

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РФ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
ФГБОУ ВО КОСТРОМСКАЯ ГСХА

Кафедра электроснабжения

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Методические рекомендации
по выполнению курсовой работы
для студентов направления подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
профиль «Электроснабжение»
очной и заочной форм обучения

КАРАБАЕВО
Костромская ГСХА
2015

УДК 621.311.1

ББК 31277.1

Э 45

Составитель: к.т.н., доцент, зав. кафедрой электроснабжения Костромской ГСХА *Д.М. Олин.*

Рецензент: к.т.н., доцент, зав. кафедрой теоретических основ электротехники и автоматики Костромской ГСХА *А.В. Рожнов.*

Рекомендовано к изданию методической комиссией факультета электрификации и автоматизации сельского хозяйства, протокол № 5 от 09.06.2015 г.

Э 45 **Электрическая часть электростанций и подстанций** : методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение» очной и заочной форм обучения / сост. Д.М. Олин. — Караваево : Костромская ГСХА, 2015. — 50 с.

Издание содержит методические рекомендации по выполнению курсовой работы по дисциплинам «Электрическая часть электростанций и подстанций» и «Электрическая часть ТЭЦ и подстанций систем электроснабжения».

Методические рекомендации предназначены для самостоятельного выполнения курсовой и контрольной работ студентами направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение» очной и заочной форм обучения.

УДК 621.311.1

ББК 31277.1

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
СОДЕРЖАНИЕ И ОБЪЕМ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ.....	5
ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ.....	5
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ.....	6
ВЫБОР ВАРИАНТА ПРОЕКТА.....	8
1. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ (ПС).....	10
2. ВЫБОР ЧИСЛА, ТИПА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	13
3. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС.....	18
4. ВЫБОР СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ.....	19
5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ.....	20
6. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПС ..	24
7. ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ.....	25
8. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ НА ПС.....	35
9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА КАБЕЛЕЙ ПИТАЮЩИХ ТП.....	39
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	44
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	45

ВВЕДЕНИЕ

Курсовое проектирование является одним из важнейших и эффективных видов учебного процесса в академии, формирующих будущих инженеров. Выполняя курсовую работу, студенты учатся применять теоретические знания, полученные при изучении специальных курсов, знакомятся с методами и приемами проектирования, приобретают навыки инженерных расчетов, использования технической литературы: каталогов, справочников, ГОСТов. В процессе проектирования студент должен научиться решать поставленные задачи, четко и в краткой форме обосновывать в пояснительной записке все принятые решения, технически грамотно оформлять текст записки и графический материал с соблюдением требований ЕСКД.

Курсовая работа предшествует работе над дипломным проектом и является основой для одного из разделов дипломного проекта.

СОДЕРЖАНИЕ И ОБЪЕМ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Расчётно-пояснительная записка включает в себя титульный лист, задание на проектирование с исходными данными, лист рецензии, аннотацию, содержание, введение, основное содержание работы, выводы и список использованных литературных источников.

Титульный лист, бланк задания, бланк рецензии на работу оформляются в соответствии с формами, представленными в приложении 1.

В **аннотации** кратко излагаются основные положения и полученные данные, а также указывается количество страниц пояснительной записки, количество рисунков и таблиц, использованных литературных источников. Объём аннотации составляет 15-20 строк (1200 символов).

Во **введении** раскрывается сущность решаемых задач и их значение для народного хозяйства.

Основное содержание работы излагается в разделах с разбиением по решаемым вопросам.

В **выводах** отражаются основные результаты проектирования.

В разделе **литературных источников** указываются все источники, использованные при решении вопросов проектирования, в том числе и в электронном виде. На все источники должны быть ссылки в тексте работы. Нумерация источников выполняется по порядку упоминания в тексте или в алфавитном порядке.

Графическая часть состоит из двух чертежей на листах формата А2.

Лист 1. Схема электрических соединений подстанции.

Лист 2. План с трехлинейной схемой и разрез по присоединению трансформатора.

Условные графические обозначения должны быть сделаны в соответствии с единой системой конструкторской документации.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

Оформление пояснительной записки выполняется в соответствии с ГОСТ 7-32-2001 на оформление отчетов научно-исследовательских работ. Подробные требования к оформлению курсовых и дипломных проектов изложены в ДП СМК «Текстовые работы студентов» [1]. Требования к оформлению электрических схем регламентируются ГОСТ 2.721-74...2.727-68 и ГОСТ 2.752-71...2.755-87.

Текстовый материал пояснительной записки рекомендуется располагать в следующей последовательности:

- титульный лист;
- задание на проектирование;
- исходные данные на проектирование;
- рецензия;

- аннотация;
- содержание;
- введение;
- основная часть;
- заключение;
- литературные источники;
- приложения.

Графический материал проекта выполняется на листе формата А2, с обязательным выполнением чертежа на ЭВМ. Каждый лист должен сопровождаться основной надписью согласно ГОСТ 2.104-68, которая располагается в правом нижнем углу листа.

После выполнения курсового проекта студент сдаёт пояснительную записку и подписанные им чертежи на проверку руководителю. При отсутствии ошибок работа допускается к защите. Для защиты курсового проекта студенту необходимо подготовить доклад на 5...7 минут, в котором кратко излагается основное содержание работы. После ответов на вопросы преподавателем или комиссией выносится решение об оценке работы.

Курсовая работа состоит из пояснительной записки и графической части. Основные разделы пояснительной записки соответствуют названию разделов данного учебного пособия. Объем пояснительной записки должен составлять не более 40 страниц.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Обобщённой темой курсовой работы является «Расчет параметров и выбор электрооборудования электрических станций и подстанций», конкретное задание на курсовое проектирование выдаётся каждому студенту согласно варианта

1. По последней цифре кода студента, (№ студенческого билета) и первой букве его фамилии по таблице 1 определяем номер варианта, напряжение ВН, СН и НН, наибольшие значения нагрузки (МВт), число линий СН и НН. Мощность КЗ, МВА;
2. По сумме двух последних цифр кода студента по таблице 2 определяем номера графиков нагрузки СН и привязанных к ним графиков нагрузки НН;
3. По предпоследней цифре кода студента и первой букве его фамилии по таблице 3 принимаем длины линий в км;
4. По последней цифре кода и первой букве фамилии студента по таблице 4 принимаем данные о категории потребителей СН и НН, а также мощность резервного питания потребителей I категории по сети НН.
5. По тем же данным по таблице 5 находим $\cos \varphi$;
6. Географический район положения проектируемого объекта – Костромская область.

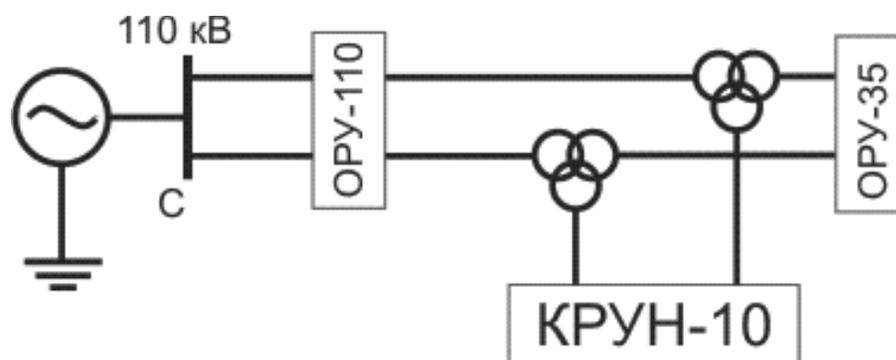


Рис. 1. Блок-схема проектируемой подстанции, подключенной к энергосистеме двухцепной ЛЭП-110 кВ

ВЫБОР ВАРИАНТА ПРОЕКТА

Таблица 1. Выбор варианта проекта

Вариант	Напряжение, кВ			Наибольшая нагрузка, МВт		Число линий		Мощность КЗ, МВ·А на шинах системы На шинах А
	ВН	СН	НН	СН	НН	СН	НН	
0	110	35	10	34	6	4	8	2000
1	110	35	10	18	8	2	6	2000
2	110	35	10	15	8	2	8	3500
3	110	35	10	25	6	2	6	2500
А-К 4	110	35	10	22	6	2	6	2000
5	110	35	10	4,5	1,5	2	6	3500
6	110	35	10	3,5	1,8	4	8	4000
7	110	35	10	2	1,6	2	6	2000
8	110	35	10	3,4	2,6	4	6	3500
9	110	35	10	4,8	3,9	2	10	2500
0	110	35	10	14	7	2	14	2500
1	110	35	10	12	10	4	10	3000
2	110	35	10	13	12	2	6	2500
3	110	35	10	8	4,5	2	6	2000
Л-Я 4	110	35	10	9	7,5	2	8	2000
5	110	35	10	30	6	4	6	3500
6	110	35	10	32	10	2	14	2500
7	110	35	10	17	8	4	8	3000
8	110	35	10	12	6	2	6	3500
9	110	35	10	15	8	4	10	4000

Таблица 2. Номера графиков нагрузки на шинах СН и НН подстанции

СН	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
НН	18	16	17	4	14	15	12	11	1	0	9	10	8	6	5	7	13	2	3

Примечание: смотри Приложение 1.

Таблица 3. Длины питающих линий ВН

Вариант	Длина линии, км.									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
А-К	15	15	20	15	15	20	10	15	20	25
Л-Я	10	20	15	20	15	25	10	15	10	17

Таблица 4. Категории потребителей и мощности резервного питания по стороне НН

Вариант	Категория потребителей, %		Мощность резервного питания потребителей 1-й категории
	СН	НН	

	1-я	2-я	3-я	1-я	2-я	3-я	надежности электроснабжения, МВт	
1	2	3	4	5	6	7	8	
А - К	0	40	25	35	20	30	50	5,6
	1	0	50	50	25	25	50	1,0
	2	0	45	50	20	40	40	3,4
	3	30	30	40	25	35	40	-
	4	40	40	30	15	45	40	-
	5	30	50	20	20	50	30	0,5
	6	35	50	15	30	30	40	-
	7	50	30	20	35	35	30	-
	8	0	60	40	20	40	40	0,3
	9	30	30	40	15	45	40	-
Л - Я	0	0	45	55	20	40	40	0,4
	1	30	30	40	25	35	40	-
	2	30	30	40	15	45	40	-
	3	0	60	40	20	40	40	0,2
	4	50	30	20	35	35	30	-
	5	35	50	15	30	30	40	4,0
	6	40	25	35	20	30	50	3,6
	7	0	50	50	25	25	50	2,4
	8	30	30	40	25	35	40	-
	9	40	30	30	15	45	40	4,9

Таблица 5. Коэффициенты мощности нагрузок

Вариант	Коэффициент мощности нагрузок СН и НН	Вариант	Коэффициент мощности нагрузок СН и НН		
А - К	0	0,86	Л - Я	0	0,88
	1	0,87		1	0,87
	2	0,88		2	0,89
	3	0,89		3	0,88
	4	0,86		4	0,85
	5	0,84		5	0,9
	6	0,87		6	0,85
	7	0,86		7	0,88
	8	0,85		8	0,87
	9	0,9		9	0,85

1. СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ НАГРУЗОК ПОДСТАНЦИИ (ПС)

Электрические нагрузки отдельных потребителей, а, следовательно, и суммарная их нагрузка, определяющая режим работы электростанций в энергосистеме, непрерывно меняются. Принято отражать этот факт «Графиком нагрузки», т.е. диаграммой изменения мощности (тока) электроустановки во времени.

По видам фиксированного параметра различают графики:

- активной (P) мощности; реактивной (Q) мощности;
- полной (кажущейся S) мощности; тока (I).

Графики отражают изменения нагрузки за определенный период времени. По этому признаку они подразделяются на:

- суточные (24 часа);
- сезонные;
- годовые (8760 часов).

По месту изучения или элементу энергосистемы, к которому они относятся, графики подразделяются на:

- графики нагрузки потребителей;
- графики нагрузки электрической сети на шинах районных или узловых подстанций;
- графики нагрузки электростанции.
- графики нагрузки энергосистемы, характеризующие результирующую нагрузку энергосистемы.

Фактический график нагрузки можно получить с помощью самопишущих приборов, которые фиксируют изменения соответствующего параметра в реальном времени, или путем записи показаний измерительных приборов (амперметров, ваттметров, варметров) с периодичностью 1...2 часа.

Перспективный график нагрузки потребителей определяется в процессе проектирования. Для его построения надо иметь сведения об установленной мощности потребителя, под которой понимают их суммарную номинальную мощность. Для активной нагрузки $P_{уст} = \Sigma P_{ном}$.

Присоединенная мощность на шинах подстанции потребителей

$$P_{пр.} = \frac{\sum P_{ном.}}{\eta_{ср.п.} \eta_{ср.с.}},$$

где $\eta_{ср.п.}$ — средний КПД электроустановок потребителей;

$\eta_{ср.с.}$ — средний КПД местной сети (35-10 кВ) при номинальной нагрузке.

На практике действительная нагрузка потребителей меньше суммарной установленной мощности. Это обстоятельство учитывается коэффициентами одновременности K_0 , и загрузки K_3 .

Тогда выражение для максимальной нагрузки потребителя будет иметь вид:

$$P_{max.} = \frac{K_0 K_3}{\eta_{ср.п.} \eta_{ср.с.}} \sum P_{ном.} = K_{ср.} \sum P_{ном.},$$

где $K_{ср.}$ — коэффициент спроса для рассматриваемой группы потребителей.

Найденное P_{\max} является наибольшим в году и соответствует обычно зимнему максимуму нагрузки.

При известной P_{\max} можно перевести типовой график нагрузки данного потребителя, используя соотношение для каждой ступени графика:

$$P_{\text{ст.}} = \frac{\eta}{100} P_{\max},$$

где η — ордината соответствующей ступени типового графика, %.

Обычно для каждого потребителя дается несколько суточных графиков, которые характеризуют его работу в разное время года и в разные дни недели. Это типовые графики зимних и летних суток для рабочих дней, график выходного дня и т.д. Основным является обычно зимний суточный график рабочего дня.

