

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине
«Эксплуатация электроэнергетических систем»

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль): Цифровые технологии в электроэнергетике

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

- 1 Лабораторная работа №1 Современные методы плавки гололеда и диагностика гололедообразования
- 2 Лабораторная работа №2 Выбор сечений кабелей из СПЭ и оценка их перегрузочной способности
- 3 Лабораторная работа №3 Тепловой режим силового трансформатора
- 4 Лабораторная работа №4 Осмотры и способы сушки силовых трансформаторов
- 5 Лабораторная работа №5 Разработка однолинейной схемы сети, выбор оборудования и разработка графика осмотров оборудования
- 6 Лабораторная работа №6 Методы оценки остаточного ресурса технического устройства
- 7 Лабораторная работа №7 Изучение способа расчета индекса технического состояния оборудования
- 8 Лабораторная работа №8 Изучение методик ремонта оборудования
- 9 Лабораторная работа №9 Порядок организации и оформления работ по наряду-допуску в электроустановках

Список используемой литературы

Приложение А

Приложение Б

Приложение В

ВВЕДЕНИЕ

Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество называется эксплуатацией.

Цель освоения дисциплины заключается в формировании у бакалавров набора профессиональных компетенций по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и а также получение студентами необходимых знаний и навыков в сфере эксплуатации ЭЭС, в том числе диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС.

Задачи освоения дисциплины:

- систематизировать и уточнить понятийный аппарат в области эксплуатации, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС;
- обучить правилам технической эксплуатации электрических сетей и электрооборудования подстанций, ознакомить с организацией обслуживания ТП, РУ, ЛЭП, КЛ и аппаратуры защиты и управления;
- сформировать у студентов теоретические и практические навыки по технологии ремонтных работ, принципам и методам эксплуатации основных элементов ЭЭС.

Для достижения данной цели решаются следующие задачи:

- ознакомление с теоретическими и методологическими основами проектирования СЭС ПП;
- формирование способности обоснования проектных решений.
- изучение методов оптимизационного анализа систем электроснабжения промышленных предприятий;
- формирование системных и профессиональных компетенций по проектированию систем электроснабжения промышленных предприятий;
- решение вопросов повышения энергоэффективности с учетом экологических требований;
- систематизация, углубление и расширение теоретических знаний и практических навыков.

Лабораторная работа 1

Современные методы плавки гололеда и диагностика гололедообразования

Целью занятия является изучение современных методов плавки гололеда и способов диагностирования гололедообразования.

В результате практического занятия студенты должны знать современных методов плавки гололеда и способов диагностирования гололедообразования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14-ПК-7.

Теоретическая часть

Принципиальная схема плавки гололеда на проводах ВЛ переменным током включает в себя:

- ***схему источника питания (ИП)*** установки плавки гололеда (УПГ), состоящей из коммутационной аппаратуры для сборки схемы плавки, измерительных трансформаторов, устройств контроля, управления, релейной защиты и диагностики УПГ с обогреваемой ВЛ;
- ***схему соединения фазных проводов*** воздушной линии электропередачи при плавке.

Местом размещения УПГ является, как правило, подстанция, от которой предусматривается *поочередная плавка гололеда* на отходящих линиях. Возможны также схемы с последовательно соединенными линиями, в которых рассматриваемая ВЛ подключается к «электрически удаленной» подстанции с УПГ. При этом в зависимости от конкретных условий, схемы и параметров электрической сети гололед плавится либо одновременно на всех последовательно соединенных ВЛ (*совмещенная плавка гололеда*), либо только на одной из них. В последнем случае плавка гололеда на одной из ВЛ может сочетаться с *профилактическим обогревом*, препятствующим гололедообразованию на проводах других ВЛ.

Если УПГ устанавливается на электрической станции, то для осуществления плавки гололеда могут использоваться различные схемно-режимные мероприятия, например, поочередная плавка гололеда на ВЛ, отходящих от шин станции, при сохранении параллельной работы генераторов с системой или выделение части генераторов специально для плавки гололеда.

Для плавки гололеда часто используется обходная система шин, к которой поочередно подключаются обогреваемые линии. При отсутствии обходной системы шин целесообразно ее выполнение, так как наличие таких шин существенно упрощает сборку схемы плавки гололеда, сокращает общую длительность режима плавки. Подача напряжения от источника питания на обходные шины обычно производится через ячейку плавки. Ячейка плавки должна иметь усиленную конструкцию, выбранную по наибольшему току

плавки, необходимую защиту, схему управления выключателями и пофазный контроль тока.

Способы плавки гололеда. В зависимости от схемы источника питания и схемы соединения проводов ВЛ плавка гололеда на фазных проводах переменным током может производиться следующими способами:

- **короткого замыкания** (рис.1.1 - 1.4), когда обогреваемую линию закорачивают с одного конца, а с другого к ней подключают источник питания, мощность которого достаточна, чтобы обеспечить протекание требуемого тока плавки;
- **встречного включения фаз** (рис.1.5), при котором фазные провода на противоположных концах ВЛ подключаются к различным по величине или (и) по фазе напряжениям источников питания;
- **перераспределения нагрузок** в электрической сети с помощью специальных схемно-режимных мероприятий с целью повышения токовой нагрузки ВЛ, провода которой подлежат обогреву, до необходимой величины;
- **наложения токов**, когда с помощью специально устанавливаемого оборудования, например, вольтодобавочного трансформатора, на рабочий ток накладывается дополнительный ток, создаваемый в контуре, частью которого является обогреваемая ВЛ.

Наибольшее распространение в электрических сетях энергосистем получил способ плавки гололеда током короткого замыкания как наиболее простой и эффективный, позволяющий максимально автоматизировать процесс сборки схемы плавки и восстановления нормальной работы электрической сети, что особенно важно при создании *автоматизированных систем управления плавкой гололеда* (АСУ ПГ).

Плавка гололеда по способу короткого замыкания имеет различные схемные варианты исполнения, отличающиеся видом искусственного КЗ:

- **трехфазного короткого замыкания** (рис.1.1);
- **двухфазного короткого замыкания** при соединении фазных проводов обогреваемой ВЛ по схеме:
 - «фаза-фаза» (рис.1.2,а,в), когда гололед плавится одновременно на двух последовательно соединенных фазах ВЛ;
 - «фаза-две фазы» (Рис.1.2,б,г), в которой гололед плавится только на одной фазе, а две другие греются половинным током плавки;
- **однофазного короткого замыкания** при соединении фазных проводов обогреваемой ВЛ по схеме:
 - «фаза-земля» (рис.1.3,а);
 - «две фазы-земля» (Рис.1.3,б), когда гололед одновременно плавится на двух параллельно соединенных фазах ВЛ;

- «три фазы-земля» (рис.1.3,в), когда гололед одновременно плавится на трех параллельно соединенных фазах ВЛ;
- «змейка» (Рис.1.3,г), в которой гололед одновременно плавится на трех последовательно соединенных фазах ВЛ.
- **двухфазного короткого замыкания на землю** с обогревом двух или трех фаз ВЛ от источников питания:
 - ИП₃ - с заземленной нейтралью (рис.1.4,а,б);
 - ИП_{3ф1} - с заземленной особой фазой, отключенной от схемы плавки (рис.1.4,в,г);
 - ИП_{3ф2} - с заземленной фазой, подключенной к схеме плавки (рис.1.4,д,е).

Рис.1.1 – Схемы плавки гололеда по способу трехфазного короткого замыкания при питании от источника питания с глухозаземленной (а) и с изолированной (б) нейтралью и расчетная схема замещения (в)

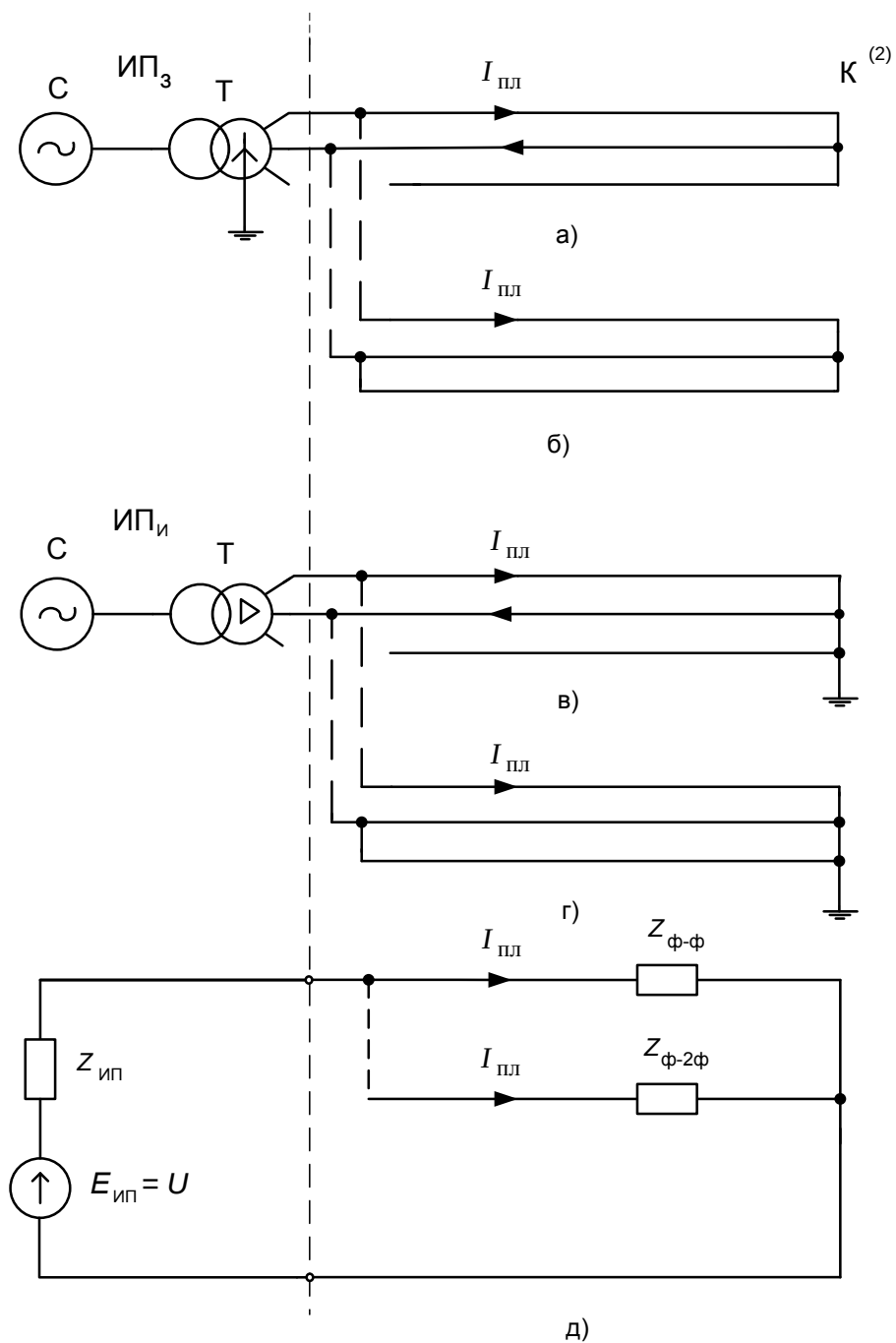


Рисунок 1.2 – Схемы плавки гололеда по способу двухфазного короткого замыкания с соединением проводов ВЛ «фаза-фаза» (а, в) и «фаза-две фазы» (б, г) при питании от источника с глухозаземленной (а, б) и с изолированной (в, г) нейтралью и расчетная схема замещения (д)

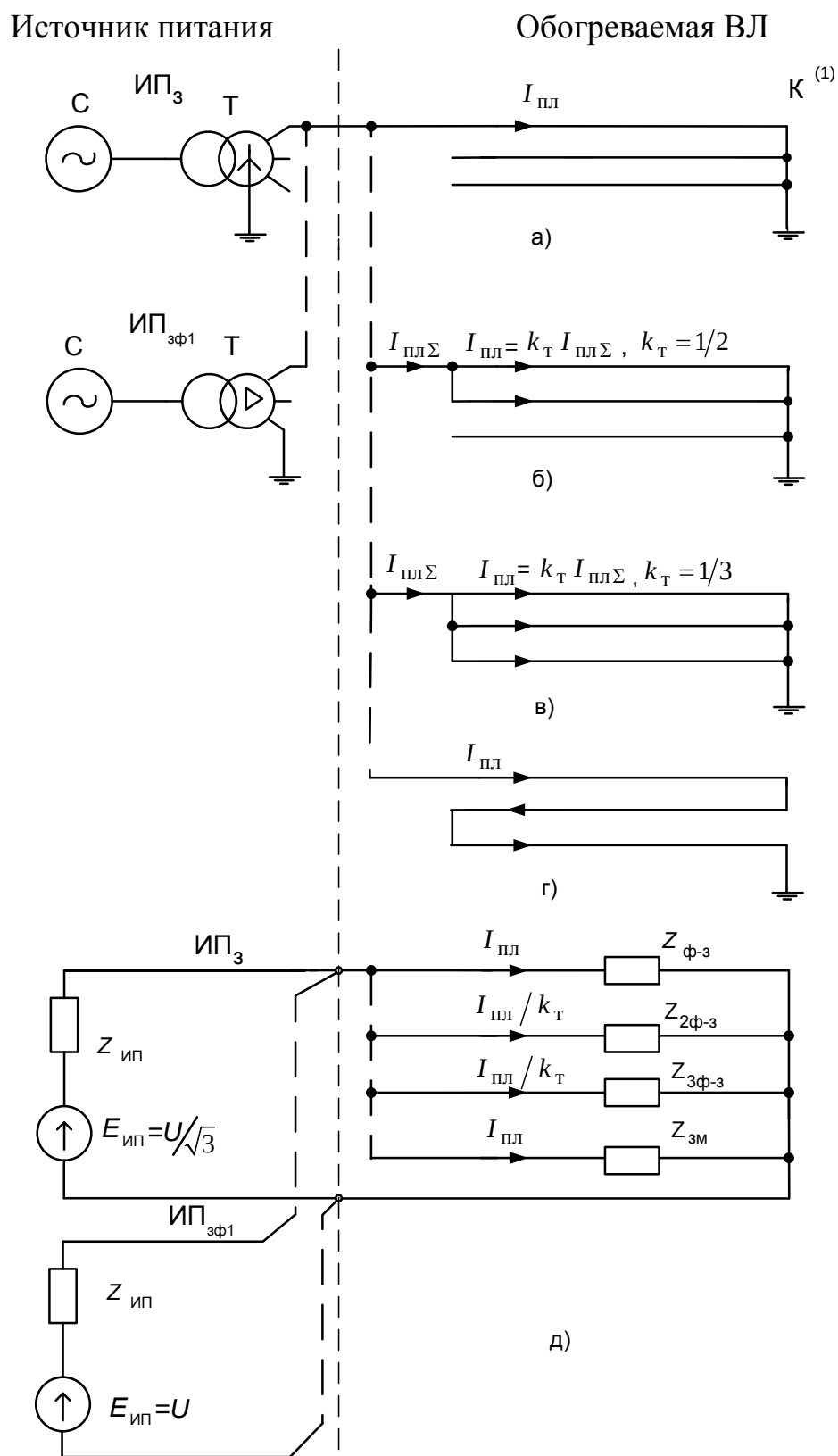


Рисунок 1.3— Схемы плавки гололеда по способу однофазного короткого замыкания с соединением проводов ВЛ: «фаза-земля» (а), «две фазы-земля» (б), «три фазы-земля» (в), «змейка» (г) и расчетная схема замещения (д)

Источник питания

Обогреваемая ВЛ

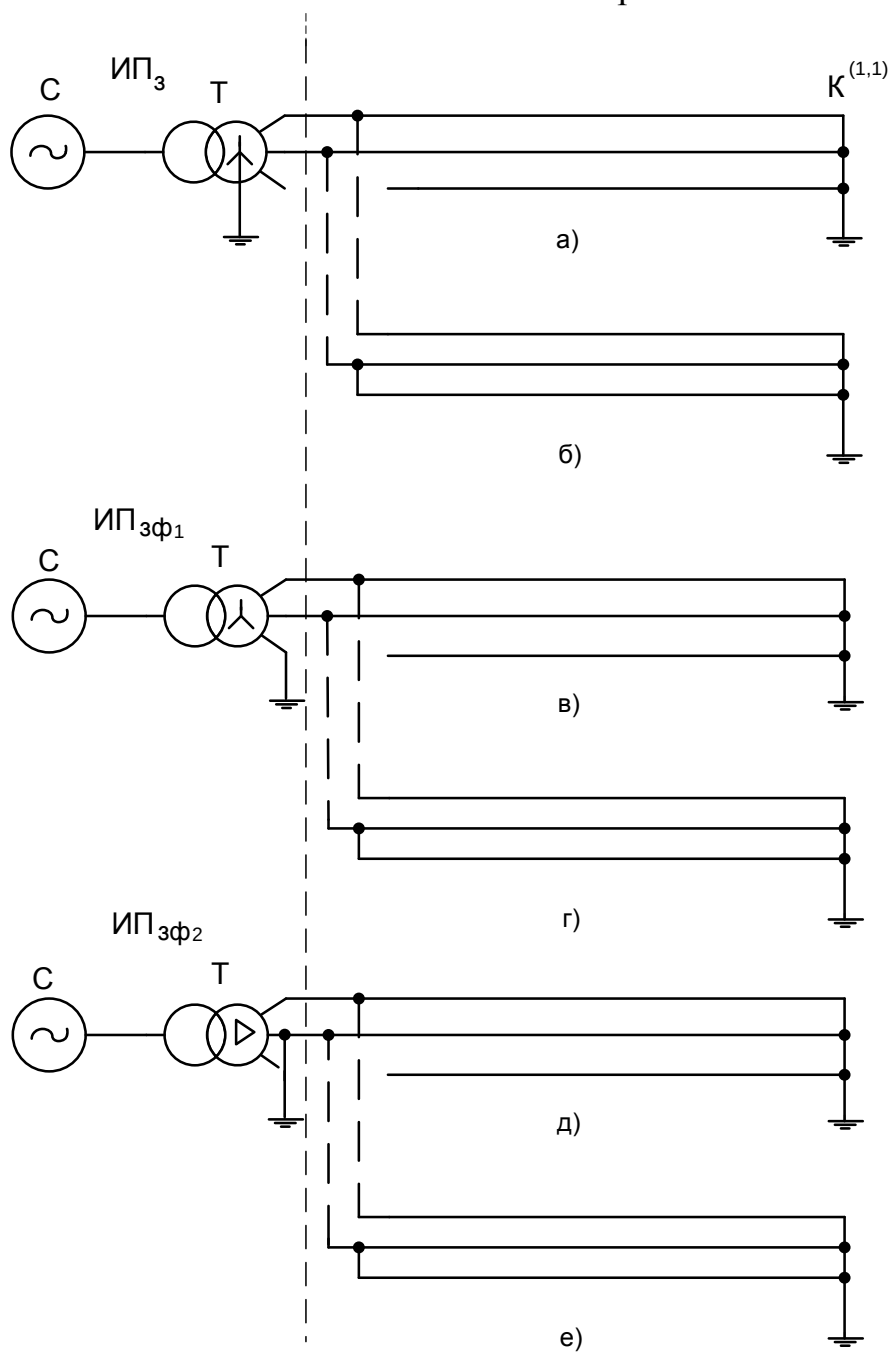


Рис.1.4 – Схемы плавки гололеда по способу двухфазного короткого замыкания на землю с обогревом двух или трех фаз ВЛ от источников питания:

ИП_з - с заземленной нейтралью (а,б);

ИП_{зф1} - с заземленной особой фазой, отключенной от схемы плавки (в,г);

ИП_{зф2} - с заземленной фазой, подключенной к схеме плавки (д,е).

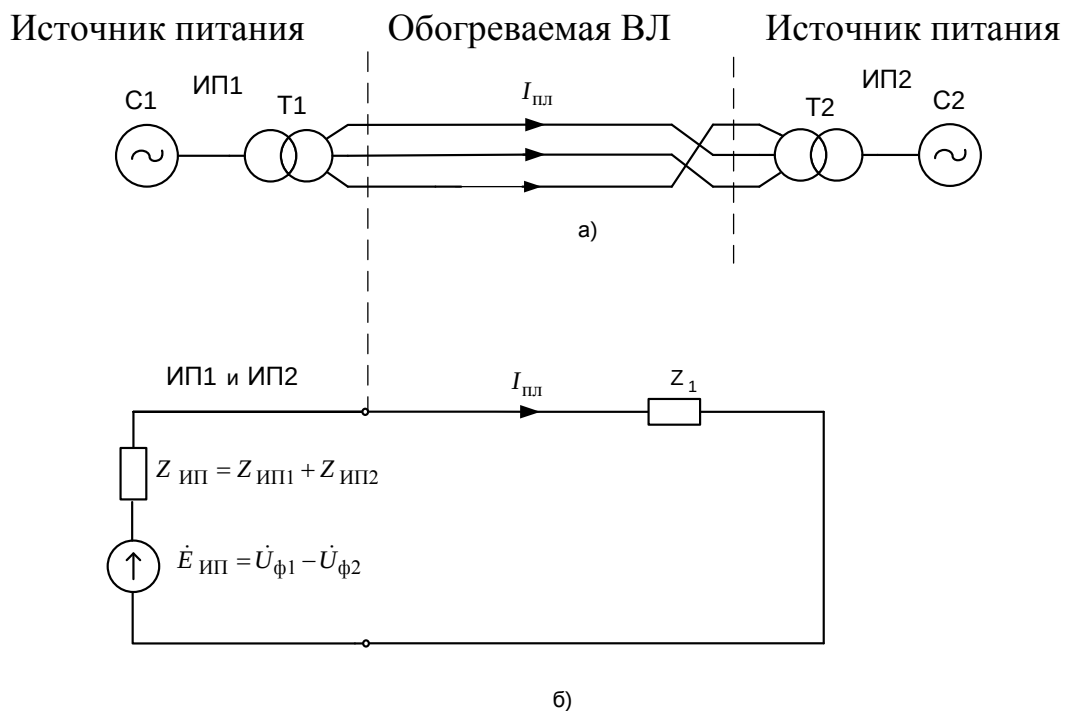


Рисунок 1.5 – Схемы плавки гололеда по способу встречного включения фаз (а) и расчетная схема замещения (б)

Наиболее эффективное средство предотвращения гололедных аварий – плавка гололеда на проводах и тросах ВЛ. Она позволяет удалить гололед на десятках километров линий в течение 0.5...1 часа, предотвратить опасную перегрузку и ликвидировать пляску проводов.

Для нагрева проводов может использоваться как переменный, так и постоянный ток. Применение переменного тока не требует значительных затрат, поскольку плавка производится непосредственно от существующей сети, но возможно при относительно небольших длинах обогреваемых линий, требуемых токах плавки и напряжениях (гл.4). Для мощных линий с проводами больших сечений и значительной длины преимущество имеет плавка постоянным током. Мощность питающего источника постоянного тока составляет для линий 220 кВ и выше порядка 20÷10% от требуемой при переменном токе, но необходим преобразователь переменного тока в постоянный – выпрямительная установка, которая сравнительно дорога. Практическое применение получили установки плавки гололеда с выпрямительными установками (ВУ), состоящими из выпрямительных мостов типа ВУКН–1200–14000, В–ТПЕД–1,6к–14к, В–ТППД–1,2к–14к для плавки гололеда постоянным током на проводах, а также грозозащитных тросах ВЛ–330–500 кВ.

Кроме ВУ, в состав установки плавки гололеда – УПГ входят:

- преобразовательный трансформатор с регулированием под нагрузкой или автотрансформатор районной подстанции и другие элементы источника питания;

- токоограничивающие реакторы;
- коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители);
- комплекс релейной защиты, диагностики, определения места повреждения, использующий в качестве первичных измерительных трансформаторов специальные трансформаторы тока.

Место размещения УПГ – подстанция в узле электрической сети, которому подключено несколько линий, подлежащих обогреву. Плавка гололеда производится, как правило, с отключением линии из работы, но возможна и без отключения линии. Однако в этом случае УПГ имеют высокую стоимость и сложны в эксплуатации, поэтому не нашли применения в энергетике.

Связь между параметрами нормального режима на сторонах постоянного и переменного напряжений неуправляемого выпрямительного моста ВМ, а также между параметрами схемы *приблизленно* отражается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned}
 I_{\phi} &= 0,817 I_d ; \quad \frac{E_d}{E_{\text{л}}} = \frac{U_d}{U_{\text{л}}} = 1,35 ; \quad U_d = I_d R_d ; \\
 E_d &= I_d \left(\frac{3}{\pi} X_{\text{к}} + R_d \right) ; \quad R_{\text{вн}} = \frac{3}{\pi} X_{\text{к}} . \\
 \underline{Z} &= R_{\sim} + jX_{\text{к}} ; \quad R_{\sim} = 0,52 R_d ; \quad S_{\sim} = \sqrt{3} U_{\text{л}} I_{\phi} ,
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

где I_{ϕ} , I_d – переменный фазный и постоянный токи плавки соответственно; $E_{\text{л}}, U_{\text{л}}, E_d, U_d$ – линейные ЭДС и напряжение на стороне переменного напряжения ВУ и выпрямленные ЭДС и напряжение на выводах выпрямителя; R_d – сопротивление проводов ВЛ постоянному току; $R_{\sim}$ – сопротивление проводов ВЛ, приведенное к стороне переменного напряжения; $X_{\text{к}}$ – реактивное сопротивление питающей сети, трансформатора и токоограничивающих реакторов, приведенное к ступени напряжения питания преобразователя (сопротивление фазы контура коммутации преобразователя); $R_{\text{вн}}$ – внутреннее сопротивление УПГ, $\underline{Z}$ – полное сопротивление схемы плавки, приведенное к стороне переменного напряжения; $S_{\sim}$ – полная мощность плавки.

Регулирование тока плавки достигается соответствующим выбором напряжения и количества выпрямительных агрегатов, выбором схемы соединения проводов ВЛ при плавке, изменением коэффициента трансформации трансформатора, питающего выпрямительную установку, и подбором сопротивления заземления (в схемах плавки через «землю»).

Принципиальная схема плавки гололеда постоянным током определяется:

- схемой источника питания УПГ;

- схемой соединения ВУ;
- схемой соединения проводов ВЛ при плавке;
- схемой коммутации питающей сети в рабочих и аварийных режимах.

Принципиальные схемы плавки гололеда переменным и выпрямленным током приведены на рис 1. При плавке гололеда переменным током (рисунке 1.6, а) ВЛ подключается к шинам 6-10 кВ непосредственно. При плавке гололеда выпрямленным током (рисунке 1.6, б) ВЛ подключается к шинам 6-10 кВ через выпрямитель UZ. В обоих случаях на другом конце провода ВЛ замыкаются накоротко.

Ток плавки $I_{пл}$ рекомендуется принимать равным $1,0 \dots 2,0 I_{доп}$.

Величина допустимого длительного тока $I_{доп}$ и удельных сопротивлений r_0 и jC_0 для проводов различных сечений приведены в таблице 1.1.

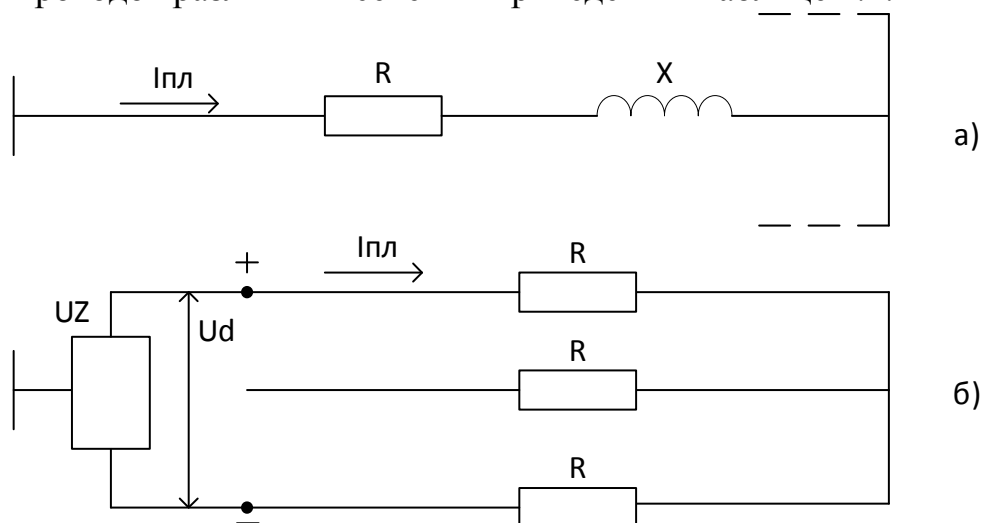


Рисунок 1.6 – Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и постоянным (б) током.

Таблица 1.1 – r_0 и $I_{доп}$ по сечениям провода

$F, \text{мм}^2$	70	95	120	150	185	240	300	400
$r_0, \text{Ом/км}$	0,43	0,31	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1	0,07
$I_{доп}, \text{А}$	265	330	390	450	510	610	690	825

Примечание: Для проводов всех сечений принять $x_0=0,4 \text{ Ом/км}$

Таблица 1.2 – значение $\Sigma c\gamma_n S$ для 1 м провода

Марка провода	$\Sigma c\gamma_n S$ Вт·с/°C	Марка провода	$\Sigma c\gamma_n S$ Вт·с/°C	Марка провода	$\Sigma c\gamma_n S$ Вт·с/°C
А-25	61,4	АС-25	70,4	ПС-25	90
А-35	85,5	АС-35	114,2	ПС-35	126
А-50	123	АС-50	149,3	-	-
А-70	172	АС-70	209,5	-	-
А-95	232	АС-95	294,5	-	-

Таблица 1.3 – Толщина стенки гололеда b

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда b , мм
-------------------	--

I	10
II	15
III	20
IV	25
V	30
VI	35
VII	40
Особый	Выше 40

Таблица 1.4 – Скорость ветра U

Показатель	Ветровой район						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Скорость ветра U , м/с	22	25	29	32	36	39	43

Плавка гололеда переменным током:

1. Принять определенную величину тока плавки гололеда $I_{пл}$
2. Определить сопротивления проводов ВЛ по формулам (1, 2, 3):

$$R = r_0 \cdot L \quad (1.2)$$

$$X = x_0 \cdot L \quad (1.3)$$

$$Z = R + jX \quad (1.4)$$

3. По величине тока $I_{пл}$ и полному сопротивлению Z вычислить линейное напряжение источника питания U по формуле (4); принять ближайшее номинальное напряжение:

$$U = I_{пл} \cdot Z \cdot \sqrt{3} \quad (1.5)$$

1. Для осуществления плавки от шин 10 кВ рекомендуется применить специальный трансформатор 10/42 кВ.

2. По величинам $I_{пл}$ и U определить полную трехфазную мощность $S_{пл}$, требуемую для плавки гололеда по формуле (5):

$$S_{пл} = I_{пл} \cdot U \cdot \sqrt{3} \quad (1.6)$$

3. По формуле (6) определить время плавки гололеда τ :

$$\tau = \frac{36,4\gamma d(b+0,265 \cdot d) \cdot 10^3 + 164\gamma(D^2 - d^2)t_2 + \sum c\gamma_n S(20+t_2)}{I^2 R_0 - (0,09D + 1,1\sqrt{UD})t_2}, \quad (1.7)$$

где γ – объемный вес льда 0,917 г/см³

d – диаметр провода без гололеда, см;

b – толщина стенки гололеда, см;

D – наружный диаметр провода, покрытого гололедом, см;

t_2 – абсолютное значение температуры воздуха, °C;

c – теплоемкость материала провода, Вт·с/(г·°C) (для, стали 0,462, для алюминия 0,92 Вт·с/(г·°C);

$I_{пл}$ – ток плавки, А;

R_{20} – сопротивление 1 м провода при температуре 20 °C, Ом;

U – скорость ветра, м/с.

Плавка гололеда постоянным током:

1. Принять такую же величину тока плавки гололеда $I_{пл}$
2. Определить активное сопротивление проводов ВЛ по формуле (1.2)
3. По величине тока $I_{пл}$ и активному сопротивлению R вычислить напряжение на выходе выпрямителя U_d по формуле (7); принять ближайшее номинальное напряжение:

$$U_d = I_{пл} \cdot \frac{R}{3} \quad (1.8)$$

1. По величинам $I_{пл}$ и R определить мощность на выходе выпрямителя P_d , требуемую для плавки гололеда по формуле (8):

$$P_d = I_{пл}^2 \cdot \frac{R}{3} \quad (1.9)$$

5. При определении мощности и линейного напряжения на входе выпрямителя использовать следующие приближенные выражения: $S \equiv P_d$,

$U \equiv U_d \cdot \sqrt{2}$; принять ближайшее номинальное напряжение.

3. По формуле (6) определить время плавки гололеда τ .

Исходя из величины мощности S , требуемой для плавки гололеда, рекомендовать для своего варианта конкретный способ плавки.

Задания

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) длиной L , выполненная сталеалюминевыми проводами сечением F , проходит в районе интенсивного гололедообразования. Плавка гололеда на проводах ВЛ может осуществляться от шин низкого напряжения 2... 10 кВ питающей линию крупной узловой подстанции.

Рассчитать мощность S и напряжение U , требуемые для плавки гололеда переменным и выпрямленным током. Рекомендовать для своего варианта ВЛ конкретный способ плавки гололеда.

Варианты заданий принять по таблице 1.5 в соответствии с последней цифрой шифра.

Таблица 1.5 **Исходные данные для выполнения ПЗ**

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
L , км	40	30	30	25	25	55	55	60	70	65
F , мм ²	70	70	95	95	120	150	185	240	300	400

Методические указания к решению задачи. Принципиальные схемы плавки гололеда переменным и выпрямленным током приведены на рис. 1.1. При плавке гололеда переменным током (рис. 1.1,а) ВЛ подключается к шинам 2... 10 кВ непосредственно. При плавке гололеда выпрямленным током (рис. 1.1,б) ВЛ подключается к шинам 2... 10 кВ через выпрямитель UZ . В обоих случаях на другом конце провода ВЛ замыкаются накоротко.

Ток плавки $I_{дл}$ рекомендуется принимать равным $1,0 \dots 2,0 I_{доп}$. Величина допустимого длительного тока $I_{доп}$ и удельных сопротивлений γ_0 и γ_{C0} для проводов различных сечений приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.6

$F, \text{ мм}^2$	70	95	120	150	185	240	300	400
$\Gamma_0, \text{ Ом/км}$	0,43	0,31	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1	0,07
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	265	330	390	450	510	610	690	825

Примечание: Для проводов всех сечений принять $x_0=0,4 \text{ Ом/км}$

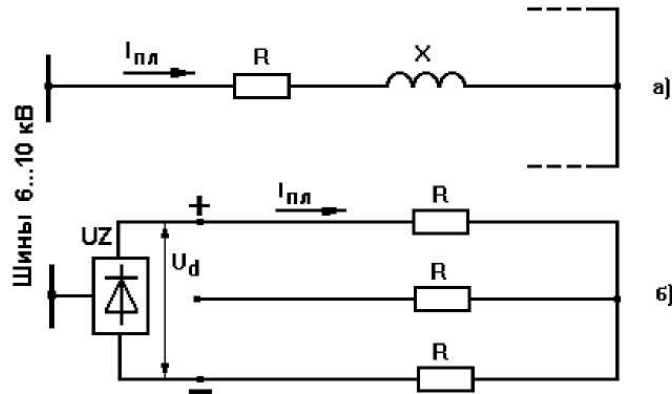


Рисунок 1.7 - Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и постоянным (б) током

Плавка гололеда переменным током (рис. 1.1,а).

1. Принять определенную величину тока плавки гололеда $I_{\text{пл}}$.
2. Определить сопротивления проводов ВЛ (R, X и Z).
3. По величине тока $I_{\text{пл}}$ и полному сопротивлению Z вычислить линейное напряжение источника питания U ; принять ближайшее номинальное напряжение.

1. По величинам $I_{\text{пл}}$ и U определить полную трехфазную мощность S , требуемую для плавки гололеда.

Плавка гололеда выпрямленным током (рис. 1.1,б).

1. Принять такую же величину тока плавки гололеда $I_{\text{пл}}$.
2. Определить активное сопротивление проводов R .
3. По принятой величине тока $I_{\text{пл}}$ и сопротивлению R вычислить напряжение на выходе выпрямителя U_d .
1. По величинам $I_{\text{пл}}$ и U_d рассчитать мощность на выходе выпрямителя P_d .

5. При определении мощности и линейного напряжения на входе выпрямителя использовать следующие приближенные выражения: $S \equiv P_d$, $U \equiv U_d \sqrt{2}$; принять ближайшее номинальное напряжение.

Исходя из величины мощности S , требуемой для плавки гололеда, рекомендовать для своего варианта конкретный способ плавки.

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. Какие условия способствуют гололедообразованию?
2. Какое оборудование используется для организации плавки гололеда?

3. Достоинства и недостатки различных схем плавки гололеда?

4. Какие схемы соединения фазных проводов используют для плавки гололёда?

Повышенный уровень

1. Как осуществляется плавка гололеда по способу короткого замыкания?

2. Перечислите основные элементы требующие сборки определенных схем для плавки гололеда постоянным током?

3. Каким образом осуществляется диагностика гололедообразования?

Рекомендуемая литература: [1-3 доп].

Лабораторная работа 2

Выбор сечений кабелей из СПЭ и оценка их перегрузочной способности

Цель: изучить возможные допустимые перегрузки кабелей из СПЭ.

В результате практического занятия студенты знать пределы допустимой перегрузки кабелей из СПЭ.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-7.

Теоретическая часть

Кабель СПЭ марки АПвП состоит из следующих элементов:

1. Многопроволочная токопроводящая жила из алюминия (А);
2. Экран по жиле из экструдированного полупроводящего сшитого полиэтилена;
3. Изоляция из сшитого полиэтилена (Пв);
1. Экран по жиле из экструдированный полупроводящего сшитого полиэтилена;
5. Экструдированное полупроводящее заполнение;
- 2.Слой обмотки полупроводящим полотном
3. Медный экран и отдельный слой из электропроводящих лент;
4. Межфазное заполнение из мелонаполненной невулканизированной резиновой смеси;
5. Наружная оболочка из полиэтилена (П).

Конструкция кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена представлены на рисунке.



Рисунок 2.1 – Конструкция кабеля АПвП 10кВ (а) и 0,4 кВ (б)

К основным преимуществам кабелей с пластмассовой изоляцией (КПИ) можно отнести:

- значительные строительные длины, что сокращает количество соединительных муфт и за счет нивелирования человеческого фактора на стадии монтажа косвенно повышает надежность эксплуатации КЛ;
- повышенная пропускная способность за счет увеличения сечения токопроводящей жилы кабеля однофазного исполнения до 630–1000 мм² и более высокой (на 15–20%) токовой нагрузки, обусловленной допустимой рабочей температурой СПЭ-изоляции до 90ОС;
- высокая скорость монтажа и ремонтпригодность КПИ при использовании кабельной арматуры на основе термоусаживаемых композитных материалов;
- низкая допустимая температура при прокладке без предварительного подогрева, возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней и более экологичный монтаж и эксплуатация (за счет отсутствия свинца, масла, битума).

При электрическом пробое твердого диэлектрика кабель не сможет восстановить свою электрическую прочность, и любое ОЗЗ будет приводить к устойчивому аварийному режиму. В этом случае эксплуатационному персоналу каждое возникновение ОЗЗ в изоляционной системе КЛ необходимо будет устранять. Таким образом, наряду с неоспоримыми преимуществами КПИ имеют существенный недостаток, заключающийся в отсутствии эффекта самозалечивания СПЭ-изоляции. Именно это обстоятельство необходимо принимать во внимание, заблаговременно предусмотреть и создать такие условия эксплуатации КПИ, которые минимизировали бы их каскадный выход из строя.

Основная область применения – прокладки в земле (в траншеях), если кабель защищен от механических повреждений. Кабель предназначен для

эксплуатации в земле независимо от степени коррозионной активности грунтов.

Сеть 0,4 кВ также выполнена силовыми кабелями марки АПвП. Токопроводящая жила кабеля выполнена из алюминия. Конструкция кабеля АПвП 0,4 кВ представлена на рисунке 1.21 (б).

Прокладку кабеля разрешается начинать только при наличии проекта производства работ (ППР), с учетом настоящих рекомендаций и действующих нормативных документов:

- СНиП 3.05.02.-85 «Электротехнические устройства»;
- Правила устройства электроустановок».

Кабели на напряжения до 10 кВ прокладывают на глубине 0,7 м от планируемой отметки при глубине траншеи 0,8 м. На дно траншеи насыпают слой песка или чистой земли, не содержащей камней толщиной не менее 0,1 м.

Все кабели номинальным напряжением свыше 1 кВ, проложенные в траншеях, должны иметь защитные покрытия из красного кирпича или бетонных плит, положенных на слой земли или песка толщиной 0,1 м. При глубине траншеи 1–2 м и напряжении до 10 кВ защита кабелей кирпичом необязательна. СНиП установлено предельное количество кабелей в одной траншее – не более шести, устройство траншей с большим числом кабелей является не экономичным. Ширина траншеи определяется количеством, сечением и марками кабелей.

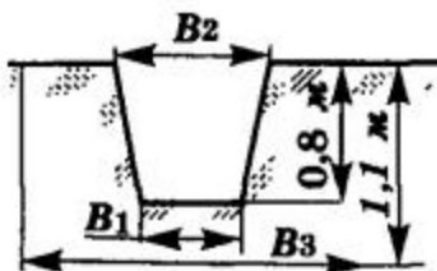


Рисунок 2.2 – Размеры траншеи для прокладки кабеля 1–10 кВ: B1 – на дне траншеи; B2 – у поверхности земли; B3 – зона отвода

Допускается совместная прокладка силовых и контрольных кабелей в одной траншее. При этом расстояние между крайними контрольным и силовым кабелем должно быть не менее 100 мм.

Между силовыми кабелями расстояние в свету должно быть не менее 100 мм.

Кабель укладывается в траншею «змейкой» с небольшим запасом, составляющим 1,5–2% общей длины траншеи, на случай возможных смещений почвы и температурных деформаций кабеля в разное время года. В месте установки соединительной муфты предусматривают расширение траншеи для устройства петли запаса и возможности вырезки поврежденной муфты и замены.

При параллельной прокладке кабелей в плоскости расстояние по горизонтали в свету между кабелями отдельной кабельной линии должно быть не менее величины наружного диаметра прокладываемого кабеля.



Рисунок 2.3 – Прокладка кабеля в траншее

Вводы кабелей в здания, кабельные сооружения и другие помещения должны быть выполнены в асбоцементных, бетонных, керамических или пластмассовых трубах. Концы труб должны выступать в траншею из стены здания или фундамента (при наличии отмостки за линию последней) не менее чем на 0,6 м, и иметь уклон в сторону траншеи.

При прокладке кабелей вдоль зданий параллельно линии застройки расстояние от фундаментов зданий до ближайшего кабеля устанавливается не менее 600 мм.

Для защиты кабелей в местах пересечений с дорогами, инженерными сооружениями и естественными препятствиями, а также для изготовления кабельных блоков, должны быть применены трубы. Случаи, когда требуется прокладка кабеля в трубах, перечислены в ПУЭ. Трубы должны быть выполнены из асбоцементного, керамического, пластмассового или иного немагнитного изоляционного материала. Трубы должны быть уложены прямолинейно.

Экран кабеля должен быть заземлен на обоих концах линии. Заземление должно обеспечивать отведение токов короткого замыкания (т.е. должна быть обеспечена достаточная проводимость заземляющего проводника, экран и заземляющий проводник не должны иметь разрывов и участков с высоким электросопротивлением). Желательно также дополнительное заземление экрана по длине линии.

Выбор сечений ВЛ осуществляется в соответствии с требованиями.

Наибольший ток одной цепи линии $I_{нб}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению:

$$I_{нб} = \frac{S_{прив}}{n_{\phi} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению:

$$I_p = \alpha_i I_{нб(5)},$$

где $I_{нб(5)}$ – наибольший ток одной цепи линии на пятый год ее эксплуатации;
 α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии за расчетный период.

Для линии 110 кВ значение α_i , принимается равным 1,05, что соответствует наиболее часто встречающимся темпам роста нагрузки.

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока.

Электропроводками принято называть сети постоянного и переменного тока напряжением до 1 кВ, выполняемые изолированными проводами, а также небронированными кабелями мелких (до 16 мм²) сечений с резиновой и пластмассовой изоляцией. Они могут прокладываться внутри зданий и сооружений, а также по наружным их стенам, по территории возле зданий.

При выборе проводов и кабелей необходимо руководствоваться указаниями ГОСТ Р50571.15-93.

Электропроводка должна соответствовать условиям окружающей среды, назначению и ценности сооружений, их конструкции и архитектурным особенностям.

Электропроводка должна обеспечивать возможность легкого распознавания по всей длине проводников по цветам.

Должны применяться следующие расцветки проводов:

- *голубого цвета* ~ для обозначения нулевого рабочего или среднего проводника сети;
- *двухцветной комбинации зелено-желтого цвета* — для обозначения защитного или нулевого защитного РЕ-проводника;
- *двухцветной комбинации зелено-желтого цвета по всей длине с голубыми метками на концах линии*, которые наносятся при монтаже - для обозначения совмещенного нулевого рабочего и нулевого защитного PEN-проводника;
- *черного, коричневого, красного, фиолетового, серого, розового, белого, оранжевого, бирюзового цвета* - для обозначения фазных проводников.

При выборе вида электропроводки и способа прокладки должны учитываться также характер помещений по условиям электробезопасности и безопасности. Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линий материал стен и других частей здания, на которых монтируются электропроводки, напряжения сети и др. факторы. Оболочки и изоляция проводов должны соответствовать способу прокладки и условиям окружающей среды.

Кабельной линией называется линия для передачи электрической энергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, опорными и концевыми муфтами и крепежными деталями.

Расцветки жил кабелей идентичны расцветкам проводов.

Выбор типа электропроводки (кабельной линии)

Провода и кабели		Способ монтажа						
		Без крепления	С непосредственным креплением	В трубах	В коробах	В специальных коробах	На лотках и кронштейнах	На изоляторах
Неизолированные провода		-	-	-	-	-	-	+
Изолированные провода		-	-	+	+	+	-	+
Изолированные провода в защитной оболочке и кабели в оболочках (в т.ч. бронированные и с минеральной изоляцией)	Много-жильные	+	+	+	+	+	+	0
	Одно-жильные	0	+	+	+	+	+	0
Обозначения: «+» – разрешается; «-» – не разрешается; «0» – не применяется или обычно в практике не используется. Примечание: Специальный короб – короб прямоугольного сечения, предназначенный для проводов и кабелей, и не имеющий съемных или открывающихся крышек								

Сечение проводов, кабелей выбирается с учетом следующих требований:

- не должны нагреваться сверх допустимой температуры при протекании по ним расчетного тока нагрузки;
- потери напряжения в сети должны быть не более 4 % от номинального напряжения ЭУ;
- провода и кабели должны обладать достаточной для данного вида сети механической прочностью.
- аппараты защиты должны обеспечивать защиту всех участков сети от токов перегрузки и коротких замыканий.

Расчетная максимальная токовая нагрузка определяется по формулам:

- для трехфазной сети:

$$I_p = \frac{P_p 10^3}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi}, A$$

- Для однофазной сети:

$$I_p = \frac{P_p 10^3}{U_\phi \cos \varphi}, A$$

где P_p – расчетная максимальная нагрузка, кВт;

U_n , U_ϕ – номинальное линейное и фазное напряжение, В; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки. Длительно допустимая токовая нагрузка $I_{доп}$ и расчетная максимальная связаны соотношением:

$$I_{доп} \geq I_p.$$

Значения допустимой токовой нагрузки $I_{доп}$ приведены в табл. 2.1 - 2.2.

