от протяженности каждой линии, и согласно /11/ заземлители должны устанавливаться через 200 м, кроме того, у вводов производственных (трехфазных) потребителей. Рассчитывают сопротивление повторного заземлителя по тем же формулам, но выполняют его (конструктивно) незамкнутым с учетом требования (г).

пример расчета заземлителей приведен в /5/.

## 15. Защита от атмосферных перенапряжений.

15.1. Сети 10 и 0,38 кВ от прямых ударов молний не защищаются. От индуцированных перенапряжений оборудование ТП защищается разрядниками РВО 10 — со стороны высшего напряжения и РВН 0,5 — со стороны напряжения 0,38 кВ. конкретно типы разрядников выбираются по справочной литературе.

15.2. Линии 10 кВ защищаются трубчатыми разрядниками, а ВЛ 0,38 кВ — путем присоединения фазных проводов и нулевого провода к заземлителю. Грозозащитные заземлители устанавливаются через 200 или 100 м (в зависимости от грозовой деятельности) при  $n = 20 \dots 40$  часов и более 40 часов в год — соответственно. Сопротивление грозозащитного заземлителя  $R_{\text{гр}}$  не более 30 Ом. При  $\rho > 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  можно увеличить в  $\rho / 500$  раз.

15.3. Схемы защиты ТП 10/0,38 кВ приведены в /1/ и /2/. Расчет сопротивлений заземлителей на ВЛ 0,38 кВ производится, так же как и повторное. При их совмещении принимается меньшее значение. Например: сопротивление повторного заземлителя при  $\rho = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  и при сопротивлении 30 Ом будет  $R_{\text{п}} = 30 \cdot 200 / 100 = 60 \text{ Ом}$ , а грозозащитного  $R_{\text{гр}} = 30 \text{ Ом}$  — будет приниматься 30 Ом. и наоборот, при  $R_{\text{п}} = 25 \text{ Ом}$  и  $R_{\text{гр}} = 30 \text{ Ом}$  принимается 25 Ом.

## 16. Техничко-экономические показатели.

При наличии нескольких вариантов электроснабжения с одинаковыми технико-экономическим эффектом, принимается вариант с наименьшими приведенными годовыми затратами:

$$\mathcal{E}_r = E_H + K + I_r + Y, \quad (64)$$

где  $E_H$  — нормативный коэффициент эффективности капиталовложения, в энергетике  $E_H = 0,12$ ;

$K$  — капиталовложения;

$I_r$  — ежегодные издержки;

$Y$  — ущерб от перерывов в электроснабжении. Если надежность электроснабжения в вариантах одинакова, то  $Y = 0$ .

Если вариантов всего два, то капиталоемкий вариант будет более экономичным при условии, что срок окупаемости  $T$  меньше нормативного  $T_H = 1/E_H$ :

$$T_i < T_H. \quad (65)$$

Здесь

$$T_i = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} = \frac{\Delta K}{\Delta I}. \quad (66)$$

16.1. Капитальные вложения рассчитываются: для линий — с учетом климатического района, материала и типа опор, материала и сечения проводов, длины линий; для ТП — с учетом конструктивного исполнения (мачтовая или комплектная) и ее мощности.

При реальном проектировании составляется смета, в которой учитывается стоимость сооружений отдельных элементов: опор и их монтажа, проводов и их монтажа и т.д. При учебном проектировании можно пользоваться укрупненными показателями удельной стоимости  $K$ , тыс. р./км, приведенными в приложениях /2/ и /4/. Следует пользоваться одним из этих источников, так как показатели в них различаются. Реально стоимость материала и монтажа со временем изменяется, и через некоторое время показатели пересматриваются.

Расчет следует представить в виде таблицы.

Общие капитальные вложения в электрические сети, подключенные к подстанциям энергосистем, определяются по формуле

$$K = \sum_1^n K_{л} + \sum_1^n K_{ТП} + K_{я} + K_{д}, \quad (67)$$

где  $\sum_1^n K_{л}$  — капитальные суммарные вложения на сооружение электрических линий различного напряжения;

$\sum_1^n K_{ТП}$  — капитальные суммарные вложения на строительство подстанций;

$K_{я}$  — дополнительные капитальные вложения в электросистему для компенсации потерь мощности в элементах сети.

Капитальные вложения на линии рассчитываются по формуле

$$\sum_1^n K_{л} = \sum_1^n K_{0л} \cdot l_i, \quad (68)$$

где  $K_{0л}$  — удельная стоимость 1 км линии;

$l_i$  — длина участка линии одного сечения, а на ТП 10/0,38 кВ.

$$\sum_1^n K_{ТП} = \sum_1^n K_{0ТП} \cdot N_i,$$

(69)

где  $K_{0ТП}$  — удельная стоимость одной ТП 10/0,38 кВ данной мощности;

$N_i$  — число ТП такой мощности.

Значения  $K_{0л}$ ,  $K_{0ТП}$  приведены в /4/ и /2/.

16.2. Годовые издержки состоят из нескольких слагаемых:

$$I_r = I_A + I_B + I_C, \quad (70)$$

где  $I_A$  — амортизационные отчисления на восстановление и капитальный ремонт оборудования;

$I_B$  — эксплуатационные расходы, включающие зарплату, дополнительные расходы и расходы

на текущий ремонт;

$I_{\text{п}}$  — стоимость потерянной энергии.

Амортизационные отчисления определяются как доля от капитальных вложений —  $P\%$ :

$$I_{\text{а}} = P\% \cdot K. \quad (71)$$

Значения  $P\%$  приведены в /4/ и /2/.

Эксплуатационные издержки

$$I_{\text{э}} = \gamma \cdot \text{п}_{\text{ус}}, \quad (72)$$

где  $\gamma$  — годовые расходы на обслуживание условной единицы,  $\gamma = 35$  р./у.е.;

$\text{п}_{\text{ус}}$  — число условных единиц, приходящихся на данный элемент электроустановки, значения которых приведены в /4/ и /2/.