Его максимальная нагрузка принимается за 100%, и ординаты всех остальных графиков задаются в % именно этого значения.

Кроме графиков активной нагрузки, используются графики реактивной нагрузки. Типовые графики реактивного потребления также имеют ординаты ступеней, % абсолютного максимума:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \phi_{\max},$$

где $\operatorname{tg} \phi_{\max}$ — определяется по значению $\cos \phi_{\max}$, которое должно быть задано как исходный параметр данного потребителя.

Суточный график полной мощности можно получить, используя известные графики активной и реактивной нагрузок.

Значение мощности по ступеням графика определяется по выражениям:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2},$$

где P_n и Q_n — активная и реактивная нагрузки n -ной ступени в именованных единицах.

Эти графики определяются с учетом потерь активной и реактивной мощности в линиях, трансформаторах при распределении электроэнергии.

Потери мощности от протекания тока в проводах ЛЭП и обмотках трансформаторов являются переменной величиной, зависящей от нагрузки. Постоянную часть потерь определяют в основном потери холостого хода трансформаторов ($\Delta P_{\text{хх}}$, кВт, указывается в паспорте трансформатора).

$\Delta P_{p,i}^{\text{пост}}$; $\Delta Q_{p,i}^{\text{пост}}$ — постоянные потери в трансформаторе;

$\Delta P_{p,i\text{max}}^{\text{пер}}$; $\Delta Q_{p,i\text{max}}^{\text{пер}}$ — переменные потери для максимального режима в i -

том элементе сети (трансформаторе), исходя из $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт, данном в паспорте трансформатора при его загрузке на $S_{\text{ном}}$.

Суммарные потери для любой ступени графика нагрузки подстанции могут быть найдены из выражений:

$$\Delta P_{pn} = \sum \Delta P_{p,i}^{\text{пост}} + \sum \Delta P_{p,i\text{max}}^{\text{пер}} \left(\frac{S_i}{S_{i\text{max}}} \right)^2,$$

$$\Delta Q_{pn} = \sum \Delta Q_{p,i}^{\text{пост}} + \sum \Delta Q_{p,i\text{max}}^{\text{пер}} \left(\frac{S_i}{S_{i\text{max}}} \right)^2$$

где S_i — нагрузка i -элемента сети соответствующая рассматриваемой n -ной ступени суммарного графика;

$S_{i\max}$ — нагрузка элемента (линии, трансформатора), при которой определены $\Delta P_{p,i\max}^{nep}$, $\Delta Q_{p,i\max}^{nep}$.

По заданным суточным графикам активной и реактивной мощности $P(t)=f(t)$ и $Q(t)=f(t)$ построить в именованных единицах суточный график полной мощности и годовой график полной мощности по продолжительности для каждой ступени нагрузки.

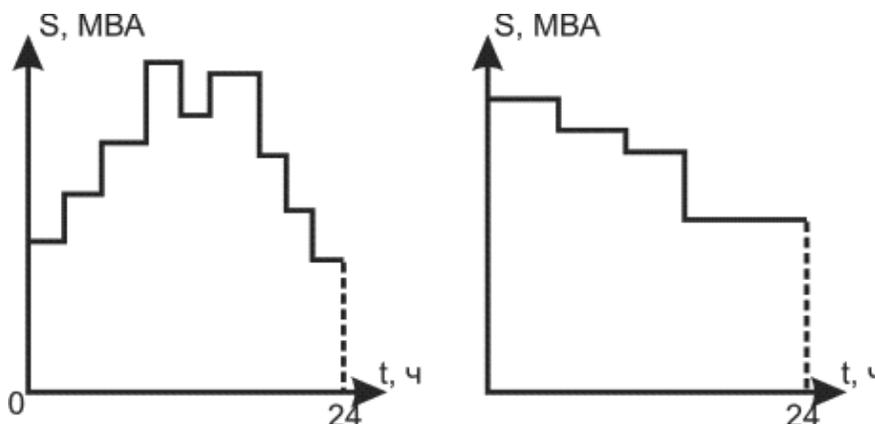


Рис. 2. Суточные графики нагрузок

Максимальные значения полной и реактивной мощности определяются по формулам:

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\phi} ; \quad Q_{\max} = \sqrt{S_{\max}^2 - P_{\max}^2}$$

Значения P_{\max} и Q_{\max} принимаются за 100 % графика нагрузки. Последующие расчеты заносятся в таблицу, аналогичную таблице 6. Текущее значение полной мощности для каждой ступени графика нагрузки рассчитывается по формуле $S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$. Для каждой ступени графика продолжительностью t_i определяется активная энергия $W_i = P_i \cdot t_i$, а затем определяется суточный отпуск энергии потребителям $W_{\text{сут}} = \sum_0^{24} W_i$.

По данным таблицы 6 определяют следующие величины:

- средняя нагрузка $S_{cp} = 365 \left(\sum_0^{24} S_i t_i \right) / 8760$;
- время использования максимальной нагрузки $T_{\max} = \frac{365 W_{\text{сут}}}{P_{\max}}$;
- коэффициент заполнения годового графика нагрузки $K_3 = S_{cp} S_{\max}$.

Таблица 6. Характеристика суточного графика нагрузки

номер ступени	часы	t	P		Q		S	W
	ч	ч	%	МВт	%	МВ · Аp	МВ · А	МВт · ч
9	9-10	1	100	P_{\max}	100	Q_{\max}	S_{\max}	$P_{\max} t_i$

Примечание: приведен пример записи ступени с максимальной нагрузкой.

2. ВЫБОР ЧИСЛА, ТИПА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1. Выбор числа трансформаторов

Выбор трансформаторов, установленных на ПС, включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности трансформаторов. Если в числе потребителей, питающихся от шин ПС, имеются потребители 1-й и 2-й категории, то на ПС, по условиям надежности, устанавливаются, как правило, два трансформатора.

2.2. Выбор номинальной мощности трансформатора

Мощность каждого трансформатора выбирается так, чтобы при отключении одного трансформатора, оставшийся в работе обеспечивал с допустимой перегрузкой питание нагрузки ПС. Расчетная мощность при установке двух трансформаторов определяется из условия $S_{расч} \geq S_{max} 1,5$ при номинальной мощности не более $100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $S_{расч} \geq S_{max} 1,3$ при номинальной мощности более $100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. При наличии резервного питания потребителей мощностью $S_{резерв}$, МВА, она вычитается из S_{max} .

По каталогу на силовые трансформаторы подбирается номинальная мощность $S_{ном} \geq S_{расч}$ в трехфазном исполнении с соответствующей системой охлаждения, числом и напряжением обмоток. Трансформаторы оборудованы устройствами регулирования под напряжением (РПН).

2.3. Проверка соответствия трансформатора условиям эксплуатации по перегрузочной способности

Выбрав номинальную мощность трансформатора, следует произвести проверку его перегрузочной способности для случая отключения одного из работающих трансформаторов, с учетом резервного питания потребителей. Перегрузочная способность трансформаторов мощностью до $100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ определяется по ГОСТ 14209-97. Для определения допустимой перегрузки исходный график нагрузки должен быть преобразован в эквивалентный (в тепловом отношении) прямоугольный двухступенчатый график нагрузки. Это осуществляется следующим образом.

На исходном графике, изображенном на рисунке 3, проводится линия номинальной мощности трансформатора $S_{ном.Т}$. Пересечением ее с исходным графиком выделяется участок наибольшей перегрузки продолжительностью h_2 и участок начальной нагрузки. Если линия с ординатой $S_{ном.Т}$ выделяет две или более зон перегрузки, то в расчет принимается та, у которой отсеченная линией площадь графика больше по величине, а остальные входят своими величинами в зону начальной нагрузки.

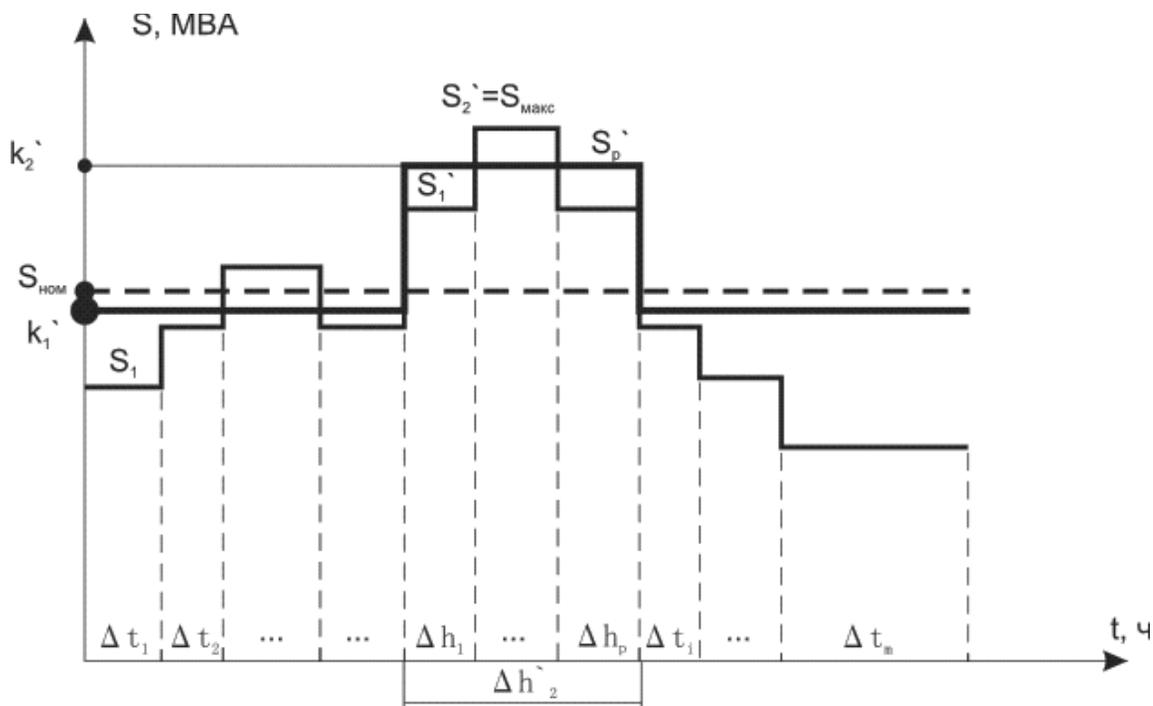


Рис. 3. Преобразование графика нагрузки в двухступенчатый

Преобразование исходного графика нагрузки в двухступенчатый

Начальную нагрузку K_1 в долях от номинальной мощности трансформатора следует рассчитывать по формуле

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном.Т}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

где S_m — значение текущей нагрузки, без $S_{\text{резерв}}$;

Δt_m — продолжительность ступеней графика, входящих в участок начальной нагрузки;

Предварительное значение коэффициента перегрузки рассчитывается по формуле:

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном.Т}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + (S_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}},$$

где Δh_p — продолжительность ступеней графика, входящих в участок перегрузки;

S_p' — значение текущей перегрузки без $S_{\text{резерв}}$.

Затем следует сравнить полученное значение K_2' с максимальным значением перегрузки $K_{\text{макс.}} = S_{\text{макс}} - S_{\text{резерв}} S_{\text{ном.Т}}$ исходного графика нагрузки.

Если $K_2' \geq 0,9 K_{\text{макс.}}$, то следует принять $K_2 = K_2'$, $h = h_2'$; если $K_2' < 0,9 K_{\text{макс.}}$, то следует принять $K_2 = 0,9 K_{\text{макс.}}$, а продолжительность перегрузки h в этом случае следует скорректировать по формуле $h = \frac{(K_2')^2 h_2'}{(0,9 K_{\text{макс.}})^2}$.

В случае если $K_1 \leq 0,8$, то допустимую аварийную перегрузку трансформатора можно определить по таблице 7, а для $K_1 > 0,8$ - по таблице

8 в зависимости от температуры охлаждающего воздуха и системы охлаждения трансформатора.

Если трансформатор успешно выдержал проверку, то он принимается для дальнейших расчетов, если нет, то придется увеличить мощность трансформатора на ступень и снова проверить на перегрузочные способности.

Таблица 7. Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при начальной нагрузке $K1$, не превышающей 0,8

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка K2 в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	-25°C				-20°C				-10°C			
	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ
0,5	2,0	2,0	1,9	1,7	2,0	2,0	1,8	1,6	2,0	2,0	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	1,7	1,6	2,0	2,0	1,7	1,5	2,0	1,9	1,6	1,5
2,0	2,0	1,9	1,7	1,5	2,0	1,9	1,6	1,4	1,9	1,8	1,5	1,4
4,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,6	1,5	1,3
8,0	1,7	1,6	1,6	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3
24,0	1,7	1,5	1,6	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3
Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка K2 в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	0°C				10°C				20°C			
	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ
0,5	2,0	2,0	1,7	1,5	2,0	1,9	1,6	1,5	2,0	1,8	1,5	1,4
1,0	2,0	1,8	1,6	1,4	1,9	1,7	1,5	1,4	1,8	1,6	1,4	1,3
2,0	1,9	1,7	1,5	1,3	1,8	1,5	1,4	1,3	1,7	1,5	1,3	1,2
4,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,3	1,2	1,5	1,3	1,3	1,2
8,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2
24,0	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,5	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2
Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка K2 в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	30°C				40°C							
	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ				
0,5	1,9	1,7	1,4	1,3	1,8	1,6	1,3	1,3				
1,0	1,8	1,5	1,3	1,3	1,7	1,4	1,3	1,2				
2,0	1,6	1,4	1,2	1,2	1,5	1,3	1,2	1,1				
4,0	1,4	1,3	1,2	1,1	1,3	1,2	1,1	1,1				
8,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1				
24,0	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1				

Таблица 8. Допустимые аварийные перегрузки трансформатора при выборе их номинальной мощности при начальной нагрузке $K1$, превышающей 0,8

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка К2 в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	-25°C				-20°C				-10°C			
	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ
0,5	2,0	1,8	1,6	1,4	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,4
1,0	1,9	1,7	1,6	1,4	1,9	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4
2,0	1,9	1,7	1,5	1,4	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,3
4,0	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,6	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3
24,0	1,7	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,5	1,4	1,6	1,5	1,4	1,3
Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка К2 в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	0°C				10°C				20°C			
	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ
0,5	1,7	1,5	1,4	1,3	1,7	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2
1,0	1,7	1,5	1,4	1,3	1,6	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3
2,0	1,6	1,5	1,4	1,3	1,5	1,4	1,4	1,2	1,4	1,3	1,3	1,2
4,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
8,0	1,6	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
24,0	1,5	1,4	1,4	1,3	1,5	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,2	1,2
Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка К2 в долях номинального тока в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки											
	30°C				40°C							
	М	Д	Ц, ДЦ	НЦ	1,4	Д	Ц, ДЦ	НЦ				
0,5	1,4	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2				
1,0	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,1				
2,0	1,3	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1	1,1				
4,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1				
8,0	1,3	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1				
24,0	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1				

2.4. Техничко-экономические показатели ПС

1) Установленная мощность ПС, МВ·А,

$$S_{уст.} = nS_{ном.Т.},$$

где n — количество параллельно работающих трансформаторов.