Таблица 2.1 – Значения длительно допустимых токов для проводов с алюминиевыми жилами при температуре воздуха 25 °С

Допустимые длительные токовые нагрузки на провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами							Неизолированные провода
Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных						открыто вне помещений
	открыто	в одной трубе					
		двух-одножильных	трех-одножильных	четырёх-одножильных	одного двухжильного	одного трех-жильного	
2	21	19	18	15	17	14	—
2,5	24	20	19	19	19	16	—
3	27	24	22	21	22	18	—
4	32	28	28	23	25	21	—
5	36	32	30	27	28	24	—
6	39	36	32	30	31	28	—
8	46	43	40	37	38	32	—
10	60	50	47	39	42	38	—
16	75	60	60	55	60	55	105
25	105	85	80	70	75	65	136
35	130	100	95	85	95	75	170
50	165	140	130	120	125	105	215
70	210	175	165	140	150	135	265
95	255	215	200	175	190	165	320
120	295	245	220	200	230	190	—
150	340	275	255	—	—	—	—

Таблица 2.2 – Значения длительно допустимых токов для кабелей с алюминиевыми жилами при температурах воздуха 25⁰С и земли 15⁰С

Допустимые длительные токи на кабели с алюминиевыми жилами											
Сечение токопроводящей жилы, мм ²	с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных					с бумажной пропитанной маслостойкой изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле					
	ток, А, для кабелей										
	одно- жиль- ных	двухжильных		трехжильных*		одно- жиль- ных: до 1 кВ	двух- жиль- ных: до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ, до			четырёх- жильных: до 1 кВ
		в воз- духе	в воз- духе	в земле	в воз- духе			в земле	3	6	
2,5	23	21	34	19	29	—	—	—	—	—	—
4	31	29	42	27	38	—	—	—	—	—	—
6	38	38	55	32	46	—	60	55	—	—	—
10	60	55	80	42	70	110	80	75	60	—	65
16	75	70	105	60	90	135	110	90	80	75	90
25	105	90	135	75	115	180	140	125	105	90	115
35	130	105	160	90	140	220	175	145	125	115	135
50	165	135	205	110	175	275	210	180	155	140	165
70	210	165	245	140	210	340	250	220	190	165	200
95	250	200	295	170	255	400	290	260	225	205	240
120	295	230	340	200	295	460	335	300	260	240	270
150	340	270	390	235	335	520	385	335	300	275	305
185	390	310	440	270	385	580	—	380	340	310	345
240	465	—	—	—	—	675	—	440	390	355	—

Примечание*. Длительно допустимые токи для четырехжильных кабелей до 1 кВ можно выбирать как для трехжильных кабелей с коэффициентом 0,92.

Таблица 2.3 – Допустимый длительный ток для проводов с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, найритовой или резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток [*] , А, для проводов и кабелей					
	одножильных	двухжильных		трехжильных		
		при прокладке				
		в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	27	
2,5	30	27	44	25	38	
4	41	38	55	35	49	
6	50	50	70	42	60	
10	80	70	105	55	90	
16	100	90	135	75	115	
25	140	115	175	95	150	
35	170	140	210	120	180	
50	215	175	265	145	225	
70	270	215	320	180	275	
95	325	260	385	220	330	
120	385	300	445	260	385	
150	440	350	505	305	435	
185	510	405	570	350	500	
240	605	—	—	—	—	

Примечание: * токи относятся к проводам и кабелям, как с нулевыми жилами, так и без них.

Расчеты и выбор оборудования при проектировании ЭУ и электрических сетей.

Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линий.

Таблица 2.4 – Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	–	80	70	–	–	–
10	140	105	95	80	–	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	–	490	440	400	450
240	880	–	570	510	460	–
300	1000	–	–	–	–	–
400	1220	–	–	–	–	–
500	1400	–	–	–	–	–
625	1520	–	–	–	–	–
800	1700	–	–	–	–	–

Таблица 2.5 – Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	–	135	120	–
25	210	170	150	195
35	250	205	180	230
50	305	255	220	285
70	375	310	275	350
95	440	375	340	410
120	505	430	395	470
150	565	500	450	–
185	615	545	510	–
240	715	625	585	–

Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линий

Таблица 2.6 – Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслосканифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	5	45	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, приведенные в таблице, приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,7-1 м. При прокладке нескольких кабелей в общей траншее условия охлаждения их ухудшаются, поэтому длительно допустимый ток на каждый кабель уменьшается.

Если протяженная кабельная линия имеет смешанную прокладку по всей трассе, то сечение кабелей следует выбирать по допустимому току нагрузки для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения, если длина его превышает 10 м.

При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников проводники линий находятся в лучших условиях охлаждения по сравнению с проводниками линий с длительным режимом работы электроприемников. Поэтому при равных токовых нагрузках сечение проводников линии может быть уменьшено по сравнению с линией, к которой подключены электроприемники с длительным режимом работы. Для выбора и проверки сечения проводов и кабелей по нагреву в качестве расчетной токовой нагрузки принимают нагрузку, приведенную к длительному режиму и определяемую по формуле:

$$I_{расч.прив} = I_{кр} \frac{\sqrt{ПВ}}{0,875},$$

где $PВ = t_{pf} T_{ц}$ - продолжительность рабочего периода (продолжительность включения), выраженная в относительных единицах (t_p - продолжительность рабочего периода, $T_{ц}$ - продолжительность всего цикла работы установки); $I_{кр}$ - кратковременный ток.

В соответствии с ПУЭ по формуле (1.3.4) производят пересчет только при $PВ < 0,4$, т.е. при $t_p < 4$ мин и $T_{ц} < 10$ мин при сечениях медных проводов больше 6 мм^2 и алюминиевых больше 10 мм^2 . При медных проводах сечением до 6 мм^2 и алюминиевых до 10 мм^2 токовые нагрузки по нагреву принимают, как для установок с длительным режимом работы.

Для кратковременного режима работы с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токи следует определять по нормам повторно-кратковременного режима.

Из табл. 1.3.2-1.3.7 видно, что с увеличением сечения проводов и кабелей отношение длительно допустимого тока к сечению, т.е. плотность тока $I_{доп}$, уменьшается.

Объясняется это тем, что сечение проводов растет пропорционально квадрату диаметра $S = \pi d^2/4$, а поверхность проводника увеличивается пропорционально диаметру в первой степени: $F = \pi d I$. С увеличением сечения величина охлаждаемой поверхности, приходящаяся на единицу сечения, уменьшается, а значит, условия охлаждения проводника ухудшаются. Учитывая это, иногда целесообразно вместо одной линии прокладывать несколько параллельных линий с меньшими сечениями. Так, например, для кабеля марки ААБ (напряжением 1 кВ, сечением $3 \times 185 \text{ мм}^2$), проложенного в земле, длительно допустимый ток составляет 380 А. При замене его на два кабеля той же марки сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$ длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента для двух кабелей, лежащих рядом в земле, составит $2 \times 220 \times 0,9 = 396 \text{ А}$.

Следовательно, такое решение позволяет уменьшить расход проводникового материала, однако, при этом стоимость линии возрастет.

Проводники подлежат проверке по допустимому нагреву не только в нормальных условиях, но и в аварийных режимах.

На ликвидации аварии нормами допускается перегрузка кабелей с бумажной изоляцией, проложенных в земле, на 1,25 от допустимой нагрузки при загрузке кабелей на 0,6 и на 1,2 при загрузке на 0,4. Такая перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более шести часов в сутки в течение пяти суток. *Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока.*

При проектировании электрических сетей важно обеспечить наименьшую стоимость. Это зависит от выбранных сечений проводов. Если их завысить, то потери возрастут, а уменьшить - уменьшится стоимость потерянной электроэнергии. Но это приводит к росту первоначальных капитальных затрат на сооружение сети.

Сечение, соответствующее минимуму стоимости передачи электроэнергии, называют экономическим. На величину экономического сечения влияет стоимость строительной сети, стоимость потерь энергии в проводах электрических сетей и в трансформаторах, годовые эксплуатационные расходы, слагаемые из отчислений на амортизацию на текущий ремонт и обслуживание.

Математически определить экономическое сечение токопроводящих жил проводов и в силу сложности оценки всех факторов, влияющих на его значение, представляет трудности.

В практических расчетах ПУЭ рекомендуют определять экономическое сечение от экономической плотности тока по формуле:

$$S_{ЭК} = I_{max} / j_{ЭК},$$

I_{max} - максимальный расчетный ток линии при нормальной работе сети, А; $j_{ЭК}$ - экономическая плотность тока, А/мм², определяемая в зависимости от материала, имени использования максимальной нагрузки.

Расчетный ток линии принимают при нормальной работе сети без учета повышенной нагрузки при авариях и ремонтах. Полученное по формуле сечение проводника до ближайшего стандартного сечения.

В табл. 2.7 приведены экономические плотности тока, рекомендуемые ПУЭ.

Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линии.

Таблица 2.7 – Рекомендуемые значения экономической плотности тока

Наименование проводников	Экономическая плотность тока. А/мм ² , при продолжительности использования максимума нагрузки в год, ч		
	1000-3000	3000-5000	5000-8700
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляция с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляция с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6
Примечание. Для проводов и кабелей всех сечений экономическая плотность тока повышается на 40 % при максимуме нагрузки в ночное время, а для изолированных проводов до 16 мм ² - независимо от времени максимума.			

Согласно указаниям ПУЭ по экономической плотности тока, не выбирают:

- а) сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки предприятия до 4000-5000 в году;
- б) ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- в) сборные шины электроустановок всех напряжений;
- г) сети временных сооружений, а также установки с малым сроком службы (3-5 лет);
- д) провода, идущие к сопротивлениям, пусковым реостатам.

Предельно допустимые температуры нагрева проводов и кабелей. При прохождении тока по проводнику проводник нагревается и его температура повышается. Количество выделяемой при этом тепловой энергии (Дж), определяется уравнением

$$Q = I^2 R t, \quad (2.3)$$

где I - ток [А]; R - активное сопротивление проводника [Ом]; t - время [с].

Наращение температуры проводника будет продолжаться до тех пор, пока количество теплоты, получаемое проводником в единицу времени, не станет равным количеству теплоты, отдаваемому проводником за тот же промежуток времени в окружающую среду. В момент наступления равновесия между теплотой, выделяемой током в проводнике, и теплотой, отдаваемой в окружающую среду, рост температуры в проводнике прекратится. Температура, при которой наступает тепловое равновесие, называется установившейся.

Каждому длительно протекающему току по проводнику при заданных условиях охлаждения (температура среды, ветер, осадки) соответствует определенная установившаяся температура проводника. На практике часто пользуются не величиной абсолютной температуры, а величиной температуры перегрева t , которая равна разности температур проводника и окружающей среды.

Учитывая, что чрезмерно высокая температура проводов и кабелей приводит к преждевременному износу их изоляции, ухудшению контактных соединений и пожарной опасности, ПУЭ устанавливают в зависимости от марки проводов и кабелей, а также материала длительно предельно допустимые температуры, при которых обеспечивается нежная работа.

Однако в последнее десятилетие появились кабели с изоляцией из шитого провода с изоляцией, стойкой к воздействию солнечного света, у которых температура нагрева может быть отличной от приведенной в табл.2.4.

В указанном случае необходимо использовать данные, приведенные в сертификате применяемых или выбранных проводов и кабелей. Расчеты при выборе электрических проволок и кабельных линий

Таблица 2.8 – Допустимые температуры нагрева проводов и кабелей

Проводник и его изоляция	Длительно предельно допустимая температура нагрева проводника, °С	Предельно допустимая температура нагрева проводника при токах короткого замыкания, °С	
		Проводники	
		медный	алюминиевый
Шины: медные	70	300	–
алюминиевые	70	-	200
Кабели с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке напряжением до, кВ: 3	80	200	200
6	65	200	200
10	60	200	200
20 и 35	50	125	125
Провода с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуры с резиновой изоляцией и кабели с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках	65	150	150

Длительно допустимая токовая нагрузка проводов и кабелей по нагреву.

Максимальное значение длительно протекающего тока, при котором температура провода или кабеля станет предельно допустимой, называется *предельно допустимым током по нагреву*.

Значение предельно допустимого тока зависит от материала и сечения проводника, температуры окружающей среды, материала изоляции и способа прокладки. При определении предельно допустимого тока для отдельных марок проводов и кабелей в зависимости от условий их прокладки необходимо знать температуру окружающей среды. ПУЭ устанавливают следующие средние расчетные температуры окружающей среды: а) для неизолированных и изолированных проводов и кабелей внутри и вне помещений температура воздуха принята 25 °С; б) для кабелей, прокладываемых в земле, температура почвы на глубине 0,7-1 м принимается 15 °С.

Предельно допустимые токовые нагрузки в амперах на провода и кабели при принятых предельно допустимых температурах нагрева, а также при соответствующих условиях внешней среды и прокладки могут быть определены на основании теплового расчета. Однако, учитывая сложность расчетов, на практике пользуются готовыми расчетными таблицами предельно допустимых токов.

Приведенные в таблицах данные определены путем расчета и уточнены экспериментально с учетом марок проводов и кабелей, сечения, условий их прокладки и при принятых предельно допустимых температурах нагрева и внешней среды. Эти таблицы регламентированы ПУЭ и ГОСТ Р50571.15-93.

Это снижение учитывается понижающими коэффициентами. В табл. 2.9 и 2.10 даны понижающие коэффициенты на число работающих (но не резервных) кабелей, проложенных рядом в земле, включая и прокладку в трубах.

Таблица 2.9 – Значения понижающих коэффициентов на количество работающих кабелей, положенных рядом в земле и на трубах. Как уже указывалось, в городах кабели часто прокладываются в блоках.

Расстояние в свету между кабелями, мм	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	5
	Поправочные коэффициенты					
100	1,0	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблица 2.10 – Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одножильных	многожильных	отдельные электроприемники с коэффициентом использования до 0,7	группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
Многожильно и пучками	–	до 4	1,0	–
	2	5–6	0,85	–
	3–9	7–9	0,75	–
	10–11	10–11	0,7	–
	12–14	12–14	0,65	–
	15–18	15–18	0,6	–
Одножильно	2–4	2–4	–	0,67
	5	5	–	0,6

Следует помнить, что допустимые длительные токовые нагрузки на такие кабели ниже, чем при других условиях прокладки.

Поэтому эта прокладка с точки зрения расхода цветного металла невыгодна. Допустимые длительные токовые нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках, зависят от сечения жил кабеля и его месторасположения в блоке, среднесуточной загрузки всего блока и номинального напряжения кабеля. Учитывая сложность учета всех факторов при определении допустимых токовых нагрузок, в ПУЭ приведена эмпирическая формула, по которой можно

определить длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках.

В табл. 2.11 приведены значения минимальных сечений проводников выпускаемых в настоящее время промышленностью.

Допустимые длительные токовые нагрузки для одиночных кабелей, прокладываемых в трубах в земле, должны приниматься такими же, как для кабелей, прокладываемых в воздухе, при температуре, равной земле.

Таблица 2.11 – Минимальные сечения проводников

		Назначение цепи	Проводник	
			Материал	Сечение, мм
Стационарные электропроводки	Кабели и изолированные проводники	Силовые и осветительные цепи	Медь	1,5
		Цепи сигнализации и управления	Алюминий	2,5 (см. прим. 1)
	Неизолированные проводники	Силовые цепи	Медь	0,5 (см. прим. 2)
		Цепи сигнализации и управления	Алюминий	10 16
Гибкие соединения с изолированными проводниками и кабелями	Внутренний монтаж в приборах и устройствах	Медь	4	
	В остальных случаях	Медь	По нормам и требованиям соответствующим	
	В цепях сверхнизкого напряжения для специального применения	Медь	0,75 (см. прим. 3)	
0,75				

Примечания:

1. Оконцеватели, применяемые для оконцевания алюминиевых проводников, должны быть предназначены для этой цели и испытаны.

Для цепей сигнализации и управления, предназначенных для электронного оборудования, минимально допустимый размер сечения проводников 0,1 мм".

2. Относится также и к многожильным гибким кабелям, имеющим семь и более жил.

3. Нагрузка на цепь при ее нормальной эксплуатации должна практически равномерно распределяться между фазами;

При протекании по проводнику (провод, кабель, шина) электрического тока происходит его нагрев. Нагрев изменяет физические свойства проводника. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции, вызывает перегрев контактных соединений, перегорание проводника, что может привести к пожару или взрыву при неблагоприятных условиях окружающей среды.

Максимальная температура нагрева проводника, при которой изоляция его сохраняет диэлектрические свойства и обеспечивается надежная работа контактов, называется предельно допустимой, а наибольший ток, соответствующий этой температуре, - длительно допустимым током по нагреву.

Величина длительно допустимого тока для проводников зависит от его материала, сечения, изоляции, условий охлаждения и т.д.

Установлена длительно допустимая температура жилы проводника 50...80°C (в зависимости от типа изоляции и напряжения). Установлена также нормативная (условная) температура окружающей среды [2,3] (25°C — при прокладке проводников внутри и вне помещений в воздухе, 15°C — при прокладке в земле и в воде).

Длительно допустимый ток по нагреву при заданных температурных условиях (допустимой температуры нагрева жил и температуры окружающей среды по нормам) материала проводника него сечения определяется из уравнения теплового баланса для проводника [2].

Для практических расчетов пользуются готовыми таблицами длительно допустимых токов по нагреву проводников из различных материалов при различных условиях прокладки [1].

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный (I_p) и допустимый ($I_{доп}$) токи для проводника принятой марки и с учетом условий его прокладки. При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{п}},$$

где $K_{п}$ — поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей, зависящий от фактической температуры земли и воздуха (табл. 1.1);

I_p — расчетный ток длительного режима работы электроприемника (электроприемников); для одиночного электроприемника за расчетный ток принимается его номинальный ток, для группы электроприемников — расчетный ток, определяемый одним из существующих методов расчета (обычно методом упорядоченных диаграмм).

$I_p = I_{пв} \sqrt{ПВ}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы электроприемников с продолжительностью включения (ПВ) более 0,4;

$I_p = I_{пв} \frac{\sqrt{ПВ}}{0,875}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы с $ПВ \leq 0,4$ для медных проводников сечением более 6 мм², для алюминиевых — более 10 мм², $I_{пв}$ — ток повторно-кратковременного режима работы

Во взрывоопасных помещениях сечения проводников для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором принимаются исходя из

условия
$$I_{доп} \geq \frac{1,25 I_p}{K_{п}}.$$

Для проводов и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, для их длительно

допустимых токов вводятся снижающие коэффициенты 0,6...0,85 в зависимости от количества положенных рядом проводов или кабелей.

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, должны приниматься как для проводов, проложенных в трубах, для кабелей, как для проложенных в воздухе. При количестве одновременно нагруженных проводов более четырех, проложенных в трубах, коробах, а также в лотках пучками, токи для проводов должны приниматься, как для проложенных открыто с введением снижающих коэффициентов 0,68 для 5 и 6; 0,63 для 7-9 и 0,6 для 10-12 проводов.

Допустимые длительные токи для проводов, проложенных в лотках, при однорядной прокладке (не в пучках) следует принимать как для проводов, проложенных в воздухе.

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах, следует принимать как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто с применением снижающих коэффициентов, указанных в табл. 2.13

При выборе снижающих коэффициентов контрольные и резервные провода и кабели не учитываются.

Длительно допустимые токи кабелей, проложенные в траншее, корректируются поправочными коэффициентами, учитывающими количество параллельно проложенных кабелей.

На период ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка кабелей

В сетях, защищаемых от перегрузки, проводники должны быть согласованы с их защитными аппаратами.

Таблица 2.12 – Поправочные коэффициенты на токи для кабелей неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	U4	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица 2.13 – Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах.

Способ прокладки	Количество проложенных и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одно- жильный	много- жильный	отдельные приемники с коэффициентом использования до 0,7	Группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
Много- слойно и пучками	—	До4	1,0	—
	2	5-6	0,85	—
	3-9	7-9	0,75	—
	10-11	10-11	0,7	—
	12-14	12-14	0,65	—
	15-18	15-18	0,6	—
Однослойно	2-4	2-4	—	0,67
	5	5	—	0,6

Таблица 2.14 – Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см•К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9%, песчано-глинистая почва влажностью более 1%	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7-9%, песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8-12%	200	0,87
Песок влажностью до 4%, каменистая почва	300	0,75

Таблица 2.15 – Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78 0,82	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,86	0,81 0,85
300	1,00	0,93	0,90	0,87		

Потери напряжения в кабельных линиях 6-10 кВ:

$$\Delta U_{\text{н}} = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}} ;$$

где Р – поток активной мощности по участку, кВт;

Q – поток реактивной мощности по участку, квар;

R – активное сопротивление кабеля, Ом;

X – реактивное сопротивление кабеля, Ом.

Вопросы и задания

От главной понижающей подстанции промышленного предприятия к распределительному пункту (РП) проложены Т лет назад кабельные линии напряжением U=10 кВ, состоящая из n параллельных кабелей с алюминиевыми жилами сечением F. В настоящее время расчетная нагрузка РП составляет Sp.

Оценить допустимость перегрузки кабелей в нормальном режиме и при аварийном отключении одного из кабелей. При недопустимости перегрузки кабелей дать обоснованные расчетом рекомендации по увеличению количества кабелей.

Варианты заданий принять по таблицам 6 и 7 в соответствии с первой и второй цифрой варианта.

Таблица 2.16 – Исходные данные для расчета (по первой цифре)

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
S _p , МВА	7	9	12	11	13	17	8	12	14	14
F, мм ²	70	95	120	150	185	240	70	95	120	150
n, шт.	4	4	4	3	3	3	5	5	5	4

Таблица 2.17 – Исходные данные для расчета (по второй цифре)

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
T, лет	5	10	16	19	8	12	6	18	17	20
Изоляция	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ
Способ прокладки	Тр.	Откр.	Тр.	Откр.	Откр.	Тр.	Откр.	Откр.	Тр.	Тр.

Примечание. тр. – в земляной траншее; откр. – открыто.

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. Какому экономическому критерию соответствует экономическая плотность тока?
2. Какие конкурирующие факторы имеют место при выборе площади сечения по экономическим соображениям?
3. Как производится выбор площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока?
4. Исходя из каких условий находится расчетный ток, по которому выбираются площади сечения проводников по

экономическим соображениям?

5. Как можно определить продолжительность использования максимума нагрузки?

6. Каковы требования ГОСТ 13109-97 к уровням напряжения?

7. Как определяются потери напряжения в линиях СЭС?

8. Что такое допустимая потеря напряжения?

9. Как проверяются выбранные сечения кабелей по допустимой потере напряжения?

10. Как определить граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения проводников к другой?

11. В каких сетях и почему выбор проводников линий производят по допустимой потере напряжения?

Повышенный уровень

1. Какие условия должны соблюдаться при выборе проводников линий по условиям их нагревания?

2. Как изменяется допустимая плотность тока в зависимости от площади сечения проводника?

3. Какие существуют способы транспортирования кабелей на барабанах?

4. Перечислите основные приемо-сдаточные документы, предъявляемые при приемке кабельной линии после монтажа

5. Каким испытаниям подвергаются кабельные линии при приемке в эксплуатацию?

6. Поясните правила эксплуатации кабельных линий в зонах с агрессивными грунтами.

7. Расскажите о температурных условиях прокладки кабелей.

8. Какие существуют методы борьбы с блуждающими токами?

9. Как маркируются кабельные и как осуществляется контроль за их маркировкой?

10. Поясните основные правила техники безопасности при эксплуатации кабельных ЛЭП.

Рекомендуемая литература: [1 - 3].

Лабораторная работа3

Тепловой режим силового трансформатора

Цель: изучить возможные допустимые перегрузки силового трансформатора.

В результате практического занятия студенты должны уметь оценивать величины допустимых перегрузок силового трансформатора.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,7.

Теоретическая часть

Одной из главных задач эксплуатации трансформаторов является контроль режима их работы. Этот контроль осуществляется путем проверки нагрузки трансформатора, напряжения на обмотках, температуры масла и других параметров. На подстанциях с постоянным дежурством персонала контроль осуществляется с периодичностью 1...2 часа с фиксированием параметров режима в суточной ведомости.

На подстанциях без постоянного дежурства персонала контроль режима трансформаторов осуществляется при каждом посещении подстанции оперативным персоналом, но не реже 1 раза в месяц.

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами.

Номинальным режимом трансформатора называется режим его работы при номинальном напряжении, номинальной нагрузке и температуре охлаждающей среды (воздуха) $+20^{\circ}\text{C}$.

Из приведенного определения видно, что длительный номинальный режим является идеализированным (практически недостижимым) режимом. Однако считается, что в таком режиме трансформатор способен проработать установленный заводом-изготовителем срок службы.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

При нагрузке, не превышающей номинальную, допускается продолжительная работа трансформатора при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10% сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно быть выше наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{раб max}}$, определяемого надежностью работы изоляции и нормируемого ГОСТ 721-77 в следующих пределах от номинального напряжения электрической сети $U_{\text{ном}}$:

$$\begin{array}{ll} U_{\text{ном}} = 6, 10 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,2 U_{\text{ном}} \\ U_{\text{ном}} = 35, 110 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,15 U_{\text{ном}} \\ U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,1 U_{\text{ном}} \end{array}$$

Допускается режим параллельной работы трансформаторов при условии, что ни один из них не будет перегружен. Для этого должны выполняться следующие условия:

- группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковыми;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
- отличие коэффициентов трансформации не более чем

на 0,5%;

– отличие напряжений короткого замыкания не более чем на 10%;

– произведена фазировка трансформаторов.

При параллельной работе трансформаторов и переменном графике их суммарной нагрузки возможна оптимизация количества работающих трансформаторов в течение суток. Критерий оптимальности - минимум потерь активной мощности.

Потери активной мощности в одном трансформаторе при его нагрузке, равной S , составляют

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \quad (3.1)$$

где $S_{ном}$, ΔP_x и ΔP_k - паспортные данные трансформатора: номинальная мощность, потери холостого хода и потери короткого замыкания (нагрузочные потери).

Потери активной мощности в n параллельно работающих трансформаторах при их суммарной нагрузке, равной S , составляют

$$\Delta P = n\Delta P_x + \frac{1}{n} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \quad (3.2)$$

Из (3.1) и (3.2) видно, что при увеличении (с 1 до n) количества трансформаторов, работающих на одну и ту же нагрузку S , потери холостого хода увеличиваются в n раз, а нагрузочные потери уменьшаются в n раз.

Построим зависимости потерь мощности ΔP от нагрузки S для одного ($n=1$) и двух ($n=2$) трансформаторов (рисунок 3.1). Видно, что при нагрузке $S = S_{12}$ потери мощности в одном и двух трансформаторах равны. При нагрузке $S < S_{12}$ целесообразно оставить в работе один трансформатор, а при нагрузке $S > S_{12}$ - два трансформатора.

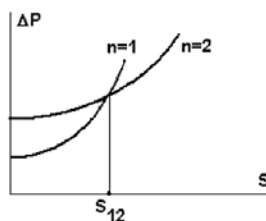


Рисунок 3.1 – Зависимости потерь мощности в параллельно работающих трансформаторах от нагрузки

Величина граничной мощности S_{12} или в общем случае граничной мощности $S_{n(n+1)}$ может быть вычислена после приравнивания выражений для потерь мощности в n и $(n+1)$ трансформаторах:

$$n\Delta P = \Delta P_x + \frac{1}{n} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 = (n+1)\Delta P_x + \frac{1}{n+1} \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \quad (3.3)$$

Мощность S , выраженная из (1.3), и будет граничной мощностью

$$S_{n(n+1)} = S_{ном} \sqrt{\frac{n(n+1)\Delta P \Delta_x}{\Delta P_k}} \quad (3.4)$$

При нагрузке $S < S_{n(n+1)}$ целесообразно оставить в работе n трансформаторов, а при нагрузке $S > S_{n(n+1)}$ — $(n+1)$ трансформаторов.

Режим регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год — перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.

Аварийные режимы. При отключении трансформатора защитой, не связанной с его внутренними повреждениями, например, максимальной токовой защитой, трансформатор может быть вновь включен в работу.

При отключении трансформатора защитами от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной) этот трансформатор включается в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла, анализа газа из газового реле и устранения выявленных дефектов.

При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора и отбор газа из газового реле для анализа. Если газ в реле негорючий, при наружном осмотре признаки повреждения не обнаружены, а отключение трансформатора вызовет недоотпуск электроэнергии, трансформатор может быть оставлен в работе до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал. После выяснения этих причин оценивается возможность дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора.

Аварийный вывод трансформатора из работы осуществляется:

- при сильном и неравномерном шуме или потрескиваниях внутри бака трансформаторы;
- ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную, и нормальной работе устройств охлаждения;
- выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
- течи масла или уменьшении уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

Режим перегрузки трансформаторов.

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило: увеличение температуры

изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое. Это правило справедливо в диапазоне температур 80... 140°C.

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов. Поэтому режиму перегрузки трансформаторов уделим особое внимание.

Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются систематическими. Перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются аварийными перегрузками.

Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97). Здесь учитываются система охлаждения трансформатора, температура охлаждающей среды, график нагрузки трансформатора и другие факторы.

С целью ознакомления с основными положениями ГОСТ 14209-97 рассмотрим сначала режим работы трансформатора при неизменной нагрузке S . Источником нагрева в трансформаторе является его активная часть. Масло нагревается от обмоток, его объем увеличивается, а плотность уменьшается. Нагретое масло поднимается в верхнюю часть бака и вытесняется в радиаторы системы охлаждения трансформатора (рисунок 3.2,а). Проходя через радиаторы, масло остывает и поступает в нижнюю часть бака. Так происходит естественная циркуляция масла.

На тепловой диаграмме трансформатора (рисунок 3.2,б) температура охлаждающего воздуха Θ_a принята неизменной (вертикальная прямая 1). Температура масла и температура витков обмотки увеличиваются практически линейно по высоте обмотки. Превышение температуры масла над температурой воздуха (прямая 2) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{oa}$.

В силу дополнительных потерь в верхней части обмотки будет находиться наиболее нагретая точка обмотки h . Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла (зависимость 3) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{ho}$ -

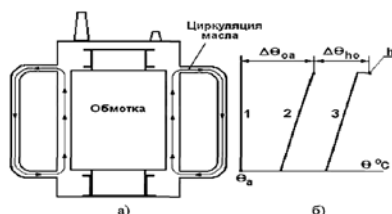


Рисунок 3.2 - Естественная циркуляция масла в трансформаторе (а) и тепловая диаграмма трансформатора (б)

Допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки оценивается сопоставлением температуры масла в верхней части обмотки Θ_o и температуры наиболее нагретой точки обмотки Θ_h их предельными

значениями. Эти предельные значения для распределительных трансформаторов (мощность до 2,5 МВ'А и напряжение до 35 кВ) и трансформаторов средней мощности (до 100 МВ'А) приведены в табл. 3.1. Здесь же указаны предельные перегрузки трансформаторов, обуславливающие предельные температуры $\Theta_{0 \max}$ и $\Theta_{h \max}$ при температуре воздуха $\Theta_a=20^\circ\text{C}$.

Действительная температура воздуха изменяется в течение суток, сезона, года. При одной и той же нагрузке трансформатора увеличение температуры воздуха вызовет увеличение температуры масла и обмотки. Таким образом, термический износ изоляции определяется как нагрузкой трансформатора, так и температурой окружающего воздуха.

При инженерных расчетах режимов перегрузки трансформаторов используется эквивалентная температура воздуха. Это условно постоянная температура, которая в течение рассматриваемого периода времени вызывает такой же износ изоляции, как и действительная изменяющаяся температура за тот же период времени.

Таблица 3.1 - Предельные значения для распределительных трансформаторов

	Распределительные	Средней мощности
Режим систематических перегрузок:		
предельная перегрузка, о.е.	1,5	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}, ^\circ\text{C}$	140	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{0 \max}, ^\circ\text{C}$	105	105
Режим продолжительных аварийных перегрузок:		
предельная перегрузка, о.е.	1,8	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}, ^\circ\text{C}$	150	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{0 \max}, ^\circ\text{C}$	115	115

Для разных районов страны эквивалентные сезонные и годовые температуры рассчитаны и приведены в [8]. Значения эквивалентных годовых, зимних и летних температур для некоторых населенных пунктов Северо-Западного региона приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Эквивалентные годовые, зимние и летние температуры

Населенный пункт	Эквивалентная температура воздуха $\Theta_a, ^\circ\text{C}$		
	годовая	зимняя	летняя
Архангельск	5,8	-11,4	14,0
Вологда	7,4	-10,8	15,5
Воркута	0,5	-19,4	9,4
Калининград	9,9	-2,4	16,5
Кандалакша	4,5	-10,6	12,5

Кировск	2,9	-11,3	10,9
Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Нарьян-Мар	2,0	-15,7	10,3
Новгород	8,3	-7,6	16,0
Петрозаводск	7,1	-8,8	15,1
Псков	8,8	-6,5	16,3
Санкт-Петербург	8,6	-6,8	16,4
Сывьтывкар	6,5	-14,1	15,0

Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции.

Практическое снятие суточного графика нагрузки трансформатора осуществляется с некоторым интервалом времени, внутри которого нагрузка считается неизменной. Поэтому график нагрузки представляет собой ступенчатый вид. На рисунке 3.3,а приведен суточный ступенчатый график нагрузки трансформатора, снятый с временным интервалом 1 ч.

Для оценки допустимости перегрузки трансформатора суточный график его нагрузки преобразуется в эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график. На исходном графике проводится линия номинальной нагрузки $S_{ном}$. Пересечением этой линии с исходным графиком выделяется участок перегрузки продолжительностью t .

Часть графика нагрузки, расположенная ниже линии $S_{ном}$, состоит из интервалов Δt_i с нагрузкой S_i на каждом интервале ($i=1, 2, \dots, m$). Другая часть графика нагрузки, расположенная выше линии $S_{ном}$ состоит из интервалов Δt_j с нагрузкой S_j , - на каждом интервале ($j=1, 2, \dots, n$).

Эквивалентирование каждой части графика нагрузки проводится по условию одинакового теплового воздействия на изоляцию действительного переменного и эквивалентного неизменного графика нагрузки:

- эквивалентная неизменная на интервале $(24 - t)$ предшествующая нагрузка S_1

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots S_m^2 \Delta t_m}{24 - t}} \quad (3.5)$$

- эквивалентная неизменная на интервале t перегрузка S_2

$$S_2 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots S_n^2 \Delta t_n}{t}} \quad (3.6)$$

Эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график нагрузки с предшествующей нагрузкой S_1 и перегрузкой S_2 показан на рисунке 3.2,2.

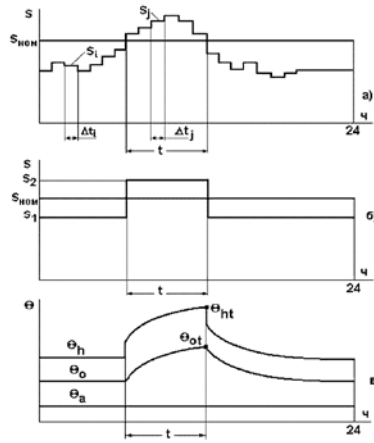


Рисунок 3.3 – Преобразование графика нагрузки (а) в эквивалентный двухступенчатый (б) и переходный тепловой режим трансформатора (в)

При оценке допустимости перегрузки трансформаторов удобно пользоваться относительными единицами. Относительные значения предшествующей нагрузки и перегрузки определяются отношениями

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{ном}}, K_2 = \frac{S_2}{S_{ном}} \quad (3.7)$$

Рассмотрим расчет теплового режима трансформатора при изменении его нагрузки на примере двухступенчатого графика (рисунок 3.3). Температура охлаждающей среды в течение суток принимается постоянной и равной эквивалентной температуре Θ_a .

Установившийся тепловой режим. В установившемся тепловом режиме, предшествующем перегрузке, температура масла Θ_o и наиболее нагретой точки обмотки Θ_h неизменны. Этому режиму соответствует участок графика с нагрузкой S_1 (в относительных единицах K_1) перед интервалом перегрузки t . Температура масла на выходе из обмотки Θ_o K_1 и температура наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hK1} вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_{oK1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oaK1} \quad (3.8)$$

$$\Theta_{hK1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oaK1} + \Delta\Theta_{hoK1} \quad (3.9)$$

$$\Delta\Theta_{oaK1} = \Delta\Theta_{oar} \left(\frac{1 + RK_1^2}{1 + R} \right)^x \quad (3.10)$$

$$\Delta\Theta_{hoK1} = \Delta\Theta_{hor} K_1^y \quad (3.11)$$

Необходимые для расчетов показатели приведены в табл. 3.3.

Переходный тепловой режим в интервале t увеличения нагрузки от значения K_1 до значения K_2 . Тепловая постоянная времени металлических обмоток $\tau_{об}$ значительно меньше тепловой постоянной времени масла τ_o . Поэтому при увеличении нагрузки температура обмоток (по сравнению с температурой масла) увеличивается до нового установившегося значения практически мгновенно. В дальнейшем температуры обмоток и масла увеличиваются с одинаковой постоянной времени τ_o .

Таблица 3.3 – Необходимые для расчетов показатели

Название показателя	Обозн.	Трансформаторы	
		ТМН	ТДН
Показатель степени масла	x	0,8	0,9
Показатель степени обмотки	y	1,6	1,6
Отношение потерь $\Delta P_{кз}/\Delta P_{хх}$	R	5	6
Тепловая постоянная времени масла, ч	τ_0	3	2,5
Температура воздуха, °С	Θ_a	20	20
Превышение температуры масла на выходе из обмотки над температурой воздуха в номинальном режиме, °С	$\Delta\Theta_{oar}$	55	52
Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла на выходе из обмотки в номинальном режиме, °С	Θ_{hor}	23	26
Температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой относительный износ изоляции равен единице	Θ_h	98	98

Примечание. Индекс r соответствует номинальному значению параметра.

Изменения во времени температуры масла $\Theta_o(t)$ и температуры наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h(t)$ вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) \quad (3.12)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_o(t) + \Delta\Theta_{oa}(t) + \Delta\Theta_{ho}(t) \quad (3.13)$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = \Delta\Theta_{oar} + (\Delta\Theta_{oaK2} - \Delta\Theta_{oaK1})(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_0})) \quad (3.14)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{hor} K_2^y \quad (3.15)$$

где $\Delta\Theta_{oaK2}$ - превышение температуры масла над температурой воздуха при длительной нагрузке трансформатора, равной K_2 , рассчитываемое по формуле, аналогичной (3.11); $t = 1, 2, 3 \dots t$ - текущее время, ч.

Температура масла на выходе из обмотки и температура наиболее нагретой точки обмотки к концу интервала перегрузки t соответственно составят Θ_{ot} и Θ_{ht}

Переходный тепловой режим после интервала t при уменьшении нагрузки от значения K_2 до значения K_1 . После снижения нагрузки процесс уменьшения температуры масла $\Theta_o(t)$ и температуры наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h(t)$ рассчитывается по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) \quad (3.16)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_o(t) + \Delta\Theta_{oa}(t) + \Delta\Theta_{ho}(t) \quad (3.17)$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = \Delta\Theta_{oaK1} + (\Theta_{oat} - \Theta_{oaK1})(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_0})) \quad (3.18)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{hoat} K_1^y \quad (3.19)$$

где $t = 1, 2, 3 \dots 3\tau_0$ - текущее время.

При $t = 3\tau_0$ наступает установившийся тепловой режим, соответствующий нагрузке K_1 .

Расчет термического износа витковой изоляции. При номинальной нагрузке трансформатора, температуре воздуха $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$ и номинальных

значениях превышений температур $\Delta\Theta_{\text{Oar}} = 55^\circ\text{C}$ и $\Delta\Theta_{\text{hor}} = 23^\circ\text{C}$ температура наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h = 98^\circ\text{C}$. Это базовая температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой износ изоляции обмоток соответствует относительному сроку службы трансформатора, равному 1.

В установившемся тепловом режиме с нагрузкой K и температурой наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hk} износ витковой изоляции за сутки определяется по выражению

$$V = 2^{(\Theta_{hk} - 98) / \Delta} \quad (3.20)$$

где $\Delta = 6^\circ\text{C}$ - температурный интервал, принятый в соответствии с 6-градусным правилом износа изоляции.

Размерность относительного износа витковой изоляции - нормальные сутки. Например, для неизменной в течение суток нагрузки K , обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{hk} = 86^\circ\text{C}$, относительный износ витковой изоляции составит:

$$V = 2^{(86 - 98) / 6} = 0,25 \text{ норм. сут.} \quad (3.21)$$

Таким образом, за одни сутки при нагрузке K и температуре наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{hk} = 86^\circ\text{C}$ витковая изоляция изнашивается так же как за 0,25 суток при нагрузке, обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h = 98^\circ\text{C}$.

В переходном тепловом режиме, когда температура наиболее нагретой точки обмотки является функцией времени $\Theta_h(t)$ износ изоляции на интервале времени $t_1 \leq t \leq t_2$ определяется как

$$V = \int_{t_1}^{t_2} 2^{(\Theta_h(t) - 98) / 6} dt \quad (3.22)$$

На практике применяется более простой способ расчета термического износа изоляции в переходном тепловом режиме. Зависимость $\Theta_h(t)$ разбивается на n участков Δt_i , на каждом из которых изменение $\Theta_h(t)$ можно считать линейным. На каждом i -м участке величина $\Theta_h(t)$ заменяется средним значением температуры Θ_{hi} . Износ изоляции определяется как

$$V = \sum_{i=1}^n \Delta t_i 2^{(\Theta_{hi} - 98) / 6} \quad (3.23)$$

Кроме аналитических выражений в [8] приводятся таблицы и номограммы, позволяющие при эксплуатации трансформаторов оценить допустимые перегрузки и износ изоляции, не прибегая к вычислениям.

Задание и вопросы к лабораторной работе

Задача 1. Однотрансформаторная подстанция работает по суточному двухступенчатому графику нагрузки с параметрами K_1 , K_2 , h . Значения параметров трансформатора и графика нагрузки приведены в табл. 3.4. Энергосистема требует снизить длительность перегрузки, не ограничивая ее абсолютное значение.

Определить: насколько можно снизить длительность систематической перегрузки трансформатора h за счет повышения K_2 до предельно

допустимого значения $K_{\max}$. При этом общее количество электроэнергии за период h не должно изменяться.

Задача 2. Один из двух трансформаторов, работающих с коэффициентами загрузки K_1 аварийно отключился на время h , второй трансформатор принял на себя всю нагрузку. Исходные данные приведены в табл. 1.

Требуется: 1) рассчитать температуру наиболее нагретой точки обмотки трансформатора и сравнить ее с максимально допустимой;

2) рассчитать относительный износ изоляции трансформатора за период перегрузки;

3) описать полный цикл профилактических испытаний трансформатора;

4) привести перечень работ, выполняемых при осмотре трансформаторов.

Таблица 3.4– Исходные данные

Наименование данных	Варианты										Номер задачи
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Данные трансформатора:											
Тип	ТМЗ	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМ	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМ	ТМ	Общие №1 №2
Мощность S, мВА	1000	1600	2500	1000	1600	630	400	250	400	630	
Напряжение U _{вн} , кВ	10	10	10	35	35	112	115	10	10	10	
Потери мощности ΔP _{кз} , кВт	12,2	18	25	33,5	65	153	175	3,7	5,5	7,6	
ΔP _{хх} , кВт	2,45	3,3	4,6	6,7	14,5	62	42	0,8	1,1	1,6	
Данные нагрузки:											
K ₁ , о.е.	0,7	0,8	0,9	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	№1
K ₂ , о.е.	1,3	1,3	1,2	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	
h, ч	8,0	6,0	4,0	4,0	8,0	6,0	6,0	12,0	8,0	4,0	
Предварительная нагрузка K ₁ , о.е.	0,7	0,8	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,6	0,5	0,7	№2
Длительность аварийной перегрузки h, ч	8,0	8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	6,0	6,0	6,0	10,0	

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. Какие параметры проверяют при осмотрах силовых трансформаторов?
2. С какой периодичностью проводятся осмотры силовых трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
3. Перечислите условия параллельной работы трансформаторов?
4. Как рассчитать потери активной и реактивной мощности в двух параллельно работающих трансформаторах?
5. По каким параметрам оценивается допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки?

Повышенный уровень

1. Как определяются амортизационные отчисления?
2. Какая температура понимается под эквивалентная температурой воздуха?
3. Каково значение предельной перегрузки, о.е., предельной температуры наиболее нагретой точки обмотки и предельной температуры масла в верхних слоях распределительных трансформаторов в режиме продолжительных аварийных перегрузок?
4. Как определяется эквивалентная предшествующая нагрузка трансформатора?
5. Как определяется эквивалентная перегрузка трансформатора?
6. В каких единицах измеряется относительный износ витковой изоляции?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Лабораторная работа 4

Осмотры и способы сушки силовых трансформаторов

Целью занятия является получение знаний по проведению осмотров при вводе в эксплуатацию силовых трансформаторов и выполнению их сушки.

В результате практического занятия студенты знать, как проводятся осмотры ВЛ и как проводятся сушка трансформаторов.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,7.

Теоретическая часть

Осмотр трансформаторов.

В процессе эксплуатации трансформаторов проводят их периодические и внеочередные осмотры. В электроустановках с постоянным дежурным персоналом трансформаторы осматривают один раз в сутки, в остальных электроустановках — один раз в месяц. Внеочередные осмотры проводят после отключений, в результате срабатывания защиты, или при резком понижении температуры окружающей среды, так как в этом случае масло может уйти из расширителя.

При осмотрах силовых трансформаторов:

1. Проверяют по амперметрам их нагрузку. Так как степень нагрева трансформатора определяется в основном величиной нагрузки, то за ней ведется систематический контроль, осуществляемый по показаниям амперметров, которыми снабжены трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше.

2. Осуществляют контроль за температурой верхних слоев масла, а также температуру окружающей среды. При работе трансформатора с температурой выше допустимой, сокращается срок службы изоляции обмоток и находящегося в нем изоляционного масла. Для контроля за температурой обычно на крышке трансформатора установлен ртутный термометр, либо термосигнализатор. По действующему ГОСТу указанная температура при максимально допустимой температуре окружающего воздуха (35°) не должна превышать 95°, а превышение температуры масла над температурой окружающей среды не должно быть более 60°.

3. Обращают внимание на уровень и цвет масла, находящегося в трансформаторе. Уровень масла должен находиться на контрольной черте. Хорошее масло имеет светло-желтый цвет.

4. Тщательно осматривают внешнее состояние изоляторов, на которых могут появляться трещины, иметь место вытекания мастики, следы перекрытий, загрязнение и другие дефекты.

5. Производят тщательный наружный осмотр состояния заземления трансформатора и проверяют, не вытекает ли масло из его кожуха.

6. Внимательно прислушиваясь к шуму, которым сопровождается работа трансформатора (гудение должно быть равномерным без изменения уровня и тона звука). Для прослушивания отключают вентиляторы системы охлаждения трансформатора. Если внутри трансформатора прослушивается явно посторонний шум (потрескивание, щелчки и т.п.), трансформатор необходимо отключить.

7. Контролируют величину первичного напряжения. Максимально допустимое превышение первичного напряжения принимается для трансформаторов равным 5% от напряжения, соответствующего данному ответвлению.

8. При установке трансформатора внутри помещения оценивается состояние помещения, проверяют наличие средств пожаротушения, исправность системы вентиляции.

Сушка (прогрев) трансформатора.

Трансформаторы вводят в эксплуатацию без сушки, если условия транспортирования, хранения и монтажа соответствовали требованиям ГОСТ 11677-85. В противном случае проводят один из видов сушки (прогрева): контрольную подсушку, контрольный прогрев или сушку трансформатора. Сушку следует проводить в соответствии с ВСН 342-75.