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии в элементах электрической сети

$$I_{\text{п}} = \Delta W_{\text{г}} \cdot \text{Ц}, \quad (73)$$

где  $\Delta W_{\text{г}}$  — потери энергии в линиях и трансформаторах, рассчитанные ранее в п. 11;

$\text{Ц}$  — удельная стоимость 1кВт·ч потерянной энергии в данном элементе электроустановки в течение года. Значение цены —  $\text{Ц}$  зависит от показателя режима  $h = \tau_{\text{м}} / K_{\text{мп}}$ , приведенного в /4/ и для некоторых видов потребителей в табл. 2.2. Там же содержатся расчетные данные для определения значения  $\text{Ц}$ :

$$\text{Ц} = a + b / h, \quad (74)$$

где  $a$  и  $b$  — постоянные составляющие цены потерь энергии для данного элемента системы, значения которых для энергосистемы центра, приведены в табл. 17.1.

16.2.1. Значение показателей режима  $h$ ,  $\tau_{\text{м}}$  и  $K_{\text{мп}}$ .

Наименование элементов сети	Характеристика нагрузки	$\tau_{\text{м}}$ , ч/год	$K_{\text{мп}}$	$h$ , ч/год	$a$	$b$ , к/кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
Линия 35 кВ	Смешанная	1500	0,82	3000	0,82	4200
Подстанция 35/10 кВ	Смешанная	2000	0,80	2500	0,83	4500
Линия 10 кВ	Смешанная	1900	0,70	2700	0,84	5000
ТП 10/0,38 кВ	Смешанная с преобладанием коммунально-бытовой	1400	0,90	1600	0,87	6100
То же	То же с преобладанием производственной	1800	0,65	2800	0,87	6100
ТП 10/0,38 кВ	Коммунально-бытовая	1100	0,64	1700	0,87	6100
То же	МТФ	3500	0,65	5500	0,87	6100
То же	СТФ	2500	0,25	10000	0,87	6100
То же	Мастерская	1600	0,10	16000	0,87	6100
Линия 0,38 кВ	Смешанная	1200	0,65	1900	0,90	6800
То же	Коммунально-бытовая	900	0,64	1400	0,90	6800
То же	Производственная	1000	0,40	2500	0,90	6800

16.3. Определение стоимости 1 кВ·А мощности, потребляемой объектом электрификации, и 1 кВт·ч, отпущенного с шин 0,38 кВ ТП 10/0,38 кВ. Для получения этих показателей необхо-



димо знать капитальные вложения и годовые издержки, относящиеся к объекту электрификации. На участке 0-1 (рис. 4.1.) к объекту будет относиться только доля общих затрат, пропорциональная мощности объекта, к полной мощности на участке 0-1

$$K = \frac{S_{об}}{S_{01}} \quad (75)$$

С учетом этого определяют капитальные вложения и издержки общие и на объект. Результаты расчетов представляют в виде таблиц. В качестве примера используются имеющиеся данные по объекту. В нашем случае  $K_K = 197/733 = 0,27$ .

### 16.3.1. Капитальные вложения на элементах сети К.

Элемент электроустановки	Обозначение	Кол-во единиц, км	Стоимость, тыс. р.		
			Един.	Общая	Доля объекта
1	2	3	4	5	6
Ячейки 10 кВ (КРУ)	К <sub>я</sub>	1,0	3,20	3,20	0,86
ВЛ 10 кВ на ж.б. опорах, А70, у-ка 0-1	К <sub>л1</sub>	10,0	2,60	26,00	7,02
То же АС35, у-ка 1-2	К <sub>л2</sub>	12,0	2,30	27,60	27,60
ТП 10/0,38 кВ 160 и 63 кВ·А из /8/	К <sub>ТП</sub>	2,0	2,87	2,87	2,87
ВЛ 0,38 кВ на ж.б. опорах, Ш р-н гололеда, 4хА50	К <sub>л3</sub>	0,5	3,55	1,78	1,78
То же 4хА35	К <sub>л4</sub>	2,0	3,30	6,60	6,60
То же 3хА35	К <sub>л5</sub>	1,5	3,15	4,72	4,72
То же 3хАС25	К <sub>л6</sub>	1,0	3,00	3,00	3,00
Итого: на оборудование					3,73
Итого: на линии					50,72

Определяется только годовые издержки, относящиеся к объекту.

### 16.3.2. Годовые издержки на передачу электроэнергии, тыс. р.

Элемент электроустановки	Кол-во ед.	Доля $\Sigma K$	Амортизация		Эксплуатационные			На компенсацию потерь энергии		
			%	И	$\rho_{ус}$	$\Sigma \rho_{уч}$	$\rho_{\phi}$	$\Delta W$ , кВт·ч	$\rho$ , р/кВт·ч	$I_{\phi}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ячейка 10 кВ	1	0,86	6,4	0,055	6,4	1,73	0,061	—	—	—
ВЛ 10 кВ уч-к 0-1	10	7,02	3,6	0,253	1,7	4,59	0,161	4653	0,027	0,126
То же, уч-к 1-2	12	27,60	3,6	0,994	1,7	20,40	0,714	4673	0,027	0,127
ТП 10/0,38 кВ	2	2,87	6,4	0,184	4,0	8,00	0,280	11479	0,047	0,539
ВЛ 0,38 кВ	5	16,10	3,6	0,580	13,8	69,0	2,415	5860	0,045	0,264
Итого:				2,066			3,631			1,056

Примечание. Потери энергии от нагрузки объекта в ВЛ 10 кВ на участке 0-1 рассчитываются как доля от потерь на нем с учетом коэффициента  $K_K$ .