2) Средневзвешенный КПД ПС $\eta_{ср.взв.}$,

$$\eta_{ср.взв.} = \frac{W_{зод.}}{W_{зод.} + \Delta W_{зод.}} \cdot 100,$$

где $W_{год}$ — годовой отпуск электроэнергии потребителям, определенный при обработке графиков нагрузки по активной мощности;

$\Delta W_{год}$ — годовые потери электроэнергии в трансформаторах, определенные по годовому графику нагрузки, $KВт\cdot ч/год$.

Для n 2-х обмоточных трансформаторов

$$\Delta W_{год} = n \cdot P_{xx} \cdot 8760 + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} P_{кз} \left(\frac{S_i}{S_{ном.Т}} \right)^2 \cdot t_i,$$

для n 3-х обмоточных трансформаторов (при равенстве $S_{ном.}$ всех трех обмоток)

$$\Delta W_{год} = n \cdot P_{xx} \cdot 8760 + m \cdot \frac{1}{n} \left[P_{кзвн} \cdot \sum \left(\frac{S_{iвн}}{S_{ном.Т}} \right)^2 t_i + P_{кзсч} \cdot \sum \left(\frac{S_{iсч}}{S_{ном.Т}} \right)^2 t_i + P_{кзнн} \cdot \sum \left(\frac{S_{iнн}}{S_{ном.Т}} \right)^2 t_i \right]$$

где P_{xx} и $P_{кз}$ — потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

S_i — мощность нагрузки на i -й ступени графика, МВ·А;

t_i — продолжительность i -й ступени;

m — число суток работы трансформаторов в течение года (365 суток).

Ввиду того, что для большинства 3-х обмоточных трансформаторов даются потери только для режима ВН-СН. Профессор П.Г. Грудинский предложил упрощенный метод разделения потерь по обмоткам:

$$P_{кзВН} = 0,7 P_{кзВН-СН}; P_{кзСН} = 0,3 P_{кзВН-СН}; P_{кзНН} = 0,3 \beta P_{кзВН-СН},$$

где $\beta = \frac{S_{номНН}}{S_{номТ}}$.

При расчете по выше приведенной формуле $S_{номНН} = S_{номТ}$, откуда $\beta = 1$.

3) Время использования установленной мощности, ч,

$$T_{уст} = \frac{365 \sum_0^{24} S_i \cdot t_i}{S_{уст}}.$$

Итог подсчета технико-экономических показателей удобно представить в виде таблицы 9.

Таблица 9. Технико-экономические показатели ПС

Установленная мощность ПС, МВ·А	$\eta_{ср.взв.}$, %	$\Delta W_{год}$ кВт·ч/год	$T_{уст.}$, ч

3. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПС

Электрическую схему распределительного устройства (РУ) выбирают исходя из назначения, роли, местоположения ПС в системе электроснабжения и с учетом типа установленных силовых трансформаторов.

В настоящее время при проектировании не рекомендуется применять упрощенные схемы РУ с отделителями и короткозамыкателями ввиду их низкой надежности и ухудшения режимов работы сети из-за создания искусственного короткого замыкания (Нормы технического проектирования ПС 110-750 кВ).

Применение высоконадежных элегазовых и вакуумных выключателей, имеющих большой межремонтный период, позволяет использовать простые электрические схемы РУ. На 110 кВ рекомендуется схема РУ с одиночной секционированной системой шин.

Проектирование схемы присоединения подстанции к системе, заключается в выборе напряжений, на которых будет потребляться электроэнергия, числа и пропускной способности ВЛ на каждом напряжении, в определении связей РУ с распределительными и системообразующими сетями.

В таблице 10 даны пределы передаваемой мощности и длины ВЛ различного класса. Выдача мощности от электростанции может осуществляться на одном, двух, трех, четырех (ТЭЦ) повышенных напряжениях.

Таблица 10. Наибольшая передаваемая мощность по одной цепи и длина ВЛ
обычного исполнения

$U_{ном}$	P_{max} , МВт	L_{max} , км
110	25	150
	50	50
220	110	250
	200	150
330	300	300
	400	200
400	500	1000
	700	600
500	700	1200
	900	600
750	1800	1500
	2200	800
1150	4000	2000
	6000	1200

Напряжение 6-10 кВ используется для распределительных сетей в городах, сельской местности и на предприятиях. Наиболее экономичным

считается напряжение 10 кВ. Напряжение 6 кВ оказывается выгодным в сетях предприятий с большой долей ВВ двигателей.

Напряжения 35, 110, 150 кВ применяются в распределительных сетях энергосистем, причем 35 кВ - в основном в сельской местности.

Напряжения 220, 330, 500 кВ используются для основной системообразующей сети энергосистемы и ЛЭП от станции средней и большой мощности.

Напряжения 500, 750 и 1150 кВ применяются на межсистемных линиях связи и дальних передачах от сверхмощных станций (КЭС, ГЭС, АЭС).

4. ВЫБОР СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ

Состав потребителей собственных нужд (С.Н.) подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наименьшее количество потребителей собственных нужд (С.Н.) на подстанции, выполненной по упрощенной схеме, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства:

- электродвигатели обдува трансформаторов;
- обогрев приводов выключателей;
- обогрев шкафов КРУН;
- обогрев ОПУ (общеподстанционного пункта управления) или ЯТС (ячеек телемеханики и связи);
- освещение территории подстанции, помещений, ячеек.

На подстанции с воздушными выключателями (ВВ) дополнительными потребителями являются компрессорные установки. На подстанциях с постоянным оперативным током – зарядный и подзарядный агрегаты.

Наиболее ответственными потребителями С.Н. подстанции являются оперативные цепи, система связи и телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей С.Н. невелика, поэтому трансформаторы С.Н. имеют вторичное напряжение 380/220 В.

Мощность трансформаторов С.Н. выбирается по нагрузкам С.Н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя загрузки, а также загрузки в период ремонтных работ на подстанции [7, 12]

Приняв для электродвигателей $\cos \varphi = 0,85$ определяем $Q_{уст}$ и расчетную нагрузку:

$$S_{расч.} = K_c \sqrt{P_{уст.}^2 + Q_{уст.}^2},$$

где K_c — коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки. Можно принять $K_c = 0,8$.

Мощность трансформаторов выбирается:

- а) при 2-х трансформаторах С.Н. на подстанции без постоянного дежурства и при 1 -ом трансформаторе С.Н. $S \geq S_{расч.}$

б) при 2-х трансформаторах С.Н. на подстанции с постоянным дежурством

$$S \geq \frac{S_{расч.}}{K_{п}},$$

где $K_{п}$ — коэффициент допустимой аварийной нагрузки, его можно принять равным 1,4.

Если число трансформаторов С.Н. больше 2-х, то $S_T \geq \frac{S_{расч.}}{n}$.

Предельная мощность каждого трансформатора СН должна быть не более 630 кВ·А.

При ТЭО допускается применение трансформатора 1000 кВ·А.

На всех 2-х трансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора С.Н.

Один трансформатор С.Н. устанавливается на однострановых подстанциях 35...220, кВ с постоянным оперативным током без синхронных компенсаторов и воздушных выключателей с силовыми трансформаторами ТМ.

Если на однострановой подстанции установлен ВВ или трансформатор с системой охлаждения Д или ДЦ то предусматривается 2 трансформатора С.Н., один из которых присоединяется к местной сети 6...35 кВ.

Для питания оперативных цепей подстанции может применяться переменный и постоянный ток.

Постоянный оперативный ток применяется на всех подстанциях 330-750 кВ., на подстанциях 110...220 кВ с числом МВ-110 кВ или 220 кВ три и более, на подстанциях 35...220 кВ с В.В.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35...220 кВ без выключателей на ВН. Возможно применение выпрямленного оперативного тока на подстанции 110 кВ с одним или двумя выключателями ВН.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Для выбора электрооборудования: аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи КЗ.

При этом достаточно уметь определить ток 3-х фазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту.

Расчет токов 3-х фазного КЗ выполняется в следующем порядке:

- для рассматриваемой установки составляют расчетную схему;
- по расчетной схеме составляют электрическую схему замещения;
- путем постепенного преобразования приводят схему замещения к простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{результующее}$ ($X_{рез.}$);
- определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ (I_{no}), затем ударный ток КЗ (i_y) и, при необходимости, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t .

Расчетная схема – это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и поэтому должны учитываться при выполнении расчетов. Расчетная схема электроустановки должна отражать нормальный режим работы. На ней намечаются точки КЗ - так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы. При превышении токами КЗ допустимых для устанавливаемого оборудования значений, перед ним устанавливаются токоограничивающие реакторы.

По расчетной схеме составляют схему замещения, заменяя электромагнитные связи электрическими. Источники вводят в схему замещения как ЭДС и сопротивления, остальные элементы - как сопротивления. В электроустановках напряжением выше 1000В учитываются только индуктивные сопротивления оборудования.

Расчет токов КЗ можно вести как в именованных, так и в относительных единицах.

В электроустановках до 1000В и выше 1000В с простыми схемами обычно производят расчет в именованных единицах.

В электроустановках напряжением выше 1000 со сложными схемами сетей все сопротивления короткозамкнутой цепи приводят к базисным условиям и выражать в относительных единицах.

При расчетах в именованных единицах все сопротивления схемы должны быть выражены в омах и приведены к одному базовому напряжению – U_{σ} (к среднему напряжению одной электрической ступени – U_{cp}) согласно следующей шкале: 0,4; 6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ н.т.д. Такое приведение необходимо, если между источниками и точкой КЗ имеется одна или несколько ступеней трансформации.

За базовое напряжение удобно принимать среднее напряжение (U_{cp}) той ступени, на которой имеет место КЗ. Приведение сопротивления, выраженного в омах, к выбранному базовому напряжению производят по следующей формуле: $X' = (n_1 \cdot n_2 \cdot n_3 \cdot \dots \cdot n_k)^2 \cdot X$,

где $n_1 \cdot n_2 \cdot n_3 \cdot \dots \cdot n_k$ — коэффициенты трансформации трансформаторов, через которые сопротивление X связано со ступенью базового напряжения. Коэффициенты трансформации определяют в направлении от выбранной базовой ступени к той ступени, на которой включено рассматриваемое сопротивление.

Так как для каждой электрической ступени принято определенное среднее напряжение, то коэффициенты трансформации, используемые для приведения сопротивлений, представляют собой отношения средних напряжений двух ступеней. В связи с этим промежуточные коэффициенты трансформации сокращаются и пересчет сопротивлений можно вести по следующей формуле:

$$X' = X \frac{U_{cp}^2}{U_{cp}^2},$$

где X — индуктивное сопротивление данного элемента, заданное при U_{cp} ступени на которой включен данный элемент, Ом на фазу;

X' — индуктивное сопротивление, приведенное к базовому напряжению U_{σ} , Ом на фазу данного элемента.

По известной мощности КЗ энергосистемы (S_k) и среднему напряжению в месте присоединения подстанции к ней (U_c), определяется сопротивление (X_c) системы по формуле: $X_c = \frac{U_c}{S_k}$.

Затем определяются трехфазные токи КЗ на шинах высокого и низкого напряжений подстанции: I_{k1}, I_{k2} и I_{k3} .

$$I_{k1} = \frac{U_c}{\sqrt{3}(X_c + X_n)},$$

где $X_n = X_{yd} \cdot \ell \cdot 2$ — индуктивное сопротивление двухцепной линии;

X_{yd} — индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

ℓ — длина линии, км.

Для одноцепных воздушных линий 6-220 кВ $X_{yd} = 0,4$ Ом/км.

Для расчета токов I_{k2} и I_{k3} определяются сопротивления обмоток трансформатора по формуле:

$$X_T = \frac{X_T}{100} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{ном.}}$$

где $S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ · А;

$X_T \%$ — относительное сопротивление трансформатора, определяемое через $u_K \%$ — относительное напряжение КЗ, определяемое по справочникам или паспортным данным.

Для 2-х обмоточного трансформатора $X = U_{кВ-Н}$, а для 3-х обмоточного трансформатора и автотрансформатора при расчетах I_{k3} определяются сопротивления каждой обмотки по формулам:

$$\begin{aligned} X_{ТВ} &= 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кВ-С} - u_{кС-Н}) \\ X_{ТС} &= 0,5(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}) \\ X_{ТН} &= 0,5(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}) \end{aligned} \quad (1)$$

Схемы замещения таких трансформаторов приведены на рис. 4.