Методы сушки. Сушка (прогрев) трансформатора проводится одним из следующих методов:

- индукционный нагрев за счет вихревых потерь в стали бака;

- токами короткого замыкания;
- постоянным током;
- токами нулевой последовательности;
- циркуляцией масла через электронагреватели;
- нагревом бака инфракрасным излучением;
- обдувом горячим воздухом в утепленном укрытии или сушильном шкафу.

При необходимости производится дополнительный прогрев трансформатора с помощью электропечей закрытого типа, устанавливаемых под дно трансформатора.

Выбор метода сушки зависит от следующих факторов: степени увлажненности трансформатора, его габаритов, наличие источников нагрева, оборудования, приспособлений и т.д.

Метод индукционных потерь в стали бака, основан на использовании вихревых токов, создаваемых индукционной обмоткой, наложенной на поверхность стального бака. При прохождении тока по индукционной обмотке стенки бака нагреваются, а их тепло передается магнитопроводу и обмотке, находящимся в баке трансформатора. Для сушки методом индукционных потерь стенки бака, крышку и дно утепляют несколькими слоями листового асбеста или другого негорючего материала, поверх которого накладывают намагничивающую обмотку из провода с теплостойкой изоляцией. Для прогрева дна бака дополнительно применяют закрытые электронагревательные печи или тепловоздуходувки.

Прогрев постоянным током основан на пропуске через обмотки трансформатора тока близкого номинальному значению. Обычно постоянный ток пропускают только по обмоткам высокого и среднего напряжения. Наиболее целесообразными являются схемы, у которых обмотки всех трех фаз обтекаются прогреваемым током, что может быть обеспечено соответствующим параллельным или последовательным соединением обмоток трансформатора. Указанные схемы соединения обмоток можно осуществить для трансформаторов, у которых звезда и треугольник выведены на крышке бака, или у трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой. Иногда применяют менее эффективные схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно с ними.

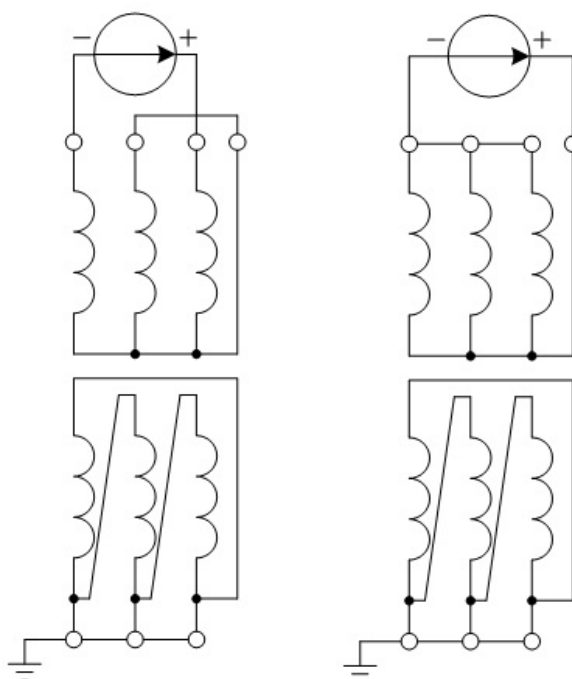


Рисунок 4.1 – Схемы включения обмоток двухобмоточного трансформатора для прогрева методом постоянного тока

Бак трансформатора и обмотки не участвующие (если они электрически не связаны с прогреваемыми обмотками) в прогреве закорачивают и заземляют.

Сушку токами нулевой последовательности применяют для трансформаторов небольшой мощности (до 400 кВА). При этом способе вторичные обмотки трансформатора подключают к сети по одной из схем, приведенных на рисунке ниже.

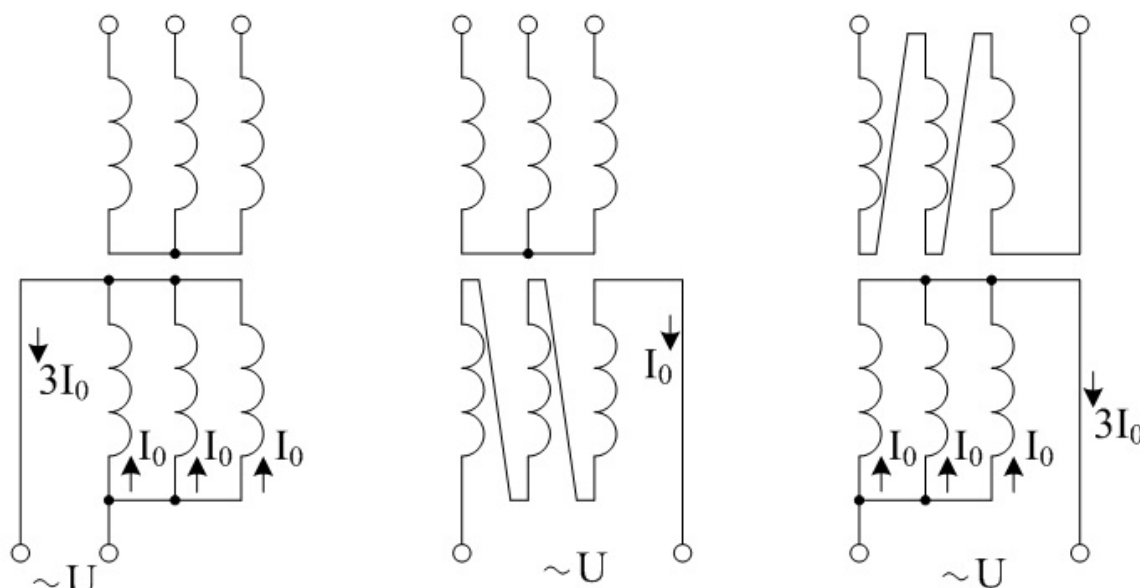


Рисунок 4.2 – Схемы сушки трансформаторов токами нулевой последовательности

Поскольку обмотка высшего напряжения остается разомкнутой, должны быть приняты меры безопасности, так как на ней может появиться

высокое напряжение. В результате воздействия одинаковых по величине и совпадающих по фазе магнитных потоков в меди и магнитопроводе будет выделяться теплота. Данный способ отличается простотой, но не применим при соединении вторичных обмоток в треугольник.

Методом короткого замыкания прогрев производится за счет тепла, выделяемого потерями в обмотках, добавочными потерями от вихревых токов в проводниках обмоток, потерями в активной стали магнитопровода, в металлических конструктивных деталях активной части и стенках бака, вызываемыми магнитным полем рассеяния обмоток. При прогреве методом короткого замыкания одну из обмоток трансформатора (обычно низшего напряжения) замыкают на зажимах вводов накоротко, а другую питают от источника переменного тока промышленной частоты.

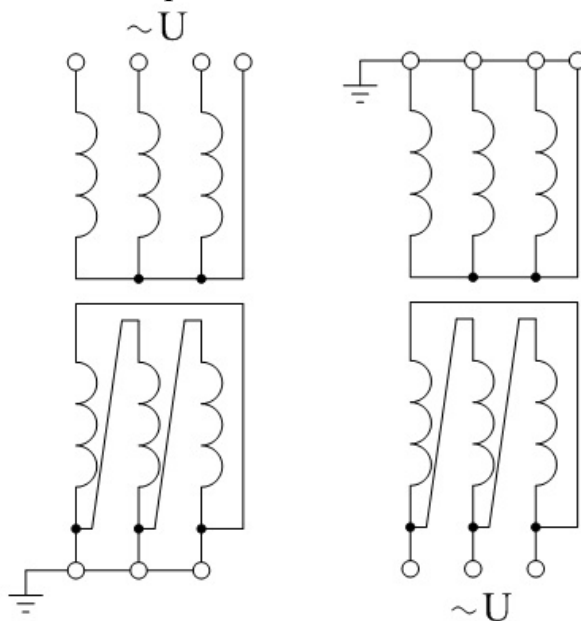


Рисунок 4.3 – Схемы включения обмоток двухобмоточного трансформатора для прогрева методом короткого замыкания

При этом ток прогрева зависит от мощности короткого замыкания трансформатора и не должен превышать: 100% от номинального линейного тока питаемой обмотки при включенном устройстве охлаждения трансформатора; 70% - при отключенном устройстве охлаждения трансформатора.

Виды сушки (прогрева) трансформатора. Как уже отмечалось выше, различают несколько видов сушки (прогрева) трансформаторов: контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка.

Контрольный прогрев производят в одном из следующих случаев:

- присутствуют признаки увлажнения масла или характеристики изоляции не соответствуют нормам;
- продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок, но не более 7 мес.;
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем в 2 раза;

Целью контрольного прогрева является улучшение характеристик изоляции до уровня, позволяющего включение трансформатора без сушки.

Контрольный прогрев проводят на трансформаторах с установленными вводами, расширителем, выхлопной трубой и задействованной газовой защитой. При смонтированной системе охлаждения охлаждающие устройства отсоединяют от трансформатора путем перекрытия задвижек (кранов) на маслопроводе. Два охладителя, места подсоединения которых к баку наиболее удалены друг от друга, оставляют с открытыми задвижками и используют в период прогрева для обеспечения принудительной циркуляции масла в трансформаторе при работающих маслонасосах и отключенном охлаждении.

Контрольный прогрев производят с маслом, без вакуума до достижения температуры верхних слоев масла, превышающей максимальную из указанных в паспорте трансформатора температур, при которых производилось измерение характеристик изоляции:

- при прогреве методом короткого замыкания или постоянным током - на 5 °С;
- при прогреве индукционным методом или циркуляцией масла через электронагреватели - на 15 °С.

Контрольный прогрев трансформаторов методом короткого замыкания и постоянным током запрещается в случае обнаружения или предположения на активной части каких-либо дефектов, а также до проведения и получения положительных результатов ряда испытаний.

Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75 °С.

Контрольная подсушка производится в следующих случаях:

- характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам;
- трансформатор хранился без масла от 7 месяцев до года;

Контрольную подсушку следует выполнять при температуре верхних слоев масла 80 °С и максимальном вакууме, предусмотренном конструкцией бака трансформатора. Для выравнивания температуры и влажности слоев масла через каждые 12 ч подсушки необходимо в течение 4 ч осуществлять его циркуляцию через трансформатор масляным насосом производительностью 4-6 м³/ч. При проведении контрольной подсушки трансформатор должен быть залит маслом до уровня на 150-200 мм ниже крышки.

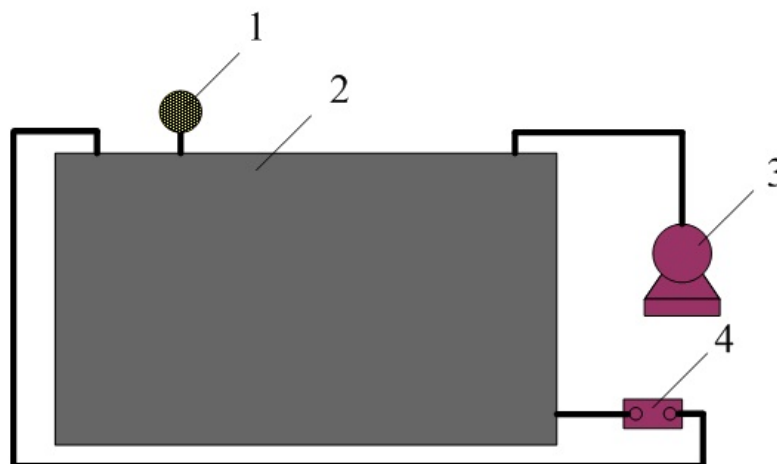


Рисунок 4.4 – Схема контрольной подсушки: 1 - вакуумметр; 2 - бак трансформатора; 3 - вакуумный насос; 4 - масляный насос.

Таблица 4.4 – Продолжительность прогрева трансформаторов при 80 °С

Напряжение трансформатора, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Время прогрева, ч
до 35 включительно	всех мощностей	48
110	менее 80000	48
110	80000	54

Сушка производится в следующих случаях:

- на активной части или в баке обнаружены следы воды;
- трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года;
- индикаторный силикагель увлажнен (потерял голубой цвет);
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы более чем в 2 раза;
- характеристики изоляции после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Чаще всего для сушки трансформатора используют следующие методы: индукционным нагревом в собственном баке; токами нулевой последовательности в собственном баке; нагревом бака инфракрасным излучением; в специальной сушильной камере с вакуумом или без вакуума.

Сушку активной части трансформатора производят без масла в собственном баке с прогревом методом индукционных потерь и дополнительным обогревом дна бака. Сушка трансформатора проводится под вакуумом. При сушке трансформаторов не допускается прогрев методом короткого замыкания или постоянным током. Также следует помнить, что сушка загрязненной активной части трансформатора запрещается.

Перед сушкой трансформатора производят следующие подготовительные операции:

- сливают масло из трансформатора в чистые бочки;

- отвертывают болты, крепящие крышку к баку, и, прикрепив стропы к подъемным кольцам, поднимают выемную часть с помощью подъемных механизмов;



Рисунок 4.5 – Подъем активной части трансформатора

- устанавливают сердечник трансформатора на деревянном помосте высотой 0,3-0,5 м и в случае наличия загрязнения, продувают обмотки и магнитопровод сухим сжатым воздухом и промывают от грязи и шлама, поливая их чистым сухим трансформаторным маслом, подогретым до 40° С;
- очищают бак от грязи, промывают сухим трансформаторным маслом и опускают сердечник в бак, предварительно укрепив на его обмотках и магнитопроводе термодатчики.

При сушке трансформатора обеспечивают температуру обмоток не ниже 95 °С, а магнитопровода - не ниже 90 °С. Температура изоляции обмоток, магнитопровода и других изоляционных частей в процессе сушки не должна превышать 105, а стенок, дна и крышки бака 115 °С

При температуре окружающего воздуха ниже 15 °С сушку и пропитку активной части производят в помещении или тепляке, построенном из лесоматериалов и обитом изнутри негорючим материалом. [Расстояние между стенками бака трансформатора и стенами тепляка должно быть не менее 1,5 м, расстояние от крышки трансформатора до потолка тепляка 1,5 м. В тепляке должно быть не менее двух дверей, расположенных в противоположных стенках, и достаточная освещенность. Установка в тепляке оборудования для заливки масла запрещается.]

Сушка считается законченной:

- для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно - если значение сопротивления изоляции обмоток останется неизменным в течение не менее 6 ч;
- для трансформатора напряжением 110 кВ - если характеристики изоляции обмоток остаются постоянными в течение не менее 48 ч.

Общая продолжительность сушки, не считая времени прогрева, должна быть не менее 10 сут.

Контрольная подсушка и сушка изоляции трансформаторов, вводимых

в работу после ремонта, проводится на ремонтной площадке.

Контрольная подсушка проводится в тех случаях, когда продолжительность пребывания активной части на воздухе не превысила допустимой и нет оснований предполагать, что изоляция значительно увлажнена. Подсушка заключается в прогреве активной части (циркуляцией масла через электронагреватели, токами КЗ, с помощью паровых нагревателей и другими способами) в масле с температурой в верхних слоях 80°C. В процессе такого прогрева периодически измеряются характеристики изоляции. Прогрев прекращается, когда характеристики изоляции будут отвечать требованиям норм, но не раньше чем через 24 ч, не считая времени нагрева до 80 °C. Продолжительность контрольного прогрева не более 48 ч. Если за это время характеристики изоляции не достигнут требуемых значений, трансформатор подлежит сушке.

Сушка изоляции трансформаторов состоит в том, что искусственно создаются условия, при которых влага перемещается из внутренних слоев изоляции к поверхности и с поверхности в окружающую среду. Перемещение влаги внутри материала происходит в соответствии с физическими законами от более влажных слоев к менее влажным и от более нагретых к менее нагретым. Перемещение влаги с поверхности изоляции в окружающую среду происходит под действием разности давлений пара на поверхности изоляционного материала и в окружающей среде. Таким образом, в процессе сушки необходимо повышать давление пара у поверхности материала, что достигается его нагревом, и понижать давление в окружающем пространстве путем создания вакуума или вентиляции сушильного пространства сухим воздухом.

При сушке изоляции сухим воздухом активную часть трансформатора помещают в хорошо утепленную и защищенную изнутри от возгорания камеру. Сухой воздух в камеру подается от воздуходувки и удаляется через вытяжное отверстие, унося с собой пары воды. Температура входящего в камеру воздуха должна быть не выше 105 и выходящего не ниже 80-90 °C. Контроль за температурой ведется по термометрам. Количество воздуха, подаваемого в камеру за 1 мин, должно быть в 1,5 раза больше объема камеры.

Наибольшее распространение в эксплуатации получил индукционный способ сушки активной части в своем баке под вакуумом за счет тепла, выделяющегося в стенках бака от вихревых токов. Вихревые токи индуцируются специальной намагничивающей обмоткой, наматываемой на бак трансформатора.

Для сушки активную часть опускают в совершенно сухой бак; в различных местах активной части устанавливают термпары и терморезисторы; крышку и все отверстия в баке тщательно уплотняют, стенки бака утепляют асбополотном или стеклотканью; снаружи под теплоизоляцией.

Устанавливают термометры. Индукционную обмотку наматывают на бак с таким расчетом, чтобы в нижней части находилось 60 - 65% общего

числа витков, а остальные - верхней части. Такое расположение обмотки обеспечивает равномерный нагрев активной части. Питание индукционной обмотки осуществляют от трансформатора мощностью 560-1000 кВА, напряжением 380 В. Дно бака прогревают электрическими печами. Время нагрева активной части до температуры 100-105 °С зависит от ее размеров, массы класса изоляции. Для трансформаторов 110 кВ оно составляет 30-40 ч, а для трансформаторов 220 - 500 кВ - 60 - 80 ч. После проверки работы вакуумной системы подают напряжение на индукционную обмотку, включают печи донного подогрева и температуру в баке доводят до 300°С.

Затем включают вакуумные насосы и открывают кран, через который в нижнюю часть бака подсасывается горячий воздух, забираемый из поддонного пространства через фильтр. Подсос воздуха регулируют с таким расчетом, чтобы вакуум в баке не поднимался выше 0,003 МПа (для трансформаторов 110 кВ и ниже). Для ускорения сушки режим нагрева чередуют со снятием вакуума и быстрым охлаждением верхних слоев изоляции, чтобы создать перепад температур между внутренними и внешними слоями изоляции. Контроль за сушкой ведется непрерывно. Каждый час записывают показания термометров и вакуумметра, производят измерения сопротивления изоляции мегаомметром, на 2500 В.

Сушка считается законченной, если устанавливается постоянное значение сопротивления изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь при неизменной температуре также прекращается выделение влаги в охлаждающей колонке. После этого нагрев прекращают, температуру в баке понижают до 80 - 85 °С и трансформатор заполняют сухим маслом под вакуумом. Через 6-10 ч, когда изоляция пропитается маслом, активную часть вскрывают для осмотра и подпрессовки обмоток, так как изоляция при сушке усыхает.

Задания

Изучить нормативные документы по проведению осмотров и сушки трансформаторов и ответить на вопросы ПЗ

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. С какой периодичностью проводятся осмотры трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
2. Какие параметры проверяются при осмотрах силовых трансформаторов?
3. Какие Вы знаете методы сушки трансформаторов?
4. При каких условиях возможен ввод трансформатора в эксплуатацию без сушки?
5. От каких факторов зависит выбор метода сушки трансформатора?
6. Какие Вы знаете виды сушки трансформаторов?
7. Какое предельное значение допустимо для температуры верхних слоев масла при контрольном прогреве?

8. При какой температуре верхних слоев масла выполняется контрольная подсушка?

9. В каких случаях необходимо выполнять сушку трансформатора?

10. Какие подготовительные операции необходимо выполнить перед сушкой трансформатора?

11. При каких условиях необходимо закончить сушку трансформатора?

12. Какова общая продолжительность сушки трансформатора?

Повышенный уровень

1. Какие способы сушки изоляции трансформаторов применяются в настоящее время в заводской и эксплуатационной практике?

2. Для каких целей может служить режим короткого замыкания трансформатора в условиях эксплуатации?

3. Для сушки, каких трансформаторов можно использовать метод токов нулевой последовательности?

4. Почему требуется разрывать короткозамкнутые контуры обмоток при сушке трансформаторов токами нулевой последовательности?

5. Не представляют ли опасность для изоляции трансформатора при его сушке ТНП короткозамкнутые контуры из конструктивных элементов выемной части трансформатора?

6. Какие методы измерения температуры применяются при сушке электрических машин и трансформаторов?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Лабораторная работа № 5

Разработка однолинейной схемы сети, выбор оборудования и разработка графика осмотров оборудования

Целью занятия является получение знаний для разработки однолинейной схемы сети, выбора оборудования и разработки графика осмотров оборудования.

В результате практического занятия студенты должны знать, как выбрать схемы электрических сетей, оборудования и как составляются графики осмотров оборудования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,15

Теоретическая часть

Выбор схемы электрических сетей выполняется, как правило, на следующие перспективные уровни:

ЕНЭС — расчетный срок 10 лет;

распределительная сеть — расчетный срок 5 лет;

сеть внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефтепроводов, газопроводов и продуктопроводов, выдачи мощности электростанций и т. п. — сроки ввода в работу (освоения мощности) объекта, с которым связано сооружение проектируемой сети.

Топология электрических сетей развивается в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением энергоисточников. Многообразие и несхожесть этих условий приводят к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, обладающих разными свойствами и технико-экономическими показателями. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов.

Основные требования к схемам сети. При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции (см. п. 1.10).

Развитие сети должно предусматриваться на основе целесообразности использования технически и экономически обоснованного минимума схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию ПС и линий.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений по ее развитию при возможных небольших отклонениях:

- уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых;
- трасс ВЛ и площадок ПС от намеченных;
- сроков ввода в работу отдельных энергообъектов.

На всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС.

При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

При проектировании развития системообразующей сети следует исходить из целесообразности многофункционального назначения вновь сооружаемых линий:

- увеличение пропускной способности сети для обеспечения устойчивой и надежной параллельной работы ОЭС;

- надежная выдача мощности электростанций;
- питание узлов нагрузки.

Рекомендуется избегать прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для чего их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки.

При проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

Схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА).

Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Схема должна обеспечивать оптимальный уровень токов КЗ, значения которых на шинах электростанций и ПС не должны превышать следующих:

Напряжение, кВ	110-150	220-330	500-750
Ток, кА	31,5	40	63

Для ограничения уровней токов КЗ следует предусматривать соответствующие схемные и режимные мероприятия.

Особо важным требованием к схеме является обеспечение необходимой надежности, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах

В соответствии с действующими нормативными документами схемы присоединения электростанций и ПС к системообразующей сети должны обеспечивать надежность питания энергоузлов и транзит мощности по принципу «N-1». В процессе реализации проектной схемы сети допускается неполное резервирование отдельного энергоузла с ограничением его максимальной нагрузки на время ремонта или замены основного оборудования на 25 %, но не более 400 МВт при внешнем электроснабжении на напряжении 750 кВ, 250 МВт — при 500 кВ, 150 МВт — при 330 кВ и 50 МВт — при 220 кВ (при условии обеспечения питания ответственных потребителей).

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии.

Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует. Однако, несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно расчленить на отдельные участки, опирающиеся на ЦП, и отнести к одному из рассмотренных ниже типов (рисунок 1.1).

Одинарная радиальная сеть (далее, для сокращения, тип Р1, рисунок 5.1, а) является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность; получила широкое распространение как первый этап развития сети - при

небольших нагрузках присоединенных ПС и возможности их резервирования по сети среднего (СН) или низшего напряжения (НН). При этом для правильного проектирования сети уже на первом этапе следует решить, в каком направлении намечается дальнейшее развитие сети, чтобы привести ее к одному из типов по рис. 5.1, б, в или г.

Двойная радиальная сеть (тип Р2, рис. 5.1, б) за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение также замкнутые сети кольцевой конфигурации одинарные (тип 31, рис. 5.1, в) и двойные (тип 32, рис. 5.1, г). Достоинствами этих схем, как и радиальных, являются независимость потокораспределения от перетоков в сети высшего напряжения (ВН), отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения ПС.

Широкое применение находит замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата территории сетями, создание шин между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых ПС, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой ПС «по кратчайшему пути» (что приводит к созданию сложнзамкнутой сети), возможность присоединения ПС по упрощенным схемам. Недостатками конфигурации Д1 являются большая вероятность неэкономичного потокораспределения при параллельной работе сетей разных напряжений и повышение уровней токов КЗ, вызывающее необходимость секционирования в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации Д1 является замкнутая двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (тип Д2, рис. 5.1, е). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает практически теми же преимуществами и недостатками, что и конфигурация Д1.

Узловая сеть (тип У, рис. 5.1, ж) имеет более высокую надежность, чем Д1 и Д2, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой ПС. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным — при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1.

Многоконтурная сеть (тип М, рис. 5.1, з) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами присоединения ПС, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

Основой рационального построения сети является применение простых типов конфигураций и использование в качестве коммутационных пунктов,

главным образом, ПС следующей ступени напряжения, являющихся ЦП для проектируемой сети.

Для распределительной сети такими конфигурациями являются в первую очередь двойная радиальная сеть (Р2) и одинарная замкнутая, опирающаяся на два ЦП (Ц1). Техничко-экономические исследования и анализ области применения этих конфигураций показывают, что применение конфигурации типа Р2 (как правило, на двухцепных опорах) эффективнее при небольших расстояниях от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузок. Этот тип сети находит применение для электроснабжения промпредприятий и отдельных районов городов на напряжении 110 кВ.

Конфигурация Д1 находит широкое применение в сетях 110 кВ для электрификации потребителей сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Техническими ограничениями для конфигурации Д1 являются пропускная способность головных участков, которая должна обеспечивать электроснабжение всех присоединенных ПС в послеаварийном режиме при выходе одного из них, а также предельное количество присоединенных ПС (см. п. 5.1.). При возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1 она может быть преобразована одним из способов, указанных на рис. 5.2. Схема рис. 5.2, а является предпочтительной, так как не усложняет конфигурацию сети, однако возможность ее применения обусловлена благоприятным размещением нового ЦП относительно рассматриваемой сети; схемы рис. 5.2, б-г приводят к созданию узловых (У) и многоконтурных (М) конфигураций и усложнению схем отдельных ПС; схемы рис. 5.2, вг применяются в тех случаях, когда сооружение нового ЦП оказывается нецелесообразным.

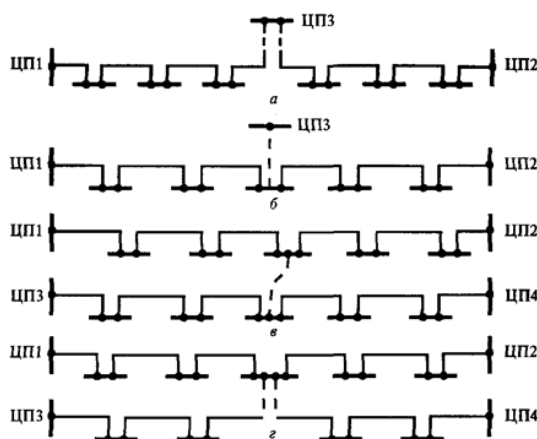


Рисунок 5.1 – Варианты преобразования конфигурации сети типа Д1: а – заход на новый ЦП; б – сооружение ВЛ от нового ЦП; в – сооружение связи между двумя конфигурациями Д1; г – рассечка одной конфигурации Д1 и заход ее на подстанцию другого участка сети

Конфигурация типа Д2 обладает большой пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы. Она применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в

сетях 110—220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей — электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

Замкнутые конфигурации, опирающиеся на один ЦП (31 и 32), используются, как правило, на первом этапе развития сети: первые — в сельской местности с последующим преобразованием в два участка типа Д1, вторые — в городах с последующим преобразованием в два участка типа Д2.

Применение сложнзамкнутых конфигураций распределительной сети (типов У, М) из-за присущих им недостатков (см. выше) нежелательно, однако в условиях развивающейся сети избежать их не удастся. По мере появления новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети; при этом новые ЦП целесообразно размещать в ее узловых точках.

Системообразующие сети характеризуются меньшим многообразием типов конфигурации. Здесь, как правило, применяются конфигурации Д1 и У. При этом в качестве узловых точек используются распрестройства электростанций и часть ПС сети. Конфигурация системообразующей сети усложняется тем больше, чем дольше она развивается в качестве сети высшего класса напряжения; после «наложения» сети следующего класса напряжения начинается процесс упрощения конфигурации сети низшего напряжения.

Понижающие ПС предназначены для распределения энергии по сети НН и создания пунктов соединения сети ВН (коммутационных пунктов). Определяющей для выбора места размещения ПС является схема сети, для питания которой она предназначена. Оптимальная мощность и радиус действия ПС определяются плотностью нагрузок в районе ее размещения и схемой сети НН. При большой плотности нагрузок, сложной и разветвленной сети НН следует рассматривать целесообразность разукрупнения подстанций ВН для повышения надежности питания и снижения стоимости сооружения сети НН.

Нормативными документами классификация ПС по их месту и способу присоединения к сети не установлена. Исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС их можно подразделить на следующие (рис. 5.2):

ответвительные — присоединяемые к одной (рис. 5.2, в) или двум (рис. 2.2, г) проходящим ВЛ на ответвлениях; схема 5.2, в является первым этапом развития с последующим преобразованием в схему 5.2, г или д;

проходные — присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием (рис. 5.2, д);

узловые — присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям (рис. 5.2, е, ж).

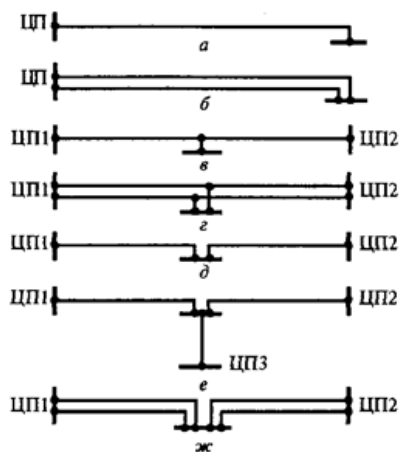


Рисунок 5.2 – основные типы присоединения подстанций к сети: а,б – тупиковые, присоединяемые к одной (Т1) и двум (Т2) ВЛ; в,г – ответвительные от одной (О1) и двух (О2) ВЛ; д – проходная (П),присоединяемая путем захода одной ВЛ; е,ж – узловые (У), присоединяемые по трем и более питающим ВЛ

Ответвительные и проходные ПС объединяют термином *промежуточные*, который определяет размещение ПС между двумя ЦП сети (или узловыми ПС).

Проходные или узловые ПС, через шины которых осуществляются перетоки между отдельными точками сети, называют *транзитными*.

В технической литературе и некоторых нормативных документах иногда используется термин *опорная ПС*, под которым, как правило, подразумевают ПС более высокой ступени напряжения (например, ПС 220/110 кВ при рассмотрении сети 110 кВ). Однако этот же термин используется для определения эксплуатационной роли ПС. Поэтому для ПС, питающих сеть рассматриваемого напряжения, целесообразно использовать термин *центр питания (ЦП)*.

В табл. 5.1 приведены данные статистического анализа частоты применения приведенных выше схем присоединения ПС в сетях 110—330 кВ. Таблица 5.1 – Частота использования разных схем присоединения подстанций в сетях 110-330 кВ

Напряжение сети, кВ	Частота использования схем, %, по рис. 1.7					
	а	б	в	г	д	е, ж
110	7	14	10	28	27	14
220	7	10	4	8	45	26
330	10	4	-	-	44	42

Из приведенных данных видно, что большинство ПС присоединяется к сети по двум линиям. Имеется тенденция к увеличению числа линий за счет уменьшения доли ПС, присоединяемых на первом этапе по одной линии. Удельный вес узловых ПС увеличивается с ростом напряжения сети, одновременно снижается доля тупиковых и ответвительных ПС. Наиболее распространенным типом ПС 110—330 кВ является проходная.

Анализ схем построения электрических сетей 110—330 кВ показывает,

что к узловым ПС целесообразно присоединять до четырех ВЛ; большее число линий является, как правило, следствием неуправляемого развития сети, неудачного выбора конфигурации или запаздывания сооружения в рассматриваемой точке сети ЦП ВН.

Схемы присоединения ПС к сети, допустимое количество промежуточных ПС между двумя ЦП выбираются в зависимости от величины нагрузки и ответственности потребителей ПС, протяженности рассматриваемого участка сети, целесообразности его секционирования и необходимости сохранения транзита мощности. Для некоторых групп потребителей (тяговые подстанции железной дороги, насосные и компрессорные станции магистральных трубопроводов, объекты нефтяных месторождений Западной Сибири, крупнейшие города) эти вопросы регламентированы ведомственными и нормативными документами.

Для выполнения проектов понижающих ПС в схемах развития энергосистем и электрических сетей предварительно должны быть определены: район размещения ПС, электрические нагрузки на расчетные периоды, напряжения РУ, число и направление линий по напряжениям, тип и мощность КУ, расчетные значения токов КЗ, рекомендации по главной схеме электрических соединений.

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

- схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки по надежности электроснабжения с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;
- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства персонала;
- схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надежности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по ПС. Наибольший эффект может быть достигнут при унификации ПС массового применения, являющихся элементами распределительной сети энергосистем. Необходимым условием для этого является типизация главных схем электрических соединений, определяющих технические решения при проектировании и сооружении ПС.

Главная схема электрических соединений ПС выбирается с исполь-

зованием типовых схем РУ 35—750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании. Нетиповая главная схема применяется при наличии технико-экономических обоснований или специального требования заказчика. Обычно нетиповые схемы применяются при реконструкции действующих ПС.

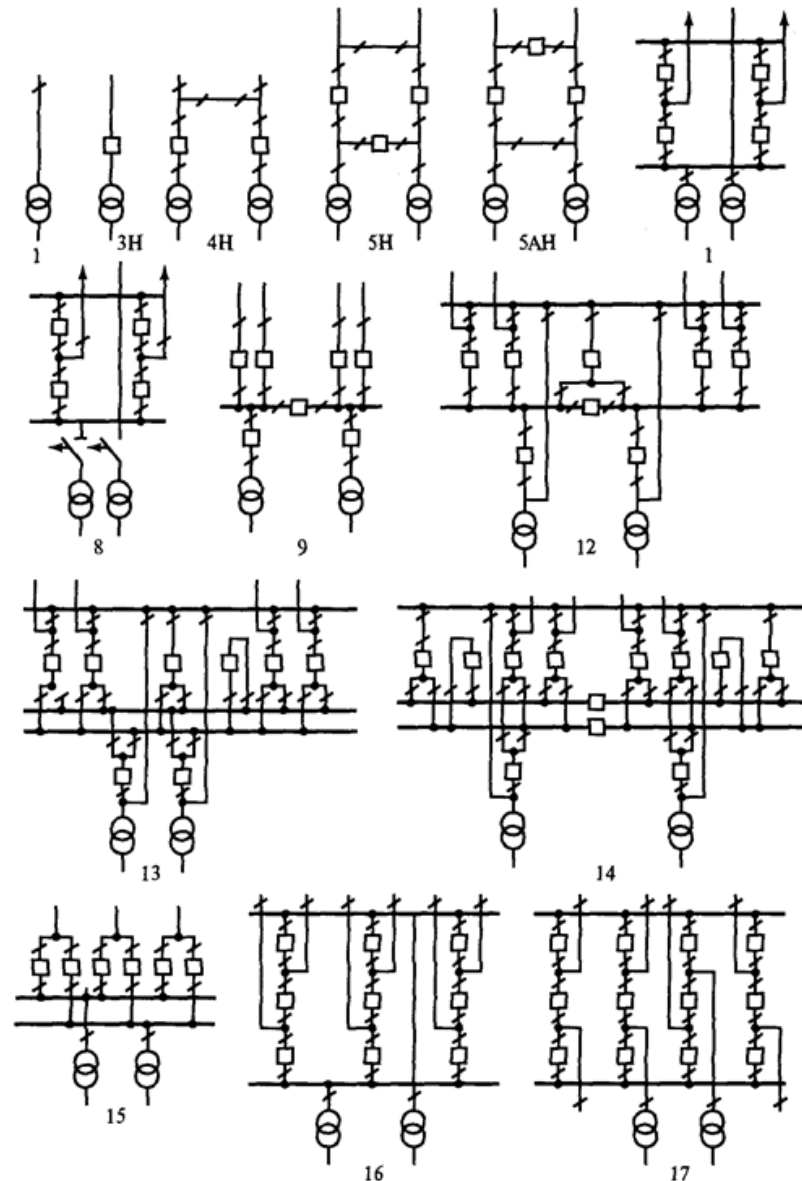


Рисунок 5.3 – Типовые схемы РУ 35-750 кВ. Цифры соответствуют номерам типовых схем

На рис. 5.3 приведены типовые схемы РУ 35-750 кВ, а в табл. 5.2 - перечень схем и области их применения. Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5Н, 330-7 и т. п.). Номера схем не изменялись с первой редакции типовых схем; в дальнейшем некоторые схемы исключались из числа типовых.

В период строительства электрических сетей высокими темпами, на этапе «электрификации вширь» (1960-1985 гг.), на ПС 110 кВ (частично — 35 и 220 кВ) с упрощенными схемами на ВН в качестве коммутационных аппаратов получили широкое распространение отделители и

короткозамыкатели. Простота конструкции и их относительная дешевизна по сравнению с выключателями позволила обеспечить массовое строительство ПС в короткие сроки. В то же время эти аппараты обладают определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками. Принципиальным недостатком схем с отделителями и короткозамыкателями является то, что искусственно создаваемое КЗ для отключения поврежденного участка сети в бестоковую паузу с помощью отделителя резко увеличивает общую продолжительность наиболее тяжелых условий работы выключателей на смежных ПС. Поэтому в настоящее время использование отделителей и короткозамыкателей на вновь сооружаемых ПС прекращено, а при реконструкции действующих ПС они должны заменяться выключателями.

К номерам типовых схем, в которых отделители и короткозамыкатели заменены на выключатели, добавлен индекс «Н» (3Н, 4Н, 5Н, 5АН).

Для РУ ВН, характеризующихся меньшим числом присоединений, как правило, применяются более простые схемы: без выключателей или с числом выключателей один и менее на каждое присоединение. Для РУ СН применяются схемы с системами шин и с числом выключателей более одного (до 1,5) на присоединение.

Таблица 5.2 – Типовые схемы РУ 35-750 кВ

Номер типовой схемы по рис 1.8	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Кол-во присоединяемых линий	
1	Блок (линия–трансформатор) с разъединителем	35-330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линией без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линия–трансформатор) с выключателем	35-220	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-220	ВН	2	1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Недопустимость применения отделителей
5Н	Мостике выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ-А включительно

5АН	Мостике выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ-А включительно
7	Четырехугольник	22Q-750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при мощности трансформаторов 125 МВ-Аи более
8	Расширенный четырехугольник	220	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ
9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	3 и более	
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателем	110—220	ВН, СН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
13	Две несекционированные системы	110-220	ВН, СН	3-13	При невыполнении условий для применения схемы 12
14	Две секционированные системы шин с обходной	110—220	СН	Более 13	1. При невыполнении условий для применения схемы 12 2. На 220 кВ при 3-4 трансформаторах по 125 МВ-Аи более при общем числе присоединений 12 и более 3. При необходимости деления сети для снижения токов КЗ
15	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя	330-750	ВН, СН	330-500 кВ -4; 750 кВ -3	Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ
16	Трансформаторы — шины с полуторным присоединением линий	330-750	ВН, СН	5-6	
17	Полуторная схема	330-750	ВН, СН	6 и более	—

Примечание.

Количество присоединений равно количеству линий плюс два трансформатора (за исключением схем 1 и 3Н, предусматривающих установку одного трансформатора).

Блочные схемы 1, 3Н являются, как правило, первым этапом двухтрансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки».

Схема 1 применяется в условиях загрязненной атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры, или для ПС 330 кВ, питаемых по двум коротким ВЛ. Сдвоенная схема 3Н применяется вместо схемы 4Н в условиях стесненной площадки.

Мостиковые схемы 5, 5Н и 5АН находят широкое применение в сетях 110—220 кВ. На первом этапе в зависимости от схемы сети возможна схема укрупненного блока (два трансформатора и одна ВЛ) либо установка одного трансформатора; в последнем случае количество выключателей определяется необходимостью.

Схема четырехугольников. Схема 7 применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схем 5Н или 5АН, а на напряжении 330—750 кВ — для всех ПС, присоединенных к сети по двум ВЛ. На первом этапе при одном АТ устанавливается три выключателя.

Схема 8 может применяться для узловых ПС 220 кВ (при трех—четырех ВЛ). При этом присоединение АТ должно осуществляться к более коротким ВЛ, не имеющим ОАПВ. Схема применима также при двух ВЛ и необходимости установки четырех АТ

Схемы с одной и двумя системами шин. Схема 35-9 используется, как правило, на стороне СН и НН ПС 110—330 кВ.

При рассмотрении области применения схем 12—14 следует руководствоваться «Общими техническими требованиями к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» (ОАО «ФСК ЕЭС», 2004 г.), согласно которым для РУ 220 кВ, как правило, применяются одинарные секционированные системы шин, двойные и обходные системы шин применяются только при специальном обосновании, в частности, в недостаточно надежных и нерезервированных электрических сетях.

Схема 110-12 используется на стороне ВН узловых ПС в сети 110 кВ (как правило, 4 ВЛ), схемы 110-12 и 220-12 - на стороне СН ПС 220(330)/110/НН кВ и 500/110/НН кВ.

Ограничением для применения схемы 12 и замены ее схемой 13 является присоединение к каждой секции шин ПС более одной радиальной ВЛ. Однако, как следует из п. 1.2, сохранение радиальных ВЛ в течение длительного времени маловероятно. Тем не менее, вне зависимости от типовых рекомендаций, по требованиям эксплуатационных организаций на стороне СН ПС 220 (330, 500) кВ схема 13 находит более широкое применение, чем схема 8.

Схема 14 имеет значительно меньшую область применения, так как с учетом мощности используемых АТ и пропускной способности ВЛ 110—220 кВ количество присоединений на СН 110 и 220 кВ не должно превышать 15, что иллюстрируется приведенными ниже данными:

Напряжение ПС, кВ	Количество и мощность АТ, МВА	Максимальная расчетная нагрузка, МВА	Количество присоединений
220(330)/110/НН	2х200	280	10-12
500/220/НН	2х500	700	5-8

Схемы трансформаторы — шины и с полутора выключателями на присоединение 15—17 применяются для РУ ВН подстанций 330—750 кВ и

РУ СН ПС 750/330 и 1150/500 кВ. Схемы 16-17 для напряжений 330-500 кВ применяются, как правило, на стороне СН. При четырех АТ (схемы 15, 16) или числе линий больше шести (схемы 16,17), а также по условиям устойчивости системы проверяется необходимость секционирования шин.

Схемы РУ 10 (6) кВ приведены на рис. 1.5. Схема с одной секционированной выключателем системой шин (рис. 1.9, 1) применяется при двух трансформаторах с нерасщепленными обмотками НН, схема с двумя секционированными системами шин (рис. 1.9, 2) — при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН или сдвоенных реакторах, схема с тремя или четырьмя одиночными секционированными системами шин (рис. 1.9, 3) — при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН и сдвоенных реакторах.

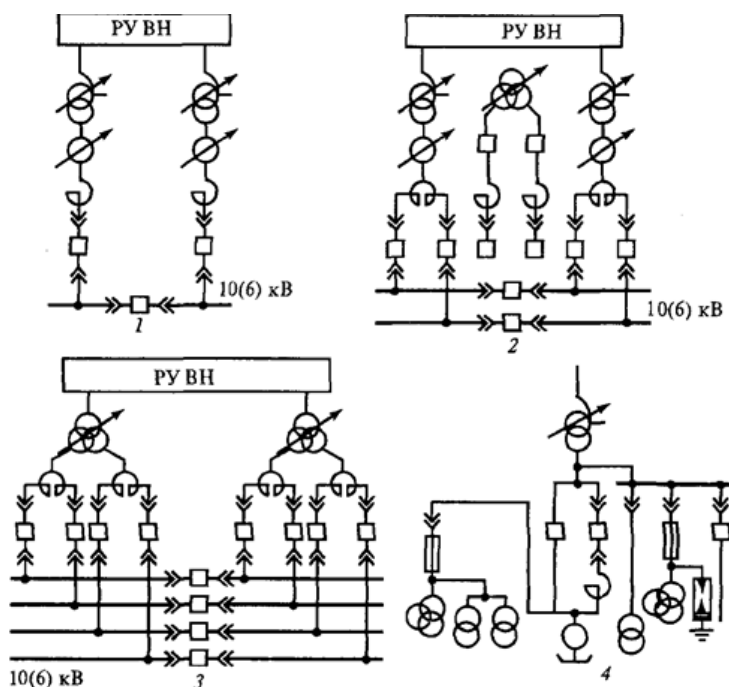


Рисунок 5.4 – Типовые схемы РУ 10 (6) кВ: 1 – одна секционированная система шин; 2 – две секционные системы шин; 3 – четыре секционные системы шин; 4 – присоединения синхронных компенсаторов

Для повышения надежности и удобства эксплуатации в последней редакции типовых схем принята последовательная установка двух секционных выключателей 10 кВ; второй выключатель допустимо не устанавливать, если требуемая надежность может быть достигнута другим способом (например, установкой более дорогого, но более надежного выключателя).

Синхронный компенсатор присоединяется непосредственно к обмотке НН АТ по блочной схеме (рис. 5.4,4) с пуском через реактор.

Батареи статических конденсаторов при их присоединении на НН подключаются обычно к секциям РУ НН.

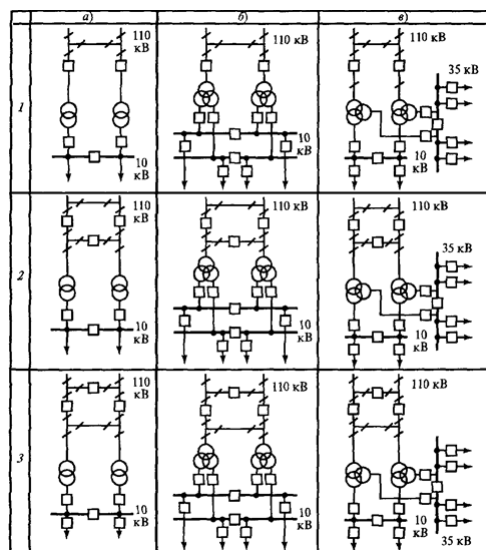


Рисунок 5.5 – Схемы типовых унифицированных подстанций 110 кВ

Для ПС с ВН 35—220 кВ освоено заводское изготовление блочных комплектных ТП (КТП) — КТПБ. На рис. 5.5 приведены схемы выпускаемых заводом КТПБ 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам с выключателями на ВН, т. к. КТПБ с отделителями и короткозамыкателями уже не выпускаются.