Суммарные годовые издержки по (70)

$$I_{Г} = 2066 + 3631 + 1056 = 6753 \text{ р.}$$

Для определения количества энергии, отпущенной с шин ТП 10/0,38 кВ,  $S_{ТН}=160 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ , следует учесть, что затраты рассчитаны на обе ТП объекта:

$$W_{Г} = \sum_1^n (S_{М} \cdot T_{М}) = 135 \cdot 3200 + 59,6 \cdot 2500 = 581000 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость передачи 1 кВт·ч энергии от шин 10 кВ питающей подстанции

$$C = \frac{6753 \cdot 10^2}{581000} = 1,162 \text{ к/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Без учета издержек на ВЛ 10 кВ и ячейку

$$C = \frac{4262 \cdot 10^2}{581000} = 0,73 \text{ к/кВт}\cdot\text{ч.}$$

$$\text{Стоимость одного кВт мощности } K_{\phi} = \sum_1^n \frac{K}{\Sigma S} = \frac{54450}{194,6} = 280 \text{ р./кВ}\cdot\text{А.}$$

### Рекомендуемый библиографический список.

1. Акимцев Ю.И., Веялис .Б.С., Электроснабжение сельского хозяйства .М.: Колос, 1983. 384 с.;1994.288с.
2. Будзко И.А., Зуль Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства. М.:Агрпромиздат,1990. 496 с.
3. Курсовое и дипломное проектирование электроснабжения сельского хозяйства/ Васильев Л.И., Ихтейман Ф.М., Симоновский С.Ф. и др. М.: Агрпромиздат, 1989. 159 с.
4. Каганов И.Л. Курсовое и дипломное проектирование. М.: Агрпромиздат , 1990. 351 с.
5. Луковников А.В., Шкрабак В.С. Охрана труда. М.: Агрпромиздат, 1991.
6. Методические указания к курсовому проектированию по расчету нагрузок ВЛ 0,38 кВ с применением ЭВМ / Сост. Л.М. Мелихова; Волгогр. с.-х. ин.-т. Волгоград.
7. Методические указание к курсовому и дипломному проектированию по выбору сечений и марок проводов сельских линий электропередач / Сост. Л.М. Мелихова ; Волгогр. с.-х. ин.-т. Волгоград, 1993.
8. Методические указания к оформлению курсовых и дипломных проектов для студентов специальности 1510/ Сост. В.Д. Бутенко; Волгогр. с.-х. ин.-т. Волгоград, 1984.
9. Методические указания по изучению дисциплины «Электроснабжение сельского хозяйства» (для студентов заочного обучения) / Сост. И.А. Будзко, В.Е Дудина , В.М. Расторгуев; ВСХИ-30. М: 1993.
10. Нормы технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения. НТПС-88. М.: Минэнерго СССР, 1988.
11. Правила устройства электрических установок. М.: Энергоатомиздат, 1987.
12. Сельэнергопроект. РУМ. 1981. Ноябрь.
13. Сельэнергопроект. РУМ. 1986. Июнь, июль. 1987. Сентябрь.
14. Сельэнергопроект. РУМ. 1987. Август.
15. Сельэнергопроект. РУМ. 1978. Сентябрь.
16. Сельэнергопроект. РУМ. 1976. Ноябрь.

Приложение П.1

1.1. Общественно-коммунальная нагрузка.

№ шифра (код)	Наименование потребителей	Максимальная нагрузка							
		Дневная				Вечерняя			
		$P_d$	$\overline{P_d}$	$Q_d$	$\overline{Q_d}$	$P_v$	$\overline{P_v}$	$Q_v$	$\overline{Q_v}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
502	Школа начальная на 160 учащихся	11	2	—	—	4	0,5	—	—
503	Школа общеобразовательная с мастерской на 190 уч-ся	14	3	7	2	20	5	10	2
504	— на 320 уч-ся	20	5	10	3	40	14	20	5
508	Спальный корпус школы-интерната на 50 мест	5	0,5	—	—	10	2	—	—
509	— на 80 мест	8	1,5	—	—	15	4	—	—
510	Столовая школы-интерната	9	2	4	0,5	5	0,5	—	—
511	Мастерская при сельской школе	7	1,5	5	1	2	0,2	—	—
512	Детские ясли сад на 25 мест	4	0,5	—	—	3	0,2	—	—
513	— на 50 мест	9	2	5	0,5	6	0,5	—	0,2
515	то же с электроплитой	18	5	5	0,5	12	3	4	0,5
518	Административное здание (контора к-за, с-за)	15	4	10	2	8	1	—	—
525	Клуб со зрительным залом на 150-200 мест	3	0,5	1,5	0,3	10	2	6	1,5
526	— на 300-400 мест	6	1	3	0,6	18	5	10	2
527	ДК со зрительным залом на 150-200 мест	5	0,8	3	0,2	14	2	8	2
528	— на 300-400 мест	10	2	6	1	32	6	20	4
537	Столовая на 25 мест	5	1	3	0,5	2	0,2	—	—
538	— на 35-50 мест	9	2	4	0,5	3	0,5	—	—
540	— с электронагревательным оборудованием на 35 мест	20	13	10	4	10	4	4	1
544	То же с электроплитой на 35 мест	35	13	15	4	15	4	5	1
541	Столовая с электронагревательным оборудованием на 50 мест	35	13	15	4	15	4	5	1
545	То же с электроплитой	50	22	20	6	20	6	10	2
550	Магазин на 2 рабочих места (смеш. ассортимент)	2	0,8	—	—	4	1,6	—	—
551	— на 4 рабочих места продовольственный	10	2	5	0,5	10	2	5	0,5
552	То же промтоварный	6	1	—	—	6	1	—	—
556	Комбинат бытового обслуживания на 6 рабочих мест	3	0,5	2	0,2	1	0,2	—	—
557	То же на 10 рабочих мест	5	1	3	0,5	2	0,5	—	—
559	Баня на 5 мест	3	0,2	2	0,2	3	0,2	2	0,2
560	Баня на 10 мест	7	0,5	2	0,2	7	0,5	2	0,2
561	Баня на 20 мест	8	2	5	0,5	8	2	5	0,1
562	Прачечная производительностью 0,125 т/см	10	2	6	1	10	2	6	1
563	То же на 0,25 т/см	13	3	8	2	12	3	8	2