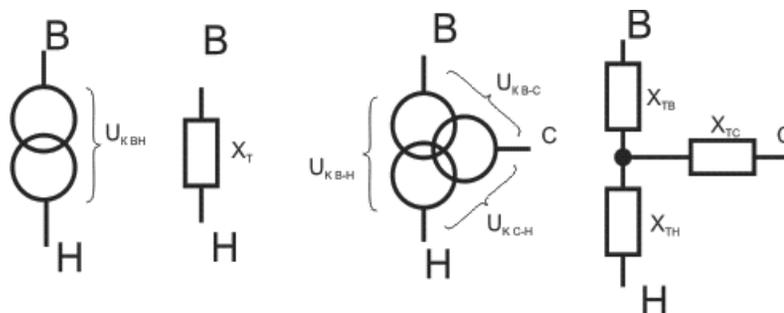


Рис. 4. Схемы замещения двух- и трехобмоточных трансформаторов

По выражениям (1) вычисляются сопротивления лучей в расчетной схеме при любом значении среднего напряжения

$$\begin{aligned}
 X_{ТВ} &= \frac{X_{ТВ}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном.}}; \\
 X_{ТС} &= \frac{X_{ТС}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном.}}; \\
 X_{ТН} &= \frac{X_{ТН}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{ном.}}.
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Если расчет тока КЗ ведется для стороны 10 кВ, ($I_{к3}$), то в формулах (2) за U_6 принимается 10,5 кВ.

При этом ток протекает через обмотки ВН и НН.

А если расчет ведется для стороны 35 кВ ($I_{к2}$), то ток протекает через обмотки ВН и СН и в формулы (2) следует подставлять $U_6 = 37$ кВ.

$$\begin{aligned}
 \text{В этом случае } I_{к2} &= \frac{U_6}{\sqrt{3} \left[(X_c + X_l) \left(\frac{U_6}{U_c} \right)^2 + X_{ТВ} + X_{ТС} \right]}; \\
 I_{к3} &= \frac{U_6}{\sqrt{3} \left[(X_c + X_l) \left(\frac{U_6}{U_c} \right)^2 + X_{ТВ} + X_{ТН} \right]}.
 \end{aligned}$$

Рассчитываются ударные токи трехфазного КЗ в каждой точке по формуле $i_{уд.i} = \sqrt{2} K_y \cdot I_{кз.i}$;

где K_y — коэффициент ударного тока:

для $U = 0,4 \dots 10$ кВ принимают равным 1,369;

для $U = 35 \dots 110$ кВ принимают равным 1,608.

Для проверки на термическую стойкость оборудования и проводников рассчитывается тепловой импульс для каждой точки КЗ по формуле

$$B_{ki} = I_{кз.i}^2 (t_{отк} + T_a),$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}$,

$t_{отк}$ — полное время отключения;

$t_{ов}$ — собственное время отключения выключателя;

$t_{рз}$ — время срабатывания релейной защиты;

для $U = 35 \dots 110$ кВ — 0,05 с, для $U = 0,4 \dots 10$ кВ — 0,1 с.

T_a — время затухания аperiodической составляющей тока КЗ:

для $U = 35 \dots 110$ кВ — 0,02 с; для $U = 0,4 \dots 10$ кВ — 0,01 с.

6. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИИ

РУ называется электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства защиты, автоматики и измерений.

На станциях и подстанциях обычно имеются РУ нескольких ступеней напряжения, связанных через трансформатор или АТ.

Существует два основных вида РУ - открытые и закрытые.

Закрытыми РУ называются РУ, оборудование которых расположено в здании. ЗРУ в основном применяются на напряжение 3...20 кВ. В электроустановках больших напряжений (35...220 кВ) применяются только при ограниченности площадей для РУ, при повышенной загрязненности атмосферы, вблизи морского побережья и в условиях Крайнего Севера.

Открытыми РУ (ОРУ) называются РУ, все или основное оборудование которых расположено на открытом воздухе. ОРУ применяются на напряжения 35...750 кВ, так как при этих напряжениях ОРУ обладает существенным преимуществом по сравнению с ЗРУ:

- меньше объем строительных работ, существенная экономия строительных материалов (сталь, бетон);
- меньшие капитальные затраты, сроки сооружения, опасность распространения повреждений (вследствие больших расстояний между аппаратами смежных частей);
- хорошая обзораемость;
- удобство расширения и простота замены оборудования другим, даже с большими габаритами, а также возможность быстрого демонтажа и монтажа оборудования.

При напряжении выше 1000В РУ должны быть оборудованы стационарными заземляющими ножами (ЗН), которые обеспечивают заземление аппарата и установки без использования переносных заземлений. Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет, а рукоятки их приводов - в красный цвет.

Разъединители 3 кВ и выше устанавливаются с одним или двумя комплектами стационарных заземляющих ножей (ЗН), заблокированными с основными ножами.

Электрические соединения в ОРУ должны выполняться, как правило, из алюминиевых или сталеалюминиевых проводов, полос, труб и шин коробчатого сечения из А сплавов электротехнического назначения.

Сетчатые ограждения токоведущих частей и электрооборудования должны иметь высоту для ОРУ и открыто установленных трансформаторов 2 или 1,6 метра, а для ЗРУ и трансформаторов установленных внутри здания - 1,9 м; размер ячеек сетки не более 25х25 мм. Должно быть предусмотрено устройство запираания ОРУ и ЗРУ на замок.

7. ВЫБОР АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

В РУ содержится большое число электрических аппаратов и проводников. От правильного выбора и расчета токоведущих частей аппаратов и проводников любой электроустановки в значительной степени зависит надежность ее работы.

При выборе токоведущих частей необходимо выполнить ряд требований, вытекающих из условия работы.

Аппараты и проводники должны:

1. Длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостоять кратковременному электродинамическому и термическому действию тока КЗ;
3. Выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой связанных с ним аппаратов, а также усилий возникающих в результате атмосферных воздействий (ветра, гололеда).
4. Удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

При работе электроустановки происходит нагрев электрических проводников, аппаратов, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются:

1. Потери в токоведущих частях, обмотках, контактах;
2. Потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных;
3. Потери в магнитопроводах трансформаторов;
4. Потери в диэлектриках.

Рассматривая вопрос о допустимых температурах необходимо определить понятие о *наблюдаемых температурах*, о температурах в наиболее нагретых точках аппаратов (машин).

Под *наблюдаемыми температурами* понимают температуры, найденные простым измерением. Они на 5...15°C отличаются от температур в наиболее нагретых точках. Принято нормировать наблюдаемые температуры, поскольку это удобно для практического использования. В основу нормирования положены максимальные допустимые температуры в наиболее нагретых точках, приведенные в таблице 11.

Таблица 11. Допустимые (наблюдаемые) температуры для аппаратов и проводников при длительной работе (ГОСТ 7024-69)

Нагреваемый элемент, часть, среда	Допустимая температура, °С	Допустимое превышение температуры, °С
Изолированные токоведущие части аппаратов, проводников в воздухе	110	75

Изолированные металлические части аппаратов, проводников с изоляцией класса:		
У	80	45
А	95	60
В и С	110	75
Масло трансформаторное:		
в выключателях	75	40
в трансформаторах, изоляторах	90	55
Неразмыкаемые контакты в воздухе:		
из меди и ее сплавов	80	45
из меди с гальваническим серебряным покрытием	85	50
из серебра и его сплавов	100	65
Размыкаемые контакты в воздухе	75	40

7.1 Выбор выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом и служит для отключения и включения цепей в различных режимах работы.

Наиболее ответственной операцией является отключение токов КЗ и включения на существующие КЗ.

Выключатели должны надежно отключать любые токи:

- нормального режима и КЗ, а также малые индуктированные токи холостого хода силовых трансформаторов и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений.

Для сохранения устойчивой работы системы отключения КЗ должны производиться как можно быстрее - выключатель должен быть приспособлен для быстросействующего АПВ.

Конструкция выключателя должна быть простой, удобной для эксплуатации и транспортировки, он должен обладать высокой работоспособностью, взрыво и пожаробезопасностью.

При выборе выключателей следует руководствоваться нормами технологического проектирования ПС. В РУ 110кВ рекомендуется устанавливать элегазовые или маломасляные выключатели.

В РУ 6-10кВ применяются комплектные РУ внутренней (КРУ) и наружной (КРУН) установки с вакуумными, маломасляными или электромагнитными выключателями.

Выбор выключателей оформляется в виде таблицы 12. Предпочтение отдается выключателям, которые имеют параметры, приближающиеся к заданным.

Таблица 12. Выбор выключателей

Расчетные данные	Данные (по каталогу) выключатель типа...	Условия выбора или проверки
$U_{сети}, кВ$ $I_{прод. расч.}, А$	$U_{ном.}, кВ$ $I_{ном.}, А$	По условиям длительного режима $U_{ном.} \geq U_{сети}; I_{ном.} \geq I_{прод. расч.}$
$i_y, кА$	$i_{дин}, кА$	По электродинамической стойкости $i_{дин} \geq i_y$
B_k	$I_T, кА$ $t_T, с$	По термической стойкости $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$\sqrt{2}I_{но} + i_{ат}, кА$ $i_{ат} = \sqrt{2}I_{но} e^{-\tau/Ta}$	$\sqrt{2}I_{ном.} (1 + \beta_{ном.}), кА$ $\beta_{ном.} = e^{-\tau/0,045}$	По коммутационной способности амплитуды полного тока $\sqrt{2}I_{о.ном.} (1 + \beta_{ном.}) \geq \sqrt{2}I_{но} + i_{ат}$
$i_y, кА$ $I_{но}, кА$	$i_{в.ном.}, кА$ $I_{в.ном.}, кА$	По току включения $i_{в.ном.} \geq i_y$ $I_{в.ном.} \geq I_{но}$

где $U_{сети}$ — номинальное напряжение сети, где установлен выключатель;

$I_{прод. расч.}$ — максимальный ток ремонтного или послеаварийного режима, определяемого согласно рисунку 5 и таблице 13;

U_n и I_n — номинальное напряжение и ток выключателя;

i_y — ударный ток КЗ;

$i_{дин}$ — амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ гарантированное заводом-изготовителем;

B_k — тепловой импульс;

I_T, t_T — ток и время термической стойкости, гарантированные заводом-изготовителем;

$I_{но}$ — начальное значение периодического тока трехфазного КЗ;

T_a — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

$i_{ат}$ — аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени τ ;

$\beta_{ном.}$ — номинальное относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе при $I_{о.ном.}$, приближенно можно принять

$$\beta_{ном.} \approx e^{-\tau/0,045}, \tau = t_{рз. мин.} + t_{с. в.},$$

где $t_{рз. мин.}$ — минимальное время срабатывания релейной защиты, принимается равным 0,01с;

$t_{с. в.}$ — собственное время отключения выключателя;

$i_{в.ном.}$ — амплитудное значение номинального тока включения выключателя;

$I_{в.ном.}$ — действующее значение номинального тока включения выключателя.

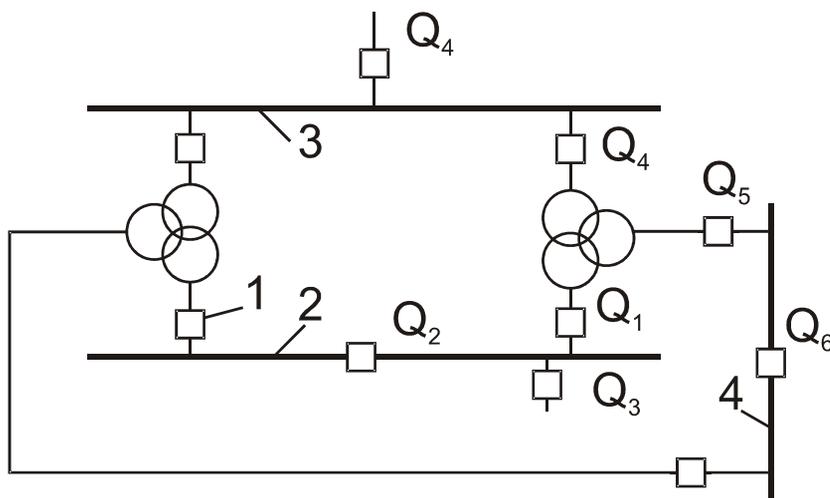


Рис. 5. Пример расстановки выключателей на подстанции

Таблица 13. Значение максимальных токов нагрузки

Обозначение	Выключатель или токоведущая часть	Расчетные формулы
Q ₁ и 1	Выключатель и ошиновка трансформатора на стороне низшего напряжения 6-10 кВ	$K_2 \cdot I_{T.ном.}$
Q ₂	Секционный выключатель 6-10 кВ	$0,6K_2 \cdot I_{T.ном.}$
Q ₃	Выключатель на линиях потребителей 6-10 кВ	$I_{прод. расч. каб.}$ или $I_{прод. расч. ВЛ.}$
Q ₄	Выключатель на стороне высшего напряжения	$K_2 I_{T.ном.}$ или $I_{прод. расч. ВЛ.}$
2	Сборные шины низшего напряжения 6-10 кВ	$0,75K_2 I_{T.ном.}$
Q ₅ и 5	Выключатель и ошиновка трансформатора на стороне среднего напряжения 35кВ	$K_2 \cdot I_{Tном}$
Q ₆	Секционный выключатель 35кВ	$0,6K_2 \cdot I_{Tном}$
4	Сборные шины среднего напряжения 35кВ	$0,75K_2 \cdot I_{Tном}$
3	Сборные шины высшего напряжения	$K_2 I_{ном.}$ или $I_{прод. расч. ВЛ.}$

Примечание: K_2 – коэффициент перегрузки, определенный при выборе трансформатора.

7.2. Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится только на сторонах высшего и среднего напряжений, так как на стороне низшего напряжения роль разъединителей выполняют разъемы КРУ. Условия выбора и проверки разъединителей те же, что и для выключателей, только отсутствует проверка по коммутационной способности.

Таблицу выбора разъединителей можно совместить с таблицей выбора выключателей.

7.3. Токоограничивающие реакторы

Токоограничивающие реакторы - служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать сечения кабелей, а, следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети.

Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6...10 кВ. Иногда токоограничивающие реакторы используют в электроустановках напряжением 35 кВ, а также при напряжении ниже 1000 В.

Для ограничения тока КЗ в РУ применяют секционные и линейные реакторы. В нормальном режиме подстанции через секционные реакторы проходят небольшие токи и потери напряжения в них малы. При нарушении нормального режима работы, например отключении трансформатора, ВЛ через реактор проходят значительные рабочие токи и потери напряжения в них достигают $4...6\%U_{ном.}$

Секционные реакторы ограничивают ток КЗ в зоне сборных шин, присоединения генераторов, трансформаторов и сопротивление реакторов должно быть достаточным для того, чтобы ограничивать ток КЗ до значений соответствующих параметрам намечаемых к установке выключателей. Номинальный ток секционного реактора должен соответствовать мощности, передаваемой от секции к секции при нарушении нормального режима.