Схемы КТПБ 220 кВ с упрощенными схемами на стороне ВН приведены на рис. 5.2. Целесообразное количество ВЛ 110 кВ, отходящих от подстанций с ВН 220 кВ, приведено ниже:

Мощность АТ, МВА	2х63	1х125	2х200
Количество ВЛ 110	4	6-8	10-12

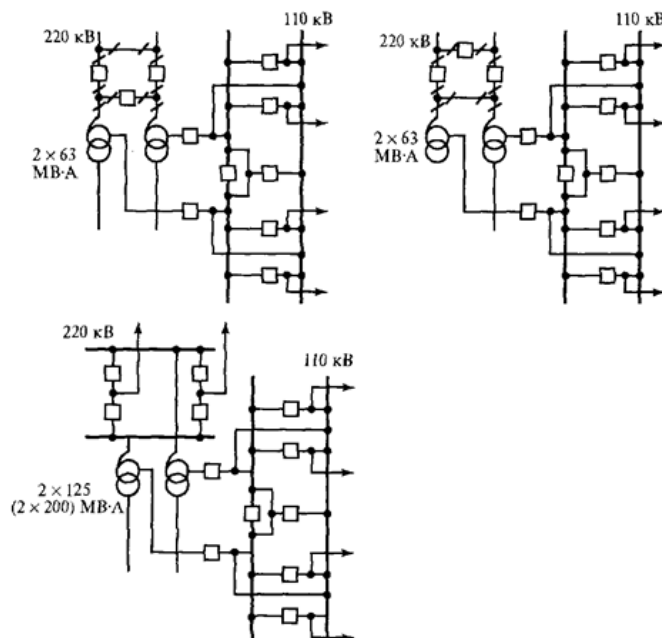


Рисунок 5.6 – Схемы типовых унифицированных подстанций 220 кВ



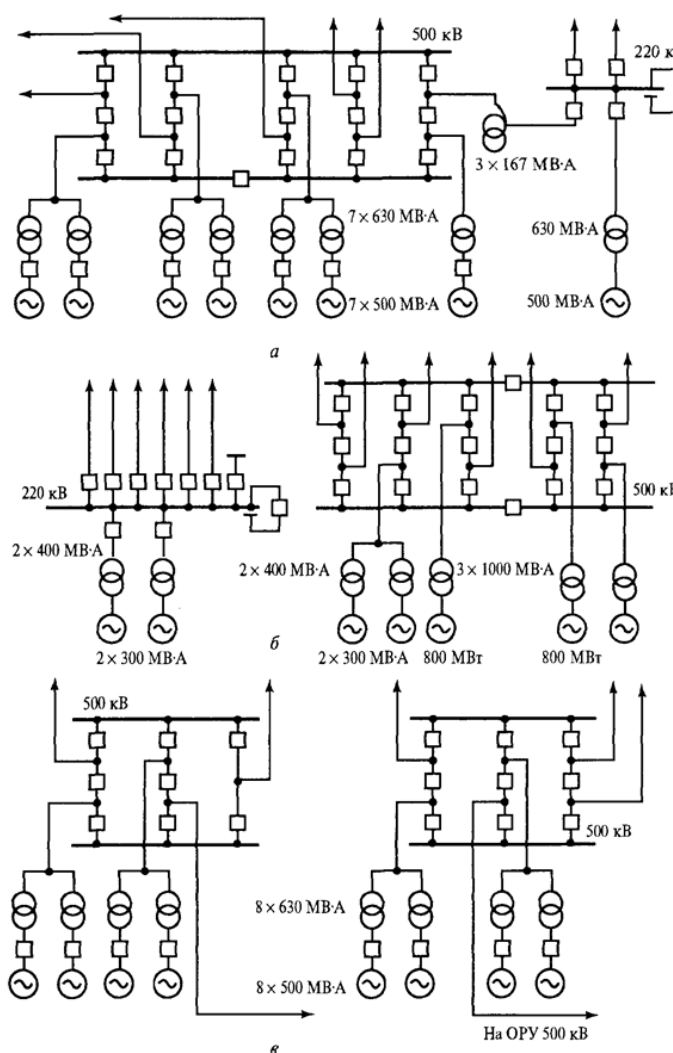


Рисунок 5.8 – Примеры выдачи мощности КЭС

Формирование графиков ремонта оборудования.

Основными документами по планированию ремонта энергетического оборудования являются:

- а) титульный список капитального ремонта основных фондов (форма 9);
- б) годовой план-график ремонта оборудования (форма 7);
- в) месячный план-график-отчет ремонта и технического обслуживания (форма 8).

Титульный список капитального ремонта основных фондов предприятия составляется отделом главного механика на основе проектов титульных списков капитального ремонта оборудования, поступивших от всех служб (цехов) предприятия.

Проект титульного списка капитального ремонта оборудования энергохозяйства предприятия составляется ОГЭ на основании заявок на капитальный ремонт, поступивших от энергетических цехов, и направляется в отдел главного механика не позднее 15 января года, предшествующего планируемому.

Годовой график ремонта является основным документом, по которому организуется работа энергоремонтной службы в течение года.

Годовой график ремонта формируется на основании ремонтных нормативов настоящего Справочника с учетом особенностей и режима работы оборудования конкретного предприятия.

Данные годового графика ремонта используются в планах основного производства предприятия для расчета годовой программы выпуска продукции (с учетом остановки на ремонт основного энергооборудования технологических цехов), а также для регулирования численности ремонтного персонала, формирования планов материально-технического обеспечения ремонта.

Годовые графики ремонта энергетического оборудования составляют заместители начальников энергетических цехов по производству и после согласования с соответствующими службами представляют в отдел главного энергетика к 10 ноября года, предшествующего планируемому.

Представленные годовые графики подписываются главным энергетиком, согласовываются с главным механиком, главным прибористом и производственным отделом и утверждаются главным инженером.

Согласование производится с целью уточнения сроков проведения ремонта тех видов оборудования, ремонт которых требует привлечения персонала различных подразделений предприятия.

Утвержденный экземпляр годового графика ремонта остается в отделе главного энергетика (для контроля и руководства ремонтом энергооборудования), копии направляются в отделы: производственный, главного механика, главного прибориста.

Подрядным организациям представляется выписка из графиков по оборудованию, в ремонте которого они принимают участие.

В годовые графики ремонта включается все основное оборудование предприятия, а также (в обязательном порядке) оборудование, подлежащее капремонту в планируемом году.

Месячные графики ремонта составляют заместители начальников энергетических цехов по производству на основе годовых графиков ремонта оборудования, согласовывают их со службами производства и представляют на утверждение главному энергетiku за десять дней до конца месяца, предшествующего планируемому.

В месячный график в обязательном порядке вносится оборудование, подведомственные органам Госгортехнадзора и Департамента энергонадзора.

Календарные сроки ремонта вспомогательного оборудования по месячному план-графику, как правило, приурочиваются к срокам ремонта основного оборудования, которое оно обеспечивает.

Утвержденные месячные графики ремонта не позднее недели до начала планируемого месяца направляются в энергетические подразделения по принадлежности и являются для них планом-заданием на предстоящий месяц. Они же являются и отчетным документом о производственной деятельности ремонтно-эксплуатационного и ремонтного персонала.

Ремонтно-профилактические работы на оборудовании, не включенном в месячный график, могут выполняться методом ремонта по техническому состоянию, сущность которого заключается в том, что ремонт производится на основании сведений о состоянии оборудования, полученных при проведении технического обслуживания (технического осмотра).

Ответственность за выполнение годового и месячного графиков ремонта оборудования возлагается на начальников соответствующих цехов.

Планирование текущего ремонта в цехах предприятия предусматривает также составление ведомостей дефектов (форма 3), которые являются основанием для определения необходимого количества и номенклатуры запасных частей и расходных материалов и объема ремонтных работ. Ведомость дефектов составляется, как правило, на ремонт основного оборудования.

Планирование капитального ремонта оборудования в цехах включает разработку следующих документов:

- а) заявка на капитальный ремонт, которая подается в третьем квартале года, предшествующего планируемому;
- б) ведомость дефектов; при проведении модернизации в ведомость дефектов включаются проводимые при этом работы;
- в) заявка на запасные части и материалы;
- г) сетевые (линейные) графики на проведение ремонта сложного оборудования.

Специфической разновидностью капитального ремонта является остановочный ремонт.

Остановочный ремонт - это плановый капитальный ремонт технологического и энергетического оборудования, инженерных сооружений, сетей и коммуникаций, осуществление которого возможно только при полной остановке и прекращении выпуска продукции (выработки энергии) предприятием, производством, цехом и (или) особо важным объектом.

К особо важным объектам, выполнение ремонтных работ на которых должно осуществляться в остановочный ремонт, относятся:

- технологическое оборудование и энергообъекты, не имеющие резерва (дублера), в том числе комплексы оборудования, агрегаты (в том числе котлоагрегаты) и технологические линии повышенной единичной мощности;
- общезаводские и общецеховые сооружения;
- общезаводские и общецеховые технологические и энергетические коммуникации (газопроводы, паропроводы, силовые кабели и др.);
- магистральные канализационные сети.

В процессе остановочного ремонта должны производиться в первую очередь те работы, которые невозможно выполнять без полной остановки комплекса.

Во время остановочного ремонта выполняются также работы по подключению к действующим коммуникациям вновь смонтированного оборудования, по подготовке действующих коммуникаций для

последующего подключения нового оборудования в период между остановочными ремонтами, а также работы по модернизации оборудования, реконструкции зданий, инженерных сооружений и коммуникаций.

При проведении остановочного ремонта должны быть выполнены работы по техническому освидетельствованию и испытанию оборудования органами Департамента энергонадзора и Госгортехнадзора в соответствии с требованиями действующих правил и инструкций.

Плановые сроки остановочного ремонта и продолжительность простоя устанавливаются «Графиком остановочного ремонта предприятий, производств, цехов и особо важных объектов» (форма 11), разрабатываемым предприятиями на основе ремонтных нормативов настоящего Справочника.

График остановочного ремонта составляется отделом главного энергетика предприятия на основании титульного списка не позднее 1 апреля года, предшествующего планируемому. График согласовывается с подрядными организациями и представляется на утверждение руководству предприятия не позднее 15 августа года, предшествующего планируемому.

Утвержденные сводные годовые графики остановочного ремонта не позднее 1 декабря года, предшествующего планируемому, передаются специализированным ремонтным организациям (подрядчикам).

На основании утвержденного сводного графика ОГЭ предприятия составляется календарный план остановочного ремонта (форма 12) - годовой и квартальный, который согласовывается с подрядной организацией и утверждается директором предприятия.

При составлении графика необходимо предусматривать равномерное распределение остановочных ремонтов в течение года и их увязку с производственными планами предприятия-заказчика и подрядных организаций, участвующих в выполнении остановочного ремонта.

Проект организации ремонта является обобщающим документом, в состав которого входят:

- календарный план с перечнем всех объектов ремонта, видов работ и их объемов, с выделением работ подготовительного периода;
- сетевой график на ремонт объектов повышенной сложности;
- ведомость (график) поставки материалов и оборудования, заготовок, металлоконструкций на весь комплекс работ;
- перечень грузоподъемных механизмов и требуемых средств механизации;
- план подключения электросварочного оборудования, подачи сжатого воздуха, воды и др.;
- перечень (план) мест, отводимых под размещение материалов, изделий, подлежащих монтажу и демонтированных в ходе ремонта;
- пояснительная записка, в которой указываются специфические или дополнительные требования к организации остановочного ремонта.

Проект производства работ является организационно-техническим документом по подготовке и проведению работ на отдельных объектах остановочного ремонта. В его состав входят технологические карты на

ремонт оборудования, мероприятия по охране труда и технике безопасности, линейный и сетевой графики на объект ремонта, график выдачи заказчиком необходимых для производства работ материалов, запасных частей, изделий, оборудования, чертежей и др.

Проект организации ремонта, ведомости дефектов, сметы на ремонт, чертежи, схемы разрабатывает заказчик и передает подрядчику не позднее, чем за два месяца до начала ремонта. При необходимости к составлению ведомостей дефектов и смет могут привлекаться подрядные организации - исполнители работ.

Проект производства работ разрабатывается подрядной организацией и согласовывается с предприятием-заказчиком.

Ответственность за своевременную остановку объекта и качество подготовки возлагается на заказчика.

Ответственность за качество и сроки выполнения ремонтных работ возлагается на исполнителя ремонта.

Ответственность за работоспособность объекта, принятого из остановочного ремонта, возлагается на руководителя предприятия.

Задание

Для сети, принципиальная схема которой представлена на рисунке 5.9, разработать однолинейную схему на которой указать:

- периодичность осмотров ВЛ;
- охранные зоны ВЛ;
- указать вопросы решаемые при осмотрах ВЛ;
- периодичность капитальных ремонтов ВЛ;
- перечислить эксплуатационно-техническую документацию необходимую для планирования ремонтов ВЛ;
- указать периодичность тепловизионного контроля и выбрать тип тепловизора для контроля за состоянием элементов ВЛ;
- указать на каждой линии методы отыскания повреждений ВЛ.;
- указать периодичность капитальных ремонтов ВЛ;
- указать дефекты при которых требуется замена провода.

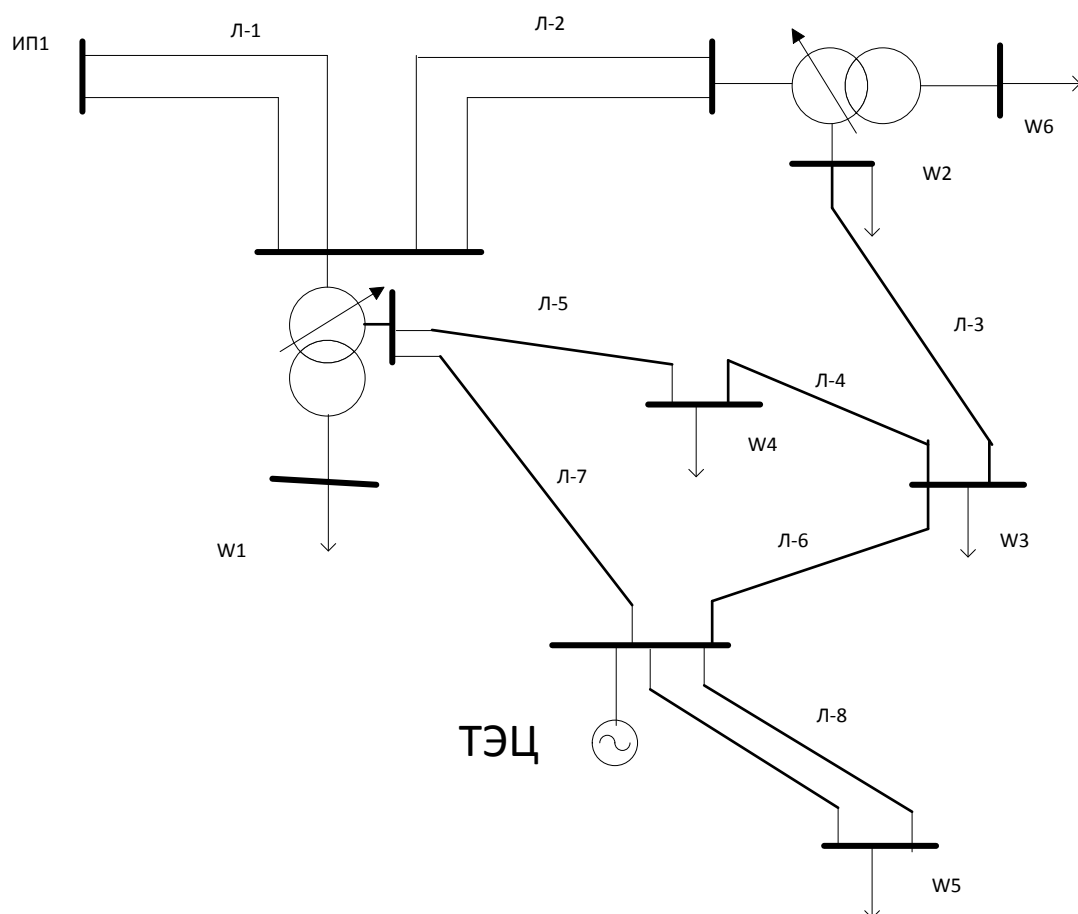


Рисунок 5.9 – Схема исследуемой сети

Параметры линий приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры линий

Линия	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	Л-6	Л-7	Л-8
Длина, км	40+NB	100+NB	40+NB	20+NB	25+NB	30+NB	30+NB	20+NB
Марка провода	АС400/52	АС300/39	АС120/19	АС150/24	АС240/32	АС120/19	АС95/16	АС70/11

В качестве источника питания рассматриваются шины 220 кВ мощной ПС ЭЭС, на которых поддерживается напряжение, представленное в таблице 1.3 и ТЭЦ в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Данные по узлам сети

Параметр	1	2	3	4	5	6	ТЭЦ
Тип трансформатора	2*АТДЦТН 200000/220/ 110	2*АТДЦТ Н 125000/22 0/110	2*ТРДЦН 63000/110	2*ТРДЦ Н 63000/1 10	2*ТРДН 40000/1 10	-	-

Все опоры ЛЭП железобетонные.

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. Что необходимо предусматривать при составлении графика?
2. Каким отделом составляется график остановочного ремонта?

3. Планирование капитального ремонта оборудования в цехах включает разработку каких документов?

4. Перечислите основные требования к главным схемам электрических соединений.

Повышенный уровень

1. Что учитывается при проектировании развития ситемообразующей сети?
2. Назовите основные требования к схемам сети?
3. Разработка каких документов необходима при планировании капитального ремонта оборудования?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Лабораторная работа 6

Методы оценки остаточного ресурса технического устройства

Цель занятия – изучить методы оценки остаточного ресурса технического устройства.

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться методами оценки остаточного ресурса технического устройства.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-13.

Теоретическая часть

Под остаточным ресурсом оборудования понимается суммарная наработка оборудования (в часах, кубометрах, гектарах, километрах, тоннах, циклах и т.п.) от момента проведения контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Предельное состояние - состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации технического устройства (оборудования) являются результаты оценки его остаточного ресурса. Работоспособное техническое устройство может перейти в предельное состояние, если дальнейшее применение по назначению станет недопустимым в соответствии с требованиями безопасности, экономичности и эффективности. Достижение предельного состояния не сводится только к физическому износу. Как видно из определения, переход в предельное состояние может быть также обусловлен влиянием факторов функционального устаревания.

Обычно при достижении предельного состояния техническое устройство выводится из эксплуатации. Это не означает, что стоимость объекта, достигшего предельного состояния, равна нулю. Как показал анализ литературы (и это подтвердилось нашими исследованиями), стоимость объекта, достигшего предельного состояния, обычно составляет 10-20

процентов от начальной стоимости. Эта стоимость может включать стоимость оставшихся деталей, материалов и т.п.

Законодательно установлено, что расчет остаточного ресурса обязателен для объектов подназорных Ростехнадзору (в составе экспертизы промбезопасности), для иных технических устройств эта процедура не обязательна. Данное требование исходит из статьи 7 Федерального закона №116-ФЗ.

Если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия технического устройства, применяемого на опасном производственном объекте, обязательным требованиям к такому техническому устройству, оно подлежит экспертизе промышленной безопасности:

- по истечении срока службы или при превышении количества циклов нагрузки такого технического устройства, установленных его производителем;
- при отсутствии в технической документации данных о сроке службы такого технического устройства, если фактический срок его службы превышает двадцать лет;

Напоминаем, что проведение расчета остаточного ресурса оборудования входит в экспертизу промышленной безопасности и является ее частью.

На первый взгляд, кажется, что если техническое устройство попадает под действие технического регламента, расчет остаточного ресурса проводить в выше указанных случаях не надо. Это не совсем верно по двум причинам:

•Причина 1. Данный пункт распространяется только на новые технические устройства и имеющие сертификат в соответствии с техническим регламентом. Устройства бывшие в эксплуатации сертифицировать нельзя.

•Причина 2. В технических регламентах не содержится иная форма оценки технических устройств по истечению нормативного срока эксплуатации, данные требования указаны во ФНиП, РД, ПБ, ГОСТ и т.п. По этому, как только истечет нормативный срок эксплуатации или срок службы превысит 20 лет, то данным техническим устройствам нужно рассчитывать остаточный ресурс.

Технические устройства (оборудование) бывают подназорные и не подназорные Ростехнадзору. В случае, если оборудование поднадзорно Ростехнадзору, то провести расчет остаточного ресурса недостаточно. В этом случае проводится экспертиза промышленной безопасности с целью продления нормативного срока эксплуатации оборудования, в которую будет входить расчет остаточного ресурса.

Основным законом, регулирующим деятельность в области промышленной безопасности является Федеральный закон №116-ФЗ, который касается только опасных производственных объектов. Если ваш

объект не попадает под действие Федерального закона №116-ФЗ и отсутствуют опасные производственные объекты, то поднадзорного оборудования у вас нет.

В случаях, когда вы имеете опасный производственный объект, необходимо понять имеет ли или не имеет признак опасности техническое устройство, входящее в состав данного объекта. Нормативных актов в этой области много, поэтому приведем алгоритм, по которому можно определить поднадзорно техническое устройство или не поднадзорно.

- Этап 1. Найдите параметры технического устройства (давление, температура, среда, грузоподъемность, тип). Данные параметры содержатся в паспорте технического устройства;

- Этап 2. Найдите Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (далее ФНиП ПБ), регламентирующие эксплуатацию данного технического устройства;

- Этап 3. Определите, попадает ли техническое устройство под действие данных ФНиП ПБ. В данных нормативных правовых актах четко указано на что распространяется данный нормативный акт, а на что не распространяется. Если техническое устройство входит в список исключений, то устройство не поднадзорно; Пример: Статья 2, 3 и 4 ФНиП ПБ "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".

- Этап 1. Найдите во ФНиП ПБ раздел и(или) пункт по постановке на учет данного типа технических устройств. В данном разделе может содержаться следующая информация "Не подлежат учету в органах Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору следующие...", ваше техническое устройство может оказаться в этом списке. Данный пункт может отсутствовать во ФНиП ПБ.

Пример: Статья 148 "ФНиП ПБ "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения".

Если ваше устройство по параметрам является опасным и оно не содержится в списке исключений, то устройство поднадзорно Ростехнадзору. Рассчитывать остаточный ресурс необходимо в соответствии с нормативными актами в области промышленной безопасности.

Примечание: Газопроводы являются техническими устройствами, так считают в Ростехнадзоре. Газопровод является опасным по давлению и обращению опасного вещества, при этом объем вещества не учитывается.

Необходимость определения остаточного ресурса оборудования возникает при следующих обстоятельствах:

1. Продление нормативного срока службы оборудования.

В случае, когда технической документацией на оборудование (проектной, исполнительной и эксплуатационной) установлен нормативный срок безопасной эксплуатации, и данный срок подошел к концу, можно

продлить нормативный срок безопасной эксплуатации, проведя расчет остаточного ресурса. Работы по продлению срока эксплуатации технических устройств (оборудования) рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения ими нормативно установленного срока эксплуатации.

Если оборудование поднадзорно Ростехнадзору и в документации отсутствует нормативный срок эксплуатации, то нормативный срок эксплуатации устанавливается 20 лет.

2. Определение рыночной стоимости оборудования.

Когда необходимо проводить оценку стоимости оборудования, решает заинтересованное в данной оценке лицо. В данном случае, расчет остаточного ресурса может показать реальную картину состояния оборудования и возможных будущих трат. Расчет остаточного ресурса выявляет оборудование, которое не целесообразно использовать и ремонтировать. Необходимо подчеркнуть, что нормативный срок службы определяется при эксплуатации в определенных условиях и может не отражать фактического состояния оборудования.

В совокупности эксплуатация котлов в предельных режимах эксплуатации или с нарушениями (перегревом) приводит к значительному износу оборудования и росту амортизационные затраты. Это будет влиять на рыночную стоимость оборудования.

3. Использование оборудования в экстремальных условиях.

Производители оборудования указывают в документации, какие условия эксплуатации являются допустимыми. Если оборудование эксплуатируется за пределами допустимых условий, происходит сверхнормативный износ оборудования, что уменьшает нормативный срок эксплуатации. Фактический износ оборудования и остаточный ресурс его можно определить, только, проведя расчет остаточного ресурса.

1. По требованию представителя Ростехнадзора.

Представитель Ростехнадзора при проведении плановой или внеплановой проверки опасного производственного объекта, в соответствии с частью 1 статьи 9 Федерального закона №116-ФЗ имеет право выписать предписание Ростехнадзора, которое обязывает провести экспертизу промышленной безопасности, а следовательно провести расчет остаточного ресурса. Решение принимается на основе визуальной и документарной проверки технического устройства.

5. В случае аварии и повреждения технического устройства.

Когда на опасном производственном объекте происходит авария и техническое устройство в следствии аварии было повреждено, требуется провести экспертизу промышленной безопасности, а следовательно провести расчет остаточного ресурса. Данная норма установлена пунктом 2 статьи 7 Федерального закона №116-ФЗ.

Основой для прогнозирования остаточного ресурса служит следующая информация:

1. диагностические данные о состоянии объекта, данные текущего оперативного контроля в процессе эксплуатации;
2. данные о нагрузках и условиях воздействия окружающей среды на объект;
3. экспериментальные сведения об элементах, определяющих ресурс.

На основе полученных данных необходимо выполнить расчеты, приведенные в таблице.

Этап	Цель	Задача
1.	Проверка работоспособности конструкции по базовым параметрам	Расчет допустимых толщин стенок или допустимых напряжений с использованием коэффициентов запаса по напряжениям
2.	Выявление «зон разрушения»	Расчет НДС конструкции численными методами с учетом особенностей геометрии
3.	Анализ предельных состояний «зон разрушения»	Расчет НДС в локальных зонах, анализ процессов деформирования и разрушения в локальных зонах с использованием коэффициентов запаса по деформациям, размерам дефектов и трещиностойкости
1.	Оценка ресурса до достижения предельных состояний	Расчет усталостной долговечности, циклической трещиностойкости с использованием коэффициентов запаса по долговечности
5.	Оценка риска разрушения	Расчет вероятности разрушения и ущерба от аварии, вызванной разрушением

Существует два метода расчета остаточного ресурса оборудования: метод использования математических моделей и метод экспертных оценок. Данные методы могут применяться, как дифференцировано, так и вместе. При этом необходимо подчеркнуть, что при принятии решения о величине остаточного ресурса технического устройства (составных частей и агрегатов) и сроках дальнейшей безопасной эксплуатации основным методом является экспертный.

Математические методы определения остаточного ресурса могут использоваться при соблюдении всех этих условий. Разработаны математические и статистические методы определения остаточного ресурса при малоцикловых нагрузках, по измерениям контролируемого параметра, а также остаточный ресурс составных частей машин и другие. Все это делается путем применения стандартизированных методик. Общая концепция математической модели такова, что для определения остаточного ресурса оборудования необходимо соблюдать ряд условий:

1. Необходимо знать определяющие параметры технического состояния (далее - ПТС) оборудования.
2. Должно быть известно, по каким критериям определяется предельное состояние оборудования.
3. Должна быть возможность постоянно или периодически контролировать изменения значений ПТС.

Плюсом математических методов является отсутствие человеческого фактора при оценке остаточного ресурса. Существенный недостаток данного метода заключается в не достаточной точности при определенных обстоятельствах. Соблюсти все условия можно лишь в случаях, когда речь идет о техническом устройстве, предельное состояние которого наступает в результате коррозионных или иных деградиционных процессах материала. Если речь идет об образовании трещин и тому подобных дефектов (несплошностей), то остаточный ресурс в данном случае не представляется рассчитать с помощью математической модели, а его определение происходит с помощью метода экспертных оценок.

Сущность метода экспертных оценок заключается в проведении экспертами интуитивно-логического анализа проблемы с количественной оценкой суждений и обработкой результатов. Получаемое в результате обработки обобщенное мнение экспертов принимается как решение проблемы. Алгоритм экспертного обследования технических устройств (оборудования) заключается в следующем:

1. Анализ повреждений, установление механизма их возникновения, определяющих параметр фактического технического состояния.
2. Анализ повреждений и параметров технического состояния, проводимого на основании полученных данных при рассмотрении технической документации, оперативной диагностики и экспертном обследовании, установление текущего технического состояния, уровня и механизмов повреждения, фактической нагруженности, необходимых для прогнозирования развития этого состояния, в соответствии с установленными закономерностями основных механизмов повреждения, до достижения параметров технического состояния значений, при которых техническое устройство переходит в предельное состояние.
3. Установление закономерностей изменения определяющих параметров технического состояния, предельных состояний и их критериев.
4. Обоснование вариантов решений о возможности дальнейшей эксплуатации технического устройства.
5. Заключение.

Выбор метода прогнозирования остаточного ресурса зависит от условий эксплуатации, характера преобладающего процесса деградации (изнашивания, коррозии, усталости, ползучести и др.), необходимой точности и достоверности прогноза, а также от технических возможностей реализации метода. В основе механизма выбора метода - требуемый объем диагностических мероприятий и достаточно надежная система экспертной оценки результатов. При невысоких требованиях к точности и достоверности применяются упрощенные методы. В случае необходимости гарантированных оценок используются уточненные методы, в том числе, базирующиеся на теории надежности.

Оценка работоспособности оборудования по результатам диагностических обследований обычно осуществляется путем выявления возникших повреждений, определения их величины и сопоставления с их предельно допустимыми нормативными значениями. Выявленные дефекты относят к допустимым или недопустимым и принимают решение о возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости ремонта оборудования, его модернизации или утилизации.

При эксплуатации емкостных конструкций энергетических установок, например, сосудов, фактически действующие нагрузки и напряжения в их элементах отличаются от расчетных, могут возникать различные повреждения, которые создают дополнительные концентрации напряжений. Поэтому при оценке остаточного ресурса сосудов необходимо проведение исследования их циклического напряженного состояния с учетом имеющихся концентраторов напряжений для определения фактического и допускаемого числа циклов нагружения. Остаточный ресурс определяется вычитанием из допускаемого числа циклов нагружения их фактического значения.

Такой метод применим для оценки остаточного ресурса барабанов котлов, аккумулирующих баков, теплообменных аппаратов, различных сосудов, работающих под давлением и с тепловой нагрузкой. Данная методика не может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса сосудов при наличии в их элементах дефектов типа раковин и трещин.

Диагностирование остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния используется для прогнозирования изнашивания и других монотонных процессов ухудшения технического состояния узлов и агрегатов машин, оборудования и приборов. Он заключается в получении (экспериментально или аналитически) функции, характеризующей процесс изменения параметра технического состояния при всех возможных вариантах его изменения. Остаточный ресурс определяется как отношение величины параметра технического состояния к моменту контроля к его предельному значению с учетом нормативного отклонения. Данная методика может быть рекомендована, если изменение ПТС к моменту контроля составляет не менее половины предельного отклонения параметра. В этом случае погрешность прогнозирования не превышает 8-9%.

Оценка остаточного ресурса по изменению технологических параметров используется в тех случаях, когда технологические показатели оборудования (давление, температура, расход теплоносителей и пр.) монотонно изменяются во времени (по наработке), для прогнозирования остаточного ресурса может быть применена статистическая методика, использующая при обработке материалов законы изменения технологического параметра с оценкой соответствующих показателей на базе метода наименьших квадратов. Алгоритм разработан для линейного, квадратичного и экспоненциального законов изменения показателя назначения. Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса цилиндров компрессора, теплообменных аппаратов, насосов, трубопроводов и др.

Диагностирование остаточного ресурса по развитию коррозионных повреждений заключается в проведении периодических обследований оборудования, при которых должны быть проведены измерения в точках, равномерно распределенных по поверхности, максимальной глубины коррозии. По результатам замеров выполняется расчет скорости коррозии.

Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса больших поверхностей оборудования, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации и образования коррозии. Если невозможно измерить глубину коррозии на всех участках обследуемой поверхности, то измерения осуществляют выборочно. Для участков поверхности, существенно отличающихся по условиям эксплуатации и образования коррозии (местные перегревы, повышенные скорости технологической среды и т.п.), применение данного метода нецелесообразно, так как неравномерность коррозии и ее глубина и будут зависеть главным образом от различий этих условий.

Оценка остаточного ресурса по изменению показателей качества и эффективности работы оборудования выполняется путем контроля изменения таких параметров, как производительность, коэффициент полезного действия, уровень вибрации и шума, величина утечки через уплотнения, можно по мере приближения их значений к предельно допустимым прогнозировать момент наступления отказа.

Методика заключается в оценке остаточного ресурса путем статистической обработки значений измеренных параметров технического состояния. Ее использование дает удовлетворительную погрешность прогнозирования, если продолжительность наблюдений составляет не менее 20% от ожидаемой наработки до предельного состояния. При этом число измерений в ходе испытаний для монотонных процессов зависит от доверительной вероятности и допустимой ошибки, а для немонотонных составляет не менее 100.

Оценка остаточного ресурса по эквивалентной температуре эксплуатации заключается в определении скорости наружной коррозии, которая зависит от эквивалентной рабочей температуры, приведенного напряжения в стенке конструкции и доли использования ресурса, равной отношению срока эксплуатации элемента ко времени до его разрушения.

Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса оборудования, эксплуатирующегося при высоких температурах, например трубчатых систем теплообменных аппаратов, радиационных поверхностей нагрева, корпусных деталей топки котла и т.п.

При оценке остаточного ресурса по приведенным напряжениям и эквивалентному давлению расчет ведется по одному из известных эксплуатационных параметров: приведенным напряжениям, эквивалентной температуре, эквивалентному давлению, эквивалентной наработке. Вид зависимостей определяется формой образцов и материалом, из которого они выполнены. Данная методика может быть рекомендована для оценки

остаточного ресурса змеевиковых теплообменников и коллекторов котла, трубопроводных систем.

Оценка остаточного ресурса по коэффициенту асимметрии нагружения при несимметричных нагрузках расчет заключается в определении коэффициента асимметрии нагружения, который зависит от температурных колебаний, числа циклов для режимов пусков-остановов, возможности теплового и гидроудара в процессе эксплуатации. При этом оценка остаточного ресурса дается по величине накопленных повреждений в металле.

Данная методика позволяет проводить лишь приближенную оценку остаточного ресурса и может быть рекомендована для оборудования и его элементов, подвергающихся несимметричным нагрузкам.

Оценка остаточного ресурса приборными методами наряду со средствами неразрушающего контроля применяют встроенные приборы, предназначенные для непосредственной оценки остаточного ресурса. Это счетчики ресурса, индикаторы нагруженности и датчики повреждений цифрового и аналогового типов. К первому типу относятся устройства, основу которых составляют микропроцессоры, бортовые ЭВМ и т.п. Они фиксируют в цифровой форме историю нагружения данного конструктивного элемента, например, последовательность деформаций при циклическом нагружении.

Основу счетчиков аналогового типа составляют чувствительные элементы - датчики, установленные на объекте и подвергаемые тем же воздействиям, что и исследуемый объект. Вследствие возникающих в датчике необратимых повреждений его рабочие параметры меняются. Измеряя эти параметры, можно сделать выводы о степени повреждения соответствующего узла, агрегата или детали. В качестве чувствительных элементов используют проволоочные, фольговые или полупроводниковые тензорезисторы.

Задание

Изучить методы оценки остаточного ресурса технического устройства и ответить на вопросы к лабораторной работе

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. Как определить поднадзорно техническое устройство или не поднадзорно.

2. Что является основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации технического устройства?

3. При каких обстоятельствах возникает необходимость определения остаточного ресурса оборудования?

1. Какая информация является основой для прогнозирования остаточного ресурса?

5. Какие математические методы используются для определения остаточного ресурса?

6. Как выполняется оценка остаточного ресурса по циклам нагружения?

7. Как выполняется диагностирование остаточного ресурса по развитию коррозионных повреждений?

Повышенный уровень

1. Как выполняется оценка остаточного ресурса по изменению технологических параметров?

2. Как выполняется оценка остаточного ресурса по изменению показателей качества и эффективности работы оборудования.

3. Как выполняется оценка остаточного ресурса по эквивалентной температуре эксплуатации

1. Как выполняется оценка остаточного ресурса по приведенным напряжениям и эквивалентному давлению?

5. Как выполняется оценка остаточного ресурса по коэффициенту асимметрии нагружения?

2. Как выполняется оценка остаточного ресурса приборными методами?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Лабораторная работа 7

Изучение способа расчета индекса технического состояния оборудования

Цель занятия – изучить методики расчета индекса технического состояния оборудования.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки расчета индекса технического состояния оборудования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-15-8.

Теоретическая часть

К основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, в отношении которого производится оценка технического состояния относятся паровые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;

- паровые (энергетические) котлы, обеспечивающие паром паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;

- гидротурбины, установленной мощностью 5 МВт и более;

- газовые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;

- гидрогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;

- турбогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;

- силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше;

- линии электропередачи (далее - ЛЭП) напряжением 35 кВ и выше (далее - основное технологическое оборудование).

Оценка технического состояния основного технологического оборудования представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (индекса технического состояния).

Результатами оценки технического состояния основного технологического оборудования являются:

- индекс технического состояния функциональных узлов;
- индекс технического состояния единицы основного технологического оборудования;
- индекс технического состояния группы оборудования и сооружений объектов электроэнергетики.

Индекс технического состояния принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

Для целей применения Методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 7.8.2016 № 1401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, № 52, ст. 7665) (далее - методика комплексного определения), рассчитанное в соответствии с настоящей методикой значение индекса технического состояния масштабируется путем деления на 100.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется путем сопоставления фактических значений параметров технического состояния функциональных узлов со значениями, установленными нормативной и технической документацией, а также организациями-изготовителями, и последующего определения индексов технического состояния функциональных узлов и оборудования в целом.

Диапазоны индекса технического состояния функциональных узлов, единиц основного технологического оборудования, групп оборудования и сооружений объектов электроэнергетики в целях соответствия видам технического состояния оборудования и (или) объектов электроэнергетики, определенным методикой комплексного определения, приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Диапазоны индекса технического состояния функциональных узлов

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
≤ 25	Критическое	
$25 < n \leq 50$	Неудовлетворительное	
$50 < n \leq 70$	Удовлетворительное	желтый
$70 < n \leq 85$	Хорошее	
$85 < n \leq 100$	Очень хорошее	

Оценка технического состояния основного технологического оборудования должна производиться при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса мероприятий по техническому перевооружению и

реконструкции, а также после технического воздействия, которое привело к изменению технического состояния, но не реже одного раза в год.

Значения отдельных параметров технического состояния основного технологического оборудования, которые не могут быть актуализированы ввиду отсутствия в течение года технического воздействия, обследований, технических освидетельствований, а также замеров на выведенном в ремонт оборудовании, для расчета индекса технического состояния принимаются такими же, как в предыдущем году.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется на основе следующей информации:

- данные организации-изготовителя;
- данные технической диагностики в процессе входного контроля (до монтажа, после монтажа, в ходе монтажа, до технического воздействия, после технического воздействия, в ходе технического воздействия);
- данные испытаний (пусковые, режимно-наладочные после монтажа, технического воздействия, предремонтные (до останова для технического воздействия) и режимно-эксплуатационные в процессе эксплуатации);
- данные мониторинга и технической диагностики, полученные в процессе эксплуатации: в результате постоянного контроля состояния основного технологического оборудования и технологических систем (данные обходов и осмотров оборудования, журнал дефектов, суточные ведомости), по результатам проведения технических освидетельствований оборудования, а также зафиксированные автоматизированными системами управления технологическим процессом.

Расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования осуществляется в следующей последовательности:

- оценка параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам основного оборудования;
- оценка группы параметров технического состояния функциональных узлов и группы общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам;
- расчет индекса технического состояния функциональных узлов и индекса технического состояния узла, содержащего общие параметры технического состояния, не относящиеся к функциональным узлам (далее - обобщенный узел);
- расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования;
- расчет индекса технического состояния группы оборудования и сооружений.

Схема порядка оценки технического состояния основного технологического оборудования (расчет индекса технического состояния) приведена в приложении № 3 к настоящей методике.

Для оценки параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к

функциональным узлам, субъект электроэнергетики определяет фактические значения таких параметров на основании приведенных в пункте 2.6 настоящей методики данных в соответствии с приведенными в приложении № 4 к настоящей методике единицами измерения и возможными фактическими значениями параметров.

Каждый параметр технического состояния функционального узла и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам, оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений таких параметров от предельно-допустимых значений, установленных нормативной и технической и (или) конструкторской (проектной) документацией, согласно приложению № 5 к настоящей методике.

Диапазоны балльной шкалы оценки характеризуют качественную оценку параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам, и соответствующий уровень выполнения требуемых функций:

"4" - отсутствует отклонение измеренных параметров от требований нормативной и технической и (или) конструкторской (проектной) документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме;

"3" - измеренные параметры находятся в пределах значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, но появилась тенденция ухудшения значения такого параметра;

"2" - измеренные параметры находятся в пределах значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, но возникает угроза наступления отказов;

"1" - измеренные параметры находятся на уровне предельно-допустимых значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме;

"0" - измеренные параметры находятся за пределами предельно-допустимых значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией.

В случае наличия у единицы основного технологического оборудования нескольких функциональных узлов одного вида для расчета индекса технического состояния такой единицы основного технологического оборудования используется минимальный индекс технического состояния среди таких функциональных узлов. При этом, особенности расчета индекса технического состояния ЛЭП определены в пункте 3.9 настоящей методики.

В случае если индекс технического состояния основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, превышает значение "50" и определенный в соответствии с пунктом 3.5 настоящей методики индекс технического

состояния одного из функциональных узлов такого оборудования не превышает значение "25", то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение "50".

Расчет индекса технического состояния ЛЭП осуществляется в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, если количество функциональных узлов ("Опора" и "Пролет") ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50", менее 15 процентов от общего числа таких функциональных узлов. В случае если количество функциональных узлов ("Опора" и "Пролет") ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50", равно или более 15 процентов от общего числа таких функциональных узлов, то расчет индекса технического состояния такой ЛЭП ($ИТС_{ЛЭП}$) осуществляется по формуле 7.3:

$$ИТС_{ЛЭП} = \sum (ИТС_{Уi}) / КУ, \quad (7.3)$$

где КУ - количество функциональных узлов ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50";

$ИТС_{Уi}$ - индекс технического состояния i-го функционального узла ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50".

Расчет индекса технического состояния группы однотипного основного технологического оборудования ($ИТС^Э$) осуществляется по формуле 7.5:

$$ИТС^Э = \frac{\sum_i (P_i \times ИТС_i)}{\sum_i P_i} \quad (7.5)$$

где $ИТС_i$ - индекс технического состояния i-ой единицы основного технологического оборудования в оцениваемой группе;

P_i - характерный виду основного технологического оборудования показатель приведения, принимаемый для:

- паровых турбин - номинальная активная электрическая мощность;
- гидротурбин - номинальная активная электрическая мощность;
- паровых энергетических котлов - номинальная паропроизводительность;
- турбогенераторов - номинальная активная электрическая мощность;
- гидрогенераторов - номинальная активная электрическая мощность;
- силовых трансформаторов - номинальная полная электрическая мощность;
- линий электропередачи - протяженность.

Индекс технического состояния группы основного технологического оборудования, объединенного в одну технологическую цепочку,

определяется минимальным индексом технического состояния единицы технологического оборудования, входящего в такую цепочку.

Расчет совокупного индекса технического состояния основного технологического оборудования субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения ($ИТС^{сэ}$) осуществляется по формуле 7.6:

$$ИТС^{сэ} = \frac{\sum_i (N_{при} \times ИТС_i)}{\sum_i N_{при}} \quad (7.6)$$

где $ИТС_i$ - индекс технического состояния оборудования i -ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения;

$N_{при}$ - приведенная мощность i -ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения.

Приведенная мощность объектов электроэнергетики рассчитывается в соответствии с приложением № 9 к настоящей методике.

Схема порядка принятия решения о виде технического воздействия на основное технологическое оборудование приведена в приложении № 10 к настоящей методике.



Рисунок 7.1 – Схема порядка принятия решения о виде технического воздействия на основное технологическое оборудование

Установлен порядок оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи объектов электроэнергетики.

Оценка техсостояния основного технологического оборудования должна производиться при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса

мероприятий по техпереворужению и реконструкции, а также после технического воздействия, которое привело к изменению техсостояния, но не реже 1 раза в год.

Прописана методика определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование (группы оборудования).

Задание

Изучить методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства и ответить на вопросы практического занятия.

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. Что является результатами оценки технического состояния основного технологического оборудования?
2. В каком диапазоне может изменяться индекс технического состояния?
3. Как выполняется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
4. На основе какой информации осуществляется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
5. В какой последовательности осуществляется расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования?

Повышенный уровень

1. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния функциональных узлов и обобщенного узла?
2. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования ?
3. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния ЛЭП?
4. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния группы однотипного основного технологического оборудования?
5. По какой формуле выполняется расчет совокупного индекса технического состояния основного технологического оборудования субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения ?

Рекомендуемая литература: [1, 3].

Лабораторная работа 8

Изучение методик ремонта оборудования

Цель занятия – изучить методики ремонта электрооборудования и электрических сетей

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться с методиками выполнения ремонта электрооборудования и электрических сетей

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-13.

Теоретическая часть

Объем работ, выполняемых при капитальном ремонте трансформаторов 110 кВ и выше.

Капитальный ремонт трансформатора без разборки его активной части включает в себя следующие стадии работ: разборку вспомогательного оборудования; подъем съемной части бака (колокола) или крышки и активной части (у трансформаторов с верхним разъемом бака) и установку их на ремонтной площадке; осмотр и ремонт активной части; осмотр и ремонт вспомогательного оборудования; контрольную подсушку или сушку изоляции активной части; испытания.

Разборка вспомогательного оборудования. Перед разборкой трансформатор осматривают снаружи, выясняют, какие неисправности наблюдались в работе, проверяют работу систем охлаждения и устройств переключения ответвлений обмоток; осматривают арматуру, сварные швы, армировку изоляторов, уплотнения и составляют опись внешних дефектов. Затем измеряют изоляционные характеристики R_{60}/R_{15} , $\tan \delta$, C_2/C_{50} , проводят сокращенный анализ и измерение $\tan \delta$ масла из бака. Потом сливают масло из бака с подсосом воздуха через осушитель и измеряют $\Delta C/C$ изоляции трансформатора.

После выполнения указанных работ демонтируют приборы контроля, устройства защиты, автоматики и управления системой охлаждения. Снятые приборы сдают в лабораторию на проверку.

Далее снимают расширитель, предохранительную трубу, термосифонный фильтр и охладители. Отсоединяют и снимают с помощью специальных траверс маслонаполненные вводы СН, ВН и вводы НН. Перед снятием вводы НН отсоединяют от гибких отводов через люки.

Подъем съемной части. Перед подъемом съемной части равномерно ослабляют и снимают болты по всему периметру разъема бака. Освобождают распорные болты между баком и активной частью. Выполняют строповку крышки бака или колокола, приподнимают их с помощью лебедки или крана и устанавливают на ремонтной площадке, у мощных трансформаторов с нижним разъемом активная часть обнажается при снятии колокола. Для ремонта она, как правило, остается на поддоне. У трансформаторов, баки которых имеют верхний разъем, активная часть вынимается из бака и устанавливается на ремонтной площадке.

Осмотр и ремонт активной части. При ремонте проверяется состояние изоляции обмоток, прессующих деталей обмоток, отводов и болтовых

соединений, изоляционных цилиндров, барьеров и перегородок; магнитопровода и его заземления, изоляции стяжных шпилек, прессующих колец ярмовых балок и бандажей; переключателя ответвлений обмоток.

Для осмотра обмоток и магнитопровода трансформатора необходимо прежде всего демонтировать изоляционные перегородки и другие элементы его главной изоляции. При снятии перегородок следует проверить, не касаются ли они обмоток и отводов, а также нет ли следов электрических разрядов между ними. Главную изоляцию проверяют внешним осмотром и считают ее пригодной для дальнейшей эксплуатации, если электрокартон не хрупок и при сгибании вдвое не ломается. Бакелитовые цилиндры осматривают и проверяют, нет ли на их поверхности трещин, следов разряда, не расслаиваются ли они. Поврежденные цилиндры заменяют новыми.

При осмотре изоляции обмоток проверяют, не имеет ли она повреждений, разбуханий, и определяют ее механическую прочность. При обнаружении преждевременного старения изоляции (хрупкость, потеря эластичности) выясняют причины этого явления и принимают меры к их устранению. При осмотре прессующих деталей (брусьев, шайб, колец) проверяют их состояние и достаточность прессовки обмоток. Важно установить отсутствие деформации и смещения обмоток, что может быть результатом слабой прессовки. При необходимости обмотки подпрессовывают с помощью изоляционных брусьев и клиньев.