### 1.2. Производственные потребители

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
339	Кузница	5	0,5	—	—	1	0,2	—	—
340	Плотницкая	10	2	8	2	1	0,8	—	—
341	Столярный цех	15	2	10	2	1	0,2	—	—
342	Лесопильный цех с пилой ЛРМ-79 (22 кВт)	16	3	18	3	2	0,5	—	—
343	— Р-65 (30 кВт)	23	5	27	6	2	0,5	—	—
346	Мельница с жерновым поставом 7/4 (13 кВт)	10	2	8	1	1	0,2	—	—
348	Мельница вальцовая производительностью 6 т/сутки (10 кВт)	15	4	10	2	1	0,2	—	—
350	Крупорушка	12	3	10	2	1	0,2	—	—
353	Маслобойка	10	2	7	1	1	0,2	—	—
356	Хлебопекарня производительностью 3 т/сутки	5	0,5	4	0,5	5	0,5	4	0,5
375	Гараж с профилаторием на 10 автомашин	20	5	18	5	10	2	8	1
376	То же на 25 машин	30	10	25	8	15	4	12	2
384	Котельная с 2-мя котлами «Универсал-6»	15	5	10	2	15	5	10	2
20	Репродукторная свиноферма на 200 маток	65	35	55	25	35	15	25	10
139	Свинарник-маточник на 50 голов с электрообогревом	28	13	12	4	28	13	8	2
143	То же на 100 голов	55	30	25	15	55	30	15	5
145	Свинарник-откормочник на 1000-1200 голов	6	0,5	5	0,5	9	1	9	1
146	Кормоцех для свинофермы на 100 маток и 1000 голов откорма или на 2000 голов откорма (22 кВт)	26	6	23	5	10	1	7	0,5
109	Коровник привязного содержания, механизированной дойкой, уборкой навоза и электроводонагревом на 200 коров	17	4	13	3	17	4	13	3
110	То же на 400 голов	45	20	33	12	45	20	33	12
22	МТФ на 200 коров	35	10	30	10	25	10	20	5
23	МТФ на 400 коров	105	60	90	50	105	60	90	50
32	Площадка по откорму КРС на 1000 мест	40	15	35	10	25	10	20	5
33	То же на 2000 мест	75	35	65	30	45	20	40	15
118	Телятник с родильным отделением на 120 телят	5	0,5	3	0,2	8	1	5	0,5
119	То же на 200 телят	6	1	4	0,5	10	2	6	1
121	Родильное отделение с профилаторием на 48 мест	20	5	15	4	20	5	15	4
132	Кормоцех фермы КРС на 800-1000 голов	50	20	45	20	50	20	45	20
133	Молочный блок при коровнике на 3 т сут.	15	4	15	4	15	4	15	4
134	То же на 6 т сут.	20	5	20	5	20	5	20	5
135	Кормоприготовительная при коровнике	6	1	5	0,5	6	1	5	0,5

Приложение П.2

Таблицы интервалов экономических нагрузок для основных и дополнительных сечений ВЛ 10 кВ.

Деревянные опоры с железобетонной приставкой			Железобетонные опоры		
Интервал нагрузок кВ·А	Марки и сечения проводов		Интервал нагрузок кВ·А	Марки и сечения проводов	
	Основные	Дополнительные		Основные	Дополнительные
1	2	3	4	5	6
1-й район по гололеду. 1-3 по ветру					
0-75	АС-35	АС-50, А-70, А-95	0-140	АС-50	АС-50
75-800	АС-35		140-588	АС-35	
800-1187	А-70	А-95	588-1225	АС-50	А-70, А-95
Свыше 1187	А-95	А-70	Свыше 1225	А-95	А-70
2-й район по гололеду. 1-3 по ветру					
0-250	АС-35	АС-50	0-210	АС-35	АС-50
250-750	АС-35	АС-50, АС-70	210-555	АС-35	АС-50, А-70
750-1185	АС-50	АС-35, А-70, А-95	555-980	АС-50	А-70, А-95
Свыше 1185	А-95	АС-50, А-70	Свыше 980	АС-95	АС-50, А-70
3-й район по гололеду. 1-3 по ветру					
0-200	АС-50		0-380	АС-50	АЖ-50, А-70
200-1022	АС-50	АЖ-50, А-70	380-1000	АС-50	АЖ-50, А-70, А-95
1022-2050	А-70	А-95	Свыше 1000	А-95	АЖ-50, АС-70, А-95
Свыше 2050	А-95	А-70			
4-й район по гололеду. 1-4 по ветру					
0-240	АС-50	АЖ-50			
240-1361	АС-50	АЖ-50, АС-70			
805-1420	АС-70	АС-95			
Свыше 1420	АС-95	АС-70			

Примечание. Для 4-го района по ветру применяется только сталеалюминевые или из сплавов с алюминием.

Приложение П.3

Таблица интервалов экономических нагрузок для основных и дополнительных сечений проводов ВЛ 0,38 кВ (для всех материалов опор и ветровых районов 1-4)

Интервал нагрузок, кВт	Марка и сечение основных дополнительных проводов	Основные или дополнительные сечения	Превышение приведенных затрат, %	Интервал нагрузок, кВт	Марка и сечение основных дополнительных проводов	Основные или дополнительные сечения	Превышение приведенных затрат, %
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Гололед 5 мм</i>				<i>Гололед 15 мм</i>			
0 - 5,6	2A25+A25	Осн.		0,6 - 6	A35+A35	Осн.	
	3A25+A25	Доп.			2A35+A35	Доп.	
	3A35+A35	Доп.			3A35+A35	Доп.	
5,6 - 20,5	3A25+A25	Осн.		6 - 11,8	2A35+A35	Осн.	
	3A35+A35	Доп.	6,25 - 0		3A35+A35	Доп.	
	3A50+A50	Доп.	15,1 - 2,8		3A50+A50	Доп.	
20,5 - 26,4	3A35+A35	Осн.		11,8 - 25,1	3A35+A35	Осн.	
	3A25+A25	Доп.	-1,00 - 3,7		2A35+A35	Доп.	
	3A50+A50	Доп.	2,55 - 0,25		3A50+A50	Доп.	
<i>Свыше</i> 26,4	3A50+A50	Осн.		25,1 - 28,4	3A35+A35	Осн.	
	3A35+A35	Доп.	0,95 - 4,7	<i>Свыше</i> 28,4	3A50+A50	Доп.	2,25 - 0,15
					3A50+A50	Осн.	
					3A35+A35	Доп.	2,75 - 0,8
<i>Гололед 10 мм</i>				<i>Гололед 20 мм</i>			
0 - 3,1	A35+A35	Осн.		0 - 4,4	A35+A35	Осн.	
	2A35+A35	Доп.			2A35+A35	Доп.	
	3A35+A35	Доп.	9,15		3A35+A35	Доп.	
3 - 5,8	2A35+A35	Осн.		4,4 - 13,0	2A35+A35	Осн.	
	A35+A35	Доп.			3A35+A35	Доп.	
	3A35+A35	Доп.			3A35+A35	Доп.	
5,8 - 13,5	3A35+A35	Осн.		13,0 - 17,7	3A50+A50	Доп.	
	2A35+A35	Доп.			3A35+A35	Осн.	
	3A50+A50	Доп.			2A35+A35	Доп.	
13,5 - 25,4	3A35+A35	Осн.		17,7 - 26,4	3A50+A50	Доп.	
	3A50+A50	Доп.			3A35+A35	Доп.	
<i>Свыше</i> 25,4	3A50+A50	Осн.	0 - 5,7		2A35+A35	Доп.	0,1
	3A35+A35	Доп.			3A50+A50	Доп.	3,5
				<i>Свыше</i> 26,4			
					3A50+A50	Осн.	
					3A35+A35	Доп.	0,75 - 3,5