Обычно принимают $I_{р. ном.} \geq (0,6...0,7) I_{Т. ном.}$; $X_p = 0,2...0,35 \text{ Ом}$
где $I_{Т. ном.}$ — номинальный ток трансформатора.

Задав сопротивление реактора, рассчитывают ток КЗ на шинах установки. Если ток остается больше ожидаемого, следует изменить сопротивление реактора и повторить расчет.

Линейные реакторы включают последовательно в цепь отходящей линии, они хорошо ограничивают ток КЗ в распределительной сети и поддерживают остаточное напряжение $U_{ост.}$ на шинах установки при КЗ на одной из линий. Последнее благоприятно сказывается на потребителях электроэнергии, и по условиям самозапуска электродвигателей нагрузки $U_{ост.}$ должно составлять не менее (60... 70)% от U_H .

Для ограничения тока КЗ целесообразно иметь, возможно, большее индуктивное сопротивление реактора. Однако значение X_p должно быть ограничено допустимым ограничением потери напряжения в реакторе при нормальном режиме работы установки (1,5...2% номинального).

Основные параметры реакторов следующие:

- $U_{номинальное}$;
- $I_{номинальн}$;
- X_p — индуктивное сопротивление;
- $i_{дин}$ — ток динамической стойкости, (амплитудное значение).
- I_T — ток термической стойкости;

- t_T — допустимое время действия тока термической стойкости.

При большом числе линий применяют групповые реакторы, то есть один реактор на несколько линий.

Затраты, связанные с установкой реактора, в этом случае уменьшаются, однако и уменьшаются токоограничивающие свойства реактора с большим номинальным током при заданном значении потери напряжения.

Сдвоенные реакторы лишены недостатков групповых реакторов. К среднему выводу реактора присоединены источники питания, а потребители подключаются к крайним выводам. Сдвоенные реакторы характеризуются номинальным напряжением, номинальным током ветви и сопротивлением одной ветви $X_p = X_B = \omega L$ при отсутствии тока в другой. При эксплуатации стремятся к равномерной загрузке ветвей ($I_1 = I_2 = I$).

В нормальном режиме работы установки потеря напряжения в ветви реактора с учетом взаимной индукции ветвей определится как:

$$\Delta U' = (I\omega L - I\omega M) \sin \phi = I\omega L (1 - R_c) \sin \phi,$$

где $R_c = M/L$ — коэффициент ветвей реактора. Если $X_B = \omega L$, то индуктивное сопротивление ветви с учетом взаимной индукции $X'_B = X_B (1 - R_c)$. Обычно коэффициент связи R_c близок к 0,5, тогда $X'_B = 0,5 X_B$, то есть потеря напряжения в сдвоенном реакторе вдвое меньше по сравнению с обычным реактором.

При КЗ одной из ветвей, ток в ней значительно превышает ток в неповрежденной ветви.

Влияние взаимной индукции мало, и $X_p = X_B$, т.е. сопротивление реактора при КЗ вдвое больше, чем в нормальном режиме.

Рассмотрим порядок выбора линейных реакторов. Реакторы выбираются по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{уст} \leq U_{р. ном} \quad I_{прд. расч.} \leq I_{ном}$$

Индуктивное сопротивление реактора выбирается исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня, определяемого коммутационной способностью выключателей, которые устанавливаются в данной сети.

Например, на линиях часто устанавливаются выключатели ВМП-10К с током отключения $I_{отк} = 20 \text{ кА}$

Первоначально известно значение периодической составляющей тока КЗ $I_{по}$, которое с помощью реактора необходимо уменьшить. Результирующее сопротивление цепи КЗ до места присоединения реакторов, изображенного на

рисунке 6, можно определить по выражению: $X_{рез.к1} = \frac{U_{сп.}}{\sqrt{3} I_{по}}$

Начальное значение периодической составляющей тока за реактором должно быть равно току отключения выключателя: $I_{пок2} = I_{отк.}$

Сопротивление цепи КЗ до точки K_2 за реактором:

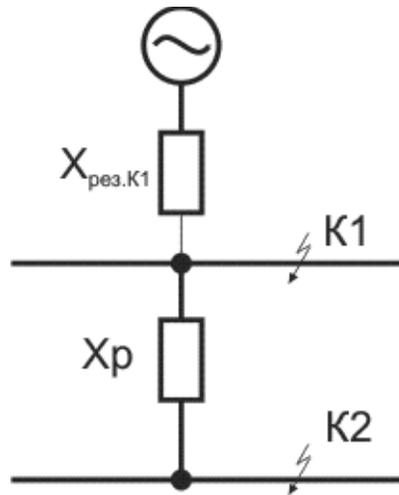


Рис. 6. Схема замещения для определения сопротивления реактора.

Разность полученных сопротивлений дает необходимое сопротивление реактора:

$$X_p = X_{рез.к2} - X_{рез.к1}.$$

По каталогу выбирают тип реактора с ближайшим большим значение X_p и рассчитывают действительное значение периодической составляющей тока КЗ за реактором.

Выбранный реактор необходимо проверить на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq i_{дин.}$$

где i_y — ударный ток 3-х фазного КЗ за реактором.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию:

$$B_k \leq I_T^2 t_T$$

где B_k — расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

КЗ за реактором можно считать удаленным, поэтому $B_k = I_{к2}^2 (t_{откл.} + T_a)$.

При этом в значение $t_{откл.}$ входит время действия РЗА отходящих линий, составляющее 1...2 секунды.

Необходимо также определить потерю напряжения в реакторе и остаточное напряжение на шинах установки (%):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{раб.} X_p \sin \phi \cdot \frac{100}{U_{ном.}} ;$$

$$\Delta U_{ост.} = \sqrt{3} I_{пок.2} X_p \sin \phi \cdot \frac{100}{U_{ном.}} .$$

Полученные значения сравнить с допустимыми:

$$1,5\% \Delta U_{ном} \leq \Delta U \leq 2\% \Delta U_{ном} \quad 60\% \Delta U_{ном} \leq \Delta U_{ост.} \leq 70\% \Delta U_{ном}$$

7.4 Выбор измерительных трансформаторов тока

Измерительные ТТ предназначены для уменьшения первичных токов до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики.

ТТ характеризуются номинальным первичным током $I_{1ном}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током $I_{2ном}$, который принят равным 5 или 1 А.

Отношение $I_{1ном}$ к $I_{2ном}$ – представляет собой коэффициент трансформации $K = I_{1ном} / I_{2ном}$.

ТТ характеризуются токовой погрешностью $\Delta I = (I_2 K - I_1) \cdot \frac{100}{I_1}$ и угловой погрешностью в минутах.

В зависимости от токовой погрешности измерительные ТТ разбиты на 5 классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Наименование класса точности соответствует предельной токовой погрешности ТТ при I_1 равном 1...1,2 номинального. Для лабораторных измерений класс точности 0,2; для подсоединения электросчетчиков класс 0,5; для подсоединения щитовых измерительных приборов класс точности 1...3. Для релейной защиты классы точности 3 и 10.

Нагрузка ТТ - это полное сопротивление внешней цепи Z_2 выраженное в Омах Сопротивления r_2 и x_2 представляют собой сопротивление приборов, проводов и контактов.

Нагрузку ТТ может также характеризовать полная (кажущаяся мощность) $S_2 = I_{2ном}^2 Z_2, B \cdot A$.

Под номинальной нагрузкой ТТ $Z_{2ном}$ понимают нагрузку, при которой погрешности не выходят за пределы, установленные для ТТ данного класса точности. Значение $Z_{2ном}$ дается в каталогах.

Электродинамическая прочность ТТ характеризуется номинальным током динамической стойкости $i_{дин}$ или отношением $K_{дин} = \frac{i_{дин}}{\sqrt{2} I_{1ном}}$.

Термическая стойкость определяется номинальным током термической стойкости I_T или отношением $R_T = I_T / I_{1ном}$, допустимым временем действия тока термической стойкости t_T .

По конструкции ТТ различают на:

- катушечные;
- одновитковые (типа ТПОЛ);
- многовитковые (с литой изоляцией) типа ТПЛ и ТЛМ.

ТТ типа ТЛМ предназначены для КРУ и конструктивно совмещены с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки.

Для больших токов применяют ТТ типа ТШЛ и ТПШЛ, у которых роль первичной обмотки выполняет шина. Электродинамическая стойкость таких ТТ определяется стойкостью шины.

Для ОРУ выпускаются ТТ типа ТФН, в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией и каскадного типа – ТРН.

Для РЗА имеются специальные конструкции. На выводах масляных баков выключателей и силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше устанавливаются встроенные ТТ.

Выбор ТТ оформляется в виде таблицы 14.

Таблица 14. Условия выбора ТТ

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные ТТ	Условие выбора
$U_{сети}$	$U_{ном}$	$U_{сети} \leq U_{ном}$
$I_{прод.расч.}$	$I_{ном}$	$I_{прод.расч.} \leq I_{ном}$
i_y	$i_{дин.}$ $R_{дин.}$	$i_y \leq i_{дин.}$ $i_y \leq R_{дин.} \sqrt{2} I_{1ном}$
B_k	I_T, i_T $R_T, I_{1ном.}$	$B_k \leq I_T^2 t_T$ $B_k \leq (R_T I_{1ном.})^2 i_T$
Z_2	$Z_{2ном}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Подробнее остановимся на расчете нагрузки Z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов: $r_2 = r_{ПРИБ} + r_{КОНТ} + r_{ПРОВ}$.

Сопротивление приборов $r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2ном}^2}$,

где $S_{ПРИБ}$ — мощность, потребляемая приборами.

Для подсчета $S_{приб. В \cdot А}$ рекомендуется форма таблицы 15.

Таблица 15. Расчетные нагрузки измерительных приборов

Наименование и тип прибора	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-378	0,1	0,1	0,1
Счетчик активной энергии Протон - к	0,5	0,5	0,5
Итого:			

ТТ установлены во всех цепях (цепи генераторов, трансформаторов, линий и пр.). Необходимо учесть схемы включения и распределения приборов по комплектам или сердечника ТТ.

Сопротивление контактов r_k принимают равным 0,05 Ом при 2х-3х и 0,1 Ом - при большем числе приборов. Зная $Z_{2ном}$, определяем допустимое сопротивление $r_{ПР} = Z_{2ном} - r_{ПРИБ} - r_{КОНТ}$ и площадь сечения проводов; $L_{1РАСЧ}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения ТТ и расстояния L от ТТ до приборов: при включении в неполную звезду $L_{расч} = \sqrt{3}L$; при включении в звезду $L_{расч} = L$; при включении в одну фазу $L_{расч} = 2L$.

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной приведенной в таблице 16.

Таблица 16. Длины соединительных проводов к трансформаторам тока (м)

Все цепи ГРУ 6-10 кВ, кроме линий к потребителям	40-60
Линии 6-10 кВ к потребителям	4-6
Цепи генераторного напряжения блочных станций	20-40
Все цепи РУ 35 кВ	60-75
Все цепи РУ 110 кВ	75-100
Все цепи РУ 220 кВ	10-150
Все цепи РУ 330-500 кВ	150-175

Для подстанций указанные длины снижаются на 15...20%.

Полученные площади сечений не должны быть меньше 4 мм² для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5мм² - с медными, по условиям механической прочности провода. Сечение более 6мм² обычно не применяется.

7.5. Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные ТН характеризуются номинальным значением первичного напряжения, вторичного напряжения (обычно 100 В или 100/√3), коэффициента трансформации $K = U_{1ном} / U_{2ном}$. В зависимости от погрешности различают следующие классы точности ТН: 0,2; 0,5; 1; 3.

Вторичная нагрузка ТН - это мощность внешней вторичной цепи $S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2}$. Под номинальной вторичной нагрузкой $S_{2ном}$ понимают наибольшую нагрузку, при которой погрешность не выходит за допустимые пределы, установленные для ТН данного класса точности.

В электроустановках напряжением до 35кВ применяются 3-х фазные и 1-но фазные ТН, при более высоких напряжениях - только однофазные.

При напряжении до 20 кВ имеется большое число типов трансформаторов напряжения:

- сухие (НОС);
- масляные (НОМ, 3 НОМ, НТМИ, НАМИ, НТМК) с литой изоляцией (ЗНОЛ и НОЛ).

В электроустановках напряжением 110 кВ и выше применяются ТН каскадного типа НКФ и емкостные делители напряжения НДЕ.

В зависимости от назначения могут применяться разные схемы включения ТН.

Два однофазных ТН, соединенных в неполный треугольник, позволяют измерить 2 линейных напряжения.

Такая схема целесообразна для подключения счетчиков и ваттметров. Для измерения линейных и фазных напряжений могут быть использованы три однофазных ТН, соединенных по схеме «Звезда-Звезда» или 3-х фазный типа НТМИ, третья обмотка которого соединена в разомкнутый треугольник и используется для присоединения реле защиты от замыканий на землю. Так

же соединяются в 3-х фазную группу однофазные 3-х обмоточные ТН ЗНОМ и НКФ. ТН выбирают по условиям $U_{сети} \leq U_{1ном}$, $S_2 \leq S_{2ном}$.

За мощность $S_{2ном}$ принимают мощность всех 3-х фаз однофазных ТН, соединенных по схеме звезды и удвоенную мощность однофазного ТН, включенного по схеме неполного треугольника.

Для подсчета S_2 рекомендуется форма таблицы 17. Перечень измерительных приборов для расчетной цепи принимается на основании рекомендаций Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Расчетную нагрузку приборов для упрощения расчетов не разделяют по фазам, тогда получают $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$.