При осмотре отводов проверяют состояние их изоляции паек и контактов, а также крепящих отводы изоляционных деталей. Разъемные контакты отводов разбирают и зачищают. Паяные контакты, имеющие дефекты, переделывают заново. Нарушенную изоляцию контактов заменяют новой.

Магнитопровод осматривают во всех доступных для осмотра местах. При этом проверяют плотность сборки пакетов стали, отсутствие следов нагрева, целость заземления и соединений прессующих колец и ярмовых балок с магнитопроводом. Степень прессовки стали магнитопровода проверяют специальным ключом путем приложения к гайкам прессующих шпилек нормированных усилий.

Состояние изоляции листов стали проверяют измерением сопротивления постоянному току лаковой пленки пакетов стали и всего магнитопровода.

Сопротивление изоляции стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок проверяют мегаомметром на 1000- 2500 В. Сопротивление изоляции при этом не нормируется, устанавливается лишь отсутствие замыканий.

У трансформаторов, имеющих переключатели ПБВ, проверяют состояние валов, изоляционных цилиндров, деталей крепления, исправность контактов и достаточность их нажатия. Переключатель должен легко перемещаться из одного положения в другое.

У трансформаторов, снабженных устройствами РПН, проверяют исправность всех механизмов переключателя: валов, шестерен, кулачков

сцепления и пр. Обращается внимание на отсутствие люфтов в кинематической схеме привода.

Проверяют состояние реакторов (или резисторов), надежность работы и отсутствие нагара на контактах контактора и избирателя. При необходимости устанавливают новые пары контактов. В баке контактора заменяют масло.

В процессе ремонта переключающего устройства измеряют переходное сопротивление его контактов и силу контактного нажатия. Переходное сопротивление одного контакта, измеренное микроомметром, не должно выходить за пределы 10-20 мкОм. Силу контактного нажатия измеряют динамометром, с помощью которого оттягивают подвижный контакт до тех пор, пока не выпадет контрольный щуп, зажатый между контактами. Результаты измерений сравнивают с паспортными данными.

После тщательного осмотра, проверки в устранения всех выявленных дефектов и повреждений активная часть трансформатора промывается струей сухого горячего (60 °С) масла той же марки, которым трансформатор был заполнен до ремонта.

Осмотр и ремонт отдельных узлов и вспомогательного оборудования. К осмотру и ремонту бака и его арматуры приступают непосредственно после снятия колокола или выемки из бака активной части. Наружную поверхность бака и крышки очищают от грязи, устраняют места течи масла, заменяют уплотнения, восстанавливают поврежденную окраску поверхности бака.

При ремонте расширителя и выхлопной трубы выявляют и устраняют места течи масла в сварных швах. Осмотр внутренней поверхности расширителя производят через боковые люки. При этом стенки расширителя, отстойник и маслоуказатель очищают от загрязнений и промывают горячим маслом. Заменяют все дефектные уплотнения. Проверяют целостность мембраны выхлопной трубы и качество ее уплотнения.

Термосифонные и адсорбционные фильтры проверяют на отсутствие течи масла (при необходимости ремонтируют), очищают и заполняют свежим высушенным адсорбентом. Воздухоосушитель также очищают, проверяют исправность масляного затвора, заменяют основной и индикаторный силикагель.

Навесные радиаторы у трансформаторов с системой охлаждения очищают, ремонтируют и промывают горячим маслом. Аналогичным образом поступают с охладителями и маслопроводами систем охлаждения ДЦ и Ц. Радиаторы и системы охлаждения ДЦ и Ц испытывают на герметичность.

Циркуляционные насосы, вентиляторы и их электродвигатели полностью разбирают, осматривают и заменяют износившиеся детали (подшипники, рабочие колеса и пр.). У электродвигателей проверяют состояние обмоток, паяк, креплений. Мегаомметром на 500 В измеряют значение сопротивления изоляции (допустимое значение не менее 0,5 МОм). Вентиляторы дутья вместе с электродвигателями балансируют (значение вибрации должно быть не более 60 мкм).

Маслонаполненные и фарфоровые вводы очищают и осматривают для выявления трещин в фарфоре, проверки креплений, контактов, надежности уплотнений. В маслонаполненных вводах заменяют масло. Ремонтные работы связанные с разборкой вводов, проводят в специализированных мастерских.

Сборка трансформатора после ремонта. После выполнения ремонтных работ активную часть трансформатора имеющего верхний разъем, поднимают и опускают в бак. Затем устанавливают резиновые прокладки и крышку бака. У трансформаторов с нижним разъемом устанавливают на поддон съемную часть - колокол. Разъем равномерно стягивают болтами. Активную часть раскрепляют внутри бака. После этого устанавливают вводы и соединяют их с отводами от обмоток. Устанавливают газоотводные трубы. Расширитель и выхлопную трубу пока не устанавливают, их люки и все отверстия в съемной части бака плотно закрывают заглушками.

Собранный таким образом трансформатор проверяют на герметичность путем создания в баке разрежения. Проверкой выявляется качество сварных швов и уплотнений. Чтобы не повредились крышки вводов при создании вакуума в трансформаторе, их до начала проверки соединяют временными резиновыми шлангами с вакуумным пространством бака. Трансформатор считают герметичным, если не будет выявлено никаких дефектов и значительного изменения первоначального значения разрежения в течение 1 ч.

Трансформатор выдерживают под вакуумом от 6 до 10 ч. Затем при работающем вакуумном насосе бак трансформатора заполняют сухим при температуре 50-60 °С маслом до уровня на 150-200 мм ниже уровня крышки. Вакуум в трансформаторе снимают постепенной подачей воздуха в пространство над маслом через силикагелевый воздухоосушитель.

После заполнения трансформатора маслом проводят его окончательную сборку: устанавливают расширитель и выхлопную трубу, контрольно-сигнальные устройства; монтируют систему охлаждения и термосифонные фильтры. Затем в трансформатор доливают масло до уровня, соответствующего температуре окружающего воздуха.

На полностью собранном и залитом маслом трансформаторе с регулированием напряжения над нагрузкой проверяют работу переключающего устройства.

В заключение для определения плотности всех соединений и сварных швов трансформатор в течение 3 ч испытывают избыточным давлением столба масла высотой 0,6 м. над высшим уровнем масла в расширителе.

Текущий и капитальный ремонт трансформаторов

В процессе эксплуатации отдельные части трансформатора под влиянием термических, электродинамических, механических и других воздействий постепенно теряют свои первоначальные свойства и могут прийти в негодность.

В целях своевременного обнаружения и устранения развивающихся дефектов и предупреждения аварийных отключений для трансформаторов периодически проводятся текущие и капитальные ремонты.

Текущий ремонт трансформатора производится в следующем объеме:

- а) наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте,
- б) чистка изоляторов и бака,
- в) спуск грязи из расширителя, доливка в случае необходимости масла, проверка маслоуказателя,
- г) проверка опускного крана и уплотнений,
- д) осмотр и чистка охлаждающих устройств,
- е) проверка газовой защиты,
- ж) проверка целостности мембраны выхлопной трубы,
- з) проведение измерений и испытаний.

Для трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой производятся внеочередные ремонты регулирующего устройства в соответствии с указаниями заводской инструкции в зависимости от числа произведенных переключений.

При ремонте трансформаторов с принудительным маслосодящим охлаждением следует обратить особое внимание на отсутствие подсоса воздуха в систему циркуляции масла и на проверку герметичности охладителей.

Герметичность охладителей проверяется путем создания избыточного давления поочередно со стороны масляной, а затем водяной системы согласно действующим инструкциям.

Периодичность чистки и испытания охладителей зависит от местных условий (загрязнения воды, состояния охладителей) и производится не реже 1 раза в год.

При ремонте проверяется также состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей.

У маслосодящих вводов трансформаторов при ремонте производятся отбор пробы масла, доливка масла, в случае необходимости — и измерение тангенса угла диэлектрических потерь (не реже 1 раза в 6 лет).

Ввиду того что масло в вводах трансформаторов через несколько лет работы приходит в негодность, при ремонте иногда возникает необходимость смены ввода. Опыт эксплуатации также показывает, что для маслосодящих вводов с барьерной изоляцией через 10 - 12 лет работы на трансформаторах недостаточна только смена масла, а необходим капитальный ремонт с разборкой, чисткой и при необходимости сменной изоляции ввода.



Капитальный ремонт трансформаторов.

Трансформатор имеет достаточно большие запасы электрической прочности изоляции и является весьма надежным аппаратом в эксплуатации.

Трансформаторы имеют маслобарьерную изоляцию. В качестве основной твердой изоляции для трансформатора используется прессшпан. Изготавливаемый до последнего времени отечественными заводами прессшпан дает с течением времени усадку, что является его существенным недостатком.

Как правило, для трансформаторов применяется жесткая система запрессовки обмотки, которая не обеспечивает автоматическую подпрессовку обмотки по мере усадки прессшпана. Поэтому после нескольких лет работы для трансформаторов предусматривается проведение капитальных ремонтов, при которых основное внимание должно быть уделено подпрессовке обмоток.

При отсутствии необходимых подъемных приспособлений капитальный ремонт допускается производить с осмотром сердечника в баке (при снятой крышке), если при этом обеспечена возможность производства подпрессовки и расклиновки обмоток.

Для ответственных трансформаторов первоначальный срок капитального ремонта после ввода в эксплуатацию установлен в 6 лет, для остальных — по результатам испытаний по мере необходимости.

Капитальный ремонт трансформатора производится в следующем объеме:

- а) вскрытие трансформатора, подъем сердечника (или съемного бака) и осмотр его,
- б) ремонт магистропровода, обмоток (подпрессовка), переключателей и отводов,
- в) ремонт крышки, расширителя, выхлопной трубы (проверка целостности мембраны), радиаторов, термосифонного фильтра, воздухо осушителя, кранов, изоляторов,
- г) ремонт охлаждающих устройств,
- д) чистка и окраска бака,
- е) проверка контрольно-измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств,
- ж) очистка или смена масла,

- з) сушка активной части (в случае необходимости),
- и) сборка трансформатора,
- к) проведение измерений и испытаний

Капитальный ремонт электрооборудования распределительных устройств подстанций

Электрическое оборудование распределительных устройств подстанций должно обеспечивать надежное электроснабжение потребителей. Конструктивные элементы оборудования в процессе его эксплуатации изнашиваются, ухудшаются их эксплуатационные характеристики.

Для того чтобы оборудование трансформаторных подстанций работало исправно и в неподходящий момент не вышло из строя, необходимо проводить его периодические ремонты. Существует несколько видов ремонтов – текущий ремонт, капитальный и аварийный.

Текущий ремонт предусматривает частичное выполнение работ, которые определены для выполнения при капитальном ремонте. Аварийный ремонт оборудования выполняется в случае возникновения аварийных ситуаций на оборудовании распределительных устройств подстанции.

Большинство аварийных ситуаций, в результате которых требуется выполнение ремонта оборудования, происходит по причине невыполнения капитального ремонта оборудования в том объеме, который предусмотрен действующими нормативными документами в электроустановке, в частности технологических карт, проектов производства работ, инструкций по обслуживанию и эксплуатации оборудования.

То есть можно сделать вывод, что капитальный ремонт оборудования производится для того, чтобы обеспечить надежную, правильную и безаварийную работу оборудования в процессе его эксплуатации, как при нормальных, так и при аварийных режимах работы электрических сетей. В данной статье вкратце рассмотрим, какие работы предусматривает капитальный ремонт различного оборудования распределительных устройств подстанций.

Капитальный ремонт высоковольтного оборудования

Высоковольтное оборудование – это оборудование распределительных устройств класса напряжения выше 1000 В.

Перед выполнением капитального ремонта того или иного элемента оборудования в первую очередь проводится внешний осмотр выведенного в ремонт оборудования с целью выявления возможных дефектов. Ремонтная бригада помимо осмотра оборудования уточняет у персонала, обслуживающего данную электроустановку, о возможных дефектах, нарушениях нормальной работы элемента оборудования. Дефекты и нарушения нормального режима работы оборудования фиксируются обслуживающим персоналом в журнале дефектов и неполадок оборудования.

Далее, в зависимости от наименования и типа оборудования, выполняется его ремонт. Последовательность операций по ремонту оборудования, как правило, указывается в рабочих технологических картах

(РТК), проектах производства работ, инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования.

Рассмотрим перечень работ, которые производятся при капитальном ремонте любого элемента высоковольтного оборудования:

- электролабораторные испытания изоляции;
- ревизия, испытание опорных, проходных изоляторов;
- обработка мест сколов, трещин фарфоровой изоляции, если их площадь и глубина выше допустимых значений по паспорту, то производится замена изоляторов;
- очистка металлоконструкций от грязи, ржавчины, их покраска;
- проверка заземляющих устройств, ревизия мест установки заземлений;
- ревизия и обработка опрессованных контактных соединений;
- ревизия болтовых контактных соединений;
- измерение переходного сопротивления контактных соединений;
- смазка подвижных элементов;
- окраска сборных шин в соответствии с цветовой маркировкой фаз;
- проверка работоспособности электромагнитной блокировки;
- проверка и ревизия блок-контактов оборудования типа КСА, аварийных КСА, КСУ;
- проверка устройств релейной защиты и автоматики, цепей вторичной коммутации.

Ниже рассмотрим вкратце перечни выполняемых работ, характерных для различного высоковольтного оборудования.

Высоковольтные выключатели

Если это высоковольтный масляный выключатель, то первым этапом является слив масла с бака. На данном этапе проверяется работа маслоуказателей, выполняется снятие люков каждой из фаз для возможности осмотра внутренних элементов выключателя.

Далее производится осмотр внутренних элементов выключателя. На основании осмотра выполняется ремонт или замена поврежденных элементов, элементов, которые выработали свой ресурс.

При капитальном ремонте масляного выключателя выполняют ремонт баков выключателя (клапаны, баковая изоляция, газоотводы, краны для слива масла), внутренних элементов (дугогасительных устройств, внутреннего механизма выключателя, подвижных и неподвижных контактов), привода выключателя.

Независимо от типа выключателя (масляный, вакуумный, элегазовый), при капитальном ремонте осуществляется ремонт привода выключателя, , обогрева привода или бака выключателя

При выполнении ремонтных работ проверяется работа выключателя, соответствие характеристик его работы значениям, указанных в паспортных данных выключателя (собственное время включения и отключения, скорость движения подвижных контактов при включении и отключении, характеристики привода и др.)

Капремонт современных элегазовых выключателей производится, как правило, официальными представителями завода-изготовителя. Предприятие, в эксплуатации которого находится данное оборудование, выполняет только текущие ремонты – по сути, представляющие собой ревизию выключателя, без вскрытия бака.

Капремонт вакуумных выключателей не производится, при исчерпании своего ресурса такие выключатели подлежат замене. В процессе их эксплуатации проводятся только текущие ремонты, которые включают в себя электролабораторные испытания выключателя, ревизию контактных соединений, протирку изоляции, покраску металлических элементов, проверку и ревизию привода.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели

В перечень работ по капитальному ремонту разъединителей, отделителей и короткозамыкателей входит:

- ремонт рабочих ножей, поворотных колонок (очистка контактируемых поверхностей, ревизия подшипников, гибких связей, ремонт или замена конструктивных элементов с дефектами);
- ремонт стационарных заземляющих ножей разъединителей (ревизия гибких связей, контактируемых поверхностей);
- проверка и ревизия креплений оборудования к фундаменту;
- ремонт привода (ремонт или замена тяг, валов, подшипников, фиксаторов; для отделителей и короткозамыкателей - пружин, держателей, механизмов расцепления);
- регулировка, проверка работы, снятие и сравнение рабочих характеристик с паспортными данными.

Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения

При выполнении капремонта трансформаторов тока или напряжения выполняются следующие работы:

- для маслонаполненных трансформаторов – осуществляется отбор проб масла на анализ, выполняется доливка масла или замена масла при необходимости;
- для элегазовых трансформаторов при необходимости выполняется выравнивание давления элегаза (докачка или спуск) до значения, которое является нормальным для среднесуточного значения температуры окружающей среды;
- для трансформаторов с сухой изоляцией выполняется проверка ее целостности;
- для трансформаторов тока с предохранителями – ревизия держателей предохранителей, зачистка и обработка контактируемых поверхностей, проверка целостности предохранителей, при необходимости их замена;
- ремонт или замена вводов низкого и высокого напряжения, ревизия контактных соединений.

Силовые трансформаторы

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов выполняются капитальные ремонты без снятия обмоток, которые включают:

- слив масла, вскрытие трансформатора;
- на основании ранее отобранных проб трансформаторного масла, выполняется его сушка, регенерация или замена;
- очистка и устранение дефектов на магнитопроводе, баке трансформатора;
- очистка и ремонт изоляции обмоток, внешних вводов, отводов от обмоток;
- проверка, очистка, ремонт охлаждающих устройств;
- ревизия, проверка работоспособности устройств РПН, ПБВ;
- ревизия термосифонного фильтра, воздухоосушителя, замена силикагеля в них;
- проверка и ремонт маслоуказателей, датчиков температуры, проверка работы автоматических устройств систем охлаждения.

Комплектные распределительные устройства (КРУ, КРУН, КРУЭ)

Капитальный ремонт оборудования комплектных распределительных устройств производится для каждого элемента оборудования индивидуально. Например, в ячейке, питающей отходящую линию, производится ремонт выключателя, трансформаторов тока, стационарных заземляющих ножей, втычных контактов (проверяется степень их жесткости, соосность) и другого оборудования и конструктивных элементов ячеек. Каждый из элементов оборудования ячейки ремонтируется в соответствии с перечнем работ, определенных для каждого из элементов, расположенных в ячейке КРУ (КРУН, КРУЭ).

Разрядники и ОПН

Капремонт разрядников и ОПН совмещают, как правило, с ремонтом других элементов оборудования одного присоединения. При выполнении капитального ремонта выполняются следующие работы:

- разборка и ремонт разрядников;
- проверка герметичности разрядников, целостности изоляции;
- ревизия заземляющих шин разрядников (ОПН);
- ревизия и проверка регистраторов срабатывания разрядников (ОПН);
- снятие рабочих характеристик разрядников (ОПН), сравнение их с паспортными.

Капитальный ремонт низковольтного оборудования

К низковольтному оборудованию относят оборудование класса напряжения до 1000 В. На подстанциях - это оборудование распределительных шкафов 0,23/0,4 кВ, оборудование 110/220 В щитов постоянного тока.

Перечислим, какие работы выполняются в низковольтных распределительных шкафах переменного и постоянного тока:

- осмотр и при необходимости ремонт дверцы шкафа, запирающих устройств, крепежных элементов, монтажных панелей, реек;
- осмотр, протирка сборных шин, изоляторов, подтяжка контактных соединений, проверка целостности изоляции проводников и кабелей;

- проверка работоспособности, надежности контактных соединений низковольтного оборудования – автоматических выключателей, рубильников, предохранителей, измерительных приборов, трансформаторов тока, сигнальных ламп, ключей управления, кнопок, магнитных пускателей, пакетных переключателей, мотор-редукторов, контакторов, реле напряжения, реле времени и других элементов оборудования, которыми комплектуются шкафы, в зависимости от их назначения;

- проверка работоспособности устройств защиты и автоматики – защиты от замыкания на землю, автоматического включения резерва, цепей управления оборудованием, световой и звуковой сигнализации, индикации режимов работы оборудования.

Проверка работоспособности автоматических выключателей заключается в выполнении прогрузки. Для этого автоматический выключатель подключается к специальной испытательной установке, при помощи которой на проверяемый электрический аппарат подается определенный ток нагрузки и замеряется время его срабатывания в соответствии с указанными в его паспорте характеристиками работы теплового и электромагнитного расцепителей.

Федеральным законом от 23.8. 2002 № 184–ФЗ «О техническом регулировании» безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации определяется как состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений. В соответствии с Федеральным законом от 21.03.97 № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» отдельные цехи, участки и производственные площадки электрических станций идентифицируются как опасные производственные объекты, представляющие угрозу для здоровья и жизни персонала станций, населения и для окружающей среды.

К видам деятельности в области промышленной безопасности Закон относит обслуживание и ремонт оборудования и технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, идентифицированных в установленном порядке в составе электростанций. В процессе эксплуатации оборудования электростанций происходит изменение его технического состояния, которое определяет понижение надежности, эффективности использования и вероятность ухудшения промышленной, экологической и других видов безопасности. Восстановление качества оборудования осуществляется в рамках системы технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций. Главной целью функционирования действующей на электростанциях системы технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций является выполнение технического обслуживания и ремонта и обеспечение необходимого уровня качества отремонтированного оборудования для обеспечения безопасной

эксплуатации электростанции, надежности отремонтированного оборудования, поддержания стабильных эксплуатационных характеристик оборудования и его экономичности в течение срока службы в установленных нормативной и технической документацией пределах безопасности, надежности и эффективности.

Контроль и оценка качества ремонта являются необходимым условием обеспечения необходимого уровня качества отремонтированного оборудования электростанций. Оценка качества ремонта оборудования электростанций производится: – по показателям качества отремонтированного оборудования; – по степени выполнения требований нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта, определяющим качество отремонтированного оборудования.

В настоящем стандарте разработана методика оценки качества ремонта для различных видов оборудования электростанций, которая базируется на единой методологии, согласно которой методика оценки качества ремонта конкретного вида (типа) оборудования электростанций включает две составляющие: – методы сравнения показателей качества отремонтированного оборудования; – методы оценки выполнения требований нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта для восстановления физических и функциональных свойств оборудования.

Основными нормативными документами, устанавливающими показатели качества отремонтированного оборудования и требования нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта, являются стандарты организации ОАО РАО «ЕЭС России» – «Технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования» (далее в тексте – технические условия на капитальный ремонт), разрабатываемые для различных видов и типов оборудования электростанций.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации при приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта, которая включает: – оценку качества отремонтированного оборудования; – оценку качества выполненных ремонтных работ. При установлении этих оценок должны быть учтены результаты выполнения требований технических условий на ремонт оборудования.

Общие требования, по оценке качества ремонта. Оценка качества отремонтированного оборудования.

Оценка качества отремонтированного оборудования характеризует техническое состояние оборудования после ремонта и его соответствие требованиям нормативной и технической документации.

К нормативной и технической документации, в соответствии с которой оценивается качество ремонта, относятся: Правила технической

эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, стандарты «Технические условия на капитальный ремонт», нормативная и конструкторская документация заводов–изготовителей оборудования. Отремонтированному оборудованию может быть установлена одна из следующих оценок качества: – соответствует требованиям НТД; – соответствует требованиям НТД с ограничением; – не соответствует требованиям НТД.

Оценку «соответствует требованиям НТД» устанавливают, если устранены все дефекты, выявленные в результате контроля составных частей оборудования; требования НТД, определяющие качество оборудования, выполнены; приемо–сдаточные испытания показали, что пуск, нагружение и работа оборудования на разных режимах соответствуют требованиям стандартов (инструкций) по эксплуатации; значения показателей качества отремонтированного оборудования находятся на уровне нормативных.

Оценку «соответствует требованиям НТД с ограничением» устанавливают, если часть требований НТД к отремонтированному оборудованию не выполнена; не устранены отдельные дефекты, с которыми оборудование может временно работать; имеются замечания по работе оборудования на различных режимах; значения отдельных показателей качества не соответствуют уровню нормативных, но дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ возможна, и приемочная комиссия принимает решение о временной эксплуатации оборудования.

Оборудование, отремонтированное с оценкой «соответствует требованиям НТД с ограничением», допускается к эксплуатации с ограниченным сроком дальнейшего использования, при этом должен быть раз.

Если в период подконтрольной эксплуатации будет установлено, что на оборудовании возникли дефекты, которые могут привести к аварийным последствиям, или работа оборудования на каких–либо режимах характеризуется отклонением от допустимых параметров и дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ невозможна, а устранение дефектов требует вывода в ремонт на 5 и более суток, то оборудование должно быть выведено из эксплуатации и ему устанавливается оценка «не соответствует требованиям НТД». После проведения ремонта для устранения дефектов производится повторная приемка оборудования из ремонта, подконтрольная эксплуатация и устанавливается новая оценка качества отремонтированному оборудованию.

Оценка качества устанавливается каждому типу отремонтированного оборудования. Оценка качества отремонтированной установки, как правило, устанавливается по оценке качества основного оборудования с учетом оценок качества, установленных вспомогательному оборудованию, входящему в состав установки, которое может ограничить мощность, экономичность и надежность установки в целом в процессе последующей эксплуатации.

Оценка качества выполненных ремонтных работ. Оценка качества выполненных ремонтных работ характеризует организационно–техническую деятельность каждой из организаций, участвующих в ремонте. Организации за качество выполненных ею ремонтных работ может быть установлена одна из следующих оценок: – отлично; – хорошо; – удовлетворительно; – неудовлетворительно.

Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается каждой организации в пределах выполненного ею объема ремонта оборудования с учетом выполнения этой организацией основных и дополнительных требований. К основным требованиям относятся: – выполнение согласованной ведомости планируемых работ по ремонту, уточненной по результатам дефектации; – выполнение требований НТД на ремонт оборудования и его составных частей; – отсутствие оценок качества отремонтированного оборудования «не соответствует требованиям НТД» или «соответствует требованиям НТД с ограничением» по вине исполнителя ремонта; – отсутствие остановов оборудования в течение срока подконтрольной эксплуатации по вине исполнителя ремонта за исключением необходимости одного останова котла или корпуса котла на срок до 3 суток для устранения дефектов сварки стыков труб, выявившихся в период подконтрольной эксплуатации, а также за исключением необходимости остановов, предусмотренных в период подконтрольной эксплуатации для контроля состояния отремонтированных ответственных составных частей, для проведения регулировки и наладки, в том числе вибрационной, для балансировки валопровода турбоагрегата в собственных подшипниках.

К дополнительным требованиям относятся: – наличие необходимого комплекта ремонтной документации; – применение необходимой технологической оснастки, приспособлений и инструмента, предусмотренных технологической документацией, и соответствие их параметров паспортным данным; – соответствие выполненных технологических операций, включая контрольные, требованиям технологической документации; – проведение входного контроля примененных при ремонте материалов и запасных частей; – наличие полного комплекта исполнительной и отчетной документации по ремонту.

Оценка «отлично» устанавливается при выполнении всех основных и дополнительных требований. Оценка «хорошо» устанавливается при выполнении всех основных и частичном выполнении (не менее 50%) дополнительных требований. Оценка «удовлетворительно» устанавливается при выполнении всех основных и частичном выполнении (менее 50%) дополнительных требований. Оценка «неудовлетворительно» устанавливается при невыполнении одного или более из основных требований.

Отремонтированное оборудование может иметь оценку качества – «соответствует требованиям НТД с ограничением» по следующим причинам, не связанным с качеством деятельности ремонтных организаций: – снижение

мощности, связанное со сжиганием непроектных видов топлива и топлива ухудшенного качества, ограничениями по тяге и дутью, ограничениями по циркуляционной охлаждающей воде конденсаторов турбин; – отсутствие необходимых запасных частей и материалов; – наличие конструктивных дефектов, последствий аварий и невозможность выполнения необходимых объемов работ. – другие причины, не связанные с качеством деятельности ремонтной организации. В таких случаях оценка качества отремонтированного оборудования – «соответствует требованиям НТД с ограничением» не влияет на оценку качества выполненных ремонтной организацией ремонтных работ.

Порядок проведения оценки качества ремонта. Оценка качества ремонта оборудования производится в процессе ремонта и при приемке оборудования из ремонта. Принципиальная схема оценки качества показана на рисунке 8.1.

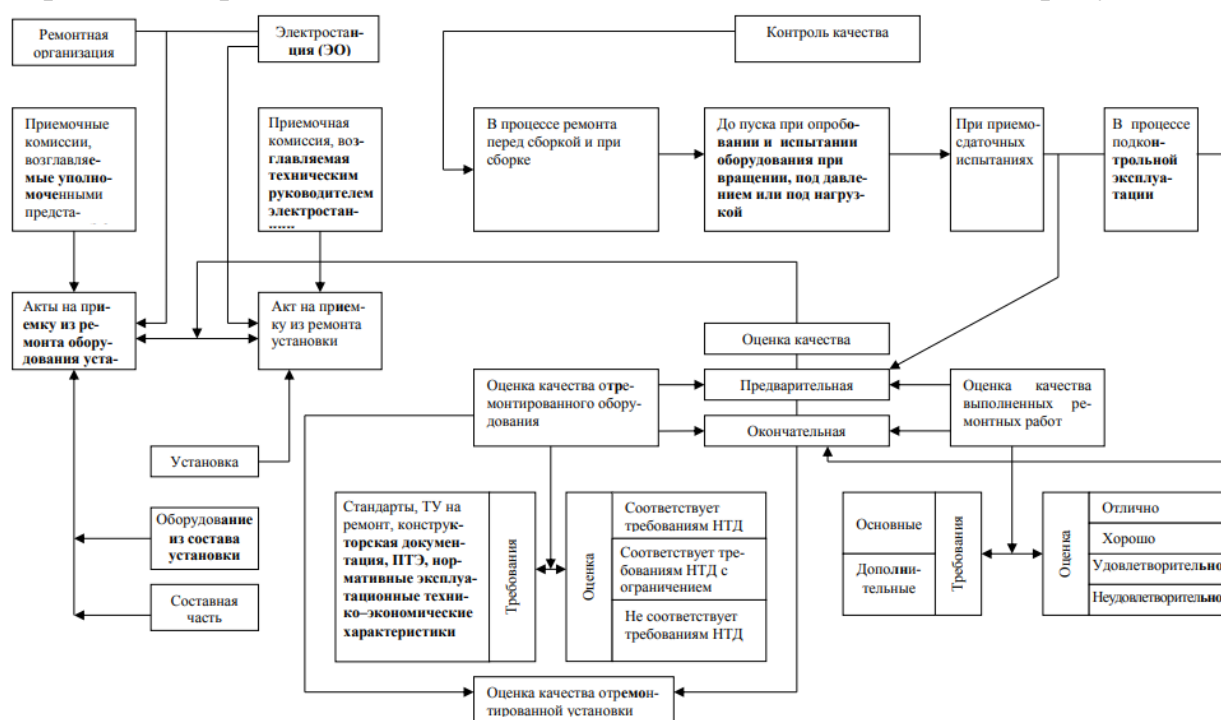


Рисунок 8.1 – Принципиальная схема оценки качества ремонта

Методика оценки качества ремонта для различных видов (типов) оборудования электростанций базируется на единой методологии, согласно которой оценка качества ремонта конкретного вида (типа) оборудования электростанций включает две составляющие:

- методы сравнения показателей качества отремонтированного оборудования;
- методы оценки выполнения требований НТД при ремонте оборудования.

Структурная схема методики оценки качества ремонта приведена на рисунке 8.2.

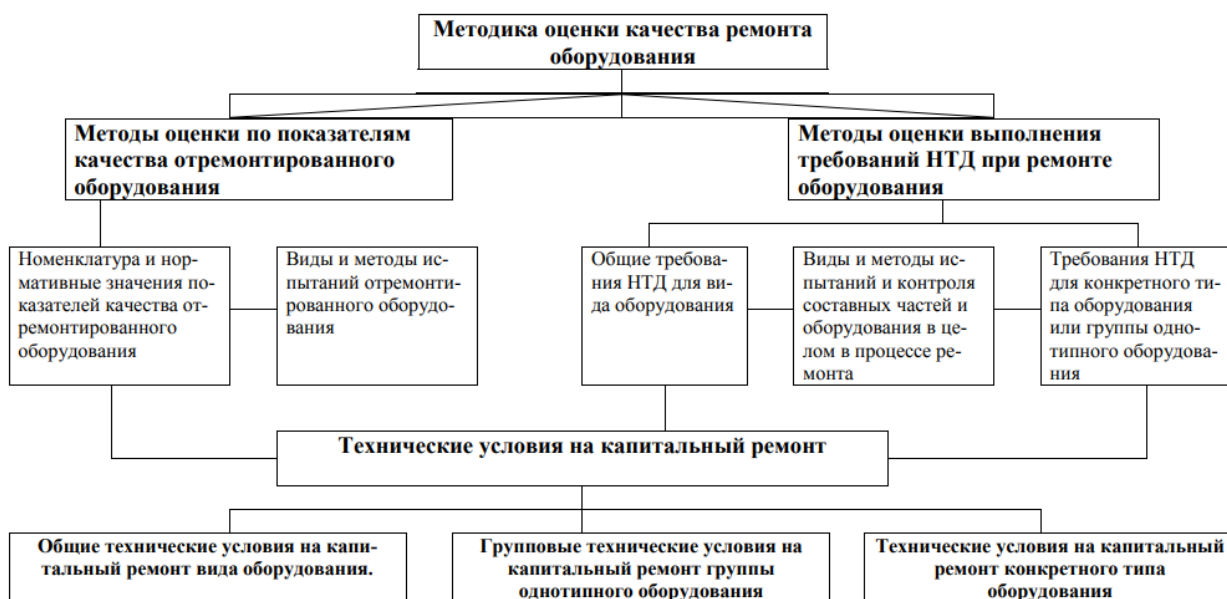


Рисунок 8.2 – Структурная схема методики оценки качества ремонта
Ремонт проводов, тросов и их соединительных зажимов.

Для воздушных линий применяются неизолированные провода сталеалюминевые, алюминиевые, из алюминиевых сплавов и др. По конструкции провода делят на многопроволочные и полые.

Грозозащитные тросы применяются для защиты ВЛ от атмосферных перенапряжений. В качестве грозозащитных тросов используются стальные канаты, стальные и сталеалюминиевые провода.

Концы проводов и тросов в пролетах линий и петлях анкерных опор соединяются при помощи соединительных зажимов. Эти соединения должны противостоять механическим нагрузкам и атмосферным воздействиям так же хорошо, как и провода. В связи с этим контактные соединения проводов и тросов должны иметь механическую прочность не менее 90 % временного сопротивления на разрыв целого провода (или троса). Электрическое переходное сопротивление контактного зажима должно быть примерно равным сопротивлению целого участка провода такой же длины.

Соединения проводов в пролетах ВЛ выполняются при помощи соединительных зажимов, обжатием, скручиванием, опрессовкой. Болтовые зажимы для соединения проводов и тросов в пролетах не применяются.

Для защиты контактных зажимов от агрессивных сред в процессе монтажа применяется смазка или технический вазелин, заполняющие свободное пространство между жилами провода и зажимом.

Соединительные зажимы не подвергаются никаким механическим испытаниям. Электрические характеристики их определяют измерением переходного сопротивления. Периодичность контроля переходного сопротивления болтовых зажимов установлена 1 раз в 6 лет. Электрические измерения соединительных зажимов, выполненных обжатием, скруткой, опрессованием и сваркой, во время эксплуатации не производятся.

При эксплуатации проводов и тросов ведется наблюдение за стрелами их провеса, которые не должны отличаться более чем на +5 % от проектных.

Для предотвращения коррозии стальных тросов их покрывают антикоррозионными покрытиями.

Ремонт проводов и тросов без вырезки.

Можно производить при сравнительно небольших объемах повреждений проводов, т.е. при обрыве до 10 проволок токоведущей части провода.

Например:Количество проволок 6-7 19 24-30

Допустимое количество оборванных пнроволок 1-2 3-5 4-8

Такой ремонт производится путем установки ремонтных муфт при верховых ревизиях, а так же после обнаружения повреждений провода, вызванных КЗ проводов при набросах, механических повреждениях и перекрытиях изоляции.

При обнаружении повреждений отдельных проволок наружного повива провода от вибрации следует отрезать оборванные проволоки на расстоянии около 0,5 м от места обрыва в обе стороны, в освободившееся место вложить новые проволоки от провода той же марки необходимой длины и в местах разреза проволок установить две ремонтные муфты. Значительные трудности представляет ремонт провода или троса, имеющего повреждения от вибрации в поддерживающих зажимах на каждой промежуточной опоре. В этом случае целесообразно произвести перемонтаж провода в анкерном пролете, с тем чтобы провод передвинулся в поддерживающих зажимах и места повреждений оказались на некотором расстоянии от них. Тогда на каждое место установить по одной ремонтной муфте.

Для ремонта проводов и тросов следует применять прессуемые ремонтные муфты, монтируемые гидравлическими прессами. Муфту надевают на провод так, чтобы поврежденные проволоки были посередине, и при помощи ударов молотка и подкладки закрепляют муфту на проводе, заведя ее края один под другой. Затем производят опрессовку.

Для сталелюминиевых проводов крупных сечений применяются ремонтные зажимы, которые представляют собой отрезки алюминиевых труб, имеющих размеры соответствующие размерам алюминиевой гильзы соединителя на данное сечение провода. Такие ремонтные хажимы состоят из двух половинок: корпуса и крышки, которая вынимается перед надеванием корпуса на провод и затем устанавливается вновь перед началом опрессования.

Ремонт проводов и тросов с вырезкой поврежденного участка.

При значительных повреждениях проводов и тросов следует вырезать поврежденный участок, заменив его отрезком нового провода той же марки. Во избежании раскручивания наружных повивов вставки отрезок нового провода должен иметь то же направление свивки, что и ремонтируемый.

Длина вставки, м	5	10	30
Сечение провода, м ²	50	95	240 и более

Ремонт провода с вырезкой поврежденного участка в большинстве случаев производится с опусканием провода на землю, при этом следует либо опустить провода в смежных опорах и толлько потом опускать его в ремонтируемом пролете, либо предварительно усилить провод в месте

повреждения шунтом.

При ремонте провода с вырезкой поврежденного участка особо тщательно следует подходить к измерению длины вставки. Длина вставки должна быть отмерена непосредственно по длине вырезанного участка провода с учетом необходимой длины концов провода для заделки в соединительных муфтах.

В тех случаях, когда опускания провода на землю сопряжено со значительными трудностями, поврежденный участок провода может быть вырезан с помощью телескопической вышки.

В тех случаях, когда на длине анкерного пролета имеется много повреждений, требующих вырезки, целесообразно произвести перемонтаж всего анкерного пролета. При этом последовательно вырезаются все поврежденные участки, провод подтягивается на величину вырезки и сращивается одним соединителем вместо двух при монтаже вставки. В конце анкерного пролета провод наращивается отрезком нового провода и производится монтаж анкерного пролета вновь.

В отдельных случаях, когда на линиях имеет место недотяжка проводов, можно разрезать провод в месте локального повреждения, стянув предварительно концы его стяжным болтом или полиспастом и смонтировать один соединитель.

Случаи значительных повреждений МЗТ более редки, и ремонт их обычно выполняется с опусканием тросов на землю и расцеплением на ближайшей анкерной опоре. В случаях значительных повреждений МЗТ от коррозии на большой длине, поврежденный трос рекомендуется демонтировать и заменить новым.

Задания

Изучить нормативные документы с методиками проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования и ответить на вопросы ПЗ.

Вопросы к лабораторной работе

Базовый уровень

1. С какой целью выполняются текущие и капитальные ремонты
2. Какие работы производятся при текущем ремонте трансформатора
3. С какой периодичностью при ремонте производят измерение тангенса угла диэлектрических потерь у маслонаполненных вводов трансформаторов
1. Какой основной изоляционный материал используется в качестве основной твердой изоляции для трансформатора
- 5 Какой первоначальный срок капитального ремонта после ввода в эксплуатацию установлен для ответственных трансформаторов.
2. Назовите уровень сопротивления изоляции обмоток трансформатора на напряжение 220, 110 и 35 кВ.
3. Что включает в себя текущий ремонт трансформатора?
4. Что включает в себя капитальный ремонт трансформатора?
5. Какие работы входят в объем ТР силового трансформатора?
10. Какие категории работ используются при текущем ремонте силового трансформатора. ?

11. Перечислите возможные неисправности силового трансформатора и причины их возникновения?

Повышенный уровень

1. Какие работы производятся при капитальном ремонте трансформатора

2. Какие виды ремонты выполняются в распределительных устройствах подстанций.

3. В каких документах изложена последовательность операций по ремонту оборудования,

1. Перечислите перечень работ, которые производятся при капитальном ремонте любого элемента высоковольтного оборудования

5. По каким показателям производится оценка качества ремонта оборудования

Рекомендуемая литература: [1-3].

Лабораторная работа 9

Порядок организации и оформления работ по наряду-допуску в электроустановках

Целью занятия является получение навыков организации и оформления работ по наряду-допуску в электроустановках.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки составления работ по наряду-допуску в электроустановках

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-8.

Теоретическая часть

Наряд-допуск - задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы.

Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону, радио – в трех экземплярах. В последнем случае выдающий наряд выписывает один экземпляр наряда, а работник, принимающий текст в виде телефоно- или радиогаммы, факса или электронного письма заполняет два экземпляра наряда и после обратной проверки указывает на месте подписи выдающего наряд его фамилию и инициалы, подтверждая правильность записи своей подписью.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остается у выдающего наряд.

В зависимости от местных условий (расположения диспетчерского пункта) один экземпляр наряда может оставаться у работника, разрешающего подготовку рабочего места (диспетчера).

Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть продлен 1 раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным.

Наряды, работы по которым полностью закончены, должны храниться в течение 30 суток, после чего они могут быть уничтожены. Если при выполнении работ по нарядам имели место аварии, инциденты или несчастные случаи, то эти наряды следует хранить в архиве организации вместе с материалами расследования.

Учет работ по нарядам ведется в Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

Организация _____
Подразделение _____

НАРЯД-ДОПУСК № _____
для работы в электроустановках

Ответственному руководителю работ _____ допускающему _____
(фамилия, инициалы) (фамилия, инициалы)

Производителю работ _____ наблюдающему _____
(фамилия, инициалы) (фамилия, инициалы)

с членами бригады _____
(фамилии, инициалы)

поручается _____

Работу начать: дата _____ время _____ Работу закончить: дата _____ время _____

Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно произвести отключения и установить заземления	Что должно быть отключено и где заземлено
1	2

Отдельные указания _____

Наряд выдал: дата _____ время _____
Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Наряд продлил по: дата _____ время _____
Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Дата _____ время _____

Регистрация целевого инструктажа, проводимого выдающим наряд

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Работник, выдавший наряд	_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	_____ (фамилия, инициалы), (подпись)

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск
к выполнению работ

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ выдал (должность, фамилия или подпись)	Дата, время	Подпись работника, получившего разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ
1	2	3

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались: _____

Допускающий _____

(подпись)

Ответственный руководитель работ (производитель работ или наблюдающий) _____

(подпись)

Регистрация целевого инструктажа, проводимого допускающим при первичном допуске

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Допускающий	(фамилия, инициалы)	Ответственный руководитель, производитель работ (наблюдающий), члены бригады	(фамилия, инициалы), (подпись)
	_____		(фамилия, инициалы), (подписи)
	(подпись)		_____
			(фамилия, инициалы), (подпись)

Ежедневный допуск к работе и время ее окончания

Бригада получила целевой инструктаж и допущена на подготовленное рабочее место				Работа закончена, бригада удалена	
Наименование рабочего места	Дата, время	Подписи (подпись), (фамилия, инициалы)		Дата, время	Подпись производителя работ (наблюдающего) (подпись), (фамилия, инициалы)
		допускающего	производителя работ (наблюдающего)		
1	2	3	4	5	6

Регистрация целевого инструктажа, проводимого ответственным руководителем (производителем работ, наблюдающим)

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	(фамилия, инициалы)	Производитель работ Члены бригады	(фамилия, инициалы), (подпись)
	_____		(фамилия, инициалы), (подписи)
	(подпись)		_____
	(фамилия, инициалы)		_____
	(подпись)		

Изменения в составе бригады

Введен в состав бригады (фамилия, инициалы, группа)	Выведен из состава бригады (фамилия, инициалы, группа)	Дата, время (дата) (время)	Разрешил (подпись), (фамилия, инициалы)
1	2	3	4

Работа полностью закончена, бригада удалена, заземления, установленные бригадой, сняты, сообщено кому) _____

(должность), (фамилия, инициалы)

Дата _____ время _____

Производитель работ (наблюдающий) _____

(подпись) (фамилия, инициалы)

Ответственный руководитель работ _____

(подпись) (фамилия, инициалы)

Указания по заполнению наряда-допуска для работы в электроустановках.

1. Записи в наряде должны быть разборчивыми. Заполнение наряда карандашом и исправление текста не допускаются.
2. Система нумерации нарядов устанавливается руководством организации.
3. При указании дат пишутся число, месяц и две последние цифры, обозначающие год, например: 25.05.00, 7.8.01, 30.01.02.

1. Кроме фамилий работников, указываемых в наряде, записываются их инициалы и группа по электробезопасности.

5. В наряде указываются диспетчерские наименования (обозначения) электроустановок, присоединений, оборудования.

2. В случае недостатка строк в таблицах основного бланка наряда разрешается прикладывать к нему дополнительный бланк под тем же номером с указанием фамилии и инициалов выдающего наряд для продолжения записей. При этом в последних строках соответствующей таблицы основного бланка следует записать: "См. дополнительный бланк". Дополнительный бланк должен быть подписан работником, выдавшим наряд.

Лицевая сторона наряда.

3. В строке "подразделение" указывается структурное подразделение (цех, служба, район, участок) организации, в электроустановках которой предстоят работы.

4. В случаях, когда ответственный руководитель работ не назначается, в строке "Ответственному руководителю работ" указывается "Не назначается".

5. В строке "допускающему" указывается фамилия допускающего, назначаемого из числа оперативного персонала или производителя (ответственного руководителя) работ из числа ремонтного персонала, совмещающего обязанности допускающего. При выполнении работ в электроустановках, где допускающим является работник из числа оперативного персонала, находящегося на дежурстве, в строке записывается "оперативному персоналу" без указания фамилии.

10. В строке "с членами бригады" перечисляются члены бригады, выполняющие работы в электроустановке. При выполнении работ с применением автомобилей, механизмов и самоходных кранов указывается, кто из членов бригады является водителем, крановщиком, стропальщиком, а также тип механизма или самоходного крана, на котором он работает.

11. В строках "поручается":

☐ для электроустановок РУ и КЛ указываются наименование электроустановки и её присоединений, в которых предстоит работать, содержание работы;

☐ для ВЛ указываются наименование линии и граница участка, где предстоит работать (номер опор, на которых или между которыми, включая их, будет проводиться работа, отдельные проекты), а также содержание работы. Для многоцепной ВЛ указывается также наименование цепи, а при пофазном ремонте – и расположение фазы на опоре.

8. В строках "Работу начать" и "Работу закончить" указываются дата и время начала и окончания работы по данному наряду.

13. При работе в электроустановках РУ и на КЛ в таблице "Меры по подготовке рабочих мест" указываются:

☐ в графе 1 – наименование электроустановок, в которых необходимо провести операции с коммутационными аппаратами и установить заземления;

☐ в графе 2 – наименования (обозначения) коммутационных аппаратов, присоединений, оборудования, с которыми проводятся операции, и места, где должны быть установлены заземления. Отключения во вторичных цепях, в устройствах релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики, связи указывать в этой таблице не требуется.

11. При работах на ВЛ в таблице "Меры по подготовке рабочих мест" указываются:

☐ в графе 1 – наименование линий, цепей, проводов, записанные в строке "поручается" наряда, а также наименование других ВЛ или цепей, подлежащих отключению и заземлению в связи с выполнением работ на ремонтируемой ВЛ или цепи (например, ВЛ, пересекающихся с ремонтируемой линией или проходящих вблизи неё, других цепей многоцепной ВЛ и т.п.);

☐ в графе 2 для ВЛ, отключаемых и заземляемых допускающим из числа оперативного персонала, – наименование коммутационных аппаратов в РУ и на самой ВЛ,

с которыми проводятся операции, и номера опор, на которых должны быть установлены заземления.