Удельные потери напряжения в проводах ВЛ 10 кВ, % / 1 кВ А км 10<sup>3</sup>

Cos φ	AC	A	AC	A	AC, C	AC	A	AC, A	A
	35		50		70	90		120	150
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,78	0,850	0,6	0,588	0,42	0,32	0,300	0,25	0,130
0,98	0,844	0,913	0,620	0,656	0,491	0,393	0,374	0,325	0,207
0,96	0,861	0,928	0,688	0,676	0,515	0,419	0,400	0,352	0,237
0,94	0,869	0,935	0,700	0,689	0,531	0,435	0,418	0,371	0,259
0,92	0,875	0,939	0,709	0,698	0,543	0,451	0,433	0,387	0,276
0,90	0,876	0,939	0,714	0,704	0,522	0,462	0,444	0,399	0,291
0,88	0,876	0,938	0,718	0,707	0,560	0,472	0,454	0,410	0,304
0,86	0,875	0,936	0,720	0,710	0,561	0,475	0,462	0,415	0,316
0,84	0,872	0,931	0,721	0,711	0,570	0,486	0,469	0,427	0,326
0,82	0,870	0,926	0,722	0,711	0,574	0,492	0,475	0,435	0,336
0,80	0,864	0,920	0,720	0,710	0,576	0,496	0,480	0,440	0,344
0,78	0,858	0,913	0,718	0,709	0,578	0,499	0,484	0,445	0,352
0,76	0,853	0,906	0,716	0,707	0,579	0,503	0,488	0,450	0,359
0,74	0,847	0,898	0,714	0,704	0,581	0,507	0,491	0,455	0,365
0,72	0,839	0,890	0,709	0,701	0,579	0,507	0,494	0,457	0,371
0,70	0,776	0,881	0,706	0,697	0,580	0,510	0,496	0,461	0,377

Приложение П.5

Удельные потери напряжения в проводах ВЛ 380/220 В, % на 1 кВ·А км  $10^{-3}$ .

Потери в фонарном проводе cosφ	А-25 2,645		А-35 1,901		А-50 1,322	
	3Ф+0	2Ф+0	3Ф+0	2Ф+0	3Ф+0	2Ф+0
	1	2	3	4	5	6
1.00	0,882	1,984	0,634	1,426	0,441	0,992
0.98	0,912	2,052	0,668	1,502	0,477	1,074
0.96	0,914	2,057	0,674	1,517	0,487	1,096
0.94	0,911	2,050	0,676	1,520	0,492	1,107
0.92	0,906	2,038	0,675	1,518	0,495	1,113
0.90	0,899	2,022	0,672	1,513	0,496	1,116
0.88	0,890	2,004	0,669	1,505	0,496	1,116
0.86	0,881	1,983	0,664	1,495	0,495	1,114
0.84	0,871	1,961	0,659	1,484	0,494	1,111
0.82	0,861	1,937	0,654	1,471	0,492	1,106
0.80	0,850	1,953	0,647	1,457	0,489	1,101
0.78	0,838		0,641		0,486	
0.76	0,827		0,634		0,483	
0.74	0,815		0,626		0,479	
0.72	0,802		0,619		0,475	
0.70	0,789		0,611		0,471	
0.68	0,776		0,603		0,466	
0.66	0,763		0,594		0,462	
0.64	0,749		0,586		0,457	
0.62	0,736		0,577		0,452	
0.60	0,722		0,568		0,446	

Приложение П.6

Основные ТЭП комплектных конденсаторных установок 0,38 кВ.

Тип установки	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Номиналь- ная мощ- ность, квар	Исполнение	Цена уста- новки Р.	Расчетная стоимость Р.
1	2	3	4	5	6
УК-0.38-75У3	0,38	75	Внутр. уст.	571	638
УК-0.38-54У3	0,38	54	—	304	340
УК-0.38-72У3	0,38	72	—	406	454
УК-0.38-108У3	0,38	108	—	561	627
УКВМ-0.38-100У3	0,38	100	—	880	984
УКТ-0.38-189У3	0,38	150	—	1080	1507
УКТ-0.38-25У3	0,38	25	—		
УКТ-0.38-50У3	0,38	50	—		
УКТ-0.38-20У1	0,38	20	Наруж. уст.		
УКТ-0.38-40У1	0,38	40	—		
УКТ-0.38-80У1	0,38	80	—		



Приложение П.7

Среднее значение кратностей начальных моментов сопротивления некоторых механизмов и коэффициентов загрузки работающих АД.