Таблица 17. Нагрузки цепей напряжения приборов

Наименование и тип прибора	Мощность одной катушки прибора	Число катушек	S, В·А
Вольтметр Э-335	2,0 В·А	1	2,0
Ваттметр Д-335	1,5 В·А	2	3,0
Счетчик активной и реактивной энергии Протон-К	0,5 В·А	3	1,5
Итого			

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывается, так как оно мало, однако сопротивление проводов создает дополнительную потерю напряжения.

Согласно ПУЭ потери напряжения в проводах от трансформаторов напряжения к счетчикам не должны превышать -0,5%, а в проводах к щитовым измерительным приборам - 3%.

Площадь сечения проводов принимают:

1,5 мм² - медных, 2,5 мм² - алюминиевых.

8. ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ НА ПОДСТАНЦИИ

8.1. Выбор и проверка сборных шин и ошинок на сторонах ВН и СН

Как правило, сборные шины 35-110 кВ выполняются гибкими подвесными проводами круглого сечения. Материал - многопроволочный алюминиевый провод со стальным сердечником (марка АС). Сечение сборных шин и ошинок, расположенных на территории ПС, в соответствии с ПУЭ выбираются из условия $I_{доп} \geq I_{прод.расч}$,

где $I_{доп}$ — допустимый ток для данного сечения проводника.

$I_{прод.расч}$ — определяется с учетом рекомендаций, данных в таблице 13.

Выбранное сечение должно быть проверено на отсутствие короны. Производится сравнение выбранного сечения провода с минимально допустимым сечением для данного класса напряжения.

8.2. Выбор ошиновки в цепи силового трансформатора

Ошиновка цепи силового трансформатора от выводов 6-10 кВ до ввода в распределительное устройство может выполняться в виде:

- а) гибкой связи из пучка сталеалюминевых проводов;
- б) шинного моста из прямоугольных или коробчатых шин, устанавливаемых на опорных изоляторах;
- в) комплектного токопровода.

Сечение ошиновки выбирается по величине $I_{доп.}$.

Условие проверки выбранного сечения: $I_{доп.} \geq I_{прод.расч.}$.

При выборе ошиновки в виде гибкой связи следует определить несущие и токоведущие провода. В качестве несущих, как правило, принимаются два провода марки АС-185 $n_n = 2$. Токоведущие провода обычно принимаются марки А-185.

$$\text{Число токоведущих проводов } n_T = \frac{I_{прод.расч.} - n_n \cdot I_{доп.н.}}{I_{доп.Т.}},$$

где $I_{доп.н.}$ и $I_{доп.Т.}$ — допустимый ток для несущих токоведущих проводов.

При небольшом сечении гибкая связь может быть выполнена более просто: одним или двумя проводами АС-300 или АС-400.

выбранное сечение гибкой связи проверяется по термической стойкости к токам КЗ.

$$\text{Условие проверки: } q \geq q_{мин.} = \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C},$$

где B_k — тепловой импульс ($\text{кА}^2 \cdot \text{С}$), определенный при выборе выключателя в цепи трансформатора;

C — коэффициент, принимаемый для алюминиевых и сталеалюминевых проводов гибкой связи $90 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$.

Шинный мост из жестких шин выбирается, исходя из условия нагрева в длительном расчетном режиме по выражению $k \cdot I_{доп.одн.шины} \geq I_{прод.расч.}$;

где K — коэффициент учитывающий снижение допустимого тока в шинах из-за их взаимного влияния, принимается равным 0,85–0,95.

При значении $I_{прод.расч.} \geq 2000 \text{ А}$ предпочтение отдается коробчатому сечению из одного или двух швеллеров. Суммарное сечение шинного моста проверяется по термической стойкости, как и гибкая связь.

Наиболее сложно подчитываются условия электродинамической стойкости для шинного моста. Первоначально оценивается $L_{кр.}$ — критическое значение длины пролета, исходя из собственной частоты колебаний шинной конструкции.

$$f_{\text{соб.}} \geq 200 \text{ Гц}$$

$$L_{\text{кр.}} = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{\text{сг.}}}}$$

где $J = \frac{h \cdot b^3}{12}$ либо $\frac{h^3 \cdot b}{12}$ — момент инерции относительно оси прямоугольного проводника, перпендикулярной действию силы, см⁴;

$q_{\text{сг.}}$ — стандартное сечение проводника $b \cdot h$ см².

Полученное $L_{\text{кр.}}$ округляется до ближайшего меньшего значения с точностью до 0,1 м. Такой же величины принимается длина пролета L , т.е. расстояние между изоляторами.

Для коробчатых шин параметры J и $q_{\text{сг.}}$ определяются таблицей 7.6 [8].

L определяется по той же формуле $L_{\text{кр.}} = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \sqrt{\frac{J}{q_{\text{сг.}}}}$, а затем уточняется до величины L . Положение шин должно соответствовать рассчитанной величине J .

Сила действующая на пролет длиной L (м) и на расстояние a (м) между фазами при трехфазном КЗ, Н $F^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^{(3)^2}}{a}$,

где i_y — ударный ток, А;

a — расстояние между фазами, которое в среднем равняется 0,35-0,6 м при горизонтальном расположении шин.

Изгибающий момент от междуфазных усилий, Н·м: $M = \frac{F^{(3)} \cdot L}{8}$.

Механические напряжения в материале шин от междуфазных усилий, МПа:

$$\sigma_{\text{нб}} = \frac{M}{W};$$

где W — момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, м².

Для однополосных шин:

$$W = \frac{bh^2}{6} \text{ при установке шин "плашмя"};$$

$$W = \frac{b^2h}{6} \text{ при установке шин "на ребро"}.$$

Для коробчатых шин значение W задается в справочнике в зависимости от положения их на изоляторах и способа соединения швеллеров между собой.

Для плоских одиночных и коробчатых шин расчет междуфазных механических напряжений дает возможность судить об их динамической стойкости при КЗ.

Критерием электродинамической стойкости является выполнение соотношения $\sigma_{\text{ср.}} = \sigma_{\text{расч.}} \leq \sigma_{\text{доп.}}$. Величины допустимых механических напряжений приведены в таблице 18.

Таблица 18. Величина $\sigma_{\text{доп}}$ для алюминиевых шин

Материал	Марка	Допустимое напряжение, МПа
----------	-------	----------------------------

Алюминий	АДО	40
Алюминиевый сплав	АД31Т	75
	АД31Т1	90

Малые величины $\sigma_{расч}$ дают возможность применить более дешевые материалы.

Опорные изоляторы для наружной установки рассчитываются из условий $U_{ном.изол.} \geq U_{ном.сети}$ и $F_{расч} = F^{(3)} \leq 0,5F_{разр.} = F_{доп.}$

С учетом высоты изолятора $F_{доп.} = 0,6F_{разр.} \frac{H}{H_1}$,

где H — расстояние от середины шины прямоугольного сечения, установленной на ребро, до основания изолятора;

H_1 — высота изолятора.

При горизонтальном и вертикальном расположении изоляторов всех фаз

расчетная сила, Н: $F_{расч.} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot \frac{H}{H_1} \cdot 10^{-7}$.

Все данные на опорные изоляторы указаны в таблице 5.7 [8].

Комплектный токопровод выбирается по номинальному току согласно условию $I_{ном.} \geq I_{прод.расч.}$,

где $I_{ном.}$ — номинальный ток токопровода по каталогу. [8,табл.9.14].

Проверка токопровода производится по электродинамической стойкости $i_{дин.} \geq i_y$.

Ошиновка в цепи силового трансформатора на стороне ВН так же должна выбираться по допустимому току, однако, при относительно небольшой длине ошиновки, в случае схемы со сборными шинами ее можно выполнять такого же сечения, как и сборные шины.

9. ВЫБОР И ПРОВЕРКА КАБЕЛЕЙ ПИТАЮЩИХ ТП

Сечение силовых кабелей выбирается по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк.}} = \frac{I_{\text{норм.}}}{i_{\text{эк.}}}$$

Максимальный длительный ток нормального режима $I_{\text{норм.}}$ можно определить, зная максимальную мощность потребителя:

$$I_{\text{норм.}} = \frac{P_{\text{макс.п.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном.}} \cdot \cos \varphi}$$

Сечение кабеля, выбранное по экономической плотности тока, округляется до ближайшего (большего или меньшего) стандартного сечения q и должно быть проверено по условию нагрева.

Для кабельной линии допустимый ток зависит от способа прокладки кабеля: $I_{\text{доп.}} = KI_{\text{доп.табл.}}$, где K — поправочный коэффициент, зависящий от числа кабелей в траншее и от расстояния между ними [10];

$I_{\text{доп.табл.}}$ — допустимый табличный ток.

Коэффициент предварительной загрузки $K_3 = \frac{I_{\text{норм.}}}{I_{\text{доп.}}}$.

Коэффициент фактической загрузки кабеля в режиме перегрузки

$$K_n = \frac{I_{\text{прод.расч.}}}{I_{\text{доп.}}}$$

По таблице перегрузочной способности [10] для полученных значений K_3 и времени перегрузки t_n находят допустимый коэффициент перегрузки $K_{n,\text{доп.}}$.

Необходимым условием является $K_{n,\text{доп.}} \geq K_n$, хотя бы для $t_n = 1\text{ч}$, в течение которого могут быть приняты меры к отключению потребителей 3-й категории.

Выбранное сечение кабеля должно быть проверено по условию термической стойкости $q \geq \frac{\sqrt{B_k} \cdot 10^3}{C}$.

Тепловой импульс $B_k = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{омк}} + T_a)$, где $t_{\text{омк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}$.

При определении B_k следует принять, что на кабеле установлена максимальная токовая защита. Если при этом не выполняется условие $q \geq q_{\text{мин.}}$, то следует дополнительно установить на присоединение токовую отсечку и снова проверить условие термической стойкости кабеля.

Проверка кабеля на невозгораемость производится в следующих случаях [11]:

- когда сечение кабеля выбрано по термической стойкости, исходя из времени действия отсечки;
- когда кабель, питающий трансформатор собственных нужд, подключается к секциям 6-10 кВ через выключатель.

В первом случае проверка кабеля на невозгораемость производится с учетом времени действия резервной максимальной токовой защиты, установленной на присоединении.

Во втором случае проверка производится по времени срабатывания резервной защиты на вводе 6-10 кВ силового трансформатора.

Проверка на невозгораемость заключается в определении температуры нагрева кабеля за время протекания тока КЗ и сравнении полученного расчетного значения с допустимыми величинами, указанными в таблице 19.

При определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации при проверке на невозгораемость учитывают длительность токов КЗ до 4 с.

Таблица 19. Значение расчетных температур нагрева токопроводящих жил кабелей

Тип кабеля	Значение расчетных температур токопроводящих жил кабеля, °С		
	при проверке на невозгораемость	при определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации	
1	2	3	4
Бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 6 кВ	400	200	300
Бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 10 кВ	360	200	300
Небронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 6 кВ	350	200	300
Небронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией до 10 кВ	310	200	280
Кабели с пластмассовой (поливинилхлоридный пластикат) и резиновой изоляцией	350	160	250
Кабели с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	400	250	300

При температуре нагрева токопроводящих жил кабеля, не превышающей значений, указанных в столбце 3, кабели пригодны к дальнейшей эксплуатации.

При температуре нагрева токопроводящих жил в интервалах значений, указанных в столбцах 3 и 4, допускается эксплуатация в течение года. Такие кабельные линии перед включением в работу должны быть дополнительно осмотрены, в доступных местах отремонтированы (при необходимости) и испытаны выпрямленным напряжением $4U_{ном}$ в течение 5 минут.

При температуре нагрева токопроводящих жил кабелей, превышающей значения, указанные в столбце 4, кабели считаются к дальнейшей эксплуатации непригодными и должны быть заменены.

Во время проектирования необходимо, чтобы температура нагрева токопроводящих жил кабеля не превышала значений, указанных в столбце 3.

Определение температуры нагрева токопроводящих жил кабеля током КЗ производится следующим образом.

Рассчитывается значение начальной температуры жил до КЗ по формуле ,

$$\Theta_n = \Theta_o + (\Theta_{\text{дд}} - \Theta_{\text{окр}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{дд}}} \right)^2$$

где Θ_o — фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С;

$\Theta_{\text{дд}}$ — значение расчетной длительно допустимой температуры жилы, для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией 1 кВ равно 80°С, для 6 кВ – 65°С. и 10 кВ – 60°С; для кабелей с пластмассовой изоляцией и с изоляцией вулканизированного полиэтилена – 90°С;

$\Theta_{\text{окр}}$. — значение расчетной температуры окружающей среды (воздуха) 25°С;

$I_{\text{раб}}$. — значение тока перед КЗ, А;

$I_{\text{дд}}$ — значение расчетного длительно допустимого тока А в соответствии с таблицами 20, 21.

Таблица 20. Значение расчетных длительно допустимых температур для кабелей с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в воздухе

Сечение жилы, мм ²	Токовые нагрузки (А) для 3-х жильных кабелей напряжением, кВ		
	до 3	6	10
6	53/40	-	-
10	73/55	68/48	-
16	97/72	86/64	80/60
25	127/95	114/83	103/78
35	157/118	140/102	127/95
50	195/146	175/128	157/118
70	247/180	213/156	196/144
120	348/261	299/217	274/210
150	400/300	343/249	313/237
185	451/342	386/291	352/267
240	522/402	448/340	408/311

Примечания:

1. Нагрузки для кабелей с алюминиевыми жилами указаны в знаменателе.
5. Нагрузки для трехжильных кабелей 1 кВ действительны и для четырехжильных кабелей с нулевой жилой меньшего сечения.
6. Нагрузки для четырехжильных кабелей с жилами равного сечения определяются умножением нагрузок для трехфазных кабелей на коэффициент 0,93.