☐ В этой же графе должны быть указаны номера опор или пролёты, где производитель работ должен установить заземления на провода и тросы на рабочем месте в соответствии с пп.3.2.2, 3.2.6, 3.2.8, 3.2.10, 3.2.12 настоящих Правил.

Если места установки заземлений при выдаче наряда определить нельзя или работа будет проводиться с перестановкой заземлений, в графе указывается "Заземлить на рабочих местах".

В графе 2 должны быть указаны также места, где производитель работ должен установить заземления на ВЛ, пересекающихся с ремонтируемой или проходящей вблизи неё. Если эти ВЛ эксплуатируются другой организацией (службой), в строке наряда "Отдельные указания" должно быть указано о необходимости проверки заземлений, устанавливаемых персоналом этой организации (службы).

7. В таблице "Меры по подготовке рабочих мест" должны быть внесены те операции с коммутационными аппаратами, которые нужны для подготовки непосредственно рабочего места. Переключения, выполняемые в процессе подготовки рабочего места, связанные с изменением схем (например, перевод присоединений с одной системы шин на другую, перевод питания участка сети с одного источника на другой и т.п.), в таблицу не записываются.

8. В тех случаях, когда допускающему из числа оперативного персонала при выдаче наряда поручается допуск на уже подготовленные рабочие места, в графу 2 таблицы, выдающий наряд вносит перечень отключений и заземлений, необходимых для подготовки рабочих мест. При работах, не требующих подготовки рабочего места, в графах таблицы делается запись "Не требуется".

13. В строке "Отдельные указания" указываются :

☐ дополнительные меры, обеспечивающие безопасность работников (установка ограждений, проверка воздуха в помещении на отсутствие водорода, меры пожарной безопасности и т.п.);

☐ этапы работы и отдельные операции, которые должны выполняться под непрерывным управлением ответственного руководителя работ (п.2.1.5 настоящих Правил);

☐ в случае оформления наряда наблюдающему – фамилия и инициалы ответственного работника, возглавляющего бригаду (п.2.1.8 настоящих Правил);

☐ разрешение ответственному руководителю и производителю работ выполнять перевод работников на другое рабочее место (п. 2.5.1 настоящих Правил);

☐ разрешение производителю работ (наблюдающему) осуществлять повторный допуск (п. 2.10.3 настоящих Правил);

☐ разрешение включить электроустановку или ее часть (отдельные коммутационные аппараты) без разрешения или распоряжения оперативного персонала (п. 2.8.2 настоящих Правил);

☐ разрешение на временное снятие заземлений (п. 3.5.5 настоящих Правил);

☐ разрешение производителю работ оперировать коммутационными аппаратами (п. 5.2 настоящих Правил);

☐ ответственные работники за безопасное производство работ кранами (подъемниками) (п.11.4 настоящих Правил);

☐ указание о том, что ремонтируемая линия находится в зоне наведенного напряжения от другой ВЛ (п. 1.7.43 настоящих Правил);

☐ дополнительные требования, предъявляемые к мерам безопасности при работах в зоне влияния электрического и магнитного поля (п. 1.1.18 настоящих Правил);

□ указание о необходимости проверки заземления ВЛ других организаций (п. 14 настоящего приложения). Выдающему наряд разрешается вносить по своему усмотрению в эти строки и другие записи, связанные с выполняемой работой.

14. В строках "Наряд выдал" и "Наряд продлил" выдающий наряд указывает дату и время его подписания. Работники, выдающие и продлевающие наряд, помимо подписи должны указывать свою фамилию.

7. Таблица "Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ" заполняется при получении разрешения на подготовку рабочего места и первичный допуск.

В графе 1 работники, подготавливающие рабочие места, и допускающий указывают должности и фамилии работников, выдавших разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ. При передаче разрешений лично в графе 1 расписываются работники, выдающие разрешение, с указанием своей должности.

В графе 2 указываются дата и время выдачи разрешения.

В графе 3 расписываются работники, получившие разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ. При подготовке рабочих мест несколькими работниками или работниками различных цехов в графе 3 расписываются все, кто готовил рабочие места.

Если разрешения на подготовку рабочего места и на допуск запрашиваются не одновременно, то в таблице "Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ" заполняют две строки: одну по разрешению на подготовку рабочего места, другую – по разрешению на допуск.

Оборотная сторона наряда

20. При работах в РУ и на КЛ в строках "Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались" допускающий указывает наименования оставшихся под напряжением токоведущих частей ремонтируемого и соседних присоединений (или оборудования соседних присоединений), ближайших к рабочему месту.

При работах на ВЛ в этих строках записываются наименования токоведущих частей, указанные выдающим наряд в строках "Отдельные указания", а при необходимости и наименования других токоведущих частей.

Допускающий и ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий, если ответственный руководитель не назначен) расписываются под строками "Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались" только при первичном допуске к выполнению работ.

21. В таблице "Ежедневный допуск к работе и время ее окончания" оформляются ежедневный допуск к работе и ее окончание, в том числе допуск при переводе на другое рабочее место.

Если производитель работ совмещает обязанности допускающего, а также если производителю работ разрешено проводить повторный допуск бригады к выполнению работ, он расписывается в графах 3 и 1.

Когда ответственному руководителю работ разрешено проводить повторный допуск бригады к работам, он расписывается в графе 1.

Окончание работ, связанное с окончанием рабочего дня, производитель работ (наблюдающий) оформляет в графах 5 и 2.

22. В таблице "Изменения в составе бригады" при вводе в состав бригады или выводе из ее состава водителя автомобиля или машиниста механизма, крановщика указывается также тип закрепленного за ним автомобиля, механизма или самоходного крана. В графе 4 расписывается работник, выдавший разрешение на изменение состава бригады. При передаче разрешения по телефону, радио производитель работ в графе 4 указывает фамилию этого работника.

23. После полного окончания работ производитель работ (наблюдающий) и ответственный руководитель работ расписываются в соответствующих строках наряда, указывая при этом дату и время полного окончания работ.

Если ответственный руководитель работ не назначался, то подпись в строке "Ответственный руководитель работ" не ставится. Если во время оформления в наряде полного окончания работы оперативный персонал или допускающий из числа оперативного персонала отсутствует, либо производитель работ совмещает обязанности допускающего, производитель работ или наблюдающий оформляет полное окончание работ только в своем экземпляре наряда, указывая должность и фамилию работника, которому он сообщил о полном окончании работ, а также дату и время сообщения.

Если во время оформления в наряде полного окончания работы оперативный персонал или допускающий из числа оперативного персонала присутствует, производитель работ или наблюдающий оформляет полное окончание работ в обоих экземплярах наряда.

Если бригада заземлений не устанавливала, то слова "заземления, установленные бригадой, сняты" из текста сообщения вычеркиваются.

21. До оформления допуска бригады к работе по наряду должны быть проведены целевые инструктажи выдающим наряд и допускающим, а до начала работ ответственным руководителем (производителем работ, наблюдающим) с их оформлением в соответствующих таблицах регистрации целевого инструктажа в бланке наряда-допуска.

Проведение, целевых инструктажей должно охватывать всех участвующих в работе по наряду работников – от выдавшего наряд до членов бригады.

Подписи работников в таблице целевого инструктажа являются подтверждением проведения и получения инструктажа.

Оформление наряда-допуска на кабельную линию 10 кВ на производство работ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта

Организация ОАО «Строительно-монтажный трест-6»

Подразделение _____

НАРЯД-ДОПУСК № 45/2012

для работы в электроустановках

Ответственному руководителю работ Петрову П.П. – V гр. допускающему Иванову И.И. – IV гр.

(фамилия, инициалы)

(фамилия, инициалы)

Производителю работ Сидорову С.С. – IV гр. наблюдающему не назначается

(фамилия, инициалы)

(фамилия, инициалы)

с членами бригады Кузьменко В.Н. – III гр., Дорошенко М.А. – III гр

(фамилии, инициалы)

поручается на кабельной линии 10 кВ, направлением ТП-1 РУ 10кВ яч.2 – ТП-2 РУ 10кВ яч.1, провести монтаж 2-х

соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта.

Работу начать: дата 12.02.2012г. время 10.00 Работу закончить: дата 27.02.2012г. время 10.000

Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно произвести отключения и установить заземления	Что должно быть отключено и где заземлено
1	2
1. ТП-1 РУ-10кВ яч. №2	1. ВМ-10, установить в ремонтное

	положение, в сторону линии включить СЗ.
2. ТП-2 РУ-10кВ яч.№1	1.ВНП-16, снять предохранители, в сторону линии установить переносное заземление

Отдельные указания перед началом работ на месте производства работ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки на КЛ-10 кВ провести прокол кабеля с применением штатных средств, место работы оградить сигнальной лентой. При проведении фазировки линии после ремонта в ТП-1 РУ-10кВ яч.№2 отключить СЗ и установить устройство для фазировки линии, в ТП-2 РУ-10кВ яч.№1 переносное заземление снимать поочередно с каждой фазы для определения правильности чередования фаз в КЛ 10кВ.

Наряд выдал: дата 12.02.2012 г. время 08.30

Подпись _____ Фамилия, инициалы Доценко А.В.

Наряд продлил по: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Дата _____ время _____

Регистрация целевого инструктажа, проводимого выдающим наряд

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Работник, выдавший наряд	Доценко А.В. (фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	Петров П.П. (фамилия, инициалы), _____ (подпись)

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск
к выполнению работ

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ выдал (должность, фамилия или подпись)	Дата, время	Подпись работника, получившего разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ
1	2	3
Главный инженер Костенко В.С.	12.02.	Иванов И.И.

Оборотная сторона наряда (стр.2)

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались: Работы проводить с полным снятием напряжения

Допускающий _____
(подпись)

Ответственный руководитель работ (производитель работ или наблюдающий) _____
(подпись)

Регистрация целевого инструктажа, проводимого допускающим при первичном допуске

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Допускающий	(фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Ответственный руководитель, производитель работ (наблюдающий), члены бригады	(фамилия, инициалы), (подпись)
			_____ (фамилия, инициалы), (подпись)
			_____ (фамилия, инициалы), (подпись)
			_____ (фамилия, инициалы), (подпись)

Ежедневный допуск к работе и время ее окончания

Бригада получила целевой инструктаж и допущена на подготовленное рабочее место				Работа закончена, бригада удалена	
Наименование рабочего места	Дата, время	Подписи (подпись), (фамилия, инициалы)		Дата, время	Подпись производителя работ (наблюдающего) (подпись), (фамилия, инициалы)
		допускающего	производителя работ (наблюдающего)		
1	2	3	4	5	6

Регистрация целевого инструктажа, проводимого ответственным руководителем
(производителем работ, наблюдающим)

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	_____	Производитель работ Члены бригады	_____
	(фамилия, инициалы)		(фамилия, инициалы), (подпись)
	_____		_____
	(подпись)		(фамилия, инициалы), (подписи)
	_____		_____
	(фамилия, инициалы)		_____
	_____		_____
	(подпись)		_____
	_____		_____

Изменения в составе бригады

Введен в состав бригады (фамилия, инициалы, группа)	Выведен из состава бригады (фамилия, инициалы, группа)	Дата, время (дата) (время)	Разрешил (подпись), (фамилия, инициалы)
1	2	3	4

Работа полностью закончена, бригада удалена, заземления, установленные бригадой, сняты, сообщено кому)

_____ (должность), (фамилия, инициалы)
Дата _____ время _____
Производитель работ (наблюдающий) _____
_____ (подпись) (фамилия, инициалы)
Ответственный руководитель работ _____
_____ (подпись) (фамилия, инициалы)

Вопросы и задания

Базовый уровень

- 1 Изучить общие указания по оформлению работ по наряду-допуску в электроустановках.
2. Оформить наряд –допуск на производство работ на кабельной линии 10 кВ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта.
3. Оформить наряд –допуск на замену трансформатора Тр-1 в трансформаторной подстанции.

Повышенный уровень

1. Оформить наряд –допуск на проведение технического обслуживания секции №1 РУ-0,4 кВ ТП-1.
2. Оформить наряд –допуск на замену вакуумного выключателя яч.№ 2 РУ10 кВ ТП-2

Рекомендуемая литература: [1-3].

Список используемой литературы

Основная литература:

1. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей : Учебник / Короткевич М. А. – Минск : Вышэйшая школа, 2011. – 351 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-985-06-2397-3
2. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2003. – 98 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.
3. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва : ФОРУМ, 2013. – 287 с. : ил., табл. ; 22 см. – Библиогр.: с. 282-283. – ISBN 978-5-91134-797-0. – ISBN 978-5-16-009088-7

Дополнительная литература:

1. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин Электронный ресурс : Конспект лекций / Е. В. Попов. – Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2003. – 98 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397
2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-5-7782-2262-5
3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 592с. : ил. – Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-582. – ISBN 5-283-01012-0

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;
2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".
3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.
1. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.
5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники. Информационно – справочное издание.
2. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).
3. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.

4. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

5. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.

10. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал

Организация: _____
Подразделение: _____

НАРЯД-ДОПУСК № _____ для работы в электроустановках

Отв. руководителю работ _____ Дopusкaющeму _____
(фамилия, инициалы) (фамилия, инициалы)
Производителю работ _____ Наблюдaющeму _____
(фамилия, инициалы) (фамилия, инициалы)
с членами бригады _____
(фамилия, инициалы)
_____ (фамилия, инициалы)
поручается _____
Работу начать: дата _____ время _____
Работу закончить: дата _____ время _____

Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно провести отключения и установить заземления	Что должно быть отключено и где заземлено

Отдельные указания _____

Наряд выдал: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Наряд продлил по: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ выдал (должность, фамилия или подпись)	Дата Время	Подпись работника, получившего разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались _____

Допускающий _____
 (фамилия, инициалы, подпись)
 Ответственный руководитель работ
 (производитель работ или наблюдающий) _____

Ежедневный допуск к работе и время ее окончания

Бригада получила целевой инструктаж и допущена на подготовленное рабочее место				Работа закончена, бригада удалена	
Наименование рабочего места	Дата Время	Подписи(фамилия, инициалы)		Дата Время	Подпись производителя работ (наблюдающего) (фамилия, инициалы)
		допускающего	производителя работ		

Изменения в составе бригады

Введен в состав бригады (фамилия, инициалы, группа)	Выведен из состава бригады (фамилия, инициалы, группа)	Дата Время	Разрешил (фамилия, инициалы, подпись)

Регистрация целевого инструктажа при первичном допуске

Инструктаж провел		Инструктаж получил	
Лицо, выдавшее наряд	_____ (фамилия, инициалы)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	_____ (фамилия, инициалы)
	_____ (подпись)		_____ (подпись)
Допускающий	_____ (фамилия, инициалы)	Производитель работ	_____ (фамилия, инициалы)
	_____ (подпись)	Члены бригады	_____ (подпись)
Производитель работ	_____ (подпись)	Члены бригады	_____

Работа полностью закончена, бригада удалена. Заземления, установленные бригадой сняты:
 Сообщено (кому) _____
 (должность, фамилия, инициалы)
 Дата _____ Время _____ Производитель работ _____
 (наблюдающий) (фамилия, инициалы, подпись)
 Ответственный руководитель работ _____
 (фамилия, инициалы, подпись)

Капитальный ремонт трансформаторов III габарита

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Силовой трансформатор III габарита Капитальный ремонт				ГОСТ 3.1104-74 Форма 2			
СЦБПО РНЭО		Маршрутная карта							Литера			
			Код единицы величины	Масса детали					Един. нормирования	Норма расхода	Коэфф. исп. матер.	
Наименование, марка		Код			Код и вид	Профиль и размеры	кол. дет	Масса				
Номер			Наименование и содержание операции	Оборудование (код, наименование, инвент. №)	Приспо-собление и инструмент (код наименование)		Кол-во работ	Кол. обраб. детали	Код обраб. детали	прои-звод. партии		
	Уча-стка	Опе-рации				Код профес-сии	разряд работ	Объем Ед. нормир.	Код вида нормы			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
			В ремонт принимаются согласно "Техническим условиям на ремонт". Характер и объем ремонта определяется на основании письма-заявки заказчика, с указанием									

			паспортных данных трансформатора, с составлением акта о приемке в ремонт, который подписывают заказчик и представитель СЦБПО РНЭО.							
1		1	Приемка трансформатора в ремонт							
			Доставить трансформатор на смотровое поле. Проверить комплектность трансформатора и составить подробный перечень недостающих деталей и узлов	Кран-балка, г/п 10 тн	Стропа, крюки					
1		2	Дефектовка трансформатора							
			Проверить паспортные данные трансформатора, заводской номер и тип. Выяснить наличие технической документации (чертежи, расчетные записки, эксплуатационный журнал и т.д.).							
			Провести внешний осмотр трансформатора, обращая внимание на отсутствие пробоин, трещин, вмятин, ржавчин, течи масла через уплотнения бака, расширителя, радиаторов. Отсутствие внешних							

		повреждений и течи масла через сальники кранов и вентиляей. Отсутствие трещин, сколов, следов разрядов на поверхности фарфора, отсутствие обгорания шпилек и срыва резьбы на них, отсутствие течи масла через уплотнения выводов. Рекомендуется легким постукиванием проверить отсутствие внутренних повреждений в фарфоре.							
		Взять пробу трансформаторного масла для испытания на пробой и сокращенный химанализ, передать в химлабораторию. Вскрыть трансформатор, поднять активную часть из бака и опустить рядом с баком на решетку маслоплощадки. Протереть активную часть, при необходимости промыть сухим трансформаторным маслом. Осмотреть активную часть. Проверить и установить тип, конструкцию крепления и прессовки стали, затяжку креплений, состояние стали и межлистовой изоляции, отсутствие местных перегревов, состояние изоляции крепящих и прессующих деталей от стали	Кран-балка, г/п 10 тн	Стеклопосуда с притертой пробкой. Стропа, крюки. Обтирочный материал. ГОСТ 5854-78					

		магнитопровода, конструкцию, состояние заземления, места их расположения. Проверить и установить конструкцию обмоток ВН, НН, схему соединения, состояние всех видов изоляции (витковой, между слоями, между катушками, между обмотками, между фазами, ярмовой, барьерной и уравнильной), конструкцию и состояние прессовки обмоток.							
		Проверить и установить состояние изоляции токоотводов, конструкцию крепления, состояние отдельных деталей, затяжку креплений. Проверить и установить тип и конструкцию переключателя, состояние контактов и пружин, состояние цилиндров, конструкцию крепления переключателя, одновременность включения по фазам, состояние изоляции кабелей, соединяющих концы обмоток с переключателем.		Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27, 27х30 Кусачки. Динамометр ДПУ-2 ГОСТ 13837-68					
		При проверке контактов проверить давление пружины на контакты переключателя. В							

			переключателях ножевого типа проверить отсутствие "люфта" в приводе и полное совпадение ножей с губками контактов. В кольцевых контактах давление пружины составляет порядка 3-5 кг, в сегментных - порядка 5-7,5 кг.							
			Контрольные испытания трансформатора. Замерить сопротивление изоляции обмоток с определением отношения R60/R7. Замерить сопротивление изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Проверить целостность заземления, ярмовых балок, прессующих колец и магнитопровода. Проверить коэффициент трансформации на всех ответвлениях. Испытать на отсутствие виткового замыкания замерами тока холостого хода по методу Ашряпова при малом напряжении, при необходимости испытать номинальным напряжением. Замерить сопротивление обмоток постоянному току на	Мегаомметр 2500 В ГОСТ 8038-60. Мост постоянного тока УПИП-60М № 07930. Испытательный стенд АИМ-90.	Ключи гаечные 10x12, 12x13, 12x14, 14x17, 17x19, 19x22, 22x21. 24x27, 27x30, 30x32, 41x46, 50x55					

			всех ответвлений переключения. Собрать трансформатор и транспортировать на разборку либо на площадку хранения.							
1		3	Разборка трансформатора							
			Установить трансформатор на решетку маслоплощадки. Слить масло из расширителя и бака. Подать и установить трансформатор в яму для демонтажа. Демонтировать приборы контроля, защиты и автоматики (реле уровня масла, газовое реле, термосигнализаторы, дистанционные термометры). Демонтировать газоотводящие трубы, краны, задвижки, расширитель, предохранительную трубу. Демонтировать вводы ВН, НН. Раскрутить болты и снять крышку трансформатора. Ослаблять болты постепенно и равномерно по всему периметру разъема бака или крышки.	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3. Кран-балка г/п 10 тн	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Шланги ГОСТ 2342-50. Стропа, крюки					
			Ослабить распорные болты между баком и активной частью. Поднять активную часть вместе с крышкой и							

			установить на поддоне на ремонтной площадке. Заэскизировать схему отводов, схему подключения, схему установки заземления. Проверить соответствие схем и эскизов оригиналу.							
1		4	Разборка активной части							
			При необходимости промыть активную часть струей масла и дать стечь маслу. Наиболее грязные места обработать маслом с помощью кисти. Определить внешним осмотром состояние изоляции обмоток и отводов. Проверить правильность расположения и состояния заземления.							
			Снять заземление. Поврежденные заземления заменить новыми, изготовленными из луженой медной ленты тех же размеров. Осмотреть консоли и прессующие винты. В случае деформации консолей их необходимо снять, выправить, при наличии трещин подварить, тщательно очистить, обезжирить и окрасить нитроэмалью 624-С или 624-А	Кран-балка, г/п 10 тн. Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3. Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-65. Прогревочный трансформатор	Кисть малярная ГОСТ 10593. Стропа, крюки, шуп ГОСТ 882-75. Электроды УОНИ-13					

		по ГОСТ 7462-55. Распаять отводы, демонтировать крепление и отводы. Замаркировать концы. Снять верхние ярмовые балки (консоли). Произвести расшихтовку верхнего ярма магнитопровода. Демонтировать прессующее устройство. Снять обмотки ВН, НН, ярмовую и стержневую изоляцию, клинья. Проверить состояние прессовки магнитопровода. Лезвие ножа должно входить между листами железа не более чем на 2-3 мм.							
		Проверить состояние и целостность изоляционных деталей, наличие шлама, и посторонних предметов в охлаждающих каналах магнитопровода, наличие забитых кромок листов ярм. Внешним осмотром выявить места возможных перегревов (по состоянию и цвету лаковой пленки в доступных местах). При наличии грязи, шлама, посторонних предметов, удалить их, а забоины на местах выправить, затем промыть струей чистого масла. Промыть	Кран-балка, г/п 10 тн. Электронасос типа Ш8-25- 5,8/2,5- 3. Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-65. Паечный транс- формат. ТСПК-100	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Шланги ГОСТ 2342-50. Стропа, крюки, нож, молоток слесарный ГОСТ 2310. Электроды УОНИ 13					

			обмотки и изоляционные детали от осадков и дать стечь маслу. Транспортировать обмотки в ремонт.							
1		5	Ремонт обмотки трансформатора							
			Тщательно осмотреть обмотки, возможные места касания, проверить отсутствие следов электрических разрядов и механическую прочность. Проверить вертикальность столбов и их параллельность относительно вертикали.							
			Отсутствие шлама на обмотках, изоляцию витков и электрокартона (прокладки, шайбы). Все замеченные дефекты устранить. Промыть обмотки струей масла. Вытирать обмотки чистой технической ветошью. Определить величину канала в катушках с дополнительной изоляцией (в доступных местах). Минимально допустимый масляный канал в свету - не менее 4 мм. При обнаружении участков катушек с величиной канала менее 4 мм необходимо проверить в	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3	Штанги ГОСТ 2342-50					

			указанных местах дополнительную витковую изоляцию (в верхней части на второй катушке и в средних частях обмотки)							
			Проверить целостность креплений отводов, поврежденные деревянные детали заменить новыми, предварительно просушенными при t 100-105°C в течение 48 часов и пропитанными в масле при t 50°C. Приослаблении отводов в местах прохода через деревянные планки, отводы подмотать кабельной бумагой или электрокартоном толщиной 0,5мм, а планки плотно затянуть							
			Распрессовать обмотку. Выбрать место вскрытия в зоне, свободной от внутреннего перехода между катушками. Расклинить обмотку в месте вскрытия, клин из бука, текстолита или гетинакса шириной, равной ширине прокладки плюс 20-30 мм, и длиной, равной радиальному размеру плюс 100-150мм, с притупленными краями, следует забивать между		Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Шланги ГОСТ 2342-50. Стропа, крюки, нож, молоток слесарный ГОСТ 2310. Клин.					

			прокладками, т.е. так, чтобы он не касался непосредственно катушек обмотки.							
			Расклиновку вести осторожно во избежание повреждения реек и мягких цилиндров, расположенных напротив прокладок по внутреннему диаметру обмоток. Выбрать зону вскрытия так, чтобы можно было проверить состояние изоляции, расположенной в районе масляного канала и под прокладками. В выбранном поле на расстоянии 100мм один от другого установить два бандажа из киперной ленты. Ножом осторожно разрезать верхнюю ленту кабельной бумаги возле одного из наложенных бандажей и снять ее в промежутке между бандажами. После осмотра изолировать место вскрытия до первоначальной толщины локотканью ЛСХМ ГОСТ 2214-70 или кабельной бумагой К-120 ГОСТ 645-67 в полнахлеста, протягивая ленту между катушками. При изолировке							

		плотно затягивать каждый слой налагаемой изоляции. Поверх изоляции наложить бандаж из киперной ленты один слой в полнахлеста ГОСТ 4514- 78 или из отбракованной кабельной бумаги. Нарушенную изоляцию отводов обмоток заменить новой. В месте повреждения срезать изоляцию с обеих сторон на конус, длина конуса должна быть не менее 10-кратной толщины изоляции отвода на сторону. Наложить плотно новую изоляцию из просушенных материалов толщиной, равной толщине отвода. Поверх изоляции наложить бандаж из тафтяной или киперной ленты в полнахлеста.							
		Проверить на отсутствие металлического соединения в параллельных проводах и катушках обмоток. Определить отсутствие витковых замыканий в обмотках в запрессованном состоянии.	Кран-балка г/п 10 тн. Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Прибор Порозова	Стропа-крюки					
		Проверить размеры охлаждающих каналов и							

			расположение прокладок. Транспортировать обмотки на сборочное поле.							
1		6	Монтаж обмотки трансформатора							
			Осмотреть изоляцию обмоток. Проверить вертикальность столбов прокладок и их параллельность относительно вертикали, отсутствие шлама на обмотках, изоляцию витков и электрокартона. Проверить состояние прессовки магнитопровода, состояние и целостность изоляционных деталей, наличие шлама и забитых кромок листов ярм. Проверить на отсутствие металлического соединения в параллельных проводах и катушках обмоток. Определить отсутствие витковых замыканий. Измерить сопротивление изоляции нижних ярмовых балок. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек и накладок стержней магнитопровода	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Испытательный стенд АИМ-90						

			Осмотреть изоляцию обмоток. Проверить вертикальность столбов прокладок и их параллельность относительно вертикали, отсутствие шлама на обмотках, изоляцию витков и электрокартона. Проверить состояние прессовки магнитопровода, состояние и целостность изоляционных деталей, наличие шлама и забитых кромок листов ярм. Проверить на отсутствие металлического соединения в параллельных проводах и катушках обмоток. Определить отсутствие витковых замыканий. Измерить сопротивление изоляции нижних ярмовых балок.	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Испытательный стенд АИМ-90								
			Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек и накладок стержней магнитопровода									
			Установить нижнюю ярмовую изоляцию и уравнительную. Посадить обмотки и верхнюю ярмовую изоляцию на стержни	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Испытательный стенд АИМ-90	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22,							

		магнитопровода. Установить прессующие кольца. Зашихтовать верхнее ярмо. Надеть верхние ярмовые балки. Стянуть их шпильками. Проверить изоляцию стяжных шпилек. Установить заземление согласно эскизу. Проверить изоляционные расстояния между отводами и от отводов до заземленных частей и при необходимости довести их до норм, указанных на чертежах отводов. Проверить изоляцию между прессующими кольцами, а также между прессующими кольцами и активной сталью, наличие зазора между прессующими кольцами и изоляционными цилиндрами и рейками обмоток. Установить заземляющие шинки. Опрессовать обмотки заданным усилием. Обмотка считается опрессованной, если при приложении заданного усилия нажимной винт или домкрат проворачивается не более чем на 1/4 оборота.		22x21, 24x27, 27x30, 30x32, 41x46, 50x55. Стропа, крюки, нож, молоток слесарный ГОСТ 2310. Рулетка измерительная ГОСТ 7502-69						
		Проверить расположение обмоток на стержнях согласно	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60.							

			эскизу. Проверить качество опрессовки верхнего ярма. Проверить правильность расположения заземления согласно эскизу. Проверить качество опрессовки обмоток. Провести испытания согласно СТП 61-137-02-84 после монтажа обмоток.	Испытательный стенд АИМ-90						
1		7	Сборка активной части трансформатора							
			Установить схему крепления отводов и переключателя. Смонтировать и припаять отводы к концам обмоток. Выполнить пайку схемы соединений. Проверить правильность и качество крепления отводов и пайки.							
			Установка переключателя Закрепить переключатель согласно эскизу. Выполнить пайку регулировочных отводов обмоток к переключателю согласно эскизу. Проверить целостность заземления ярмовых балок, прессующих колец и магнитопровода. Испытать на отсутствие виткового замыкания замером тока холостого хода по методу	Паечный трансформатор ТСПК-100. Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60. Кран- балка г/п 10 тн	Припой ПМФ-7 или 8 ГОСТ 4515-75. Шкурка наждачная №180-240 ГОСТ 1012-72. Асбест листовой ГОСТ 2850. Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27,					

			Ашряпова при малом напряжении (5-10% от номинального). Измерить коэффициент трансформации на всех ответвлениях. Определить правильность получения нужной схемы и группы соединения обмоток. Замерить сопротивление обмоток постоянному току на всех ступенях. Проверить схему по фазам. Измерить сопротивление изоляции обмоток с определением отношения R60/R7. Измерить сопротивление изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Транспортировать активную часть на сушку в сушильную камеру.		27х30.Стропа, крюки					
1		8	Сушка активной части							
			Установить термодатчики или термометры сопротивлений в следующих местах активной части: низ обмотки, середина обмотки, верх обмотки наружной, верх обмотки внутренней, между активной частью и стенкой печи или бака.							

			Установить перемычку (закоротку) на три вывода обмотки ВН и соединить ее со шпилькой одного из проходных изоляторов для замера сопротивления изоляции обмоток ВН.							
			Подсоединить три конца обмотки ВН к трем шпилькам проходных изоляторов согласно схемы:	Печь для сушки трансформаторов						
			Установить активную часть в бак или в печь сушки. Утеплить бак, закрыть крышку. Подсоединить отводы обмотки НН к индукционному регулятору (ИР) через проходные изоляторы. Подсоединить закороченные отводы ВК к проходному изолятору. Замерить сопротивление изоляции обмоток ВН и НН перед сушкой. Включить ИР при отключенной системе вентиляции. Возрождение температуры внутри печи или на обмотках не должно превышать 15-25°C в час. Нагреть активную часть с отключенной вентиляцией до t	Индукционный регулятор. Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60. Кран балка г/п 10 тн.	Стропа, крюки					

			95-100°C.							
			Следить, чтобы нагрузочные токи в обмотках трансформатора при подключении Ира не превышали 70% от номинальных токов. Прогреть активную часть не менее 24 часов при отключенной вентиляции. Температура активной части не должна превышать 100°C в наиболее нагретой точке. Температуру нагрева и сушки регулировать отключением и включением ИРа или печи сушки. Через каждые 2 часа измерять сопротивление изоляции и делать запись в журнал, отмечая t во всех точках. После прогрева активной части в течение 25 часов включить ИР или печь, включить вентиляцию и приступить к сушке. Через каждые 2 часа отключать ИР и производить замер сопротивления изоляции обмоток ВН по отношению к земле, делая запись в журнале сушки.							
			Если сопротивление изоляции не изменяется в течение 4-6	Мегаомметр 2500В.	Шланги ГОСТ					

		часов, необходимо произвести 2-3 раза термодиффузию, т.е. Отключить ИР или печь, выкатить из печи или из бака активную часть, продуть ее сухим сжатым воздухом, охладить до t 60-70°C и снова включить в сушку. Сушку закончить, если сопротивление изоляции будет находиться на одном уровне в течение 5-6 часов при неизменной t 90-100°C после ее непрерывного возрастания. Снизить t активной части до 80°C. Провести заливку масла, температурой не ниже +10°C. Время заливки не более 8 час. Выдержать активную часть в масле 8-10 часов.	ГОСТ 8038-60. Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3	2342-50					
		Вынуть активную часть из бака с маслом, дать стечь маслу и произвести ревизию активной части: подтянуть все болтовые соединения, подпрессовать обмотки. Транспортировать на испытательное поле. Измерить сопротивление изоляции обмоток с определением отношения R60/R7. Измерить сопротивление изоляции ярмовых балок,	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60. Кран- балка г/п 10 тн	Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55.Стропа, крюки. Молоток слесарный ГОСТ 2310.					

			прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию обмоток. Транспортировать активную часть на сборочное поле.							
1		9	Монтаж трансформатора							
			Опустить активную часть в бак трансформатора. Установить уплотнение под крышку на резиновом клее. Установить крышку, совмещая отверстия в баке и крышке монтажными. Закрепить болты равномерно и одновременно с двух сторон с середины периметра бака. Уплотнение должно быть зажато до 2/3 первоначальной толщины. Установить вводы и соединить отводы обмоток с вводами. Установить переключатель и выполнить необходимые соединения с	Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60. Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3 Кран-балка г/п 10 тн	Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х21. 24х27, 27х30. Стропа, крюки. Молоток слесарный ГОСТ 2310. Шланги ГОСТ 2342-50					

			приводом. Установить маслорасширитель и предохранительную трубу. Закрепить болтами. Соединения должны иметь хорошие уплотнения из маслостойкой резины. Установить газовое реле и сигнальные манометрические термометры.							
			Произвести монтаж остальной арматуры. Долить масло в трансформатор и заполнить систему охлаждения. Профильтровать масло в трансформаторе для повышения прочности							
			Повторно отобрать и испытать пробу масла на пробу. Залить трансформатор маслом. Заглушить временными уплотнениями дыхательные пробки маслоуказателя, расширителя и предохранительной трубки. Установить контрольную трубку высотой 1,5м и d 50-100мм. Долить трансформатор маслом. Произвести внешний осмотр, обтирая бак от масла. Проверку герметичности трансформатора избыточным давлением масла							

			производить не менее 3-х часов. Обнаруженную течь масла необходимо устранить с повторной проверкой трансформатора на герметичность.							
			Слить избыток масла, проверяя при этом работу маслоуказателя. Снять временные уплотнители. Отобрать пробы масла на пробу и измерения tg δ . Проверить отсутствие течи масла из всех уплотнений. Транспортировать на испытательную станцию	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3 Кран-балка г/п 10 тн	Шланги ГОСТ 2342-50					
			Измерить сопротивление изоляции: обмоток с определением отношения R60/R15; ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Проверить целостность заземления ярмовых балок, прессующих колец и магнитопровода. Проверить коэффициент трансформации на всех ответвлениях. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц:	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60. Кран- балка г/п 10 тн	Стропа, крюки					

		изоляцию обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами; изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок. Измерить ток и потери холостого хода. Измерить сопротивление обмоток постоянному току на всех ответвлениях переключения. Измерить tg δ угла диэлектрических потерь изоляции обмоток. Определить отношение емкостей обмоток при частотах 2 и 50 Гц (C2/C50). Проверить работу переключающего устройства, включая снятие круговой диаграммы.							
		Проверить устройство охлаждения. Проверить состояние индикаторного силикагеля воздушосушительных фильтров. Испытать трансформатор включением скачком на номинальном напряжении. Измерить сопротивление изоляции вводов. Измерить tg δ угла диэлектрических потерь у вводов и проходных	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60.						

			изоляторов. Испытать вводы повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц.							
1		10	Ремонт узлов силового трансформатора							
			Обезжирить наружную поверхность бака. Окрасить при необходимости наружную поверхность бака серой эмалью ПФ- 115, рабочая вязкость которой 25-28 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18- 20°С, или светло-серой эмалью ПФ-113, рабочая вязкость которой 23-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-20°С. Перед покраской поверхность бака грунтовать. Сварные швы и неровности до грунтовки шпатлевать нитрошпатлевкой. Сушить окрашенные поверхности в течение 1 часа при t 110°С в сушильной камере в течение 24 часов при t 15-23°С.							
			Все сварочные работы производить на ремонтно-механическом участке, а покрасочные - на покрасочном участке. Проверить качество промывки и очистки бака.	Кран-балка г/п 10 тн.	Краскопульт. Кисть малярная ГОСТ 10593. Стропа, крюки.					

			Проверить качество заваренных мест. Проверить герметичность бака после заварки трещин. Проверить качество резьбовых отверстий. Проверить качество резиновых уплотнений. Проверить качество покраски, марки эмали и режимы сушки. Подать бак на сборочное поле.							
1		11	Ремонт расширителя							
			Разболтить боковые люки расширителя (если они имеются) и провести внутренний и наружный осмотр. Проверить отсутствие ржавчины на внутренней поверхности расширителя, состояние наружной поверхности и отметить места течи в сварных швах. Если ржавчины нет, то расширитель промыть сухим трансформаторным маслом.		Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19					
			Поврежденные швы на наружной поверхности заварить и зачистить. Очистить места ржавчины на наружной и внутренней поверхностях расширителя металлической щеткой, обезжирить. Окрасить	Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-69	Щетка по металлу. Электроды УОНИ-13					

			внутреннюю поверхность расширителя эмалью, рабочая вязкость нитроэмали 25-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18- 20°C. Сушить расширитель в течение 5 час. при t 15-25°C. Соприкосновение окрашенных участков с маслом допускается, не ранее, чем через 25 час. после окончания сушки.							
			Промыть расширитель трансформаторным маслом. Установить новые резиновые уплотнения на клее. Залить маслом и испытать расширитель на герметичность столбом масла высотой 1,5м в течение 20 мин. Слить масло. Окрасить расширитель (при необходимости). Обезжирить поверхность расширителя. Сварные швы и неровности зашпатлевать нитрошпатлевкой и затем поверхность загрунтовать. Окрасить наружную поверхность расширителя серой эмалью ПФ-115, рабочая вязкость которой 25- 28 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-20°C или светло-серой эмалью ПФ-113, рабочая	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3	Шланги ГОСТ 2342-50. Краскопульт					

			вязкость которой 23-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-200С. Сушить расширитель после окраски в течение 1 час. при t 15-235°С.							
1		12	Ремонт бака и крышки							
			Очистить наружную поверхность бака и крышки от грязи. Проверить состояние сварных швов. Обнаруженные места течи очистить, обезжирить, заварить, удалить шлак и зачистить сварные швы металлической щеткой.							
			Проверить качество шва, для чего с наружной поверхности бака покрыть сварочный шов мелом, а с внутренней стороны - смочить керосином.							
			Отсутствие пятен на забеленной поверхности указывает на хорошее качество шва. Проверить и восстановить поврежденную резьбу отверстий и гнезд. Проверить состояние упорного бортика на разьеме бака, при наличии повреждения выправить его и приварить. Промыть бак внутри сухим трансформаторным	Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-69	Ключи разводные ГОСТ 7275. Кисть малярная ГОСТ 10593. Щетка-сметка. Напильники 2820-0017 ГОСТ 1465. Метчики ГОСТ 1601. Рулетка ГОСТ 7502. Молоток 7850-0031.					

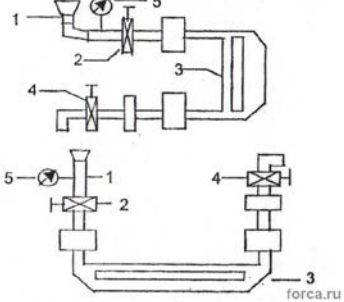
			маслом, а при необходимости очистить и обезжирить внутреннюю поверхность бака. Окрасить бак внутри эмалью, рабочая вязкость нитро- эмали 25-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-20°C. Просушить бак в течение 5 час. при t 15-25°C. Соприкосновение окрашенных участков с маслом допускается не ранее чем через 25 час. после окончания сушки.		ГОСТ 2310. Краскопульт. Щетка по металлу.					
			Проверить уплотнения. непригодные уплотнения заменить новыми. Резиновую прокладку приклеить клеем. Стыки резиновых полос выполнить внахлест. Длина нахлеста - не менее 50мм, стыкуемые концы срезать на клин. Место стыка промазать клеем. Испытать бак на герметичность давлением 0,5 кгс/см ² в случаях, когда производилась правка и сварочные работы. Окрасить бак.		Краскопульт					
1		13	Ремонт других узлов							
			Разобрать, очистить грязевик. Разобрать, очистить, промыть							

			чистым трансформаторным маслом и собрать маслоуказатель. Разобрать воздухоосушитель, очистить внутреннюю и наружную поверхности, собрать воздухоочиститель. Проверить качество сварных соединений. Проверить частоту внутренней и наружной поверхностей.							
			Проверить качество покраски, марки и вязкость эмалей и режимы сушки. Проверить герметичность расширителя. Подать расширитель на сборочное поле. Перед установкой провести осмотр расширителя и промыть его маслом.	Кран-балка г/п 10 тн	Ключи гаечные					
			Перед установкой осушитель заполнить сухим силикагелем КСК по ГОСТ 3956-76 с индикаторной прослойкой против смотрового окна. Все сварочные работы производить на ремонтно- механическом участке, а покрасочные - на покрасочном.							
1		14	Ремонт предохранительной трубы							

J			Разобрать предохранительную трубу. Очистить внутреннюю поверхность от ржавчины, обезжирить. Окрасить внутреннюю поверхность эмалью. Сушить в течение 5 час. При повреждении стеклянного диска или его уплотнения произвести замену. Собрать и загерметизировать предохранительную трубу. Разобрать, очистить и промыть газоотводную систему трансформаторным маслом. При нарушении покрытия окрасить эмалью. Сушить 5 часов. Собрать и загерметизировать систему. Проверить чистоту поверхности, качество покраски. Проверить состояние стекла и уплотнений. Проверить качество промывки трубы и газоотводной		Ключи гаечные					
1		15	Осмотр вводов							
			Проверить состояние фарфора, фланца, колпачка и шпилек. Заменить расколотые изоляторы на новые. Фарфоровые покрышки вводов, имеющие							

			сколы ребер общей площадью не более 0,05-0,75% от общей поверхности фарфора, могут быть временно установлены на трансформатор.							
			При этом по вертикальной прямой покрышки не должно быть более двух сколов. Место повреждения покрышки очистить от загрязнения, обезжирить ацетоном и покрыть эпоксидным лаком или клеем БФ-4 не менее 3-х слоев, тщательно просушивая каждый слой.							
			Сорванную резьбу на токоведущих шпильках восстановить навариванием меди газосваркой на шпильку с последующим нарезанием резьбы. Изготовить новые токоведущие шпильки на ремонтно-механическом участке взамен непригодных.							
			Вводы испытать повышенным напряжением на собранном трансформаторе совместно с обмотками. Проверить состояние фарфора. Проверить состояние резьбы на шпильках.	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60						

			Проверить качество и условия хранения вводов. Отправить вводы на сборочное поле или на стеллажи.							
1		16	Ремонт радиаторов							
			Очистить поверхность радиатора от грязи. Зачистить от ржавчины. Промыть радиатор горячим сухим маслом. Окончанием промывки служит отсутствие механических примесей на фильтрованной бумаге фильтр-пресса. Определить места течи. Взять пробу масла на пробой. Заварить трещины при слитом масле. Зачистить места сварки. Обезжирить и окрасить радиатор. Провести опрессовку радиатора давлением 200 кПа горячим (50-700) трансформаторным маслом в течение 30 мин. по замкнутой схеме. Проверить герметичность радиатора столбом масла. Высота столба равна высоте бака трансформатора +1,5м. Предварительно из радиатора выпустить воздух, после	Фильтр-пресс. Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или 9569	Кисть малярная ГОСТ 10593. Электроды УОНИ-13					

			заливки на 3/4 высоты воронки.							
										
			Описание схемы: 1) Труба для создания столба масла; 2) Пробка для выпуска воздуха; 3) Радиатор; 4) Сливной кран; 5) Манометр.							
			Слить масло. Проверить качество сварочных швов. Проверить герметичность радиатора. Проверить чистоту наружных поверхностей. Проверить качество промывки радиатора. Проверить качество покраски радиатора. Отправить радиатор на сборочное поле.							
1		17	Ремонт переключающего устройства РНТА-35/320 и РС-4							
			Снять горизонтальный вал, соединяющий переключатель с контактором, предварительно							

		сделав риски (засечки) на конусных дисках (выполнить перед подъемом активной части, при слитом масле). Отсоединить от контактора отводы, замаркировать их. Проверить состояние контактных соединений, контактных поверхностей, наличие люфта в подвижных частях переключателя. Проверить крепление рамы переключателя и другие крепления.							
		Проверить работу переключателя на всех положениях, прокрутив его вручную в прямом и обратном направлениях. Слить масло из контакторной коробки. Проверить качество нажатия пружин на ламельных подвижных контактов. Очистить переключатель от загрязнения. Очистить от загрязнения контакты и коробки контактора. Проверить состояние главных контактов контактора. При небольшом обгаре контакты зачистить напильником или		Ключи разводные ГОСТ 7275. Напильники 2820-0013. ГОСТ 1465. Молоток 7850-0034 ГОСТ 2310. Шкурка наждачная №180-240 ГОСТ 1012- 72. Ключи гаечные 10х12/12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24, 24х23.					

			шлифшкуркой.							
			При значительном обгорании (если толщина контакта меньше или равна 7мм) контакты необходимо заменить новыми. Проверить качество нажатия пружин контактов динамометром через отверстия в стене коробки контактора. Давление пружины на контакте переключателя РНТА-35/320 = 5-6кг. На главном контакте контактора = 8-10 кг. Если полученное давление не соответствует этим данным, то необходимо поджать пружину до требуемой величины давления с помощью гайки или установить новую пружину, после чего повторно измерить давление. Вручную от привода проверить работу контактора. После установки активной части в бак, установить горизонтальный вал по рискам конусных дисков. Подсоединить отводы к наконечникам контактора согласно маркировке.		Ключи разводные ГОСТ 7275. Напильники 2820-0013. ГОСТ 1465. Молоток 7850-0034 ГОСТ 2310. Шкурка наждачная №180-240 ГОСТ 1012- 72. Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24, 24х23. Динамометр ДПУ-2 ГОСТ 13837-68					
			Проверить работу переключающего устройства на		Динамометр ДПУ-2 ГОСТ 13837-68					

		всех положениях при прямом и обратном ходе с проверкой предельных положений. Проверить состояние контактов, качество нажатия пружин и силу нажатия. Проверить качество вращения привода переключателя в обе стороны, отсутствие люфтов. Проверить качество крепления переключателя и соединения вала с приводом и переключателем. Провести снятие круговой диаграммы.								
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Метки: трансформатор | ремонт |

Предприятие (объединение) _____
Структурное подразделение _____

СМЕННЫЙ ЖУРНАЛ

по учету выявленных дефектов и работ технического обслуживания

(наименование производства, схема)

Наименование оборудования	Номер по схеме (инвент. номер)	Описание обнаруженных дефектов	Дата, время	Подпись	Отметка об устранении дефектов	Дата, время	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8

1. Форма 2

Предприятие (объединение) _____
Структурное подразделение _____

РЕМОНТНЫЙ ЖУРНАЛ

Наименование оборудования _____
Инвентарный номер (номер по схеме) _____
Паспорт _____

Вид ремонта	Дата ремонта		Фактически отработано часов после предыдущего ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч	Описание проведенных ремонтных работ	Наименование и номер замененных узлов, агрегатов и деталей	Должность, фамилия и подпись ответственного лица		Примечание
	начало	окончание				проводившего ремонт	принявшего ремонт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

2. Форма 3

Предприятие _____ Цех _____	УТВЕРЖДАЮ Главный механик (энергетик) _____ « » _____ г.
--------------------------------	--

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ

На _____ ремонт _____ инвентарный № _____
вид ремонта наименование оборудования

Наименование агрегатов, узлов и деталей, подлежащих ремонту, перечень дефектов и мероприятия	№ чертежа	Необходимые материалы и запчасти			Ответственный исполнитель ремонта (должность, фамилия)	Примечание
		Наименование	Единица изм.	Количество		

по их устранению						
1	2	3	4	5	6	7
Проверил _____ Ст. инженер бюро ППР _____				Начальник цеха _____ Руководитель ремонта _____		

3. Форма 4

Предприятие _____	УТВЕРЖДАЮ в сумме _____ тыс. руб. в т. ч. возврат _____ тыс. руб. Главный инженер « » _____ г.
-------------------	--

СМЕТА ЗАТРАТ

на капитальный
текущий ремонт

наименование оборудования и инв. номер

	Сметная стоимость _____ тыс. руб.
	в т. ч. возврат _____ тыс. руб.