Наименование механизмов	Момент сопротивления троганию				Максимальный момент		Коэффициент загрузки
	Пуск без нагрузки		Пуск под нагрузкой		кгс. М <sub>двиг</sub>	Отн. М <sub>двиг</sub>	
	кгс. М <sub>двиг</sub>	Отн. М <sub>двиг</sub>	кгс. М <sub>двиг</sub>	Отн. М <sub>двиг</sub>			
1	2	3	4	5	6	7	8
Вентиляторы пропеллерные, дисковые (осевые)				0,30		1,50	
Вентиляторы центробежные		0,30		0,30		1,50	
Генераторы стандартные постоянного тока		0,12				1,50	
Дробилки копические		1,00				2,50	
Дробилки молотковые		1,50				2,50	
Дробилки щековые		1,00				2,50	
Дробилки валковые		1,00				2,50	
Дробилки кормов УДКТ-ВИЭСХ	0,50				1,4		
То же, но РДВ-3000	0,61				1,5		
То же, но ДМК-0,1	0,60				1,5		
То же, но ДКУ-1	0,70	0,08			1,6		
То же, но ДКУ-м	1,00	0,12					
То же, но ДКУ-2	1,50				5,6		
То же, но ДЖ-0,5	0,26				0,8		
Измельчитель грубых кормов ИГК-30	0,30	0,01			1,7		
Измельчитель кормов «Волгарь»	1,20	0,10			1,0		
Измельчитель РИК-3	0,19				0,8		
Измельчители дисковые		0,60				1,75	
Корнерезка РКР-2,0	0,30				0,3		
Компрессоры центробежные (турбокомпрессоры)		0,30		0,30		1,50	
Компрессоры поршневые, воздушные и газовые		0,40				1,40	
Лесопильные рамы		1,00				1,50	
Ленточные пильные рамы, пилы ленточные		1,50				2,50	
Мельница Жордана		0,50				1,50	
Мельницы мукомольные (трансмиссии)				1,75		1,50	
Мельницы стержневые				1,75		1,75	
Мельница ДГМ-0,5	0,35						0,90
Молотилка льняного вороха ВМ-2,5	4,30	0,50					0,80
Насосы, вакуумные поршневые		0,40				1,40	
Насосы поршневые		0,40		1,50		1,50	
Насосы пропеллерные		0,30		0,30		1,40	
Насосы центробежные		0,30		0,30		1,50	
Пилы обрезные, станки с круглой пилой		0,30				2,50	
Пилы отделочные		1,00				1,50	
Раздатчик кормов УЗК-2500	1,08						0,80
Соломосилосорезка РСБ-3,5	0,10		3,00		0,7		
Соломосилосорезка РСБ-6,0	0,17				1,4		
Транспортеры уборки навоза ТН-4,5	2,42						0,46
Транспортеры уборки навоза (скрепер)	1,70						0,48
Транспортеры уборки навоза (продольные)	0,60	0,50	0,80	0,70			0,50
То же, но типа ТСН 2	1,60	0,40	2,61	0,60	2,9		
Транспортер ленточный для зерна	1,27						0,80

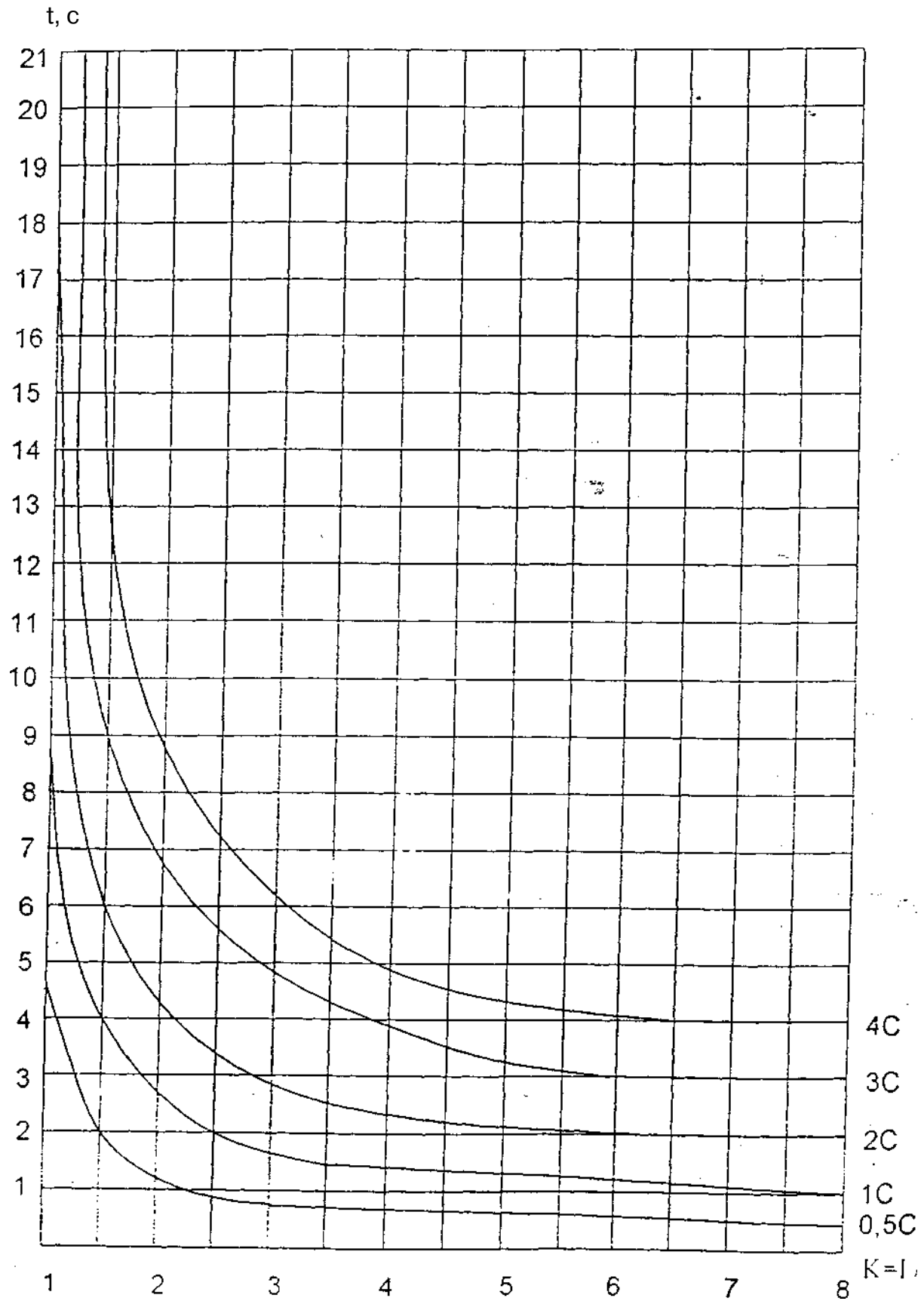


Рис. 4. Время-токовые характеристики реле РТ-85.

Технические данные трехполюсных автоматов

Трехполюсный воздушный автоматический выключатель	Номинальный ток выключателя, А	Исполнение расцепителя*	Номинальный ток расцепителя, А	Уставка тока мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя, А	Предельный ток отключаемый выключателем при $U_H = 350$ В. кА
A3163	50	T	15; 20; 25; 30; 40; 50	—	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5
A3114/1	100	K	15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 80; 100	$10 I_H$	3; 4; 5; 7; 8,5; 10; 11; 11,5; 12
A3114/5	100	M	15; 20; 25; 40; 70; 100	150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 800; 1000	3; 4; 5; 7; 9; 12
A3124	100	K	15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 80; 100	430; 600; 800	5,5; 6; 9; 10; 13; 19; 20; 22; 23
		M	100	430; 600; 800	23
A31134	200	K	120; 150; 200	$7 I_H$	19; 23; 30
		M	200	840; 1050; 1400	30
АП-50Б	63	K	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50; 63	$10 I_H$	—
АП-50-3МТ	50	K	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25; 40; 50	$3,5 I_H \pm 15\%$ ; $8 I_H \pm 20\%$ ; $11 I_H \pm 20\%$	Для $I_H = 1,6$ А—0,3; 2,5 А—0,4; 4 А—0,6
АП-50-2МЗТО	50	K	10; 16; 25; 40; 50	$3,5 I_H \pm 15\%$ ; $8 I_H \pm 20\%$ ; $11 I_H \pm 20\%$	Для $I_H = 6,4$ А—0,8; 10 А и более—1,5 кА
АП-50-3МЗТД					
АЕ-2036Р	25	K	0,6; 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$3 I_H$ ; $12 I_H$	Для $I_H = 0,6 \dots 1,6$ А—1,5; 2...4,5 А—0,9; 6...12,5 А—1,5; 16...25 А—3
ВА-57-35	250	K	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250	$12 I_H$ ; $10 I_H$	5; 6; 8; 15; 25; 35; 40; 60; 80; 100; 110;
АЕ-2046	63	K	10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63	$3 I_H$ ; $12 I_H$	Для $I_H = 10$ и 12,5 А—2; 16 А—3; 20 и 25 А—3,5; 32...63 А—6
АЕ-2056	100	K	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100	$3 I_H$ ; $12 I_H$	Для $I_H = 10$ А—3; 20...25 А—4; 32...4 А—6; 50...100 А—9
A3714Б	80 160	П и М	40; 50; 63; 80 100; 125; 160	Для М 1000 Для П (3; 5) $I_H$	18...36 75
A3724Б	250	П и М	160; 200; 250	2500 (7; 10) $I_H$	74
A3734Б	400	П и М	250; 320; 400	4000	100
A3744Б	630	П и М	400; 500; 630	6300	100
ВА51Г-25	25	K	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10 I_H$	—
ВА51Г-31	100	K	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	$14 I_H$	—
ВА51Г-33	160	K	80; 100; 125; 160	$14 I_H$	—
ВА51Г-35	250	K	160; 200; 250	$10 I_H$	—
ВА51Г-37	400	K	250; 320; 400	$10 I_H$	—
ВА51Г-39	630	K	400; 500; 630	$10 I_H$	—

\* Т — тепловой, К — комбинированный, М — электромагнитный, П — полупроводниковый.

\*\* Для выключателей А3100 и А3700 — это ударный ток короткого замыкания  $I_{k1}$ , для выключателей АП-50 и АЕ-2000 — это действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания  $I_{k2}$ .

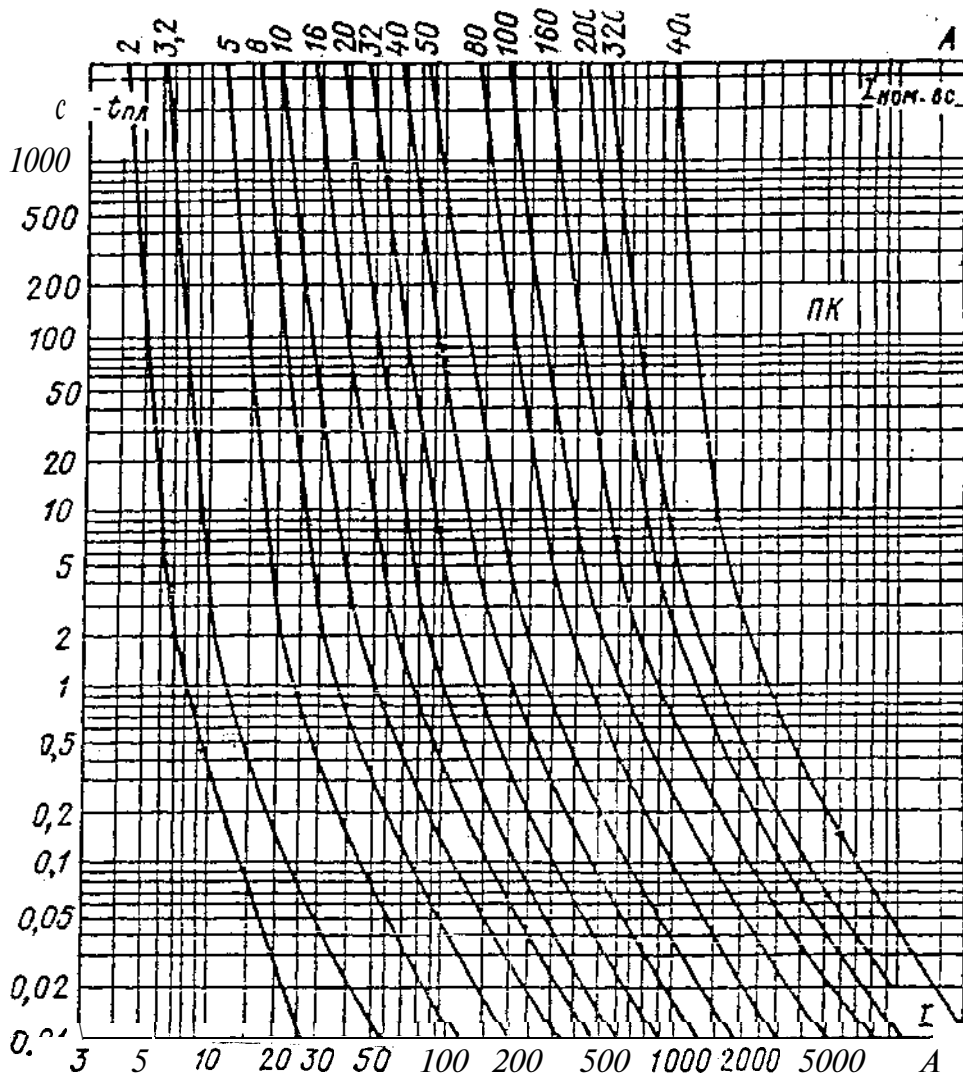


Рис. 3-2. Время-токовые (защитные) характеристики предохранителей ПК (каталог 1976 г.)

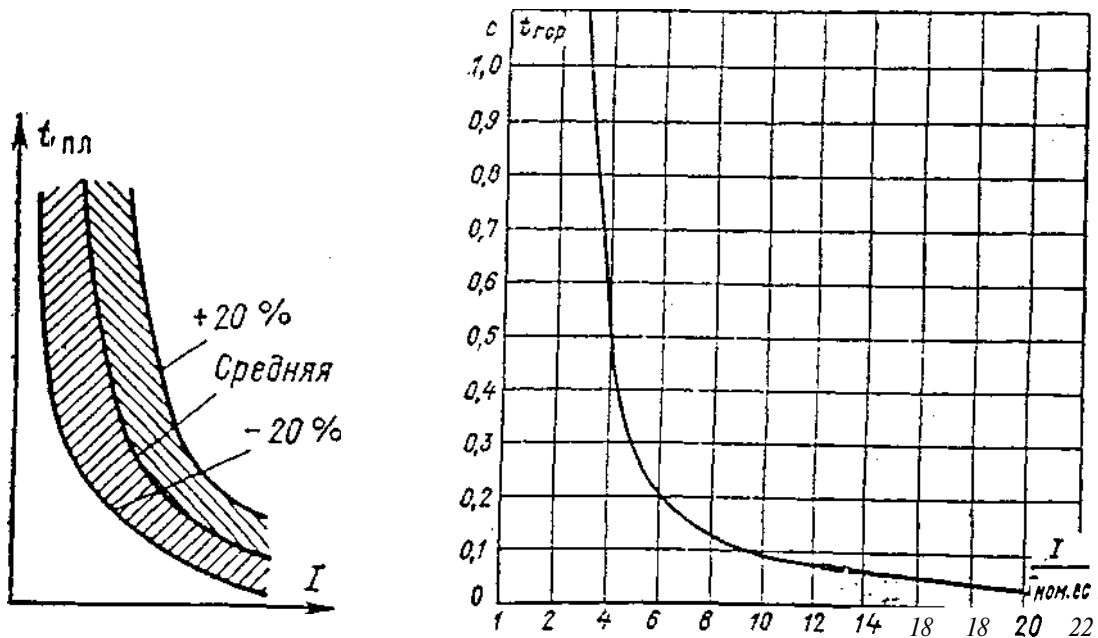


Рис. 3-3. Разброс защитных характеристик плавких предохранителей выше 1000 В

Рис. 3-4. Зависимость наибольшего времени горения дуги от кратности тока для предохранителей типа ПК (каталог 1976 г.)

**Приложение 8**  
**Техническая характеристика ЗТИ-0,4**

РЗ-571Т

Номинальный ток $I_n$	Защита от междуфазных и однофазных к.з.				$I_n, A$	$I_y$
	Уставка по току $I_y$ и погрешность		$t_{ср}$	Погреш.		
	При междуфазных к.з	При однофазных к.з. на нулевой провод	Погрешность, %	$t = \frac{4,2}{\frac{I_y}{I_n} - 1}$	$\pm 40\%$ при $\frac{I_k}{I_y}$ от 2 до 5	10, 15, 25, 40, 50, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 600
63	100	40	$\pm 0,2 I_y$		$I_k \leq 200 A$	
100	160	80	$\pm 0,2 I_y$			
160	250	120	$\pm 0,2 I_y$			

Примечание: для реле РЗ-571Т следует выбирать  $I_n \geq 2 I_{н.с.}$

**Оглавление**

1. Общее положение.....	1
2. Оформление расчетно-пояснительной записки.....	2
3. Расчет электрических нагрузок.....	2
4. Определение нагрузки питающей линии 10 кВ и ее электрический расчет.....	7
5. Составление таблицы отклонения и потерь напряжения в элементах сети.....	9
6. Определение числа ТП и места их расположения.....	10
7. Составление расчетной схемы сети 0,38 кВ, выбор ВЛ по потере напряжения.....	11
8. Определения мощности и конструктивного исполнения ТП 10/0,38 кВ.....	15
9. Определение мощности конденсаторной батареи для компенсации cosφ.....	16
10. Проверка линии 0,38 кВ на запуск асинхронного двигателя АД.....	17
11. Расчет потерь мощности и энергии.....	19
12. Расчет токов короткого замыкания.....	20
13. Выбор аппаратуры для коммутации и защиты от к.з.....	22
14. Расчет сопротивления заземлителей.....	29
15. Защита от атмосферных перенапряжений.....	30
16. Техничко-экономические показатели.....	31
Рекомендуемый библиографический список.....	34
Приложение 1.....	35
Приложение 2.....	37
Приложение 3.....	38
Приложение 4.....	38
Приложение 5.....	38
Приложение 6.....	38
Приложение 7.....	39
Приложение 8.....	40