Таблица 21. Значение расчетных длительно допустимых токов для кабелей на напряжение 1 кВ с резиновой и пластмассовой изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами, прокладываемыми в воздухе

Сечение жилы, мм ²	Токовая нагрузка (А) для кабелей		
	одножильных	двухжильных	трехжильных
1,5	29/-	24/-	20/-
2,5	40/30	33/25	26/20
4,0	53/40	44/34	34/27
6,0	67/51	56/43	46/34
10	91/69	76/58	62/47
16	121/93	101/77	81/62
25	160/122	134/103	107/82
35	197/151	166/127	131/102
50	247/189	208/159	165/127
70	318/233	264/239	311/156
95	386/284	312/257	245/183
120	450/330	361/285	271/205
150	521/380	423/319	299/220
185	594/438	493/366	345/254
240	704/515	584/432	483/344

Примечания:

1. Нагрузки для кабелей с алюминиевыми жилами указаны в знаменателе.
2. Нагрузки для кабелей с резиновой изоляцией определяются умножением нагрузок, приведенных в таблице, на коэффициент 0,95.
3. Нагрузки для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена определяются умножением нагрузок, приведенных в таблице, на коэффициент 1,16.
4. Нагрузки для одножильных кабелей даны для одного кабеля, проложенного открыто, а для двух, трех и четырехжильных кабелей, проложенных в одной трубе, следует руководствоваться графами для двухжильных и трехжильных кабелей с учетом п.п. 5,6 при открытой проводке, а при скрытой электропроводке эти нагрузки должны быть умножены на коэффициент 0,85.
5. Нагрузки для трехжильных кабелей действительны и для четырехжильных кабелей с нулевой жилой меньшего сечения.
6. Нагрузки для четырехжильных кабелей с жилами равного сечения определяются умножением нагрузок для трехжильных кабелей на коэффициент 0,882.

Затем определяется тепловой импульс от тока КЗ как сумма интегралов Джоуля от периодических и аperiodических составляющих тока КЗ по ГОСТ 30323-95.

За продолжительность КЗ принимается время от начала КЗ до его отключения ($t_{отк}$), равное времени действия релейной защиты (в зоне которой находится проверяемый кабель) и полному времени отключения выключателя.

Для присоединений секций собственных нужд 6,3 и 0,4 кВ резервной защитой считается защита ввода питания секции или трансформатора (токовая или другие защиты от многофазных КЗ).

Для присоединений собственных нужд с асинхронными двигателями в точках КЗ, удаленных от генераторов и синхронных компенсаторов (отделены трансформаторами) тепловой импульс ($\text{кА}^2 \cdot \text{с}$) с временем отключения тока КЗ 0,4с и более рассчитывается по формуле

$$B_{\kappa} = I_{\text{но.с}}^2 (t_{\text{откл.}} + T_{\text{аз}}) + (0,3 I_{\text{но.ад}} \cdot I_{\text{нос.}} + 0,17 I_{\text{но.ад}}) \cdot t_{\text{откл.}}$$

где $I_{\text{но.с}}$ — начальное значение периодической составляющей тока КЗ от удаленных источников (система, генератор), кА;

$T_{\text{аз}}$ — эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от удаленных источников, равная 0,01с для сети 6,3 кВ и 0,02сек. для сети 0,4 кВ;

$I_{\text{но.ад}}$ — начальное значение периодической составляющей тока подпитки от асинхронных двигателей, равное сумме номинальных токов одновременно включенных электродвигателей, увеличенной в 4,5 раза для сети 0,4 кВ и в 5,5 раз для сети 6,3 кВ.

Температура нагрева жилы кабеля определяется по выражению

$$\Theta_{\kappa} = \Theta_{\text{н}} \cdot e^{\kappa} + a(e^{\kappa} - 1),$$

где Θ_{κ} — температура жилы в конце КЗ,

a — величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , равная 228°C .

$$K = \frac{bB_{\kappa}}{S^2},$$

где b — постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная $45,65 \text{ мм}^4/\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ для алюминия и для меди — $19,58 \text{ мм}^4/\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

S — сечение жилы, мм^2 .

При превышении расчетной температуры жилы кабеля Θ_{κ} значения температуры в столбце 3 таблицы 19 увеличивают сечение кабеля или принимают кабель с большим допустимым значением температуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Документированная процедура. Система менеджмента качества. Текстовые работы студентов. Правила оформления. ДП СМК 007-2015. [Текст]: – Караваев : Костромская ГСХА 2015. - 73 с.
2. Электрооборудование электрических станций и подстанций : методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов специальности 110302 «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства» очной формы обучения / сост. Ю.В. Кузнецов. – Кострома : КГСХА, 2009. --- 56с.
3. Васильев А.А, Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф., и др. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для Вузов / Под редакцией А.А. Васильева- М. Энергия, 1980 г-608с.
4. Неклепаев Б.Н. «Электрическая часть станций»- М. Энергия, 1986 г-475с.
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.В. Электрооборудование станций и подстанций - М. Энергия, 1987 г-600с.
6. Усов С.В. Электрическая часть электростанций, - М. Энергия, 1977 г-420с
7. Справочник по электроснабжению предприятий. Промышленные электрические сети./ Под общей редакцией Федорова А.А и Сербинского Г.В, - М. Энергия, 1980 г-576с.
8. Гук Ю.Б. и др. «Проектирование электрической части станций и п/станций» Л. Энергоатомиздат, 1985 г - 312с.
9. «Электрическая часть станций и подстанций»: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Под редакцией Б.Н. Неклепаева. - М.-Энергия, 1986 г.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Файбисовича Д.Л. – М.: -НЦ ЭНАС, 2005г. – 320с.
11. Циркуляр № Ц-02-98 (Э) О проверке кабелей на не возгорание при воздействии тока КЗ. Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕС Россия”, 1998 г. – 6с.
12. Правила устройства электроустановок. Разделы 2, 4 – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Департамент научно-технологической политики и образования
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Костромская государственная сельскохозяйственная академия»

Факультет «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства»

Специальность/Направление подготовки _____
(шифр) (наименование)

Кафедра «Электроснабжение»

КУРСОВАЯ РАБОТА

По дисциплине «Электрическая часть электростанций и подстанций» /
«Электрическая часть ТЭЦ и подстанций систем электроснабжения»

На тему: «Расчет параметров и выбор электрооборудования
электрических станций и подстанций»

Выполнил: студент _____ группы _____ курса
_____ факультета

_____ (фамилия, имя, отчество)

Руководитель: _____
(Ф.И.О., уч. степень, звание, должность)

Каравеево 20 _____

Продолжение приложения 1

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Департамент научно-технологической политики и образования
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Костромская государственная сельскохозяйственная академия»
Факультет «Электрификация и автоматизация сельского хозяйства»
Специальность/Направление подготовки _____
(шифр) (наименование)

Кафедра «Электроснабжение»

ЗАДАНИЕ

на курсовую работу по дисциплине «Электрическая часть электростанций и подстанций» /
«Электрическая часть ТЭЦ и подстанций систем электроснабжения» студенту

на тему «Расчет параметров и выбор электрооборудования
электрических станций и подстанций»
вариант № _____

Содержание расчётно-пояснительной записки

- 1) Введение
- 2) Суточные графики нагрузок подстанции
- 3) Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов
- 4) Выбор схемы электрических соединений
- 5) Выбор схемы собственных нужд
- 6) Расчет токов короткого замыкания
- 7) Выбор конструкции распределительных устройств
- 8) Выбор электрического оборудования и токоведущих частей
- 9) Выбор и проверка проводников
- 10) Заключение
- 11) Литературные источники

Перечень графического материала:

- Лист 1. Схема электрических соединений подстанции.
- Лист 2. План с трехлинейной схемой и разрез по присоединению трансформатора.

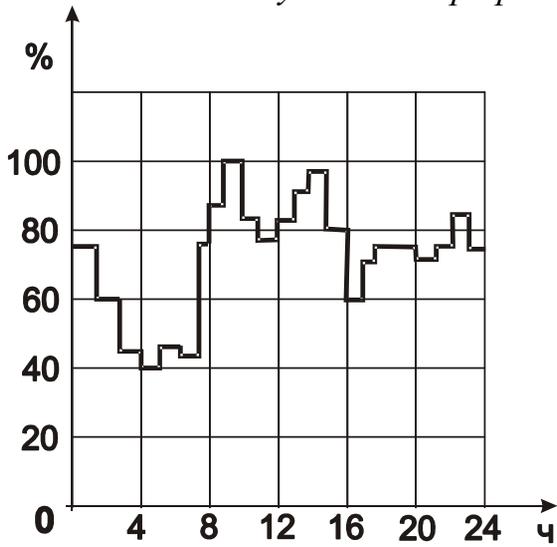
Руководитель _____

Задание принял к исполнению _____

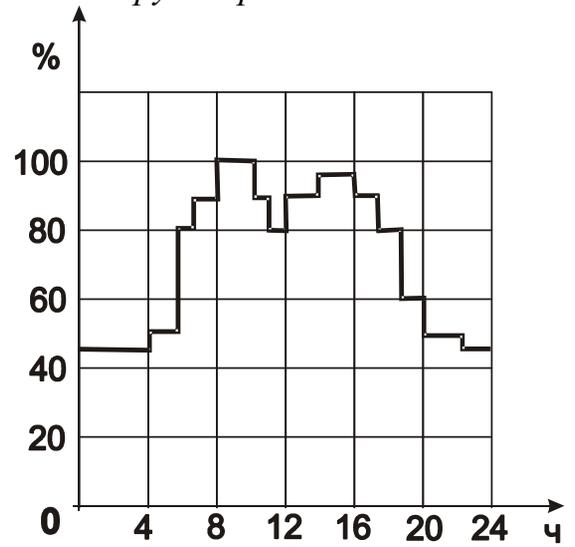
«__» _____ 20__ г.

Приложение 2

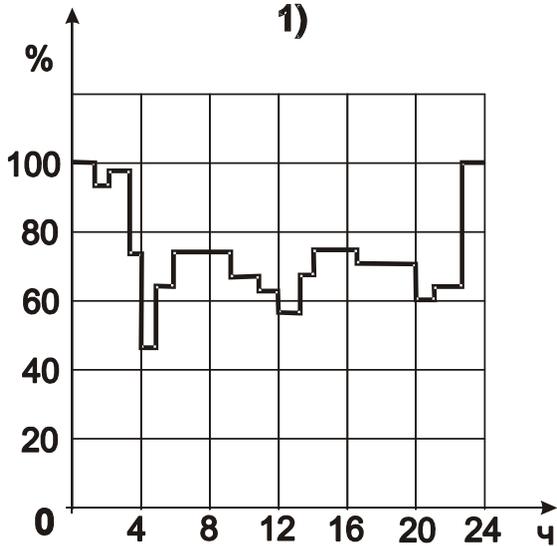
Типовые суточные графики активных нагрузок рабочего дня



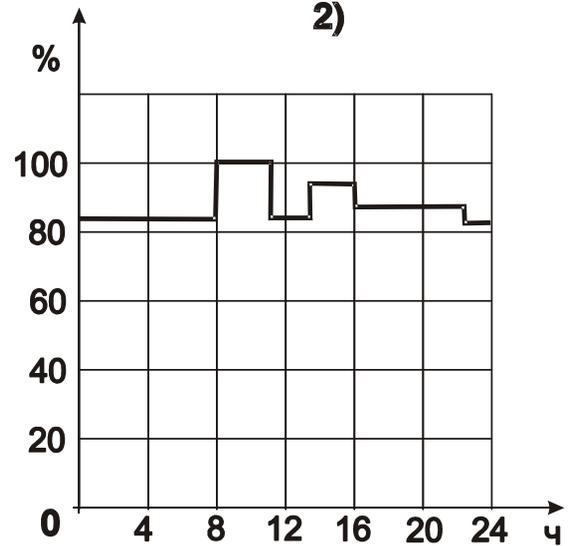
1)



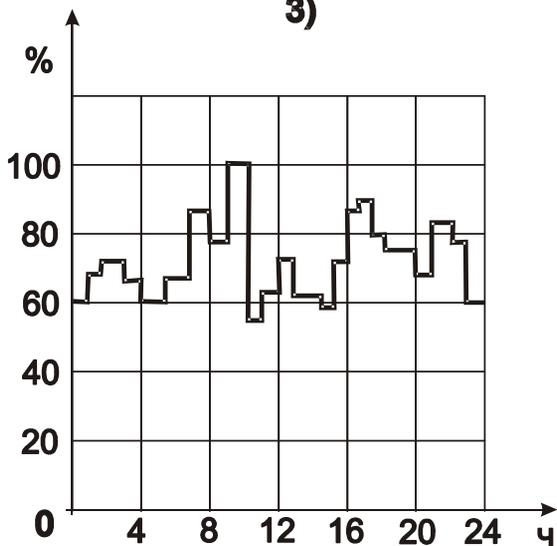
2)



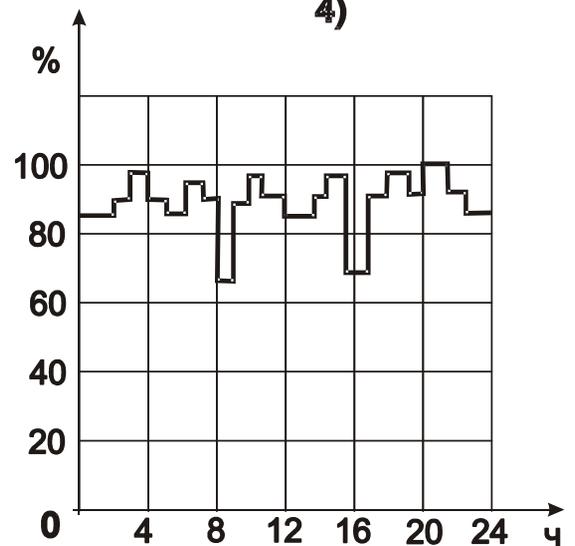
3)



4)

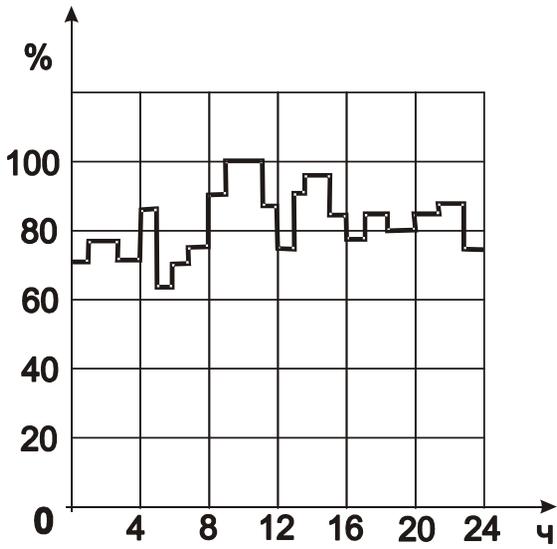


5)

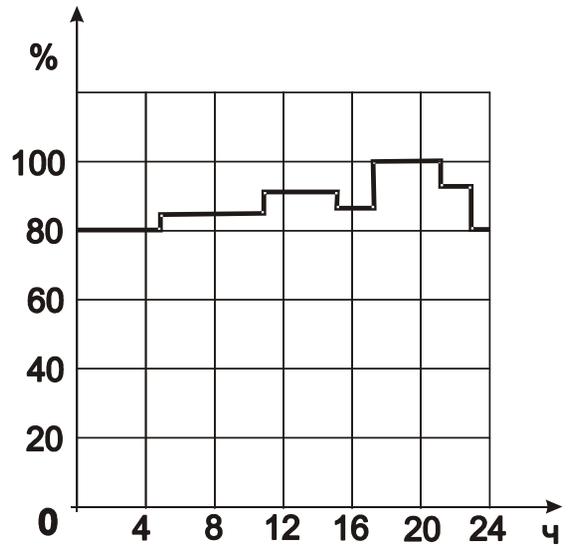


6)

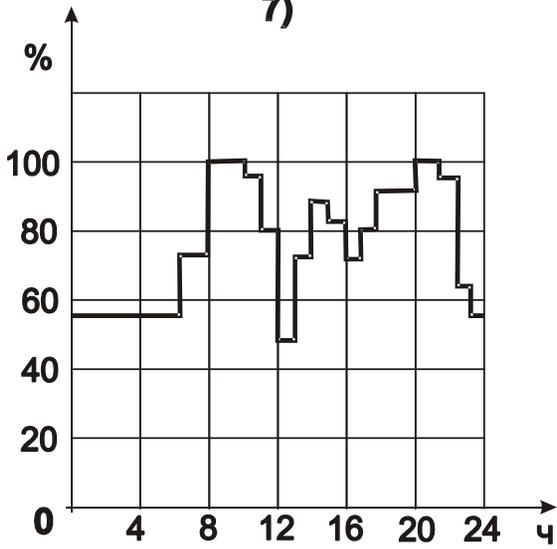
Продолжение приложения 2



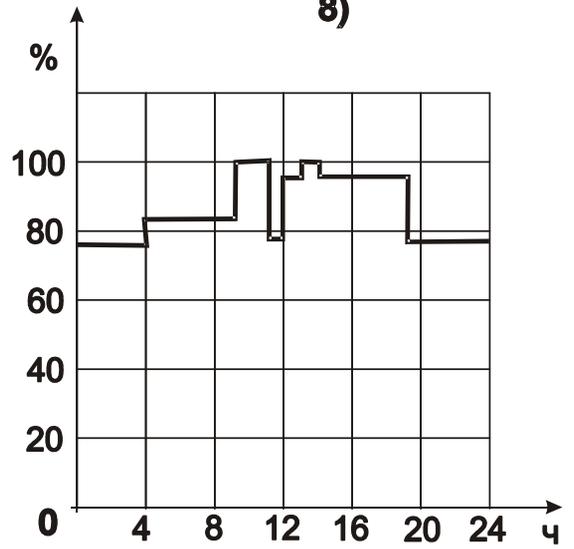
7)



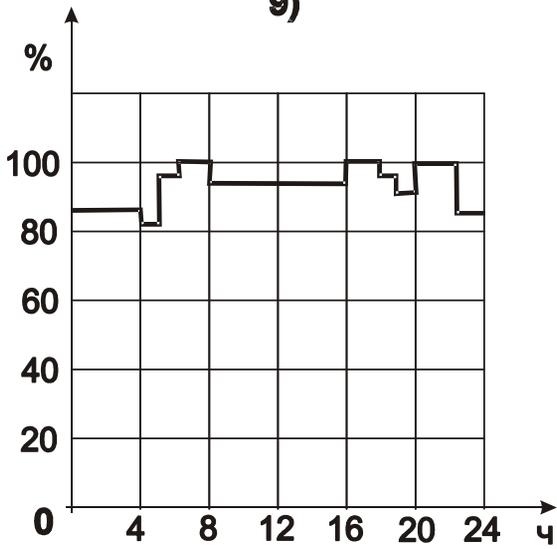
8)



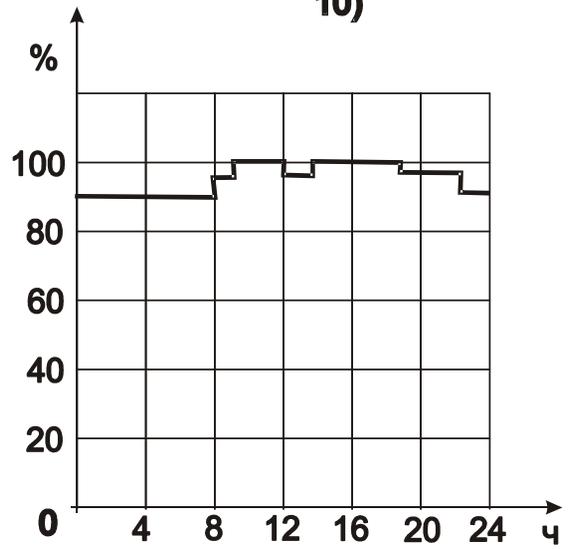
9)



10)

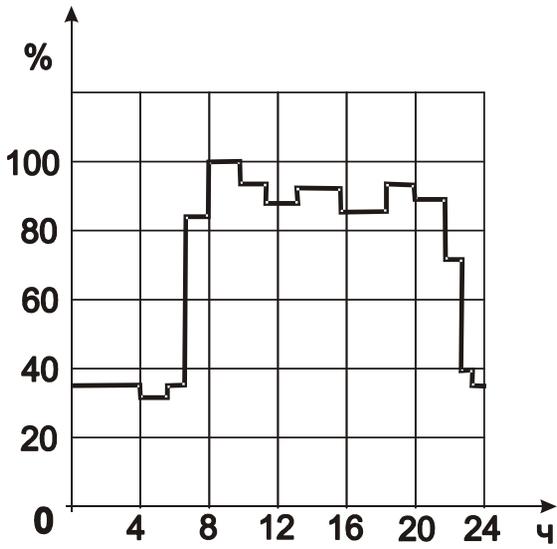


11)

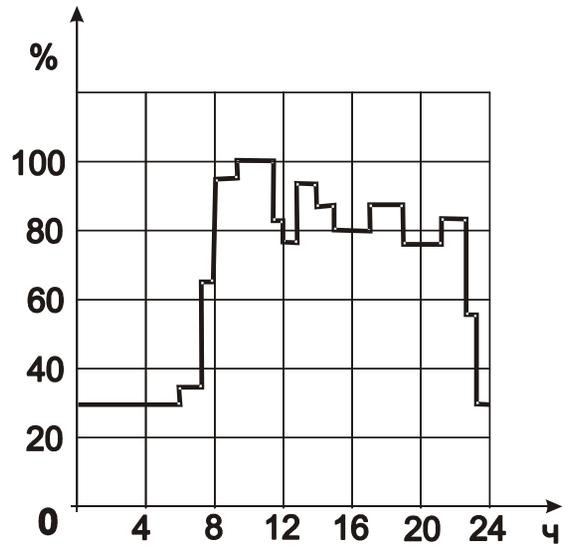


12)

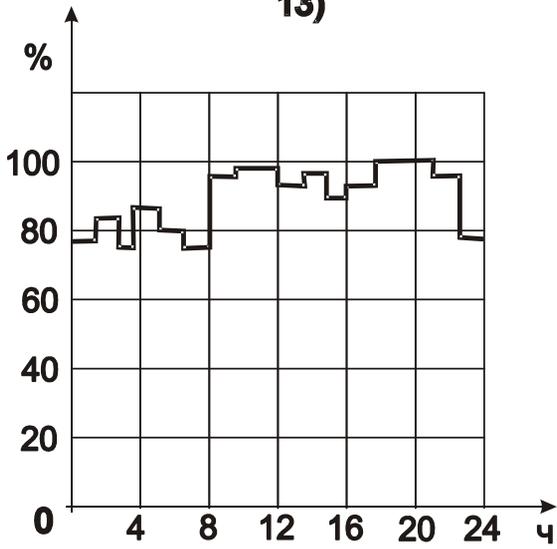
Продолжение приложения 2



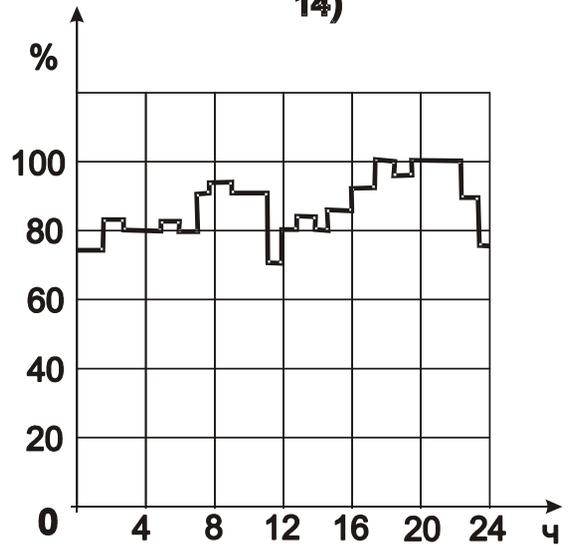
13)



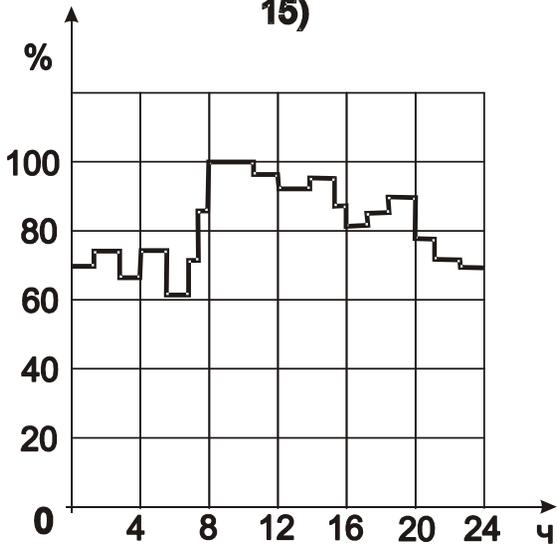
14)



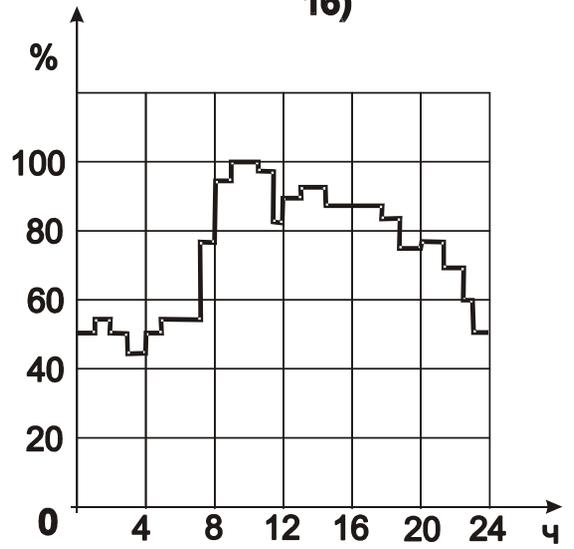
15)



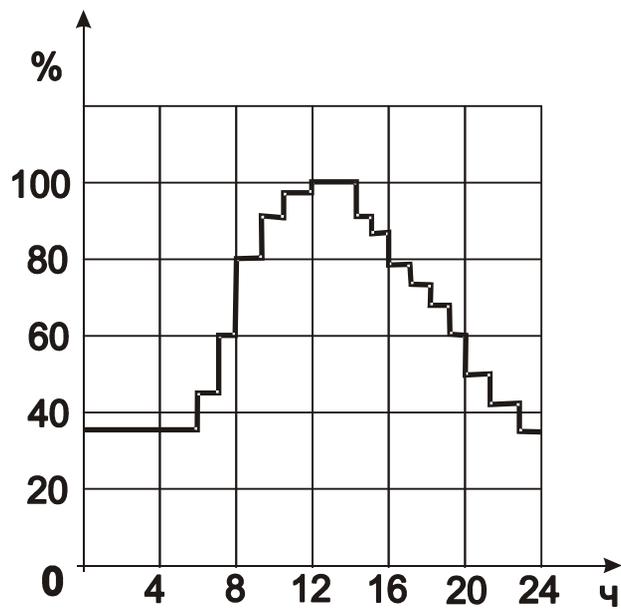
16)



17)



18)



19)

Учебно-методическое издание

Электрическая часть электростанций и подстанций : методические рекомендации по выполнению курсовой работы для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение» очной и заочной форм обучения / сост. Д.М. Олин. — Караваево : Костромская ГСХА, 2015. — 50 с.

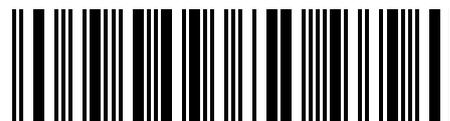
Методические рекомендации издаются в авторской редакции.

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Костромская государственная сельскохозяйственная академия" 156530, Костромская обл., Костромской район, пос. Караваево, уч. городок, д. 34, КГСХА

Компьютерный набор. Подписано в печать 18/06/2015.
Заказ №347. Формат 84x60/16. Тираж 28 экз. Усл.
печ. л. 3,36. Бумага офсетная. Отпечатано 22/07/2015.
Цена 53,00 руб.

Отпечатано с готовых оригинал-макетов в академической типографии на цифровом дубликаторе.
Качество соответствует предоставленным оригиналам.
вид издания: авторская редакция (редакция от 10.06.2015 № 329 тии)

Цена 53,00 руб.



2015*347