Составлена « » _____ г. на

основании
1. Ведомость дефектов от

« » _____ г.

2.

Чертежей _____

3.

Ценников _____

1.

Прейскурантов _____

Гл. специалист _____ Начальник цеха _____

Смету составил:

Смету проверил:

Наименование прейскуранта, ценника, № позиции	Наименование работ, агрегатов, узлов, материалов	Един. изм.	К-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.	
					всего	В т.ч.з/пл.
1	2	3	4	5	6	7

Привязка к местным условиям по
заработной плате

1.

2.

3.

Итого

Прочие доплаты

1.

2.

3.

Итого

Начисления 1.	Непредвиденные затраты Итого строительно-монтажных работ
— 2.	Прочие затраты Итого сметная стоимость
— 3.	Вторично используемые материалы Итого затраты на капремонт
—	

4. Форма 5

АКТ
на сдачу в капитальный
ремонт_____

«__» _____

Настоящий акт составлен представителем _____
наименование ремонтного предприятия,

_____ подразделения (исполнителя), должность и фамилия
с одной стороны и представителем _____
наименование предприятия,

_____ организации (заказчика), должность и фамилия
с другой стороны в том, что произведена сдача в капитальный ремонт _____

наименование оборудования, инвентарный номер (номер по схеме)
паспорт № _____, формуляр № _____
(при наличии паспорта) (при наличии формуляра)
наработка с начала эксплуатации или от последнего капитального ремонта _____;

техническое состояние, комплектность и принятые меры по технике безопасности данного
оборудования соответствуют _____ - _____
наименование и (или) номер нормативно-технической документации _____

Заключение: _____
наименование оборудования и состав комплектности
в капитальный ремонт принято _____ дата приемки _____
не принято _____
указать отклонения от нормативно-технической документации _____

и (или) другие причины отказа от приемки в ремонт _____
Представитель ремонтного предприятия (подразделения) _____
подпись
М. П.
ремонтного предприятия

5. Форма 6

АКТ №
на выдачу из капитального
ремонта_____

« ____ » _____

Настоящий акт составлен представителем заказчика _____
наименование _____

_____ предприятия, организации (заказчика), должность и фамилия
с одной стороны и представителем _____
наименование ремонтного _____

_____ предприятия, подразделения (исполнителя), должность и фамилия
с другой, в том, что произведена выдача из капитального ремонта _____
наименование _____

_____ оборудования, инвентарный номер (номер по схеме)
паспорт № _____, формуляр № _____
(при наличии паспорта) (при наличии формуляра)
Техническое состояние и комплектность данного оборудования соответствует _____

_____ наименования и номер нормативно-технической документации, инструкции
Ремонтное предприятие (подразделение) гарантирует исправную работу оборудования в
течение _____
гарантийная наработка или гарантийный срок _____

Заключение: _____
_____ наименования оборудования
по окончании ремонта прошло испытание, признано годным к эксплуатации и выдано из капитального
ремонта « ____ » _____ г.

Принял представитель заказчика _____
_____ подпись

Сдал представитель ремонтного предприятия (подразделения) _____
_____ Подпись
_____ М.П.
_____ ремонтного предприятия

Форма 7

СОГЛАСОВАНО Главный механик _____ « ____ » _____ г. _____ Начальник производственного отдела _____ « ____ » _____ г.	УТВЕРЖДАЮ Главный инженер _____ « ____ » _____ г. _____
--	--

ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК

ремонта энергооборудования на ____ г.

_____ (наименование технологического подразделения)

Наименование оборудования	Номер по схеме (инв. номер)	Норматив в ресурса между ремонтами (числитель) и	Дата последнего ремонта (число, месяц)	Условное обозначение ремонта (числитель) и время простоя в ремонте, ч (знаменатель)	Годовой простой в ремонте, ч	Годовой фонд рабочего времени, ч

	ер)	простой (знамена тель), ч																					
		Т 1	Т 2	Т 3	К	Т 1	Т 2	Т 3	К	Янв арь	Фев раль	ма рт	апр ель	м ай	ию нь	ию ль	авг уст	сент ябрь	октя брь	ноя брь	дека брь		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Главный энергетик																							

6. Форма 8

	УТВЕРЖДАЮ Главный инженер _____ « » Г																																							
МЕСЯЧНЫЙ ПЛАН-ГРАФИК-ОТЧЕТ технического обслуживания и ремонта оборудования на _____ М-Ц _____ Г.																																								
Наименование оборудования	Номер по схеме (инвент. номер)	Дата и вид последнего ремонта)	Факт, пробег после последнего ремонта, ч	Плановая продолж. прост, в ремонте, ч	Плановая трудоемкость, чел./ч	Календарные сроки технического обслуживания и ремонта (числа, месяца) <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td><td>6</td><td>7</td><td>...</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td><td>3</td><td>3</td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>4</td><td>5</td><td>6</td><td>7</td><td>8</td><td>9</td><td>0</td><td>1</td><td></td></tr> </table>	1	2	3	4	5	6	7	...	2	2	2	2	2	2	2	3	3									4	5	6	7	8	9	0	1	
1	2	3	4	5	6	7	...	2	2	2	2	2	2	2	3	3																								
								4	5	6	7	8	9	0	1																									
1	2	3	4	5	6	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>7</td><td>8</td><td>9</td><td>10</td><td>11</td><td>12</td><td>...</td><td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td><td>6</td><td>7</td></tr> </table>	7	8	9	10	11	12	...	1	2	3	4	5	6	7																				
7	8	9	10	11	12	...	1	2	3	4	5	6	7																											
Руководитель энергетического подразделения _____ Руководитель ремонтного подразделения _____																																								

Форма 9

Предприятие(объединение) _____	УТВЕРЖДАЮ Директор _____ « » Г										
ТИТУЛЬНЫЙ СПИСОК капитального ремонта на _____ Г. по нормативам затрат всего _____ тыс. руб. в т. ч. на капитальный ремонт _____ тыс. руб.											
Наименование структурного подразделения	Наименование объекта	Инвентарный номер	Шифр объекта	Всего объем работ на год, тыс. руб.	В т. ч. по кварталам, тыс. руб. <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>I</td><td>II</td><td>III</td><td>IV</td></tr> </table>	I	II	III	IV	Способ проведения ремонта: хозспособ (числ.), подрядный способ (знамен.), тыс. руб.	Исполнитель
I	II	III	IV								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Начальник планово-экономического отдела _____										
Главный бухгалтер _____										
Главный механик (энергетик) _____										

7. Форма 10

СОГЛАСОВАНО Главный энергетик предприятия _____ _____ «__» _____ Г.	Главный инженер _____ «__» _____ Г.
--	---

АКТ

установление
 на изменение календарного срока
 _____ ремонта
 от «__» _____ Г

Наименование
 цеха _____
 Наименование оборудования _____
 Инвентарный
 номер _____
 Срок ремонта, намеченный
 графиком¹ _____
 Фактически отработано часов от последнего ремонта _____ часов
 при норме _____ часов
 Техническое состояние оборудования и заключение о возможности
 переноса _____
 срока
 ремонта _____
 Установленный срок ремонта
 «__» _____ Г.
 Начальник цеха
 (производства) _____
 Руководитель ремонтного
 подразделения _____

¹ Заполняется при изменении календарного срока ремонта.

8. Форма 11

СОГЛАСОВАНО Руководитель подрядной организации _____ «__» _____ Г	УТВЕРЖДАЮ Руководитель предприятия _____ «__» _____ Г
---	---

ГРАФИК

остановочного ремонта предприятий, производств, цехов и
особо важных объектов

_____ в _____ Г.

(наименование предприятия)

Наименование объекта	Дата и продолжительност ь предыдущего	Планируемы й простой в сутках	Продолжительность остановочного ремонта по кварталам и месяцам, сутки	Примечани е
-------------------------	---	-------------------------------------	---	----------------

	ремонта, сутки		1 кварта л			2 кварта л			3 квартал			4 квартал			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Главный энергетик предприятия _____
Руководитель ремонта _____

9. Форма 12

СОГЛАСОВАНО Руководитель подрядной организации _____	УТВЕРЖДАЮ Руководитель предприятия _____
«__» _____ Г	«__» _____ Г

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

остановочного ремонта производств, цехов и особо важных объектов

(наименование предприятия)
на ____ Г.

Наименование объектов ремонта, работ	Объем работ, тыс. руб.	Дата начала, окончания	Планируемая продолжительность простоя в ремонте, сутки	Состав бригады, рабочего звена, чел.	Планируемый исполнитель работ	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Главный механик (энергетик) _____
Начальник производственного отдела предприятия _____
Начальник цеха (участка) _____

10. Форма 13

Предприятие (объединение) _____
Структурное подразделение _____

ЖУРНАЛ УЧЕТА УСТАНОВКИ И СНЯТИЯ ЗАГЛУШЕК

Место установки заглушки	Номер заглушки	Дата и время установки заглушки	Должность фамилия и подпись лица,		Дата и время снятия заглушки	Должность, фамилия и подпись лица,	
			давшего указание на установку заглушки	установившего заглушку		давшего указание на снятие заглушки	снявшего заглушку
1	2	3	4	5	6	7	8

11. Форма 14

УЧЕТНО-КОНТРОЛЬНАЯ КАРТА

Энергетического оборудования

предприятие								
цех, отдел								
Наименование оборудования	Тип, модель, завод-изготовитель или фирма	Основная характеристика оборудования		Шифр	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию	Местонахождение , цех, участок	
		масса, т	мощн., кВт, Гкал/ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	
Сведения о проведенных ремонтных работах оборудования								
Дата ремонта	Вид ремонта	Трудоемкость ремонта		Простой в часах		№ документа приемки из ремонта	Ответственный исполнитель	Подпись инспектора
		плановая , чел.-ч	фактическая, чел.-ч	по плану	фактически			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению контрольной работы

по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем»

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль): Цифровые технологии в электроэнергетике

Ставрополь
2026

Методические указания по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем» содержат задания для студентов, необходимые для организации самостоятельной работы.

Проработка предложенных заданий позволит студентам приобрести необходимые знания в области эксплуатации ЭЭС.

Предназначены для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника очной и заочной формы обучения.

Содержание

Введение	4
1 Цель, задачи и реализуемые компетенции	4
2 Формулировка задания и его объем	9
3 Общие требования к написанию и оформлению работы	11
4 Рекомендации по выполнению задания	12
5 План-график выполнения задания	12
6 Критерии оценивания работы	12
7 Порядок защиты работы	13
8 Список рекомендуемой литературы	13

Введение

1. Цель освоения дисциплины

Цель освоения дисциплины заключается в формировании у бакалавров набора профессиональных компетенций по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и а также получение студентами необходимых знаний и навыков в сфере эксплуатации ЭЭС, оценки технического состояние и остаточного ресурса оборудования, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС.

Задачи изучения дисциплины: систематизировать и уточнить понятийный аппарат в области эксплуатации, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС; обучить правилам технической эксплуатации электрических сетей и электрооборудования подстанций, ознакомить с средствами эксплуатационных испытаний и диагностики электроэнергетического и электротехнического оборудования; сформировать у студентов теоретические и практические навыки по технологии ремонтных работ, принципам и методам эксплуатации основных элементов ЭЭС и составлению заявок на оборудование и запасные части, подготовке технической документации на ремонт.

2 Формулировка задания и его объем

Целью выполнения контрольной работы является закрепление теоретических знаний по дисциплине и практическое применение навыков.

Выбор варианта контрольной работы: Для четного варианта рассматриваются силовые трансформаторы, для нечетного гидрогенераторы.

Контрольная работа выполняется в печатном варианте на листах формата А4 или в двенадцати листовой тетради в клетку разборчивым почерком в соответствии с методическими рекомендациями по оформлению контрольных работ.

Контрольная работа состоит из пояснительной записки не менее 20 стр. текста на листах формата А4, выполненных, как правило, с использованием ЭВМ и необходимых сопутствующих материалов (графики, диаграммы, схемы).

Вариант определяется по списку в журнале группы.

Задание 1. Провести оценку заданного технического состояния заданного оборудования

Порядок и правила оценки технического состояния.

Оценка ТС проводится для ЭО в целом и для основных узлов и конструктивных элементов. Основными показателями, получаемыми в результате оценки ТС, являются:

- Индекс технического состояния ЭО в целом;
- Индекс технического состояния ФУ.

Порядок оценки ТС согласно рисунку 1.1:



Рисунок 1.1 – Порядок оценки технического состояния энергетического объекта

- Анализ функционирования и возможных отказов ЭО;
 - Выявление основных ФУ, обеспечивающих их работу ЭО;
 - Выбор диагностических признаков и их контролируемых параметров подтверждающих диагностические признаки. Параметры могут быть объединены в группы по схожим признакам;
 - Выявление нормативных значений параметров для рассматриваемого оборудования;
 - Определение контролируемых параметров на основе данных полученных в ходе испытаний, мониторинга при эксплуатации, в процессе диагностирования при различных технических воздействиях или на основе заводских данных;
 - Расчет весовых коэффициентов функциональных узлов на основе
 - Проведение расчета индекса ТС ФУ и оборудования в целом. Этот расчет проводится в несколько этапов: оцениваются индекс ТС группы параметров, ФУ и наконец индекс ТС единицы оборудования.
- Индекс ТС оборудования может быть представлен величиной от 0 до 100 баллов, где 100 баллов – наилучший показатель состояния.
- Параметр ТС ФУ также имеет бальную шкалу. На его основе проводится расчет индекса ТС ФУ и ЭО в целом.
- Существует пять диапазонов значений параметров ТС от «4» до «0»:
- «Четыре» – наилучшая оценка, при которой у ЭО отсутствуют любые отклонения в его работе и выполняются функции ЭО в полном объеме;
 - «Три» – наблюдается ухудшение контролируемых параметров;
 - «Два» – параметры находятся на границе допустимых значений, появились отклонения от выполняемых функций;
 - «Единица» – выполняются функции ЭО не в полном объеме;
 - «Ноль» – наихудшая оценка, при которой ЭО не выполняет основные функции (не может в дальнейшем эксплуатироваться).
- Группа параметров ФУ ТС оценивается минимальным значением бальной оценки в данной группе.

Весовой коэффициент группы параметров изменяется от 0 до 1, и сумма всех весовых коэффициентов равна единице.

Весовые коэффициенты ФУ ЭО определяют значимость узлов при функционировании с точки зрения надежности и работоспособности и также имеют суммарный вес, равный единице.

Кроме количественной оценки есть еще и качественная оценка ТС, которая определяется в зависимости от индекса (рисунок 1.2).

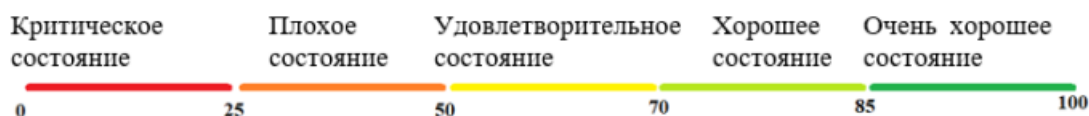


Рисунок 1.2 – Диапазоны индекса ТС

Результаты оценки технического состояния ЭО выстраиваются в порядке убывания индекса ТС в группах однотипного оборудования. Наименьший индекс ТС в группе ЭО определяет наибольшую необходимость технического воздействия.

Диапазоны индекса ТС (ИТС), представленные на рисунке 1.2, определяют необходимые виды технического воздействия и приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Виды технического воздействия для ЭО

Диапазон индекса ТС	Вид ТС	Вид технического воздействия
≤ 25	Критическое ТС	Изъятие из эксплуатации
$25 < ИТС \leq 50$	Неудовлетворительное ТС	Ремонт и техническое перевооружение
$50 < ИТС \leq 70$	Удовл. ТС	Постоянный контроль ТС
$70 < ИТС \leq 85$	Хорошее ТС	Плановая диагностика и контроль ТС
$85 < ИТС \leq 100$	Очень хор. ТС	Диагностирование

1.2 Определение показателей технического состояния трансформатора и гидрогенератора

“Вес” функциональных узлов рассматриваемого оборудования рассчитывается при помощи метода Саати [15].

В таблице 1.2 представлены обозначения ФУ ТР и ГГ.

Таблица 1.2 – Обозначения функциональных узлов ТР и ГГ

Вид ЭО	Наименование ФУ ЭО	Обозначение ФУ
1	2	3
ТР	Изоляционная система	ИС
	Магнитная система	МС
	Обмотки ТР	ОБМ
	Высоковольтный ввод	ВВ
	Система регулирования напряжения	СРН
	Вспомогательное оборудование	ВО
ГГ	Обмотка статора	ОС
	Активная сталь статора	СС
	Стальные конструкции ротора	СР
	Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора	ОР
	Подпятник и генераторный подшипник	ПП
	Дополнительное оборудование	ДО

В соответствии с методом Саати [15] составляется таблица парных сравнений для каждого вида оборудования, где количество строк и столбцов соответствует количеству основных ФУ ЭО. Цифры определяют важность узла перед другими узлами.

Затем на втором этапе элементы каждого столбца делятся на сумму элементов этого столбца. И наконец проводится сложение элементов каждой строки с последующим делением на число элементов этой строки. Полученный результат – это «вес» ФУ.

Пример расчета весовых коэффициентов по методике Саати для гидрогенератора:

ФУ ГГ	ДО	ОС	СС	СР	ОР	ПП
ДО	1	1/5	1/7	1/5	1/3	1/3
ОС	5	1	1/3	1	3	3
СС	7	3	1	3	5	5
СР	5	1	1/3	1	3	3
ОР	3	1/3	1/5	1/3	1	1
ПП	3	1/3	1/5	1/3	1	1

=>

ФУ ГГ	ДО	ОС	СС	СР	ОР	ПП
ДО	0,042	0,034	0,065	0,034	0,025	0,025
ОС	0,208	0,17	0,151	0,17	0,225	0,225
СС	0,292	0,511	0,453	0,511	0,375	0,375
СР	0,208	0,17	0,151	0,17	0,225	0,225
ОР	0,125	0,057	0,091	0,057	0,075	0,075
ПП	0,125	0,057	0,091	0,057	0,075	0,075

=>

ФУ ГГ	Вес ФУ
ДО	0,04
ОС	0,19
СС	0,42
СР	0,19
ОР	0,08
ПП	0,08

для расчета надежности в дальнейшем можно сократить количество ФУ за счет узла, имеющего наименьший весовой коэффициент. В нашем случае таким узлом является дополнительное оборудование.

Так как суммарный вес должен равняться единице, производится уточнение весовых коэффициентов при наличии пяти основных узлов ГГ, изменяя коэффициенты приоритетов согласно выше представленному примеру, и принимая за единицу узел подшипников.

ФУ ГГ	ПП	ОС	СС	СР	ОР
ПП	1	1/3	1/5	1/3	1
ОС	3	1	1/3	1	3
СС	5	3	1	3	5
СР	3	1	1/3	1	3
ОР	1	1/3	1/5	1/3	1

=>

ФУ ГГ	ПП	ОС	СС	СР	ОР
ПП	0,077	0,059	0,097	0,059	0,077
ОС	0,231	0,176	0,161	0,176	0,231
СС	0,385	0,529	0,484	0,529	0,385
СР	0,231	0,176	0,161	0,176	0,231
ОР	0,077	0,059	0,097	0,059	0,077

=>

ГГ	Вес ФУ
ПП	0,07
ОС	0,20
СС	0,46
СР	0,20
ОР	0,07

Аналогично, проводим расчет весовых коэффициентов узлов трансформатора в соответствии с данными табл. 3.2:

ФУ ТР	ВО	ИС	МС	ОБМ	ВВ	СРН
ВО	1	1/7	1/3	1/3	1/5	1
ИС	7	1	5	5	3	7
МС	3	1/5	1	1	1/3	3

=>

ОБМ	3	1/5	1	1	1/3	3
ВВ	5	1/3	3	3	1	5
СРН	1	1/7	1/3	1/3	1/5	1

ФУ ТР	ВО	ИС	МС	ОБМ	ВВ	СРН	=>	ФУ ТР	Вес ФУ
ВО	0,050	0,071	0,031	0,031	0,039	0,050		ВО	0,05
ИС	0,350	0,495	0,469	0,469	0,592	0,350		ИС	0,45
МС	0,150	0,099	0,094	0,094	0,066	0,150		МС	0,11
ОБМ	0,150	0,099	0,094	0,094	0,066	0,150		ОБМ	0,11
ВВ	0,250	0,165	0,281	0,281	0,198	0,250		ВВ	0,24
СРН	0,050	0,071	0,031	0,031	0,039	0,050		СРН	0,05

В этом случае можно упразднить два ФУ: ВО и СРН, так как они имеют наименьшие весовые коэффициенты.

Пересчитаем весовые коэффициенты оставшихся узлов с соблюдением их приоритетов.

ФУ ТР	ОБМ	ИС	ВВ	МС	
ОБМ	1	1/4	1/3	1	
ИС	4	1	2	4	=>
ВВ	3	1/2	1	3	
МС	1	1/4	1/3	1	

ФУ ТР	ОБМ	ИС	ВВ	МС		ФУ ТР	Вес ФУ
ОБМ	0,111	0,125	0,091	0,111		ОБМ	0,11
ИС	0,444	0,500	0,545	0,444	=>	ИС	0,48
ВВ	0,333	0,250	0,273	0,333		ВВ	0,30
МС	0,111	0,125	0,091	0,111		МС	0,11

Результаты проведенного расчета «весов» ФУ сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – «Вес» функциональных узлов ТР и ГГ

Вид ЭО	ФУ ЭО	"Вес" ФУ
ТР	ОБМ	0,11
	ИС	0,48
	ВВ	0,30
	МС	0,11
ГГ	ПП	0,07
	ОС	0,20
	СС	0,46
	СР	0,20
	ОР	0,07

Для расчета индекса ТС ЭО необходимо знать оценку состояния оборудования, которую может предоставить изготовитель; диагностический контроль; испытания и мониторинг в процессе эксплуатации.

Диагностическая оценка ФУ ЭО, умноженная на “вес” ФУ в оценке ЭО дает результат, который равен индексу ТС. Тогда, если говорить об оценке ТС ЭО в целом, необходимо сложить произведения, соответствующие всем узлам ЭО.

Оценка состояния функциональных узлов и расчет индекса ТС ТР, представленных в табл. 1.4, проводится на основании экспериментальных данных, полученных с помощью различных способов диагностики [7].

Таблица 1.4 – Расчет индекса ТС для трансформатора

Название ЭО	Название ФУ	Оценка ФУ	"Вес" ФУ ЭО	Оценка ЭО (индекс ТС)
ТР	ОБМ	85	0,11	$0,11 \times 85 + 0,48 \times 25 + 0,3 \times 78 + 0,11 \times 90 = 54,65$
	ИС	25	0,48	
	ВВ	78	0,30	
	МС	90	0,11	

Из расчетов следует, что в соответствии с индексом ТС (рисунок 1.2), состояние трансформатора считается удовлетворительным, так как этот индекс лежит в диапазоне значений от 50 до 70. Также для данного оборудования, в соответствии с таблицей 1.1, необходимо провести ряд мероприятий, направленных на усиление контроля ТС данного трансформатора, например, капитальный ремонт ЭО или его реконструкцию.

Аналогично проводится расчет индекса ТС ГГ при заданных оценках ФУ (таблица 1.5). Полученный в таблице 1.5 результат соответствует хорошему состоянию ГГ при постоянном диагностировании и профилактике работы подпятников и подшипников.

Чем хуже состояние ЭО и его функциональных узлов, тем ниже оценка ФУ и ЭО в целом. Например, если бы оценка всех ФУ отдельно равнялась бы 100 баллам, то оценка технического состояния ЭО составляла бы также 100 баллов.

Таблица 1.5 – Расчет индекса ТС для гидрогенератора

Название ЭО	Название ФУ	Оценка ФУ	«Вес» ФУ ЭО	Оценка ЭО (индекс ТС)
ГГ	ПП	50	0,07	$0,07 \times 50 + 0,20 \times 80 + 0,46 \times 85 + 0,20 \times 90 + 0,07 \times 80 = 82,2$
	ОС	80	0,20	
	СС	85	0,46	
	СР	90	0,20	
	ОР	80	0,07	

При одинаковом техническом состоянии всех узлов (в соответствии с данными контроля и диагностики) наибольший вклад в индекс технического состояния внесет узел с наибольшим «весом». Например, у трансформатора это будет узел – «изоляционная система», а у гидрогенератора – «активная сталь статора».

Задание 2. Изучение способов сушки изоляции обмоток трансформаторов

2.1 Цель работы: 1) изучить способы сушки трансформаторов; 2) научить производить сушку методом потерь в стали.

2.2 Краткие теоретические сведения

Вопрос о необходимости сушки трансформаторов перед включением решается по комплексу параметров: состоянию масла; сопротивлению изоляции обмоток R_{60}/R_{15} коэффициенту абсорбции тангенсу угла диэлектрических потерь обмоток $\tan \delta$; приращению ΔC ; состоянию индикаторного силикагеля: соотношению C_2/C_{50} .

Различают следующие виды сушки: контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка. Все виды сушки преследуют одну цель – привести изоляцию трансформатора в состояние, отвечающее требованиям и нормам.

Бумажно-масляная изоляция в трансформаторах рассчитана на надежную работу лишь при условии ее высоких изоляционных свойств – сопротивления, электрической прочности, емкости и малых диэлектрических потерь. Эти факторы прежде всего зависят от степени увлажненности изоляции.

Благодаря своей капиллярной структуре бумажная изоляция весьма гигроскопична. Немного менее гигроскопично трансформаторное масло. Поэтому, находясь на воздухе, активная часть, даже пропитанная маслом, увлажняется. Кроме того, у старых трансформаторов без воздухоосушителей изоляция увлажняется и в процессе длительной эксплуатации. Даже изоляция вновь изготовленных обмоток имеет повышенную влажность.

Термодинамический процесс сушки заключается в том, что изоляция нагревается и влага перемещается из ее внутренних пор к поверхности, а затем в окружающую среду. Чем выше температура нагрева изоляции, тем больше разница между парциальными давлениями в соседних слоях изоляции и тем интенсивнее сушка, поэтому изоляцию нагревают до температуры 100–105 °С. В то же время эффективно снижать давление в окружающем пространстве, т. е. создавать вакуум.

Контрольный прогрев трансформаторов производится в одном из следующих случаев:

- характеристики изоляции не соответствуют нормам; продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок, но не более 7 месяцев;
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем вдвое;
- при наличии признаков увлажнения масла или при значениях ДСС (для трансформаторов, транспортируемых без масла), превышающих нормы

Контрольная подсушка производится в следующих случаях:

- характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам;
- наличие признаков увлажнения масла или нарушение герметичности.

Сушка производится в следующих случаях:

- на активной части или в баке обнаружены следы воды; трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года;
- индикаторный силикагель увлажнен, потерял голубой цвет; пребывание, активной части на воздухе вдвое и более превышает установленное время;
- характеристики изоляции трансформатора после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Сушка активной части может производиться следующими способами: в вакуум-сушильных шкафах или печах, в сушильных шкафах или печах без вакуума, в собственном баке вихревыми токами (индукционный способ), в собственном баке токами короткого замыкания, в собственном баке постоянным током, в собственном баке токами нулевой последовательности, в собственном баке сухим горячим маслом, в камере или в собственном баке сухим, горячим воздухом от тепловоздуховки. Каждым из этих способов можно добиться высококачественной сушки активной части. Однако затраты на оборудование, непосредственные энергетические затраты на нагревание, отвод излишков теплоты, циркуляцию и другое будут неодинаковы. Поэтому для каждого вида сушки применяют свои методы.

Контрольный прогрев производят с маслом без вакуума методами постоянного тока, короткого замыкания, индукционным, а также методом циркуляции нагретого масла. Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75°С и быть не более чем на 15°С выше паспортной при прогреве индукционным методом и методом циркуляции и не более чем на 5°С выше паспортной при прогреве методом постоянного тока или методом короткого замыкания.

Контрольный прогрев заканчивается при температуре верхних слоев масла, превышающей на 5°C температуру, до которой производят прогрев.

Контрольный прогрев методами постоянного тока и короткого замыкания запрещается проводить до получения положительных результатов следующих измерений: данных холостого хода при пониженном напряжении; сопротивления обмоток постоянному току и коэффициента трансформации при выбранном положении переключателей; сопротивления изоляции обмоток, а также в случае обнаружения каких-либо дефектов активной части.

Сушка методом постоянного тока. Для прогрева трансформатора постоянным током необходимо пропускать через его обмотки (обычно используют обмотки ВН и СН) ток, близкий к номинальному. Для равномерного прогрева желательно обеспечить последовательное или параллельное соединение всех трех фаз обмоток. Иногда применяют схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно.

Напряжение, подводимое для прогрева к трансформатору, в зависимости от схемы соединения его обмоток составит. В:

$$U_{np} = I_{\max} \cdot R_{\phi} \cdot k$$

– при параллельном соединении всех трехфазных обмоток;

$$U_{np} = 2 \cdot I_{\max} \cdot R_{\phi} \cdot k$$

– при двух фазах, соединенных параллельно и включенных последовательно с третьей;

$$U_{np} = 3 \cdot I_{\max} \cdot R_{\phi} \cdot k$$

– при двух крайних фазах, включенных последовательно;

– при трех фазах, включенных параллельно.

где $I_{\max}$ – максимальный фазный ток прогреваемой обмотки, А;

R_{ϕ} – сопротивление фазы обмотки при 15°C. Ом; $k = 0.8-0.9$ коэффициент, учитывающий изменения сопротивления R_{ϕ} при нагреве.

В начале прогрева до достижения температуры верхних слоев масла 40°C допускается прогрев током, равным 1,2 номинального. В процессе прогрева термосигнализаторами контролируется температура верхних слоев масла. Температуру прогреваемой обмотки определяют по ее омическому сопротивлению R_r (которое измеряют в процессе прогрева) с помощью соотношения

$$t_r = \frac{R_r}{R_x} \cdot (235 + t_x) - 235,$$

где R_x и t_x – сопротивление и температура обмотки, указанные в паспорте трансформатора.

Время нагрева составляет не менее 10 ч, считая с момента включения трансформатора.

Сушка методом короткого замыкания. Для сушки токами короткого замыкания одну из обмоток замыкают накоротко, а на другую подают напряжение короткого замыкания, определяемое по пас. портным данным трансформатора.

Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при этом методе прогрева приведены на рисунке 2.1.

Мощность для прогрева P_{np} , трехфазных трансформаторов определяется формулами, кВт:

– при потерях короткого замыкания ($P_{кз}$) менее 500 кВт и температуре обмоток 75°C:

$$P_{np} = \frac{1}{3} \cdot P_{кз}, \text{ где } P_{кз} = 500 \text{ кВт};$$

– при $P_{кз} > 500$ кВт мощность определяется по формуле: $P_{пр} = 0,49 \cdot P_{кз}$

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, равны и неравны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то ток прогрева (А) определяют по формуле:

$$I_{пр} = I_{ном} \cdot \sqrt{\frac{P_{пр}}{P_{кз}}}$$

где $I_{ном}$ – номинальный линейный ток питаемой обмотки, А.

Если мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности, то ток прогрева А определяют по формуле:

$$I_{пр} = I_{ном} \cdot \sqrt{\frac{P_{пр}}{P_{кз}} \cdot \frac{P_{2ном}}{P_{1ном}}}$$

где $P_{1ном}$ – номинальная мощность (большая) питаемой обмотки, кВт;

$P_{2ном}$ – номинальная мощность (меньшая) обмотки, замкнутой накоротко, кВт.

При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{пр} \leq 0,7 \cdot I_{ном}$$

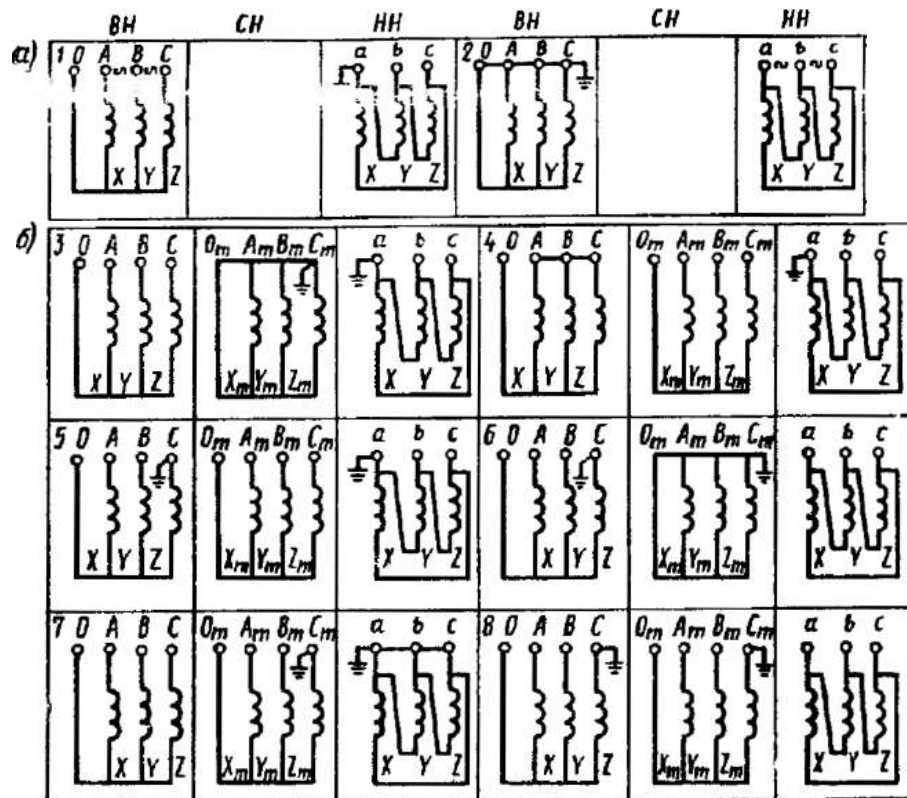


Рисунок 2.1– Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при сушке методом КЗ

Напряжение прогрева трансформатора, когда мощности обмоток равны и не равны, а питание подается на обмотку большей мощности, определяют по формуле:

$$U_{пр} = \frac{U_k \cdot U_{ном}}{100} \cdot \frac{I_{пр}}{I_{ном}}$$

где U_k – напряжение к.з. (%) пары обмоток, участвующих в прогреве;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение питаемой обмотки, кВ.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то напряжение прогрева определяют по формуле:

$$U_{np} = \frac{U_k \cdot U_{ном}}{100} \cdot \frac{I_{np}}{I_{ном}} \cdot \frac{P_{2ном}}{P_{1ном}}$$

Прогрев методом короткого замыкания (как и прогрев, постоянным током) запрещается производить в случае обнаружения неисправностей, указанных выше.

Сушка методом циркуляции нагретого масла. Этот метод допускается использовать для сушки активной части трансформатора без демонтажа на месте его установки и отсоединения от сети только с отключением.

Бак трансформатора соединяют двумя маслопроводами (всасывающим и нагнетающим) с системой принудительной циркуляции масла. В систему включают маслонагреватель, фильтры и масляный насос. Схема сушки может быть и незамкнутой, когда увлажнившееся масло, поглотившее из изоляций влагу, больше не используют, а заменяют постепенно сухим горячим маслом до полного высыхания изоляции.

При незамкнутой схеме качество сушки выше, но требуется большое количество масла (примерно десятикратное от количества масла в баке).

При замкнутой схеме масло не успевает, как следует, просушиваться и попадает в бак трансформатора не таким гигроскопичным, как свежее, поэтому сушка продолжается дольше.

Существует также опасность, что масло в замкнутой системе придет в полную негодность, его остатки попадут в каналы обмотки магнитопровода и будут способствовать быстрому ухудшению вновь залитого свежего масла. Этот способ сушки особо пожароопасен и рекомендуется к применению лишь в исключительных случаях, когда возможность применения других методов сушки отсутствует.

Контрольная подсушка. Она отличается от контрольного прогрева тем, что она производится с применением вакуума 46,5 кПа (350 мм рт. ст.) при температуре верхних слоев масла, равной 80°C. Контрольная подсушка производится в том случае, если в результате контрольного прогрева характеристики изоляции не соответствуют нормам.

В процессе контрольной подсушки через каждые 12 ч производят циркуляцию масла через трансформатор в течение 4 ч. Подсушку прекращают, когда характеристики изоляции приходят в соответствие с нормами, но не ранее чем через 36 ч после того, как температура верхних слоев масла достигла 80°C для трансформаторов мощностью до 80 МВ·А.

Схема контрольной подсушки приведена на рисунке 2.2.

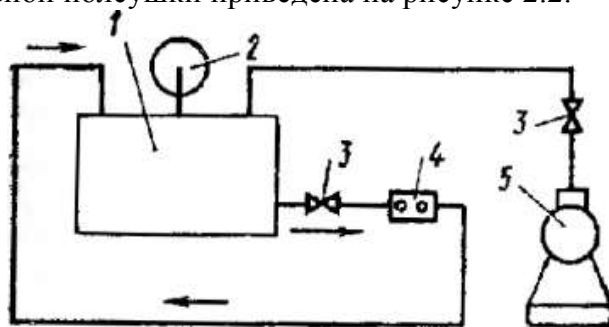


Рисунок 2.2 – Схема контрольной подсушки

Если в результате контрольной подсушки трансформатора в масле характеристики изоляции не будут соответствовать нормам, то трансформатор подлежит сушке.

2.3 Сушка трансформаторов

Сушка активной части при наличии стационарных сушильных печей, которые имеются на всех крупных электроремонтных предприятиях, может производиться как вакуумным, так и безвакуумным методами. При отсутствии печей сушку производят методом индукционных потерь в стали бака.

Сушка вакуумным методом осуществляется в вакуум-сушильных шкафах и обеспечивает быструю и высококачественную сушку с небольшими энергетическими затратами. Наиболее экономичным является паровой обогрев, менее экономичен электрообогрев. Вакуум-сушильная печь для сутки трансформаторов I–II габаритов показана на рисунке 5.3. Применяются печи как с верхней, так и с боковой загрузкой с герметично закрывающимися дверями.

Активную часть трансформатора загружают в печь. Предварительно для контроля сушки концы обмоток соединяют между собой проводником и выводят наружу через проходной изолятор. Сушку начинают с прогрева при вакууме 80–85 кПа, постепенно увеличивая температуру до 95–105° С. Прогрев трансформаторов мощностью до 100 кВ·А длится в течение 3 ч, а большей мощностью – 5 ч. По окончании прогрева вакуум равномерно повышают и в течение 15 мин устанавливают остаточное давление около 40 кПа, которое выдерживают 1 ч. Затем в течение 15 мин вакуум повышают до максимально возможного и сушку производят до конца.

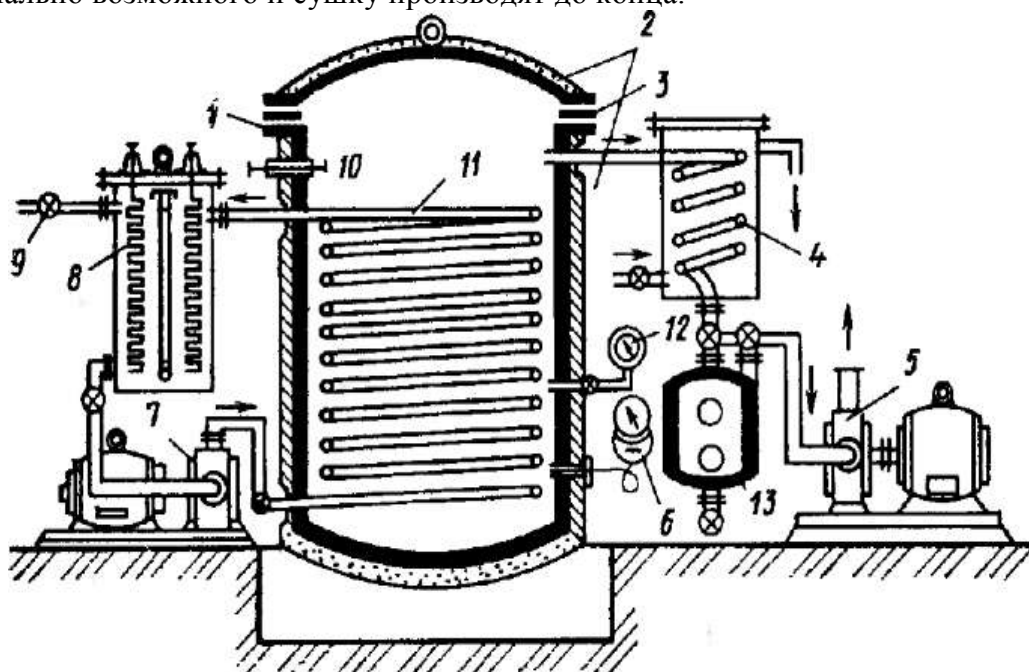


Рисунок 2.3 – Вакуум-сушильная печь для сушки активных частей трансформаторов

В процессе сушки влагу из колонки конденсатора отбирают каждый час, ее количество и значение сопротивления изоляции записывают в журнал сушки. Когда в течение 3 ч подряд (потрем измерениям) выделения влаги из колонки не будет, а показания мегаомметра будут соответствовать нормам, обогрев отключают (закрывают пар), останавливают вакуум-насосы, вакуум постепенно снимают краном для впуска воздуха, печь разгерметизируют.

Очень эффективным с точки зрения дальнейшей эксплуатации является непосредственная заливка активной части маслом в печи. В этом случае мало заполняет поры изоляции, которые прежде были заняты влагой.

Продолжительность вакуумной сушки зависит от степени увлажненности изоляции обмоток, емкости печи, мощности вакуумных насосов и герметичности уплотнений. Она должна продолжаться не менее 14 ч. Характерный график вакуумной сушки представлен на рисунке 2.1.

Достоинствами вакуумной сушки являются быстрота, высокое качество и стабильная технология, а недостатками – необходимость постоянно поддерживать в исправном состоянии сложное и дорогостоящее оборудование и в связи с этим высокие эксплуатационные расходы (в сушильном отделении должно быть организовано круглосуточное дежурство); необходимость поддержания очень глубокого вакуума, который трудно поддерживать, так как уплотнения печи изнашиваются быстро, а замена их сложна и дорога.

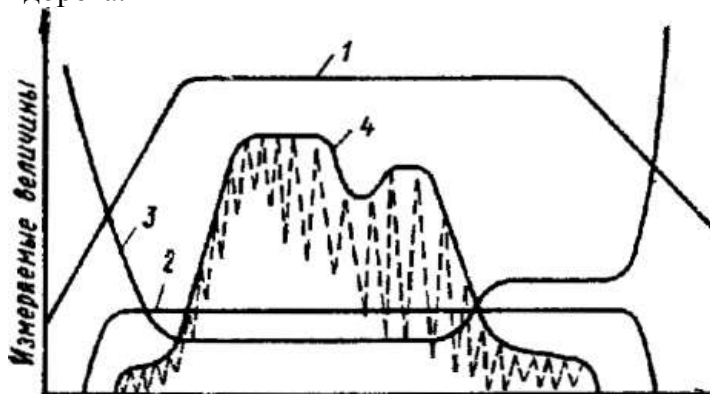


Рисунок 2.4 – Кривые сушки изоляции обмоток трансформатора

Безвакуумная сушка осуществляется в стационарных тупиковых печах с электрическим, паровым, индукционным или калориферным подогревом. Активную часть трансформатора загружают на тележку, вкатывают в печь, печь закрывают и включают обогрев. Сушка ведется естественно дольше, чем в вакуумной печи.

Измеряют сопротивление изоляции на трех изоляционных участках: обмотки ВН по отношению к обмоткам НН, присоединенным к корпусу; обмотки НН по отношению к обмоткам ВН, присоединенным к корпусу; соединенных между собой обмоток ВН и НН по отношению к корпусу. Для возможных замеров все выводные концы обмоток ВН соединяют между собой, концы обмоток НН также соединяют между собой. От этих соединений, а также от ярмовых балок (корпуса) выводят наружу провода.

При безвакуумном методе сушки не требуются уплотнения, а используются электрическая и тепловая изоляция выводных проводов от горячих металлических частей печи. Контроль температуры в кечи осуществляется термопарами *или* другими термодатчиками. Для ускорения процесса сушки ближе к ее окончанию рекомендуется проводить одну-две 20-минутные продувки печи теплым или окружающим сухим воздухом для удаления скопившихся в ней паров. При калориферном обогреве печей этого не требуется, так как в печи воздух постоянно циркулирует.

Сушка активной части в баке токами нулевой последовательности. Этот метод заключается в том, что к одной из обмоток трехфазного трансформатора подводят пониженное однофазное переменное напряжение U и обмотки соединяют так, чтобы возбуждаемые в стержнях магнитные потоки имели одинаковые значения и направлены во всех стержнях. Замыкаясь через воздух, металлические детали и бак, они вызывают в них потери от вихревых токов, чем и создается нагрев.

При этом способе сушки, как и при индукционном, теплота идет от металлических частей через бумажную изоляцию к проводам, поэтому способ неэкономичен.

Для трансформаторов I–II габаритов со схемой соединения «звезда – звезда» и номинальными напряжениями 6300–230 В напряжение (U), подводимое к обмотке НН

$$U = \frac{200}{\sqrt{S_{ном}}}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Необходимость подбора напряжения при других схемах соединения обмоток опытным путем, а также необходимость распайки обмоток при соединении одной из обмоток в треугольник или зигзаг – серьезные недостатки метода. Поэтому область применения его крайне ограничена.

Сушка методом индукционных потерь в стали бака - самый распространенный способ сушки активных частей трансформаторов.

Бак трансформатора утепляют, обматывают намагничивающей обмоткой. Она может быть однофазной (что вполне достаточно для трансформаторов I-II габаритов) или трехфазной. К обмотке подключают источник переменного тока от силовой сборки 220 или 380/220 В через двух- или трехполюсной автомат или рубильник.

При прохождении тока по обмотке в стальных стенках бака возбуждается магнитный поток, который, замыкаясь по периметру бака, вызывает в нем вихревые токи, нагревающие бак. Теплота от бака передается активной части.

Предварительными расчетами по эмпирическим формулам определяют количество витков намагничивающей обмотки, а при сушке в зависимости от фактической температуры изменяют количество витков. Для этого намагничивающая обмотка может быть выполнена с одним-двумя регулировочными ответвлениями (рисунок 2.5).

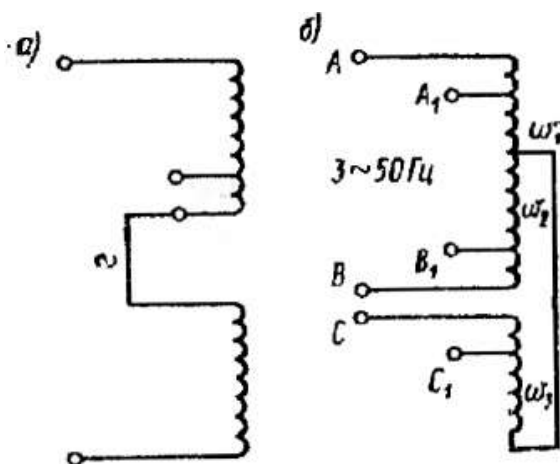


Рисунок 2.5 – Схема намагничивающей обмотки:

Сушку активной части можно производить как с маслом, так и без масла, и в зависимости от этого механизм сушки действует по-разному. Масло является теплоносителем и одновременно гигроскопичной средой, отбирающей влагу из изоляции. В масле целесообразно сушить активную часть с промасленными обмотками, т.е. при ремонте без замены обмоток. Новые обмотки сушат без масла.

Для ускорения сушки предусматривают принудительную циркуляцию воздуха в полости бака, для чего на одном из отверстий в крышке бака устанавливают вытяжной вентилятор, включаемый периодически.

Температуру изоляции на разных высотах обмоток, верхнего и нижнего ярма, стенки бака и воздуха в верхней части бака контролируют термopаpами. Температура изоляции поддерживается в пределах 95–105°С, а стенок бака в пределах 110–130°С.

В начале сушки, после того как температура обмоток достигнет 85–100°С, в баке создают вакуум 200 мм рт. ст. (27 кПа) для удаления паров из бака. В дальнейшем вакуум уменьшают и к окончанию сушки доводят до предельно допустимого для данной конструкции. Обычный диапазон рабочего вакуума 40–50 кПа.

В процессе сушки измеряют температуры и сопротивления изоляции. В начале сушки измерения проводят каждые 4 ч, а к окончанию сушки – каждый час. Параметры записывают в журнал сушки.

Сушка заканчивается, когда установившееся значение сопротивления изоляции, соответствующее нормам, продолжает оставаться неизменным в течение 6 ч. После

этого отключают индукционную обмотку, дают остыть активной части до 60–70°C, уплотняют все отверстия нижней части бака, и заливают активную часть в баке сухим трансформаторным маслом.

Расчет параметров индукционной обмотки ведут следующим образом. Мощность индукционной обмотки нагрева, кВт

$$P_{об} = \Delta p \cdot l \cdot h$$

где Δp – удельный расход мощности, кВт/м², определяемый таблицами 5.1;

l – периметр бака, м; h – высота бака, м.

Число витков намагничивающей обмотки при питании однофазным током частотой 50 Гц

$$\omega = A \cdot U \cdot l$$

где A – коэффициент, зависящий от удельного расхода мощности, определяемый по таблице 2.1;

U – напряжение питания обмотки намагничивания;

l – периметр бака трансформатора, м.

Таблица 2.1 – Удельный расход мощности для прогрева трансформатора

Периметр бака трансформатора, м	Удельный расход мощности Δp , кВт/м ²
До 10	До 1,9
От 10 до 15	От 2 до 2,8
От 16 до 20	От 2,9 до 3,6
От 21 до 26	От 3,7 до 4

Ток в обмотке, А

$$I = \frac{P_{об} \cdot 10^3}{U \cdot \cos \varphi}$$

где $P_{об}$ – мощность обмотки нагрева бака, кВт; U – напряжение питания, В; $\cos \varphi$ выбирают равным 0,5 – 0,2.

Сечение провода намагничивающей обмотки, мм²,

$$S = \frac{I}{j}$$

где I – ток в обмотке, А; j – допустимая плотность тока, А / мм²

для медных неизолированных проводов $j = 6$ А / мм²,

для изолированных проводов $j = 3 - 3,5$ А / мм²;

для алюминиевых неизолированных проводов $j = 5$ А / мм²;

для изолированных $j = 2,4 - 2,5$ А/мм².

2.4 Методические указания

Герметичность бака проверяют созданием в нем вакуума 350 мм рт. ст. (47 кПа) и поддержанием его в течение 1 ч. Если натекание за 1 ч не превышает 20 мм рт. ст. (2,7 кПа), бак считают герметичным.

Утепление бака производят асбестовым полотном в 2–3 слоя в зависимости от толщины полотна. Толщина теплоизоляции стенок должна быть 10–15 мм, а крышки бака 15–20 мм. Намотка витков однофазной обмотки ведется в одну сторону, причем неравномерно: к середине обмотка наматывается реже, а к дну бака и к крышке шаг намотки уменьшается. В нижней части бака накладывается 50–60 % намагничивающей обмотки.

Внутренняя часть бака должна быть насухо вытерта. Зажим для заземления соединяют перемычкой к заземляющему контуру.

2.5 Порядок выполнения работы

1. Рассчитать сечение и количество витков намагничивающей обмотки и произвести намотку на утепленный бак.
2. Решить индивидуальные задачи согласно своему варианту.
3. Составить отчет по работе.

Таблица 2.2 – Данные для задачи № 1

№ варианта	$S_{ном}$, кВ·А	h , м	l , м	$\cos\varphi$	Δp , кВт/м ²	j , А/мм ²	A
1	40	1	2	0,5	0,85	5	2,18
2	63	1,5	3	0,52	0,95	5	2,07
3	25	0,75	1,5	0,53	1,05	5	1,97
4	40	1	2	0,54	1,15	5	1,88
5	63	1,5	3	0,55	1,25	5	1,81
6	40	1	2	0,56	1,4	5	1,74
7	25	0,75	1,5	0,57	1,5	5	1,68
8	63	1,5	3	0,58	1,7	5	1,62
9	25	0,75	1,5	0,59	2	5	1,54
10	40	1	2	0,51	2,2	5	1,49
11	63	1,5	3	0,6	2,5	5	1,42

2.6 Контрольные вопросы

1. В чем сущность процесса сушки?
2. Какие виды сушки применяют и в каких случаях?
3. В чем сущность различных методов сушки, их достоинства и недостатки.
4. В каких случаях запрещается производить контрольный прогрев методами постоянного тока и короткого замыкания?

3 Общие требования к написанию и оформлению работы

Рекомендуется следующая структура работы:

1. Титульный лист.
2. Основная часть: выполнение заданий.
3. Список использованной литературы.

Основную часть контрольной работы составляет выполнение заданий согласно своего варианта. В этом разделе приводятся условия заданий и их решение с необходимыми пояснениями.

Список использованной литературы должен быть оформлен согласно ГОСТ 3.1 – 2003.

В конце работы должен быть приведен список использованной литературы. При использовании источников INTERNET обязательно должна

быть ссылка на используемые сайты.

4 Рекомендации по выполнению задания

Студент для выполнения контрольной работы обязан:

- получить задание;
- выполнить полученное задание;
- написать контрольную работу в соответствии с предъявляемыми требованиями;
- защитить ее в установленные сроки.

Учебно-методическое обеспечение контрольной работы осуществляется выпускающей кафедрой. Ответственный преподаватель проводит консультации студентов по возникающим вопросам согласно графику консультаций, проверяет выполнение работы.

5 План-график выполнения задания

Календарный план выполнения контрольной работы следующий:

1. Выдача задания – 2 неделя.
2. Решение задач – 3-10 недели.
3. Оформление контрольной работы – 11 неделя.
1. Сдача на проверку – 12 неделя.
5. Доработка контрольной работы – 13 неделя.
2. Защита контрольной работы – 16 неделя.

6 Критерии оценивания работы

Оценивается контрольная работа дифференцированно. При оценке контрольной работы учитываются: содержание работы, правильность выполнения заданий.

Оценка «отлично» выставляется студенту, если он глубоко и прочно усвоил программный материал, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно его излагает, умеет тесно увязывать теорию с практикой,

свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе материал монографической литературы, правильно обосновывает принятое решение, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если он твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если он имеет знания базового уровня, но не усвоил его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, нарушения логической последовательности в изложении программного материала, испытывает затруднения при выполнении практических работ.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы.

7 Порядок защиты работы

Контрольная работа представляется к защите после проверки преподавателем и устранения студентом обнаруженных ошибок и недостатков.

8 Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей : Учебник / Короткевич М. А. – Минск : Вышэйшая школа, 2011. – 351 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-985-06-2397-3
2. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. –

Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2003. – 98 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.

3. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва : ФОРУМ, 2013. – 287 с. : ил., табл. ; 22 см. – Библиогр.: с. 282-283. – ISBN 978-5-91134-797-0. – ISBN 978-5-16-009088-7

Дополнительная литература:

1. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин Электронный ресурс : Конспект лекций / Е. В. Попов. – Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2003. – 98 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397

2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-5-7782-2262-5

3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 592с. : ил. – Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-582. – ISBN 5-283-01012-0

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;

2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".

3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.

1. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.

5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники.
Информационно – справочное издание.

2. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).

3. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.

4. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

5. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.

10. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО
ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ**

«Эксплуатация электроэнергетических систем»

Ставрополь,
2026

Настоящие методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Настоящие методические указания разработаны в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования, рабочим учебным планом и рабочей программой дисциплины «Эксплуатация ЭЭС».

В настоящем учебном пособии приведены методика и порядок проведения самостоятельной работы студентов по дисциплине «Эксплуатация электрических сетей». Оно содержит план-график выполнения самостоятельной работы, контрольные точки и виды отчетности по ним. Приведены рекомендации по организации работы с литературой, методические указания по видам работ, предусмотренных рабочей программой дисциплины, и список рекомендуемой литературы. Учебно-методическое пособие составлено в соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования и программой дисциплины «Эксплуатация ЭЭС» и предназначено для студентов очной и заочной формы обучения направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины

План-график выполнения самостоятельной работы

Контрольные точки и виды отчетности по ним

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Методические указания по подготовке к семинарским (практическим) занятиям

Методические указания по подготовке к экзамену (зачету)

Список рекомендуемой литературы

Введение

Самостоятельная работа является внеаудиторной и предназначена для самостоятельного изучения определенных тем дисциплины по материалам, рекомендованным преподавателем, а также в порядке подготовки к практическим занятиям.

Для достижения этой цели в процессе изучения дисциплины решаются следующие задачи: ознакомление студентов с нормативно-правовой базой в области эксплуатации электрических сетей; ознакомление с физическими процессами, возникающими в процессе эксплуатации электрооборудования электрических сетей номинальным напряжением 35 кВ и выше; изучение методов оценки состояния электрооборудования; изучение принципов организации технического обслуживания и ремонта электрооборудования; ознакомление с правилами выполнения переключений в электрических сетях номинальным напряжением 35 кВ и выше.

Содержание внеаудиторной самостоятельной работы определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной программы учебной дисциплины.

Перед выполнением студентами внеаудиторной самостоятельной работы преподаватель проводит инструктаж по выполнению задания, который включает цель задания, его содержание, сроки выполнения, ориентировочный объем работы, основные требования к результатам работы, критерии оценки. В процессе инструктажа преподаватель предупреждает студентов о возможных типичных ошибках, встречающихся при выполнении задания. Инструктаж проводится преподавателем за счет объема времени, отведенного на изучение дисциплины.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности уровня умений обучающихся.

В процессе изучения дисциплины студент должен выполнить контрольную работу.

Контрольная работа формируется из многовариантных заданий по темам дисциплины.

Целью выполнения контрольной работы является закрепление теоретических знаний по дисциплине, практическое применение знаний.

Варианты задания выдаются индивидуально.

Перед решением, необходимо изучить теоретический материал по заданной теме.

Целями выполнения контрольной работы является получение практических навыков, необходимых для решения изучаемых задач.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ДИСЦИПЛИНЫ

Основная задача высшего образования заключается в формировании творческой личности специалиста, способного к саморазвитию, самообразованию, инновационной деятельности. Решение этой задачи вряд ли возможно только путем передачи знаний в готовом виде от преподавателя к студенту. Для решения этой задачи в учебные планы всех специальностей включена самостоятельная работа, составляющая 50% учебного времени студента.

В широком смысле под самостоятельной работой студентов следует понимать совокупность всей самостоятельной деятельности студентов как в учебной аудитории, так и вне ее, в контакте с преподавателем и в его отсутствие.

В учебном процессе выделяют два вида самостоятельной работы:

- аудиторная;
- внеаудиторная.

Аудиторная самостоятельная работа по дисциплине выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданию.

Внеаудиторная самостоятельная работа выполняется студентом по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

Содержание внеаудиторной самостоятельной определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной и рабочей программ учебной дисциплины. Видами заданий для внеаудиторной самостоятельной работы являются:

- для овладения знаниями: чтение текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы), составление плана текста, графическое изображение структуры текста, конспектирование текста, выписки из текста, работа со словарями и справочниками, ознакомление с нормативными документами, учебно-исследовательская работа, использование аудио- и видеозаписей, компьютерной техники и Интернета и др.

- для закрепления и систематизации знаний: работа с конспектом лекции, обработка текста, повторная работа над учебным материалом (учебника, первоисточника, дополнительной литературы, аудио и видеозаписей, составление плана, составление таблиц для систематизации учебного материала, ответ на контрольные вопросы, заполнение рабочей тетради, аналитическая обработка текста (аннотирование, рецензирование, реферирование, конспект-анализ и др), подготовка мультимедиа сообщений/докладов к выступлению на семинаре (конференции), подготовка реферата, составление библиографии, тематических кроссвордов, тестирование и др.

- для формирования умений: решение задач и упражнений по образцу, решение вариативных задач, выполнение чертежей, схем, выполнение расчетов (графических работ), решение ситуационных (профессиональных) задач, подготовка к деловым играм, проектирование и моделирование разных

видов и компонентов профессиональной деятельности, опытно экспериментальная работа, рефлексивный анализ профессиональных умений с использованием аудио- и видеотехники и др.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности, уровня умений студентов. Контроль результатов внеаудиторной самостоятельной работы студентов может осуществляться в пределах времени, отведенного на обязательные учебные занятия по дисциплине и внеаудиторную самостоятельную работу студентов по дисциплине, может проходить в письменной, устной или смешанной форме.

Следует с первых дней обучения в вузе приучать себя к целесообразному распределению занятий по месяцам и неделям семестра. При этом очень важна равномерная работа как основное условие успешных занятий в вузе.

Высшей ступенью обучения является приобретение навыков самостоятельной творческой работы, а творческому применению знаний нужно учиться параллельно с их приобретением.

Задачами самостоятельной работы студентов по дисциплине «Эксплуатация электрических сетей» являются:

- формирования готовности студентов к поиску, обработке и применению информации для решения профессиональных задач;
- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- развитие познавательных способностей и активности студентов, творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- выработка навыков эффективной самостоятельной профессиональной деятельности;
- изучение теоретических положений и получение практических навыков по оформлению оперативной документации.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Большая часть самостоятельной работы студента состоит в **изучении литературы**. Одна из задач студента – научиться самостоятельно работать с книгой, а это требует определенных затрат энергии и времени. Поэтому надо научиться делать эту работу рационально, то есть необходимо учиться читать.

Как работать с учебной и научной книгой

Методы эффективной работы с книгой в целях развития интеллекта можно условно разделить на две группы:

1. Правильная организация процесса чтения
2. Повышение скорости чтения и восприятия.

В комплексе оба метода могут в 2-3 раза сократить время прочтения различных материалов.

При чтении текста мозг формирует «свою трактовку содержания» прочитанного. Происходит перекодирование сообщения на языке собственных мыслей читателя. Мозг выделяет «ядерное», сущностное значение из текста. Эффективность такой перекодировки зависит от осмысления и внимательности чтения.

Как показали эксперименты, знание и умелое применение некоторых упражнений дают возможность извлекать «ядерное» значение в тексте быстро и надежно. Эти упражнения основаны на использовании дифференциального алгоритма чтения. Центральное место в этом алгоритме занимает «блок доминанта». Это слово в переводе с латинского языка означает «господствующий, основной, главный». Что же такое доминанта применительно к тексту?

Доминанта – главная смысловая часть текста. Она выражается своими словами, на языке собственных мыслей, является результатом переработки текста, его осмысления в соответствии с индивидуальными особенностями читателя, выявления основного замысла автора.

Дифференциальный алгоритм чтения в соответствии с блоками позволяет реализовать логико-семантический анализ текста: вначале выделить ключевые слова, затем построить смысловые ряды и, наконец, выделив цепь знаний, сформулировать доминанту. Именно так и только так (по О.А. Андрееву) можно увидеть главное, действительно, проникнуть в суть вещей, явлений, излагаемых автором.

Возможны три основных способа чтения.

- Первый способ – артикуляция или проговаривание вслух (или почти вслух) того, что читаешь. Скорость такого чтения невелика.

- Второй способ – чтение про себя, при котором речевой процесс проявлен в форме внутренней речи, то есть без открытой артикуляции. Текст, при этом усваивается более эффективно. Способ в принципе допускает быстрое чтение.

- Третий, наиболее совершенный способ чтения – тоже молча, но в условиях максимального сжатия внутренней речи, при котором она проявляется в виде коротких залпов ключевых слов и смысловых рядов, адекватно отражающих смысл текста.

Итак, артикуляция замедляет процесс чтения и от нее необходимо избавиться. Однако не приведет ли сокращение артикуляции при повышении скорости чтения к снижению качества восприятия и осмысления полученной информации?

Как показали исследования психологов, иногда при чтении слова могут быть заменены наглядными представлениями, пространственными схемами. Целые группы слов – одним словом.

Быстро читающие люди обладают способностью, не проговаривая читаемый текст, сразу улавливать и фиксировать замысел автора, а затем усваивать его на уровне внутренней речи. В этом случае, несмотря на высокую скорость чтения, происходит глубокое понимание и усвоение прочитанного, так как основная идея понятна с самого начала. Задачу научиться такому чтению можно решать в два этапа. Первый предполагает сокращение артикуляции, если она ярко выражена, второй – овладение приемами чтения, при которых текст воспринимается крупными информационными блоками.

Перед углубленным чтением любого текста (статьи, книги, конспекта, лекции перед экзаменом) сначала бегло просмотрите его целиком. При этом постарайтесь выявить основные стержневые идеи, наиболее крупные части и логику их изложения. Лишь после такого просмотра переходите к более детальному чтению.

Перед чтением статьи или параграфа учебника попробуйте проделать следующее: прочитайте внимательно первый абзац, потом бегло просмотрите первые или последние фразы следующих абзацев (в них обычно содержится основная информация), обратите внимание на курсивы, разрядки, подзаголовочный текст и, наконец, внимательно прочтите один-два последних абзаца; постарайтесь выявить основное направление текста и его построение.

Прочитав в тексте интересную идею, полезно остановить свое внимание на ней, прислушаться к тем мыслям, которые она у вас вызвала, подумать о тех последствиях, которые из нее вытекают, попытаться развивать ее дальше.

Существенно замедляют чтение регрессии – частые возвратные движения глаз, многократное повторное прочитывание материала. Возвратиться к уже прочитанному, но недостаточно хорошо понятому участку лучше всего, когда прочитан законченный смысловой фрагмент

текста и сделана хотя бы попытка его осмысления, а не в процессе чтения предложения.

Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловой рельеф». Чем точнее читатель умеет определить степень важности каждого отрезка текста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Постарайтесь гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером».

Чтобы чтение было эффективным, попробуйте по прочитанному всегда отвечать на 6 вопросов: *«Кто делает? Что делает? Когда? Почему? Где? Как?»*

Формы ведения записей

Самостоятельная работа с книгой может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Существует несколько **форм записей**, но любая форма записи не даст нужного результата, если не будет пробуждать мысли того, кто ее ведет, если отсутствует активная работа ума и формирование своих выводов из прочитанного.

Выбор формы записи зависит от индивидуальных особенностей человека, его образованности и опыта. При этом не меньшую роль играет назначение записей, то есть то, какие задачи ставит перед собой человек (для самообразования, для выступления на семинаре, для использования в будущем).

Введение записей мобилизует наряду со зрительной памятью, также и моторную память. Кроме того, у человека, систематически ведущего записи изучаемой литературы, создается свой фонд материалов для быстрого повторения и мобилизации накопленных знаний.

Все записи должны быть убористыми и компактными. Интервалы между строками должны быть достаточными, чтобы вписывать дополнения. Рекомендуются вести записи ручкой, а карандашом или ручкой другого цвета пользоваться для отметок и выделений при последующей работе. Полезно также датировать записи.

Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

1. План - наиболее краткая формой записи. Это перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. План обычно раскрывает структуру произведения, логику автора, способствует лучшей ориентации в содержании.

Так, составленным планом можно воспользоваться, чтобы вспомнить прочитанное или быстро отыскать в книге нужное место. Представление об основных пунктах плана дает оглавление книги, поэтому во многих случаях наименования глав и разделов можно использовать в качестве пунктов.

Составление плана приучает логически мыслить, вырабатывать умение сжато и последовательно излагать суть вопроса в письменной и устной форме.

Существует два способа составления плана: работа над ним по ходу чтения и составление плана после ознакомления с произведением. При этом план получается более последовательным и стройным.

Трудность составления плана состоит в том, что надо выяснить для себя, прежде всего, построение изучаемого текста, ход мыслей автора и лишь затем изложить содержание работы кратко и ясно. При всей своей краткости план дает представление о содержании прочитанного. Следует учесть, что форма плана не исключает цитирования отдельных мест и обобщений. Различают простой и развернутый план. В отличие от простого плана развернутый план не только содержит перечисление вопросов, но и раскрывает основные идеи произведения, может включать выдержки из него, схемы, таблицы. Планом, особенно развернутым, необходимо пользоваться при написании выступления или статьи.

В целом развернутый план дает гораздо большее представление о произведении, его основных идеях, задачах, которые в нем решаются. Он может включать положения, замечания, собственные мысли студента.

Важно знать, что составление планов помогает вырабатывать способность к отвлеченному, абстрактному мышлению, но наибольшую пользу составление плана даст подготовленным лицам, которые бывают достаточно лишь взглянуть на перечень основных вопросов, чтобы воспроизвести содержание прочитанного.

2. Тезисы – более сложная и совершенная форма записи, чем составление плана.

Это сжатое изложение основных мыслей прочитанного произведения или подготовляемого выступления. Особенностью тезисов является их утвердительный характер.

В них сосредотачивается самое главное, только выводы и обобщения, в них меньше доказательств, иллюстрации и пояснений. Тезисы не должны повторять дословно текст, но в ряде мест могут быть близки к нему, воспроизводя некоторые характерные выражения автора, важные для понимания хода его мыслей. Составление тезисов помогает глубже понять основные идеи произведения, выделить главное в нем; приучают сжато, точно и четко сформулировать свои мысли, повышает культуру речи и письма. При составлении тезисов учитывают следующее. Прежде всего, если произведение небольшое, необходимо внимательно изучать его в целом, если большое – изучать по главам и разделам. Затем, когда будут ясны основные идеи, кратко и последовательно излагать их в виде пунктов.

Различают простые и сложные, развернутые тезисы. Если записывают только утверждение чего – либо, такой тезис называют простым, а сложным тезисом будет выражение главной мысли, содержащее, кроме утверждения, еще и краткое ее доказательство.

Часто тезисы формулируются самим автором как выводы и обобщения в заключении книги или разделах книги. Нередко тезисы выделяются в тексте другим шрифтом.

Рекомендуется делать тезисные записи своими словами, причем можно записывать один абзац за другим, учитывая смысловую связь между ними. Но в большинстве случаев следует составлять сводный тезис, сложный по форме. При этом объединяется несколько утверждений, тесно связанных между собой.

Тезисы по содержанию очень близки к **конспекту**, но конспект носит более описательный характер, и его положения не столь категоричны, как в тезисах. Кроме того, конспект представляет собой более полную форму записи.

Следует отметить, что различие между формами записей условно, но в любой форме запись – важнейшая часть самостоятельной работы с книгой.

3. Выписки. Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Выписывать текст можно и по ходу чтения и после его завершения. В последнем случае надо замечать места, которые потом будут выписаны. Необходимо каждую выписку снабжать ссылкой на источник с указанием соответствующей страницы. Это нужно, чтобы в последствии можно было быстро найти в книге соответствующее место. Целесообразно выписывать из текста только такие места, в которых содержится самое главное, суть вопроса. Выписки должны быть ориентированы на изучение произведения в целом, а не отдельных мест, поскольку положения, вырванные из общего контакта, понимаются нередко совсем не так, как этого хотел автор. Иначе говоря, отдельно взятые, лишенные пояснений выдержки могут быть не поняты или поняты неправильно.

Выписки бывают дословные (цитаты) и «свободные», когда мысли автора излагаются своими словами. Следует учесть, что большие отрывки, которые трудно цитировать, целесообразнее в краткой форме переложить своими словами, но «яркие» и важные места лучше выписывать дословно. Каждую цитату следует заключать в кавычки. Если ее берут из середины предложения, то после вводных кавычек ставят три точки. Ставят их и в конце цитаты, если из предложения опущены последние слова.

Следует знать, что какого-либо единого метода выписок, годного для всех случаев, не существует, поскольку у каждого человека свои особенности

мышления и восприятия, свой подход к теме. Все это влияет на содержание и характер выписок.

Выписки рекомендуется хранить в картотеке, конвертах или папках, на которых следует обозначить общую тему.

1. Аннотация – еще одна форма записи, являющаяся кратким обобщением содержания книги. Ею удобно пользоваться, если имеется намерение вернуться к изучаемому произведению. Аннотация может быть необходима и для того, чтобы не забыть о нем.

Для составления аннотации надо сначала полностью прочитать и глубоко продумать произведение. При всей своей краткости аннотация может содержать отдельные фрагменты авторского текста, а не только оценку книги или статьи.

5. Резюме очень близко к аннотации. Это запись, являющаяся краткой оценкой прочитанного материала. Различие между ними состоит в том, что аннотация сжато характеризует произведение в целом, а резюме концентрирует внимание на его выводах, главных итогах.

2. Конспект – наиболее совершенная и наиболее сложная форма записи. Слово «конспект» происходит от латинского «*conspectus*», что означает «обзор, изложение». В правильно составленном конспекте обычно выделено самое основное в изучаемом тексте, сосредоточено внимание на наиболее существенном, в кратких и четких формулировках обобщены важные теоретические положения.

Конспект представляет собой относительно подробное, последовательное изложение содержания прочитанного. На первых порах целесообразно в записях ближе держаться тексту, прибегая зачастую к прямому цитированию автора. В дальнейшем, по мере выработки навыков конспектирования, записи будут носить более свободный и сжатый характер.

Конспект книги обычно ведется в тетради. В самом начале конспекта указывается фамилия автора, полное название произведения, издательство, год и место издания. При цитировании обязательная ссылка на страницу книги. Если цитата взята из собрания сочинений, то необходимо указать соответствующий том. Следует помнить, что четкая ссылка на источник – непереносимое правило конспектирования. Если конспектируется статья, то указывается, где и когда она была напечатана.

Конспект подразделяется на части в соответствии с заранее продуманным планом. Пункты плана записываются в тексте или на полях конспекта. Писать его рекомендуется четко и разборчиво, так как небрежная запись с течением времени становится малопонятной для ее автора. Существует правило: конспект, составленный для себя, должен быть по возможности написан так, чтобы его легко прочитал, и кто-либо другой.

Формы конспекта могут быть разными и зависят от его целевого назначения (изучение материала в целом или под определенным углом зрения, подготовка к докладу, выступлению на занятии и т.д.), а также от характера произведения (монография, статья, документ и т.п.). Если речь идет просто об изложении содержания работы, текст конспекта может быть

сплошным, с выделением особо важных положений подчеркиванием или различными значками.

В случае, когда не ограничиваются переложением содержания, а фиксируют в конспекте и свои собственные суждения по данному вопросу или дополняют конспект соответствующими материалами их других источников, следует отводить место для такого рода записей. Рекомендуется разделить страницы тетради пополам по вертикали и в левой части вести конспект произведения, а в правой свои дополнительные записи, совмещая их по содержанию.

Конспектирование в большей мере, чем другие виды записей, помогает вырабатывать навыки правильного изложения в письменной форме важные теоретических и практических вопросов, умение четко их формулировать и ясно излагать своими словами.

Таким образом, составление конспекта требует вдумчивой работы, затраты времени и труда. Зато во время конспектирования приобретаются знания, создается фонд записей.

Конспект может быть текстуальным или тематическим. В **текстуальном конспекте** сохраняется логика и структура изучаемого произведения, а запись ведется в соответствии с расположением материала в книге. За основу тематического конспекта берется не план произведения, а содержание какой-либо темы или проблемы.

Текстуальный конспект желательно начинать после того, как вся книга прочитана и продумана, но это, к сожалению, не всегда возможно. В первую очередь необходимо составить план произведения письменно или мысленно, поскольку в соответствии с этим планом строится дальнейшая работа. Конспект включает в себя тезисы, которые составляют его основу. Но, в отличие от тезисов, конспект содержит краткую запись не только выводов, но и доказательств, вплоть до фактического материала. Иначе говоря, конспект – это расширенные тезисы, дополненные рассуждениями и доказательствами, мыслями и соображениями составителя записи.

Как правило, конспект включает в себя и выписки, но в него могут войти отдельные места, цитируемые дословно, а также факты, примеры, цифры, таблицы и схемы, взятые из книги. Следует помнить, что работа над конспектом только тогда будет творческой, когда она не ограничена текстом изучаемого произведения. Нужно дополнять конспект данными из других источников.

В конспекте необходимо выделять отдельные места текста в зависимости от их значимости. Можно пользоваться различными способами: подчеркиваниями, вопросительными и восклицательными знаками, репликами, краткими оценками, писать на полях своих конспектов слова: «важно», «очень важно», «верно», «характерно».

В конспект могут помещаться диаграммы, схемы, таблицы, которые придадут ему наглядность.

Составлению **тематического конспекта** предшествует тщательное изучение всей литературы, подобранной для раскрытия данной темы. Бывает,

что какая-либо тема рассматривается в нескольких главах или в разных местах книги. А в конспекте весь материал, относящийся к теме, будет сосредоточен в одном месте. В плане конспекта рекомендуется делать пометки, к каким источникам (вплоть до страницы) придется обратиться для раскрытия вопросов. Тематический конспект составляется обычно для того, чтобы глубже изучить определенный вопрос, подготовиться к докладу, лекции или выступлению на семинарском занятии. Такой конспект по содержанию приближается к реферату, докладу по избранной теме, особенно если включает и собственный вклад в изучение проблемы.

Следующим методом самостоятельной работы с книгой является **реферирование** на определенную тему. Слово реферат употребляется в двух различных значениях:

1. Краткое изложение содержания книги, научной работы;
2. Доклад за заданную тему на основе критического образа литературных источников.

3. Реферат – это один из самых сложных видов самостоятельной работы с книгой, а для этого следует овладеть более простыми приемами работы – разработкой плана, составлением тезисов и конспектов. Подготовка реферата и выступление с его изложением углубляет знания, расширяет кругозор, приучает логически, творчески мыслить, развивать культуру речи.

При просмотре литературы намечается ориентировочный план реферата, в который включается обычно 3-4 основных вопроса или раздела. Каждом из разделов формулируются подвопросы, помогающие последовательно раскрыть содержание проблемы.

В процессе изучения материала формулировки подвопросов и разделов обычно уточняются. При реферировании следует делать выписки, записывать мысли, возникающие при чтении; следует также точно записывать и определения тех понятий, которые будут использованы в реферате. Из прочитанной литературы нужно заимствовать не буквальный текст, а важнейшие мысли, идеи, теоретические положения; можно цитировать небольшие отрывки, приводить диаграммы, схемы, чертежи, но главное – высказывать собственные соображения по вопросам реферата. Приведенные выше советы следует рассматривать как примерные, предполагающие и другие подходы, поскольку у каждого человека вырабатываются свои приемы и навыки составления рефератов. Большую помощь в работе над рефератом оказывают предисловия к монографиям и сборникам. В них можно найти сведения о цели издания, а также о существующих пробелах в исследовании.

При разработке плана реферата важно учитывать, чтобы каждый его пункт раскрывал одну из сторон избранной темы, а все пункты в совокупности охватывали тему целиком. Различают несколько композиционных решений реферата: во-первых, хронологическое, когда тема раскрывается в исторической последовательности; во-вторых, описательное, при котором тема расчленяется на составные части, в целом раскрывающие определенное явление; в-третьих, аналитическое, когда тема исследуется в ее

причинно-следственных связях и взаимозависимых проблемах. Важно следить за тем, чтобы каждый пункт плана был соотнесен с главной темой и не содержал повторения в других пунктах. Важными разделами реферата является вступление и заключение. Во вступлении надо обосновать актуальность темы, обозначить круг составляющих ее проблем, четко и кратко определить задачу своей работы. В заключении делаются краткие выводы, подводятся итоги. В конце реферата должен быть приложен список литературы.

В отличие от тематического конспекта реферат требует большей творческой активности, самостоятельности в обобщении изученной литературы, умения логически стройно изложить материал, оценить различные точки зрения на исследуемую проблему и высказать о ней собственное мнение. В реферате важно связать теоретические положения с практикой.

Итак, реферат – это самостоятельное произведение автора, которое должно свидетельствовать о знании литературы по данной теме, ее основной проблематике, отражать точку зрения автора реферата на эту проблематику, его умение осмысливать явления жизни на основе теоретических знаний.

При оценке реферата обычно руководствуются следующими критериями:

1. Удалось ли его автору раскрыть сущность данной проблемы;
2. Сумел ли автор показать связь рассматриваемой проблемы с жизнью;
3. Проявил ли автор самостоятельность и творческий подход в изложении реферата;
4. Можно ли считать реферат логически стройным и т.д.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАБОТЕ С ЛИТЕРАТУРОЙ

При изучении дисциплины у студентов должен вырабатываться рационально-критический подход к изучаемым проблемам и явлениям. Это включает понимание того, что со временем ряд информационных и теоретических материалов устаревает, требуя критического отношения. С другой стороны, каждый текущий вопрос имеет свою историю, которую тоже полезно знать. Каждое событие может иметь разные интерпретации, поэтому слова, сказанные много лет назад, могут иметь важное значение.

Чтобы понять содержание материала, нужно уметь его прочитывать. Начинать следует с предварительного просмотра, в ходе которого ознакомиться с названием работы, с аннотацией, оглавлением, предисловием. Часто замысел работы ясен уже при ознакомлении с ее названием. Но особенно интересен просмотр оглавления, в результате которого становится ясным развитие мысли автора. Неплохо было бы появившиеся при этом мысли зафиксировать на бумаге.

Просматривая текст оглавления, нужно остановиться на тех главах, которые представляют для вас особенный интерес, бегло ознакомиться с ними, составляя в общих чертах свое представление о них. Цель этого действия – найти места, относящиеся к искомой теме, определив при этом, что ценного в каждом из них.

Следующий этап – прочтение выделенных мест с фиксацией самых главных сведений. При этом надо четко и ясно осознавать цель чтения, постоянно держа ее перед собой: по какому вопросу нужна информация, для чего нужна, ее характер и т.д. необходимо менять режим чтения – от беглого вдумчивого – в зависимости от ценности информации, останавливаясь там, где это требуется для глубокого понимания текста.

Следует научиться определять структуру текста по соподчиненности его частей, учитывая взаимосвязь текста с рисунками, сносками, примечаниями и таблицами. Все это поможет пониманию текста при беглом ознакомлении с ним. Так вырабатывается способность при прочтении сразу понимать смысл и значение новой информации.

Многие книги и статьи имеют в своем аппарате списки литературы, которые дают возможность пополнить информационную осведомленность о дополнительной литературе по данному вопросу.

Отдельный этап прочтения – ведение записей прочитанного. Существует несколько видов записей: план, выписки, тезисы, аннотация, резюме, конспект.

Выписки – Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал.

Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги произведения.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Семинарские занятия проводятся в форме дискуссии, на которых проходит обсуждение конкретных экономических ситуаций. Обсуждения направлены на освоение научных основ, эффективных методов и приемов решения конкретных практических задач, на развитие способностей к творческому использованию получаемых знаний и навыков. Основная цель проведения семинара заключается в закреплении знаний полученных в ходе прослушивания лекционного материала. Семинар проводится в форме устного опроса студентов по вопросам семинарских занятий, а также в виде решения практических задач или моделирования практической ситуации. В ходе подготовки к семинару студенту следует просмотреть материалы лекции, а затем начать изучение учебной литературы. Следует знать, что освещение того или иного вопроса в литературе часто является личным мнением автора, построенного на анализе различных источников, поэтому следует не ограничиваться одним учебником или монографией, а рассмотреть, как можно больше материала по интересующей теме.

В ходе самостоятельной работы студенту необходимо отслеживать научные статьи в специализированных изданиях.

Студенту рекомендуется следующая схема подготовки к семинарскому занятию:

1. Проработать конспект лекций;
2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;
3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;
1. Выполнить домашнее задание;
5. Проработать тестовые задания и задачи;
2. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

При подготовке к семинарским занятиям следует руководствоваться указаниями и рекомендациями преподавателя, использовать основную литературу из представленного им списка. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. При подготовке доклада на семинарское занятие желательно заранее обсудить с преподавателем перечень используемой литературы, за день до семинарского занятия предупредить о необходимых для предоставления материала технических средствах, напечатанный текст доклада предоставить преподавателю.

Цели практических занятий по дисциплине «Эксплуатация ЭЭС»:

1. закрепление теоретического материала путем систематического контроля за самостоятельной работой студентов;
2. формирование умений использования теоретических знаний в процессе выполнения лабораторных работ;
3. развитие аналитического мышления путем обобщения результатов лабораторных работ;
4. формирование навыков оформления результатов практических работ в виде таблиц, графиков, выводов.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К СОБЕСЕДОВАНИЮ

Для подготовки к данному оценочному мероприятию необходимо изучить лекционный материал, материалы практических занятий, а также вопросы, выносимые на самостоятельное изучение.

При подготовке к ответу студенту предоставляется право пользования калькулятором.

При проверке задания, оцениваются правильность, полнота и последовательность ответа, логичность изложения.

Перед собеседованием необходимо просмотреть фильмы из фильмофонда кафедры АЭС по изучаемым вопросам.

Перечень фильмов для собеседования:

1. Транспортировка силового трансформатора.
2. Подготовительные работы при капитальном ремонте трансформатора.
3. Способы опрессовки соединительных соединений сталеалюминевых проводов
1. Верховые осмотры воздушных ЛЭП квадрокоптерами.
5. Регенерация масла.
2. Диагностика состояния силовых трансформаторов.
3. Защитные средства для работы в электроустановках.
4. Измерение габарита между проводами.
5. Измерение коэффициента трансформации и тока намагничивания силового трансформатора.
10. Измерение сопротивления контура заземления.
11. Монтаж гирлянд изоляторов ВЛ.
8. Отыскание замыканий на землю на ВЛ 6-35 кВ.
13. Сборка силового трансформатора.
11. Такелаж силового трансформатора.
7. Текущий ремонт силового трансформатора.
8. Фазировка силовых кабелей
13. Монтаж кабельной муфты.

Вопросы для собеседования
по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения»

1. Что включают в подготовительные работы по монтажу воздушных ЛЭП?
 2. Какие типы опор Вы знаете, опишите их конструкции?
 3. Поясните способы установки опор.
 1. Какие существуют способы раскатки проводов и тросов?
 5. Как крепятся провода к анкерным и промежуточным опорам?
 2. Как выполняется пересечение с воздушной линией?
 3. Как проверяют стрелу провеса проводов ВЛ?
 4. Как маркируются кабельные и как осуществляется контроль за их маркировкой?
 5. Методики оценки состояния ВЛ.
 10. Методы оптимизации ремонтно-восстановительных работ на ВЛ.
 11. Планирование работ на воздушных линиях и оформление документации.
- Технические требования и допуски.
8. Ремонт опор, проводов, тросов. Ремонт изолирующих подвесок, арматуры, чистка изоляции.
 13. Методы предупреждения гололедообразования.
 11. Характерные неисправности на воздушных линиях
 7. Осмотры воздушных линий. Проверка расстояния проводов до поверхности земли и различных объектов
 8. Какие виды работ выполняются при техническом обслуживании ВЛ?
 13. Какие средства используются для приборного обеспечения полевых обследований?
 14. Какие параметры выявляются при оценке технического состояния опор?
 7. Какое количество опор необходимо включить в выборку для проведения обследования стальных опор?
 20. Как определить остаточную толщину уголковых профилей стальной опоры?
 21. Каков порядок осуществления фотографирования при осмотре ВЛ?
 22. Как проверить расстояние проводов до поверхности земли и различных объектов?
 23. Как измеряют габарит и проверяют стрелу провеса проводов ВЛ?
 21. Как осуществляется регулировка стрел провеса проводов и тросов?
 25. Как выполняют контроль состояния изоляторов?
 22. Как определить степень загнивания деревянных опор?
 23. Какие условия способствуют гололедообразованию?
 24. Какое оборудование используется для организации плавки гололеда?
 25. Достоинства и недостатки различных схем плавки гололеда?
 30. Какие схемы соединения фазных проводов используют для плавки гололёда?
 31. С какой целью выполняются профилактические испытания КЛ?
 32. Какие требования предъявляются к сопротивлению изоляции КЛ?
 33. В каких случаях необходимо проверить целостность жил и фазировку кабельной линии?
 31. Как измерить потенциал на оболочках кабелей и плотности стекающих токов?
 35. Какому экономическому критерию соответствует экономическая плотность тока?
 32. Какие конкурирующие факторы имеют место при выборе площади сечения по экономическим соображениям?
 33. Как производится выбор площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока?
 34. Исходя из каких условий находится расчетный ток, по которому выбираются площади сечения проводников по экономическим соображениям?

35. Как можно определить продолжительность использования максимума нагрузки?
40. Каковы требования ГОСТ 13109-97 к уровням напряжения?
41. Как определяются потери напряжения в линиях СЭС?
42. Что такое допустимая потеря напряжения?
43. Как проверяются выбранные сечения кабелей по допустимой потере напряжения?
41. Как определить граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения проводников к другой?
45. В каких сетях и почему выбор проводников линий производят по допустимой потере напряжения?
42. Какие параметры проверяют при осмотрах силовых трансформаторов?
43. С какой периодичностью проводятся осмотры силовых трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
44. Перечислите условия параллельной работы трансформаторов?
45. Как рассчитать потери активной и реактивной мощности в двух параллельно работающих трансформаторах?
50. По каким параметрам оценивается допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки?
51. С какой периодичностью проводятся осмотры трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
52. Какие параметры проверяются при осмотрах силовых трансформаторов?
53. Какие Вы знаете методы сушки трансформаторов?
51. При каких условиях возможен ввод трансформатора в эксплуатацию без сушки?
55. От каких факторов зависит выбор метода сушки трансформатора?
52. Какие Вы знаете виды сушки трансформаторов?
53. Какое предельное значение допустимо для температуры верхних слоев масла при контрольном прогреве?
54. При какой температуре верхних слоев масла выполняется контрольная подсушка?
55. В каких случаях необходимо выполнять сушку трансформатора?
60. Какие подготовительные операции необходимо выполнить перед сушкой трансформатора?
61. При каких условиях необходимо закончить сушку трансформатора?
62. Какова общая продолжительность сушки трансформатора?
63. Что необходимо предусматривать при составлении графика?
61. Каким отделом составляется график остановочного ремонта?
65. Планирование капитального ремонта оборудования в цехах включает разработку каких документов?
62. Перечислите основные требования к главным схемам электрических соединений.
63. Какие наиболее перспективные направления диагностирования электрооборудования Вам известны?
64. Как по измеренной температуре изоляторов отличить пробитый от непробитого?
65. В чем суть метода хроматографического контроля маслonaполненного оборудования?
70. Критерии оценки состояния маслonaполненного оборудования ?
71. В чем суть метода контроля диэлектрических характеристик изоляции?
72. Опишите метод контроля разрядов?
73. Какие работы включает в себя система ТОиР?
71. Каково назначение системы ТОиР?

75. В чем сущность планово-периодического ремонта?
72. В чем сущность ремонта по техническому состоянию?
73. Какие виды обслуживания и ремонтов предусматривает система ТОиР?
74. Что называется ППР?
75. Что включает в себя система планово-предупредительного ремонта?
80. В какой документации отражаются мероприятия по системе ППР?
81. Как определяется норматив ресурса между капитальными и текущими ремонтами оборудования?
82. Как определяются сроки последующих ремонтов?
83. Что понимают под календарной продолжительностью ремонтного цикла
81. Как вычисляется календарная продолжительность ремонтного цикла
85. Какова главная задача управления производственными активами?
82. Каков основной результат внедрения систем управления активами?
83. Назовите основные проблемы препятствующие внедрению системы СУПА?
84. Как осуществляется единый подход к классификации оборудования и сооружений при построении унифицированных систем учета оборудования?
85. Какие исходные данные используются для расчета индекса технического состояния?
90. Какова логика расчёта индекса технического состояния?
91. Какие Вы знаете промышленные программы реализующие СУПА?
92. Как определить поднадзорно техническое устройство или не поднадзорно.
93. Что является основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации технического устройства?
91. При каких обстоятельствах возникает необходимость определения остаточного ресурса оборудования?
95. Какая информация является основой для прогнозирования остаточного ресурса?
96. Какие математические методы используются для определения остаточного ресурса?
93. Как выполняется оценка остаточного ресурса по циклам нагружения?
94. Как выполняется диагностирование остаточного ресурса по развитию коррозионных повреждений?
95. Что является результатами оценки технического состояния основного технологического оборудования?
100. В каком диапазоне может изменяться индекс технического состояния?
101. Как выполняется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
102. На основе какой информации осуществляется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
103. В какой последовательности осуществляется расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования?
101. С какой целью выполняются текущие и капитальные ремонты
105. Какие работы производятся при текущем ремонте трансформатора
102. С какой периодичностью при ремонте производят измерение тангенса угла диэлектрических потерь у маслонаполненных вводов трансформаторов
103. Какой основной изоляционный материал используется в качестве основной твердой изоляции для трансформатора
104. Какой первоначальный срок капитального ремонта после ввода в эксплуатацию установлен для ответственных трансформаторов.
105. Назовите уровень сопротивления изоляции обмоток трансформатора на напряжение 220, 110 и 35 кВ.
110. Что включает в себя текущий ремонт трансформатора?
111. Что включает в себя капитальный ремонт трансформатора?

18. Какие работы входят в объем ТР силового трансформатора?
113. Какие категории работ используются при текущем ремонте силового трансформатора?
111. Перечислите возможные неисправности силового трансформатора и причины их возникновения?
17. Какой срок не должен быть превышен между утверждением проектно-сметной документации и началом ремонтно-строительных работ
18. На основе каких документов определяются нормы расхода материалов на капитальный ремонт электрооборудования
113. Какой коэффициент следует принимать при расчете норм расхода материалов для ремонта трансформаторов 35 кВ и более
114. Как определить нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта трансформаторов и комплектных подстанций
17. Как рассчитывается трудоемкость капитального ремонта при ремонте трансформаторов без смены обмоток
120. Изучить общие указания по оформлению работ по наряду-допуску в электроустановках.
121. Оформить наряд –допуск на производство работ на кабельной линии 10 кВ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта.
122. Оформить наряд –допуск на замену трансформатора Тр-1 в трансформаторной подстанции.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей : Учебник / Короткевич М. А. – Минск : Вышэйшая школа, 2011. – 351 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-985-06-2397-3

2. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2003. – 98 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.

3. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва : ФОРУМ, 2013. – 287 с. : ил., табл. ; 22 см. – Библиогр.: с. 282-283. – ISBN 978-5-91134-797-0. – ISBN 978-5-16-009088-7

Дополнительная литература:

1. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин Электронный ресурс : Конспект лекций / Е. В. Попов. – Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2003. – 98 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397

2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-5-7782-2262-5

3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 592с. : ил. – Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-582. – ISBN 5-283-01012-0

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;

2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".

3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.

1. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.

5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники. Информационно – справочное издание.

2. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).

3. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.

4. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

5. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.

10. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал