

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Оренбургский государственный университет»

Кафедра электро- и теплоэнергетики

А. А. Веремеев, С.В. Митрофанов, А.С. Сташкевич

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие

Рекомендовано ученым советом федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский
государственный университет» для обучающихся по образовательной программе
высшего образования по направлению подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Оренбург
2017

УДК 621.313(075.8)
ББК 31.261 я73

В31

Рецензент – доцент, кандидат технических наук Э.Л. Греков

Веремеев А.А.

В31 Эксплуатационный контроль и техническая диагностика
электрооборудования: учебное пособие/
А.А. Веремеев, С.В Митрофанов; А.С Сташкевич, Орен-
бургский гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2017.

В учебном пособии изложены основные сведения по эксплуатации и технической диагностики основного электрооборудования, приведен выбор и проверка силового трансформатора, выбор напряжения сети и режима заземления нейтрали показан расчет и составления графика ППР.

Учебное пособие предназначено для обучающихся направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.313(075.8)
ББК 31.261 я73

© Веремеев А.А.,
Митрофанов С.В.,
Сташкевич А.С., 2017
© ОГУ, 2017

Содержание

Введение	5
1 Системы эксплуатационного контроля.....	6
1.1 Связь эксплуатации и надежности оборудования	8
1.2 Сопоставление систем ремонта оборудования	8
2 Достоверность контроля.....	9
3 Диагностика трансформаторов	14
4 Диагностика электродвигателей	21
5 Вибродиагностика	23
6 Построение и расчет годового графика электрических нагрузок	25
7 Выбор номинального напряжения сети и режима нейтрали	29
7.1 Выбор номинального напряжения сети	29
7.2 Выбор режима нейтрали.....	31
8 Расчет сечения и количества линий до ТП.....	33
9 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....	37
9.1 Проверка трансформаторов на перегрузочную способность	39
9.2 Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку.....	41
9.3 Расчет сопротивления изоляции при сушке обмоток.....	44
9.4 Определение номинальных токов трансформатора	46
9.5 Определение зависимости изменения вторичного напряжения	47
9.6 Расчет внешних характеристик трансформаторов	49
9.7 Расчет зависимости КПД трансформатора от величин нагрузки.....	50
9.8 Определение допустимой нагрузки на трансформаторы при параллельной работе с разными коэффициентами трансформации.....	51
9.9 Определение допустимой нагрузки на трансформаторы при параллельной работе с разными напряжениями короткого замыкания	54
9.10 Экономические режимы работы трансформаторов.....	55
10 Выбор кабелей и проводов для электрических установок.....	58

10.1 Выбор кабелей и проводов для силовых электродвигателей	58
10.2 Выбор цеховых трансформаторов	61
11 Расчет производственно-эксплуатационной программы	62
11.1 Расчет объема работ при эксплуатации электрооборудования	62
11.2 Расчет затрат труда на профилактическое обслуживание	68
11.3 Планирование ремонтов электрических машин	70
11.4 Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонал	73
11.5 Определение продолжительности ремонтных циклов	82
11.6 Расчет годовой трудоемкости	83
12 Список вопросов для самостоятельного изучения	88
Список использованных источников	97
Приложение А Условия хранения электрического и электромеханического оборудования	99
Приложение Б Температура воздуха при эксплуатации	102
Приложение В Содержание коррозионно активных примесей в атмосфере	103
Приложение Г Классификация взрыво- и пожароопасных зон	104
Приложение Д Продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода для электрооборудования	107
Приложение Е Извлечение из укрупненных нормативов трудоемкости технического обслуживания и текущего ремонта энергетического оборудования	110
Приложение Ж Коэффициенты пересчета в условные ремонты	113
Приложение И Экономическая плотность тока	126
Приложение К Ориентировочные данные типовых графиков нагрузки предприятий	128
Приложение Л Значения сопротивлений и поправочных коэффициентов, учитывающих зависимость сопротивления изоляции от её температуры	131

Введение

При решении производственных задач необходимо правильно выбирать типы и рабочие параметры электроэнергетического оборудования, это является определяющим фактором для устойчивого функционирования электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Однако, при эксплуатации на объектах электроустановок возникает большое количество вероятностей неисправности, которые по-разному влияют на техническое состояние объектов электроэнергетики. Таким образом, даже в схожих случаях по рабочим параметрам или продолжительности эксплуатации даже в случае идентичных объектов возможны различные степени износа.

В производственно-технической литературе (различного рода РД, ПУЭ, ПТЭ и пр.) формулируются достаточно четкие положения и правила, выполнение которых является необходимым для нормального функционирования технических процессов. Но состояние электрических машин и аппаратов не всегда позволяет реализовать эти требования в полной мере. Для этого необходимо обеспечение соответствия процесса технической эксплуатации электроэнергетического объекта ее действительному техническому состоянию, возникает необходимость в реализации периодических проверок, как можно с меньшим интервалом (диагностировании). В результате возможно сделать техническое заключение о состоянии объекта в привязке ко времени, месту и главное причины неисправности (дефект).

Диагностирование должно быть согласовано с задачей и объемом системы технического обслуживания и ремонта определенной электроустановки или объекта. Эксплуатация электроустановок с учетом отмеченных требований позволит поддерживать надежность объектов на уровне установленных показателей при существенном снижении затрат.

1 Системы эксплуатационного контроля

Под термином эксплуатация понимается стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуются, поддерживаются и восстанавливаются его технические характеристики, предусмотренные проектом и нормативными документами.

Персонал, осуществляющий техническую эксплуатацию электрооборудования, подразделяется:

- на *административно-технический*, организующий техническое обслуживание оборудования, оперативное управление оборудованием и ремонтные работы;
- *оперативный*, осуществляющий техническое обслуживание и оперативное управление (проведение осмотров, оперативных переключений, подготовку рабочего места, допуск к работе, надзор за работающими);
- *ремонтный*, выполняющий все виды работ по ремонту оборудования электроустановок.

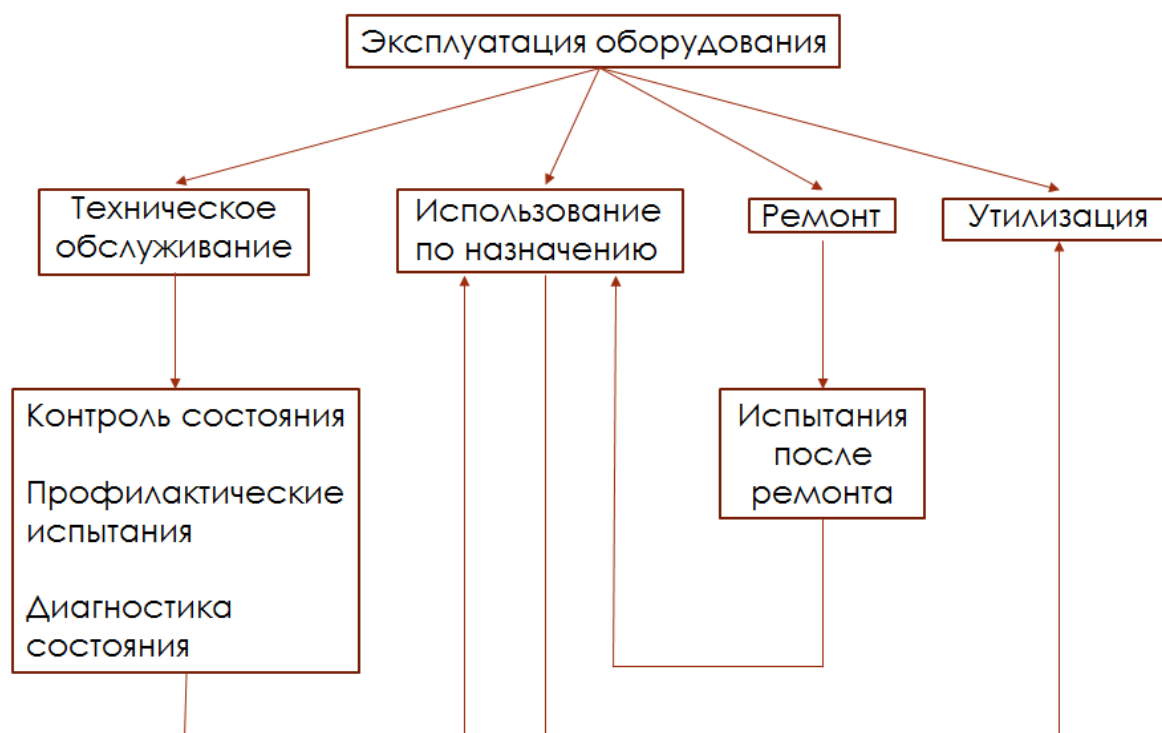


Рисунок 1 – Системы эксплуатационного контроля

Техническое обслуживание – комплекс работ, включающий в себя осмотры, межремонтное обслуживание, профилактические испытания и диагностирование состояния оборудования.

Осмотры оборудования выполняются с целью визуального контроля состояния этого оборудования. Различают плановые и внеочередные осмотры оборудования.

Межремонтное обслуживание электрооборудования - выполняются технические мероприятия в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

Профилактические испытания (измерение параметров) и диагностирование состояния оборудования.

Ремонт оборудования – это комплекс работ для поддержания работоспособности и требуемых технических характеристик оборудования путем замены или восстановления изношенных, или отказавших элементов с последующей регулировкой, наладкой и испытаниями оборудования.

Восстановительный ремонт осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными.

При *капитальном ремонте* проводится полная разборка оборудования с заменой или восстановлением любых его частей. При таком ремонте достигается практически полное восстановление ресурса оборудования.

К *текущим ремонтам* относятся ремонты, проводимые для обеспечения работоспособности оборудования и состоящие в замене или восстановлении его отдельных частей.

При *реконструкции* производится изменение конструктивного исполнения отдельных узлов, замена отдельных материалов при практически неизменных технических характеристиках оборудования.

При *техническом перевооружении* некоторые узлы и материалы заменяются более совершенными, технические характеристики оборудования улучшаются.

При эксплуатации оборудования происходит не только его физический, но и *моральный износ*, обусловленный появлением нового оборудования, характеризующегося более высокими технико-экономическими показателями.

При экономической неэффективности восстановительного ремонта, особенно морально устаревшего оборудования, выполняется его *утилизация* – последняя стадия эксплуатации оборудования.

1.1 Связь эксплуатации и надежности оборудования

К воздействиям *окружающей среды* относятся ее температура, влажность, загрязненность, химическая активность, а также солнечная радиация, интенсивность грозовой деятельности, ветер, гололед и другие факторы.

В *эксплуатационных режимах* оборудование подвергается рабочим нагрузкам, систематическим и аварийным перегрузкам, перегрузкам от токов коротких замыканий, воздействию рабочих напряжений и перенапряжений (грозовых, коммутационных, феррорезонансных) и других факторов.

1.2 Сопоставление систем ремонта оборудования

Выделяют три системы ремонта оборудования:

- планово-предупредительную;
- аварийно-восстановительную;
- по действительному техническому состоянию оборудования.

Первая система предусматривает планово-предупредительные ремонты (ППР) оборудования. Эта система ремонта в настоящее время является наиболее распространенной. Основным количественным показателем вывода оборудования в плановый ремонт является календарное время его работы (без учета режима работы, условий окружающей среды и других факторов).

Основным недостатком системы ППР является возможность вывода в ремонт еще достаточно работоспособного оборудования. Кроме того, применение системы

ППР полностью не исключает возможности аварийного отказа оборудования в межремонтном периоде.

Вторая система предполагает восстановление работоспособности оборудования только после его отказа. Эта аварийно-восстановительная система ремонта (АВР) не предусматривает выполнения плановых капитальных ремонтов оборудования. Техническое обслуживание (чистка изоляции, замена смазки) и текущий ремонт (замена быстроизнашивающихся элементов) в системе АВР могут предусматриваться в таком же объеме, как и в системе ППР.

Третья система предусматривает вывод оборудования в ремонт по техническому состоянию (РТС), то есть при достижении оборудованием предельного состояния. Важнейшая роль в этой системе отводится диагностическому контролю состояния оборудования, определению характера и места нахождения дефекта на ранней стадии его развития, прогнозированию дальнейшего технического состояния оборудования.

Применение этой системы, как и системы ППР, полностью не исключает возможности аварийного отказа оборудования в межремонтном периоде.

2 Достоверность контроля

К основным факторам, влияющим на достоверность контроля при диагностировании сосудов, относятся следующие:

- методические погрешности,
- метрологические погрешности,
- особенности условий проведения контроля,
- психофизические факторы,
- статистические отклонения.

Методические погрешности обусловлены несовершенством методик контроля, основанных на определении контролируемого параметра через косвенные параметры. Например, при измерении толщины стенки сосуда методом УЗК прибор определяет время прохождения отраженных ультразвуковых волн от противоположной

стороны стенки листа металла. Если на стенке имеются отложения или ее поверхность повреждена коррозией, то время прохождения ультразвуковой волны через стенку сосуда будет несколько отличаться от времени, измеренного на образцах. Величина этого отличия и составляет методическую погрешность.

Метрологические погрешности обусловлены наличием для любого прибора или мерительного инструмента устойчивой вероятности отклонения измеренного значения параметра от фактического значения контролируемого параметра, при этом величина отклонения зависит от класса точности прибора (инструмента). Величина метрологической погрешности при диагностировании сосудов при правильном выборе класса точности приборов и инструментов, как правило, не оказывает существенного влияния на достоверность контроля, так как бывает значительно ниже методической погрешности.

Особенности условий проведения контроля определяются возможностями доступа к объекту контроля, возможностями создания для операторов-дефектоскопистов оптимальных эргономических условий. Наличие помех (ограниченного доступа, затрудненных условий работы операторов) может вызывать дополнительные погрешности при контроле. Особые неудобства испытывают операторы при работе внутри сосудов из-за трудностей создания в них оптимальных рабочих условий (температуры, влажности, чистого воздуха в рабочей зоне, освещенности, удобства расположения тела и др.). При отсутствии оптимальных условий для работы операторов чаще возможны ошибки в их работе, увеличиваются погрешности измерений.

Психофизические факторы (иногда применяют выражение «человеческий фактор») определяют точность действий конкретного оператора в момент проведения контроля. Состояние каждого человека не бывает совершенно одинаковым в разные дни и часы работы. Возможны ухудшения здоровья, нарушение внимания и правильности действий в течение рабочего дня. При этом оператором могут быть допущены погрешности в правильности настройки прибора, установки датчика по отношению к объекту контроля, погрешности в прочтении показаний прибора, ошибки в записи показаний и т.п. Во многом стабильность контроля при возникно-

вении для оператора неблагоприятных психофизических факторов зависит от его квалификации, профессионального и жизненного опыта, дисциплинированности.

Важной мерой предупреждения ошибок контроля, обусловленных психофизическими факторами, является контроль операторов со стороны руководителей и обеспечение ими необходимых мер для нормальной работы (обучение и проведение экзаменов по специальности и технике безопасности, прохождение медицинского контроля, создание оптимальных условий работы).

Статистические отклонения имеют место в случаях проведения выборочного контроля.

Сплошной контроль элементов сосудов всеми методами выполнить не всегда возможно (из-за недоступности некоторых участков), а в ряде случаев в этом нет необходимости, поэтому применяют выборочный контроль и оценку поврежденности по наибольшим размерам выявленных дефектов; оценку возможной при этом погрешности осуществляют с помощью статистических методов.

Например, при измерении толщины стенок портативными ультразвуковыми толщиномерами типов «Кварц-15», УТ-93П суммарная методическая и метрологическая погрешность измерений составляет до 0,1—0,2 мм. Более высокую погрешность контроля обуславливают статистические отклонения толщины стенок, присущие листовому прокату, из которого изготавливают аппараты. Допуск на отклонения толщины листов проката достигает 5 % номинального размера и при толщинах более 20 мм отклонения могут достигать 1 мм.

Значительный разброс результатов измерений толщины стенок может наблюдаться из-за неравномерности их коррозии, вызванной различием условий нагружения различных участков поверхностей (различием концентраций агрессивных компонентов, температур, скоростей потоков, механических напряжений и др.), а также стохастическими свойствами процесса коррозии.

Участки, подвергающиеся повышенным нагрузкам и коррозии, обычно известны, определяются по конструктивным признакам и по результатам внутреннего осмотра аппаратов. Именно такие участки и подвергают более тщательному контролю. Однако и в пределах одного участка возможно существенное различие толщины

стенок. Поэтому минимальная измеренная толщина может оказаться выше фактической минимальной на данном участке, поскольку точки измерения располагают на поверхности в некоторой последовательности, случайной по отношению к вероятностному распределению толщин.

Достоверность контроля при этом может быть определена по статистическим закономерностям распределения толщин стенок сосудов с учетом вида и интенсивности коррозии стенок.

Достоверность контроля есть мера определенности результатов контроля. Любая система контроля работает с ошибками. Кроме того, контролю подвергается только часть параметров ОД. Поэтому получаемая в результате контроля информация содержит неопределенность. Достоверность контроля зависит от точности измерений и объема контроля.

Решение о техническом состоянии ОД принимается на основе сравнения показателя качества с допусками. Показатель качества вычисляется по измеренным значениям контролируемых параметров. Поэтому достоверность контроля есть достоверность принятия решений по показателям качества.

Наряду с достоверностью по показателю качества рассматривают понятие достоверности по параметру. Достоверность по показателю качества выражается через достоверности по параметрам.

Абсолютная достоверность результатов контроля – вероятность принятия правильного решения:

$$D = 1 - P_{\text{ош}} = 1 - (a + b),$$

где a – риск изготовителя (вероятность того, что работоспособный объект признан негодным);

b – риск заказчика (вероятность того, что неработоспособный объект признан годным).

В процессе определения технического состояния сложной системы при контроле каждого параметра возможны следующие независимые и единственно возможные события: годный параметр оценивается системой контроля как годный; годный параметр оценивается системой контроля как негодный; негодный параметр оценивается системой контроля как негодный; негодный параметр оценивается системой контроля как годный.

Под годным понимается параметр, находящийся в пределах установленного допуска, под негодным – параметр, вышедший за пределы допуска.

Введем следующие обозначения: A_i – i -ый параметр годный; A_i^* – i -ый параметр негодный; B_i – i -ый параметр оценивается системой контроля как годный; B_i^* – i -ый параметр оценивается системой контроля как негодный.

Тогда перечисленные выше сложные события можно записать в виде $A_i B_i$, $A_i B_i^*$, $A_i^* B_i$, $A_i^* B_i^*$, а вероятности – соответственно $P(A_i B_i)$, $P(A_i B_i^*)$, $P(A_i^* B_i)$, $P(A_i^* B_i^*)$. Выражение $A_i B_i^*$ означает, например, что годный параметр оценивается системой контроля как негодный.

Указанные события составляют полную группу событий, поэтому сумма их вероятностей равна единице:

$$P(A_i B_i) + P(A_i B_i^*) + P(A_i^* B_i) + P(A_i^* B_i^*) = 1.$$

Неправильная оценка параметров системой контроля имеет место при наступлении событий $A_i B_i^*$ и $A_i^* B_i$.

Тогда достоверность контроля параметра (D_i), под которой понимается вероятность правильной оценки системой контроля состояния i -го параметра, выражается формулой:

$$D_i = P(A_i B_i) + P(A_i^* B_i^*).$$

Вероятность неправильной оценки состояния i -го параметра представляет собой сумму ошибок первого рода ($P(A_i B_i^*)$ – риск изготовителя) и второго рода ($P(A_i^* B_i)$ – риск заказчика).

Вышеуказанные вероятности можно определить по характеристикам параметра и системы контроля (величине допуска, среднему квадратическому отклонению, точности измерения).

3 Диагностика трансформаторов

Все выпускаемые заводом-изготовителем силовые трансформаторы проходят контрольные испытания. Под контрольными испытаниями подразумеваются в основном электрические испытания трансформаторов.

В заводских условиях контрольные испытания являются одним из элементов контроля качества выпускаемых изделий и проводятся они не только для окончательно собранных трансформаторов, но также и на отдельных стадиях их изготовления. В последнем случае испытаниям подвергаются основные узлы трансформатора (магнитопровод, обмотки, переключатели и т. д.) и некоторые магнитные, проводниковые и изоляционные материалы, применяющиеся при его изготовлении.

Контрольные испытания предназначены как для выявления дефектов, могущих произойти при изготовлении трансформатора, так и для проверки соответствия его основных характеристик требованиям ГОСТ 11677-75, техническим условиям и расчетным данным.

В объем контрольных испытаний согласно требованиям, ГОСТ 11677—75 входят следующие виды испытаний:

- а) проверка коэффициента трансформации для всех ответвлений обмоток;
- б) проверка группы соединения обмоток;
- в) измерение сопротивления обмоток постоянному току;

г) испытание электрической прочности пробы масла, взятой из бака трансформаторов класса напряжения 35 кВ и трансформаторов мощностью более 1000 кВа независимо от напряжения;

д) измерение тангенса угла диэлектрических потерь пробы масла у трансформаторов класса напряжения ПО кВ и выше;

е) измерение сопротивления изоляции обмоток по отношению к заземленным частям и между обмотками;

ж) измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции и емкости у трансформаторов класса напряжения 35 кВ мощностью 10 000 кВа и более и у трансформаторов класса напряжения ПО кВ и выше;

з) испытание электрической прочности изоляции приложенным напряжением частоты 50 Гц и индуктированным напряжением при повышенной частоте;

и) измерение потерь и тока холостого хода (опыт холостого хода);

к) измерение потерь и напряжения короткого замыкания (опыт короткого замыкания);

л) испытание переключающих устройств трансформаторов с ПБВ или РПН.

м) испытание баков трансформаторов на давление (испытание на плотность).

Каждый вновь разработанный тип трансформатора подвергается типовым испытаниям, которые, кроме перечисленных выше видов контрольных испытаний, включают в себя еще следующие испытания:

н) испытание на нагрев;

о) импульсное испытание изоляции;

п) испытание на устойчивость при коротком замыкании;

р) испытание баков трансформаторов мощностью 1000 та и более на механическую прочность при вакууме;

с) испытание баков на механическую прочность при повышенном внутреннем давлении.

Типовые испытания повторяются полностью или частично при изменении конструкции, материалов или технологии производства, если эти изменения могут оказать существенное влияние на работу трансформатора.

Испытания по пп. а, б, в, е, ж, и, к, м, н, п проводятся по методике ГОСТ 3484—65; испытания по пп. г, д - по методике ГОСТ 982 —68, ГОСТ 6581—66 и ГОСТ 10121—62; испытания по пп. з, о - по методике ГОСТ 1516—68; испытание по п. л — по методике ГОСТ 8008—70; испытания по пп. р, с — по методике предприятия-изготовителя.

При испытании трансформаторов важно соблюдать определенную последовательность проведения некоторых видов испытания. Такая последовательность предписана ГОСТ 3484—65. Нарушение последовательности отдельных видов испытания может вызвать повреждение вполне доброкачественных трансформаторов. Так, например, нельзя производить испытание электрической прочности изоляции трансформатора до того, как было проверено качество залитого масла и измерено сопротивление изоляции. При несоблюдении этого правила во время испытания электрической прочности изоляции может наступить ее пробой вследствие, например, неудовлетворительной сушки трансформатора, которая могла быть обнаружена при измерении сопротивления изоляции или испытании пробы масла. [12]

При испытании электрической прочности изоляции приложенным напряжением возможно повреждение изоляции отдельных витков вследствие частичных разрядов, в результате чего может произойти замыкание между витками и пробой витковой изоляции. Чтобы эти повреждения были обнаружены, испытание изоляции индуктированным напряжением следует проводить после испытания приложенным напряжением.

После испытания изоляции индуктированным напряжением следует провести опыт холостого хода, чтобы при этом обнаружить пробой витковой изоляции, который мог произойти в последние секунды испытания или при снятии напряжения.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току должно производиться после опыта короткого замыкания, чтобы тем самым могли быть проверены места паяек и контакты после нагрузки их номинальным током.

Таким образом, необходимо соблюдение следующей последовательности видов испытаний:

- а) испытание электрической прочности трансформаторного масла;

- б) измерение сопротивления изоляции обмоток;
- в) испытание электрической прочности изоляции приложенным напряжением;
- г) испытание электрической прочности изоляции индуктированным напряжением;
- д) опыт холостого хода.

После этого могут быть проведены опыт короткого замыкания и измерение сопротивления обмоток постоянному току. Последовательность проведения измерения коэффициента трансформации и определения группы соединения обмоток не обуславливается.

Контрольные испытания трансформаторов разделяются на предварительные и окончательные.

Предварительным испытаниям подвергаются отдельные узлы и части трансформатора в процессе изготовления и сборки, чтобы, во-первых, избежать установки на трансформатор дефектных узлов и деталей и, во-вторых, проверить те узлы и детали, которые не могут быть испытаны на готовом трансформаторе. К таким узлам относятся в первую очередь обмотки, магнитопроводы и переключатели.

Объем предварительных испытаний определяется на каждом предприятии-изготовителе в зависимости от их целесообразности, определяемой уровнем производства, количеством и характером брака и др.

Предварительные испытания проходят все обмотки как наиболее ответственные узлы трансформаторов. На контрольном пункте обмоточного цеха проверяются число витков и отсутствие витковых замыканий.

Магнитопроводы (остовы) трансформатора испытываются на качество изоляции стержневых шпилек (при наличии таковых) и на сопротивление лаковой изоляции пластин. Изоляцию стержневых шпилек, ярмовых балок, накладок и других деталей от активной стали магнитопровода испытывают приложенным напряжением 1000—2000 В промышленной частоты в течение 1 мин. Качество изоляции пластин проверяется измерением сопротивления постоянному току между крайними пластинами и между отдельными пакетами магнитопровода.

Испытания переключателей подразделяются на механические и электрические. Сначала производятся механические испытания, которые заключаются в испытании на механическую прочность и измерения динамометром давления контактов.

Обследование силовых трансформаторов можно производить с выводом в ремонт и без вывода в ремонт (непрерывный метод диагностики).

Обследование силовых трансформаторов с выводом в ремонт производят методами электрических и химических испытаний.

В перечень обязательных электрических испытаний согласно входят:

- измерение сопротивления изоляции всех обмоток и определение коэффициента абсорбции;
- измерение диэлектрических потерь и ёмкости изоляции обмоток;
- определение пробивного напряжения трансформаторного масла;
- определение тангенса угла диэлектрических потерь жидкого диэлектрика;
- определение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях переключающего устройства или ПБВ;
- измерение тока и потерь холостого хода при малом однофазном возбуждении;
- определение полного сопротивления короткого замыкания (для силовых трансформаторов мощностью 125 МВА и более);
- определение коэффициента трансформации обмоток;
- измерение сопротивления изоляции высоковольтных вводов, определение коэффициента абсорбции;
- измерение диэлектрических потерь и ёмкости изоляции высоковольтных вводов;
- испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц (при капитальном ремонте с полной сменой обмоток).

В перечень дополнительных электрических испытаний входят:

- определение уровня и места расположения источников частичных разрядов электрическим методом и локация частичных разрядов акустическим методом;

- выявление деформации обмоток путём анализа переходных функций трансформатора с помощью импульсной и частотной характеристик, и измерения частичных разрядов при повышенном напряжении, методами определения индуктивного и полного сопротивления короткого замыкания, низковольтных импульсов (импульсное дефектографирование), магнитной индукции;

- определение витковых замыканий в обмотках путем измерения внешнего магнитного поля трансформатора;

- определение вибраций элементов силового трансформатора;

- оценка состояния переключающих устройств с требованиями завода-изготовителя: снятие круговых диаграмм, осциллографирование контактной системы РПН и т. д.

В перечень обязательных химических испытаний входят:

- оценка влажности твердой изоляции;

- хроматографический анализ газов, растворённых в масле;

- определение кислотного числа диэлектрической жидкости;

- определение водорастворимых кислот диэлектрической жидкости;

- определение влагосодержания диэлектрической жидкости (качественное и количественное);

- определение температуры вспышки диэлектрической жидкости;

- определение антиокислительной присадки диэлектрической жидкости (до залива в электрооборудование);

- определение класса чистоты диэлектрической жидкости;

- содержание растворимого шлама в диэлектрической жидкости;

- газосодержание в диэлектрической жидкости в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя;

- оценка состояния бумажной изоляции обмоток по наличию фурановых соединений и степени полимеризации.

В перечень дополнительных испытаний диэлектрической жидкости входят:

- определение мутности;

- определение продуктов старения при помощи инфракрасной спектроскопии (спектральный анализ);

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь, удельной объёмной проводимости из бака силового трансформатора и из полости высоковольтных вводов при различных температурных режимах.

К методам непрерывного контроля (online monitoring) силовых трансформаторов относятся:

- тепловизионный;

- вибрационный;

- определение содержания растворённых в масле газов, контроль влажности и температуры в трансформаторе;

- акустический;

- частичных разрядов;

- оценка механического состояния РПН по частотному методу, по изменению тока или нагрузки электродвигателя привода устройства, оценка износа контактов по измерению концентрации нетрадиционных газов в масле бака устройства РПН, а также по определению разницы температур в баке РПН и основном баке трансформатора;

- определение наиболее нагретых точек с помощью волоконно-оптических датчиков;

- контроль высоковольтных вводов под рабочим напряжением, путём сравнения проводимостей и угла потерь между фазами;

- измерение индукции магнитного поля вдоль бака трансформатора;

- контроль характеристик электромагнитного излучения СВЧ-диапазона и т. д.

В последнее время интенсивно развиваются и внедряются методы непрерывного контроля за крупными силовыми трансформаторами с применением современных компьютерных технологий и автоматического сбора, и обработки, анализа данных. Применение этих методов осуществляется с помощью различных датчиков, расположенных непосредственно в пределах трансформатора.

4 Диагностика электродвигателей

Диагностика электродвигателей представляет собой сложную комплексную задачу, позволяющую идентифицировать повреждения электрооборудования с помощью ряда методов.

Возникновение тех или иных неисправностей влечёт за собой выход из строя всей машины и как следствие – остановку технологического процесса, аварии, пожары и прочее.

Во многих производствах внезапный выход из строя двигателя может привести к непоправимым последствиям. Кроме того, эксплуатация 33 находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии электродвигателей приводит как к прямым финансовым потерям, связанным с непрогнозируемым выходом из строя оборудования и вызванным этим нарушением технологического процесса, так и к значительным (до 5–7%) косвенным непродуктивным затратам электроэнергии, обусловленным повышенным электропотреблением (при той же полезной мощности). Поэтому возникает необходимость диагностики состояния двигателя в процессе его работы. [9]

В настоящее время асинхронные электродвигатели являются потребителями более 70% всей электроэнергии в стране. Опыт эксплуатации электродвигателей свидетельствует о большом количестве отказов, происходящих по причине аварийных ситуаций. Аварийность ежегодно составляет 25% и более. Выход из строя электродвигателя наносит большой ущерб. В основном этот ущерб связан с простоем технологического оборудования или порчи продукции вследствие аварии двигателя. Дополнительно к убыткам добавляется снижение электро- и пожаробезопасности, связанное с возможными короткими замыканиями, которые могут присутствовать в обмотке статора или ротора поврежденного электродвигателя.

В обмотках электродвигателей могут возникать замыкания на землю одной фазы статора, замыкания между витками и многофазные КЗ. Замыкания на землю и многофазные КЗ могут также возникать на выводах электродвигателей, в кабелях,

муфтах и воронках. Короткие замыкания в электродвигателях сопровождаются прохождением больших токов, разрушающих изоляцию и медь обмоток, сталь ротора и статора. Для защиты электродвигателей от многофазных КЗ служит токовая отсечка или продольная дифференциальная защита, действующие на отключение.

Однофазные замыкания на землю в обмотках статора электродвигателей напряжением 3—10 кВ менее опасны по сравнению с КЗ, так как сопровождаются прохождением токов 5—20 А, определяемых емкостным током сети. Учитывая сравнительно небольшую стоимость электродвигателей мощностью менее 2000 кВт, защита от замыканий на землю устанавливается на них при токе замыкания на землю более 10 А, а на электродвигателях мощностью более 2000 кВт — при токе замыкания на землю более 5, а защита действует на отключение.

После отключения КЗ напряжение на выводах электродвигателя восстанавливается, и частота его вращения начинает увеличиваться. При этом по обмоткам электродвигателя проходят большие токи, значения которых определяются частотой вращения электродвигателя и напряжением на его выводах. Снижение частоты вращения всего на 10—25 % приводит к уменьшению сопротивления электродвигателя до минимального значения, соответствующего пусковому току. Восстановление нормальной работы электродвигателя после отключения КЗ называется самозапуском, а токи, проходящие при этом, — токами самозапуска.

На всех асинхронных электродвигателях самозапуск может быть осуществлен без опасности их повреждения, и поэтому их защита должна быть отстроена от режима самозапуска. От возможности и длительности самозапуска асинхронных электродвигателей основных механизмов собственных нужд зависит бесперебойная работа тепловых электростанций. Если из-за большого снижения напряжения нельзя обеспечить самозапуск всех работающих электродвигателей, часть из них приходится отключать. Для этого используется специальная защита минимального напряжения, отключающая неответственные электродвигатели при снижении напряжения на их выводах до 60—70 % номинального. [13]

В случае обрыва одной из фаз обмотки статора электродвигатель продолжает работать. Частота вращения ротора при этом несколько уменьшается, а обмотки

двух неповрежденных фаз перегружаются током в 1,5—2 раза большим номинального.

Защита электродвигателя от работы на двух фазах применяется лишь на электродвигателях, защищенных предохранителями, если двухфазный режим работы может повлечь за собой повреждение электродвигателя. Защита от витковых замыканий на электродвигателях не устанавливается. Ликвидация повреждений этого вида осуществляется другими защитами электродвигателей, поскольку витковые замыкания в большинстве случаев сопровождаются замыканием на землю или переходят в многофазное КЗ.

Электродвигатели напряжением до 600 В защищаются от КЗ всех видов (в том числе и от однофазных) с помощью плавких предохранителей или быстродействующих электромагнитных расцепителей автоматических выключателей.

Основным видом ненормального режима работы для электродвигателей является перегрузка их токами больше номинального. [15]

5 Вибродиагностика

Вибродиагностические методы контроля состояния двигателей и генераторов обычно являются первым этапом в оценке состояния, т.к. позволяют анализировать состояние оборудования непосредственно во время его работы. После выявления при помощи вибродиагностики основных характерных признаков существования того или иного дефекта, необходимо применять другие, специализированные методы диагностики.

Основной признак того, что диагностируемый дефект имеет электромагнитную природу - мгновенное исчезновение его признаков в спектре вибрации после отключения электрической машины от сети. Основные неисправности (дефекты), вызывающие повышение вибрации в электродвигателях:

- дисбаланс ротора (вала) и элементов привода (муфты, шкивы);
- потеря жесткости опорной системы (дефекты фундамента, рамы, элементов крепления);

- расцентровка валов привода;
- резонансные явления;
- дефекты подшипников и износ кинематических звеньев.

Очень важным является то, что диагностика причин повышенной вибрации электрических машин должна проводиться при возможно большей нагрузке двигателя. Если исследования проводятся на холостом ходу, то очень часто удается выявить только малую часть всех имеющихся в оборудовании электромагнитных дефектов.

Для успешной диагностики различных электромагнитных дефектов в электрических двигателях и генераторах необходим спектроанализатор с очень высокой разрешающей способностью, с числом спектральных линий, не меньшем, чем 3200. Типовая структура системы, основанной на анализе параметров вибрации электрических машин, состоит из следующих основных элементов:

- датчики вибрации;
- прибор для измерения и анализа вибрации;
- персональный компьютер;
- пакет программ для мониторинга, глубокой диагностики и прогноза состояния оборудования;
- линии связи датчиков со средствами анализа сигналов, приборов с компьютерами, компьютеров с компьютерными сетями;
- устройства коммутации и усиления.

Малогабаритный виброметр марки "Vibro Vision" предназначен для контроля уровня вибрации и экспресс-диагностики дефектов вращающегося оборудования. Позволяет измерять общий уровень вибрации (СКЗ, пик, размах), оперативно диагностировать состояние подшипников качения.

Виброметр регистрирует сигналы в размерности виброускорения, виброскорости, виброперемещения при помощи встроенного или внешнего датчика. На фотографии показано измерение вибрации прибором при помощи встроенного вибродатчика. В таком режиме виброметр наиболее удобен для простых и оперативных измерений. [11]

При использовании внешнего датчика, устанавливаемого на контролируемом оборудовании при помощи магнита или с использованием щупа, можно проводить более сложные измерения. На второй фотографии в место контроля вибрации на магните установлен внешний датчик вибрации, который подключен к прибору.

Дополнительными функциями виброметра "Vibro Vision" являются определение состояния подшипников качения на основе расчета эксцесса виброускорения и простейший анализатор вибросигналов. Прибор позволяет оценивать форму вибросигнала (256 отсчетов) и анализировать спектр вибросигнала (100 линий). Это позволяет "на месте" диагностировать некоторые дефекты, например, небаланс, расцентровка. Эти функции позволяют диагностировать этим простым и дешевым прибором наиболее часто встречающиеся дефекты вращающегося оборудования.

Вся информация в виброметре показывается на графическом экране расширенного температурного диапазона, предусмотрена его подсветка. Пример изображения на экране в режиме регистрации виброускорения показан на рисунке

Достоинства метода:

- широкий спектр диагностируемых параметров;
- проведение диагностики на работающем оборудовании;

Главным недостатком такого метода является необходимость использования специальных виброакустических датчиков и сложность их установки. Как недостаток можно отметить сложность проведения диагностики на труднодоступном оборудовании. [15]

6 Построение и расчет годового графика электрических нагрузок

Графиками электрических нагрузок называется изменение электрических нагрузок во времени. Графики электрических нагрузок дают возможность определить важные показатели, необходимые при расчетах нагрузок, и более рационально выполнить систему электроснабжения.

Суточные графики электрических нагрузок показывают изменение нагрузок в течение суток. Строят эти графики по показаниям счетчиков активной и реактивной

энергии через каждый час либо каждые полчаса. Суточные графики нагрузок одной из фабрик отображены на рисунке 1. Нагрузки летних суток представлены пунктирной, а нагрузки зимних суток сплошной линиями. Принято, что графики активной и реактивной мощности в относительных единицах (о.е) совпадают во времени и, следовательно, совпадают с графиком полной мощности. Суточные графики охватывают временной диапазон от 0 до 24 часов. Суточные графики нагрузок строятся по данным приложения К. В приложении К указаны параметры для суточных зимних графиков нагрузки. Для построения суточных летних графиков нагрузки, следует ознакомиться с рекомендацией, указанной под таблицей К.1.

Необходимо построить годовой график электрических нагрузок (ГЭН) нагрузки по продолжительности и найти число часов использования максимальной нагрузки. Годовой график будет строиться в порядке убывания ступеней графика и показывать, сколько часов в году предприятие работает с той или иной активной мощностью нагрузки. Площадь графика, построенного в о.е, равна числу часов использования максимума нагрузки – T_m .

Условно принимается число «зимних» суток равным 213 и число «летних» суток – 152.

Начиная с максимального значения, пронумеровать ступени зимних и летних графиков нагрузки.

Суммарную продолжительность ступеней по зимнему графику вычисляют по формуле

$$T_{i3} = t_{i3} \cdot 213, \quad (6.1)$$

где t_{i3} – суммарная продолжительность i -ой ступени по суточному зимнему графику, ч.

Суммарную продолжительность ступеней по летнему графику вычисляют по формуле

$$T_{iЛ} = t_{iЛ} \cdot 152, \quad (6.2)$$

где $t_{iЛ}$ – суммарная продолжительность i -ой ступени по суточному летнему графику, ч.

Результаты расчета заносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Данные для построения годового графика электрических нагрузок

Ступени	P_i , о.е.	$t_{iЗ}$, ч	$t_{iЛ}$, ч	$T_{iЗ}$, ч	$T_{iЛ}$, ч	$T_i = T_{iЗ} + T_{iЛ}$, ч
1						
i						

Проверка правильности расчетов – в таблице 1 в строке «Итого»: в столбцах 3 и 4 должно получиться число 24 (число часов в сутках), а в столбце 7 – число 8760 (число часов в году).

Потребление электроэнергии в зимний период вычисляют по формуле

$$W_{сз} = \sum P_i \cdot t_{iЗ} \quad (6.3)$$

Потребление электроэнергии в летний период вычисляют по формуле

$$W_{сл} = \sum P_i \cdot t_{iЛ} \quad (6.4)$$

Годовое потребление электроэнергии вычисляют по формуле

$$W_{Г} = W_{З} \cdot t_{З} + W_{Л} \cdot t_{Л}, \quad (6.5)$$

Среднюю потребляемую мощность вычисляют по формуле

$$S_{ср} = \frac{W_{Г}}{t_{Г}}, \quad (6.6)$$

где $t_{Г} = 8760$ – общее количество часов в году, ч.

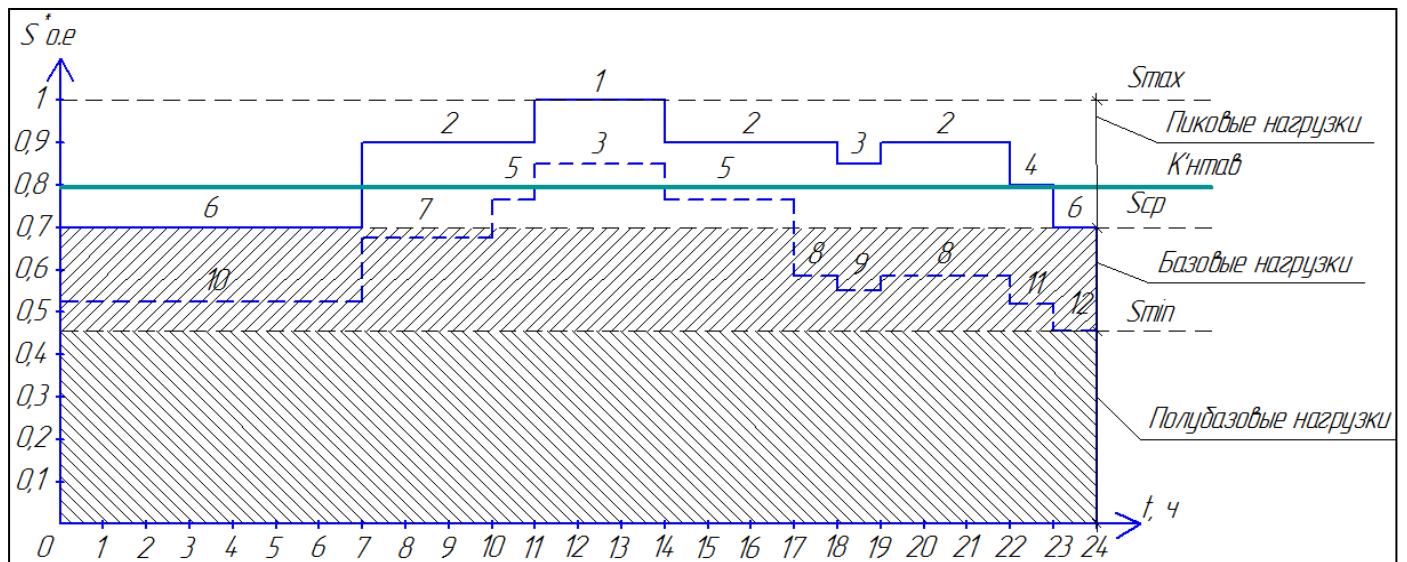


Рисунок 1 – Суточные графики нагрузок

Коэффициент заполнения годового графика электрических нагрузок вычисляют по формуле

$$k_{зп} = \frac{S_{ср}}{S_{max}}, \quad (6.7)$$

где $S_{max} = 1$ – максимальная потребляемая мощность, о.е.

По значению $k_{зп}$ определяют число смен работы предприятия:

- если $k_{зп} < 0,75$ – предприятие работает в одну или две смены;
- если $k_{зп} \geq 0,75$ – предприятие работает три смены.

T_M – это такое время, в течение которого через электрическую сеть, работающую с максимальной нагрузкой, передавалось бы такое же количество электрической энергии, которое передается через нее в течение года по действительному графику нагрузки.

Количество часов использования максимальной нагрузки вычисляют по формуле

$$T_M = \frac{W_{\Gamma}}{S_{max}} \quad (6.8)$$

ГЭН строится на основе данных столбцов 2 и 7 (см. Таблица 1). Годовой график электрических нагрузок представлен на рисунке 2.

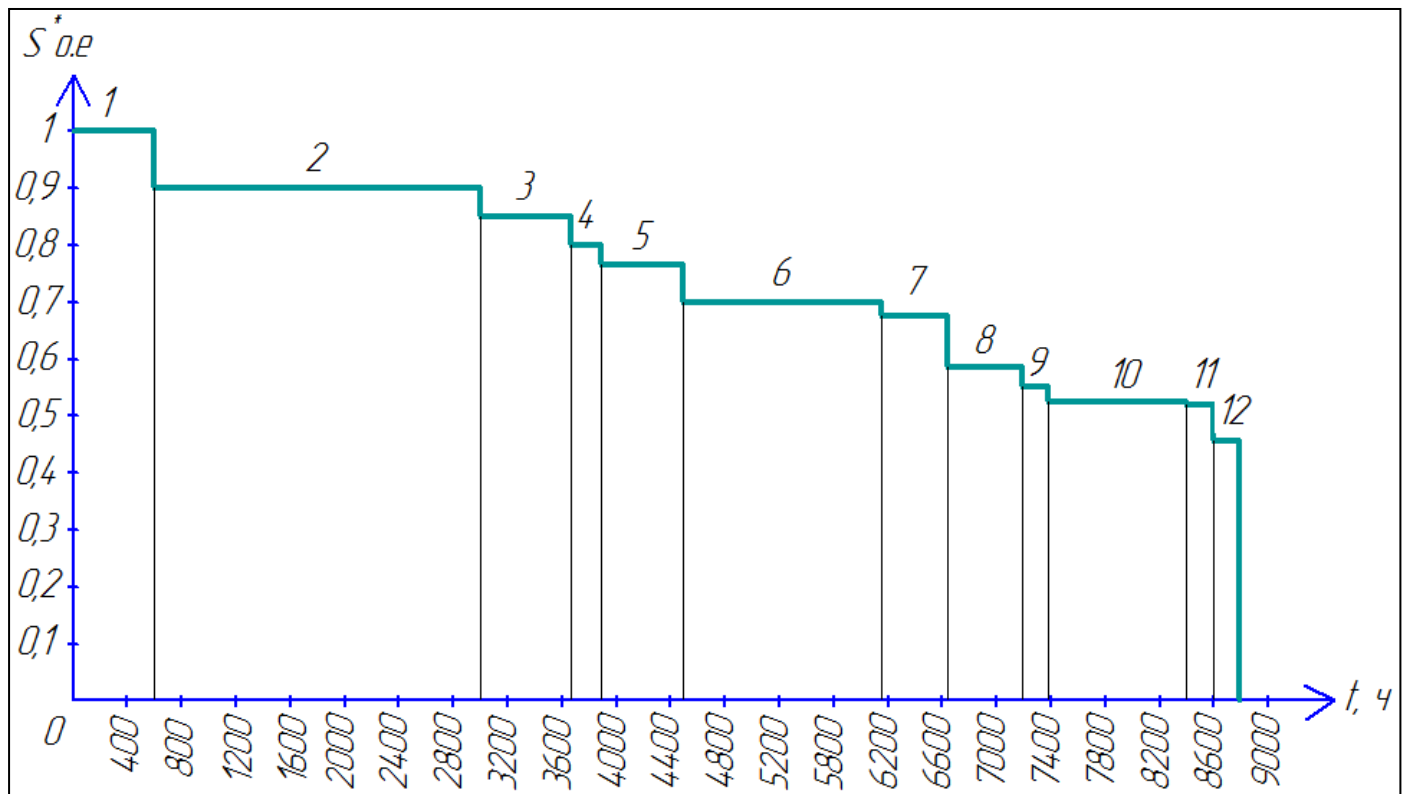


Рисунок 2 – Годовой график электрических нагрузок

7 Выбор номинального напряжения сети и режима нейтрали

7.1 Выбор номинального напряжения сети

Шкала номинальных напряжений электрических сетей России установлена ГОСТ 21128-83.

В России получили распространение две системы напряжения электрических сетей класса 35 кВ и выше: 35-110-220-500-1150 кВ и 35-110(150) -330-750 кВ. первая система применяется в большинстве ОЭС, вторая после разделения СССР осталась только в ОЭС Северо-Запада. Кроме того, в ОЭС Центра и Северного Кавказа при основной системе 35-110-500 кВ ограниченное распространение получили также сети 330 кВ.

Напряжение 110 кВ имеет наибольшее распространение для распределительных сетей во всех ОЭС России независимо от принятой системы напряжения. Сети напряжением 150 кВ выполняют те же функции, что и сети 110 кВ, но применяются только в Кольской энергосистеме и поэтому это напряжение не рекомендуется к использованию для вновь проектируемых сетей, за исключением тех районов, где оно уже применяется. В учебном проектировании использование этого номинального напряжения допускается независимо от района проектирования.

Номинальное напряжение сети существенно влияет как на ее экономические показатели, так и на технические характеристики.

При повышении номинального напряжения сети снижаются потери мощности и электроэнергии, уменьшаются сечения проводов, растет предельная передаваемая мощность, облегчается будущее развитие сети, но увеличиваются капитальные затраты на оборудование, вследствие роста затрат на изоляцию.

Определяющими факторами, влияющими на выбор напряжения сети, являются передаваемая мощность и расстояние, на которое она передается.

При решении вопросов выбора напряжения районной сети можно пользоваться эмпирической формулой Стилла. Данная формула применима для линий длиной до 250 км и передаваемой мощности, не превышающей 60 МВт.

Напряжение районной сети вычисляют по формуле Стилла

$$U_{op} = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}, \quad (7.1)$$

где P – активная мощность, передаваемая по линии, МВт;

l – длина линии км.

Более универсальной является формула Г.А. Илларионова, которая дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

Напряжение районной сети вычисляют по формуле Г.А. Илларионова

$$U_{op} = \frac{1000}{\sqrt{1 + \frac{2500}{P}}} \quad (7.2)$$

Для принятия окончательного решения о величине номинального напряжения необходима не только оценка технических свойств, но и расчет экономической целесообразности принятого решения. Поэтому выбор номинального напряжения сети проводится повариантно: выполняются расчеты при нескольких возможных (ближайших к U_{op}) номинальных напряжениях и для каждого из них определяются приведенные затраты. Окончательное решение принимается на основе технико-экономического сравнения вариантов таким образом, чтобы обеспечить экономичную работу сети и необходимые технические требования – качество напряжения, малые потери мощности и энергии. [8]

7.2 Выбор режима нейтрали

Выбор режима работы нейтрали электроустановок, которые по условиям электробезопасности разделяются ПУЭ [3] на электроустановки напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ, должен осуществляться с учетом бесперебойности электроснабжения приемников электроэнергии, экономичности системы, надежности сетей, безопасности системы, минимума потерь электроэнергии, возможности ограничения коммутационных перенапряжений, снижения электромагнитных влияний на линии связи, избирательности действия релейной защиты и простоты ее выполнения, возможности удержания поврежденной линии в работе, предотвращения развития в сети феррорезонансных явлений, возможности дальнейшего развития системы без значительной реконструкции и др.

Нейтралями (нейтральными точками) электроустановок называют общие точки фаз обмоток генераторов и трансформаторов, соединенных в звезду. Нейтраль может быть изолирована от земли, соединена с землей через реактивное сопротивление, а

также непосредственно заземлена. Вид связи нейтралей с землей определяется безопасностью обслуживания электроустановок, надежностью электроснабжения потребителей и экономичностью.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы:

- сети с незаземленными (изолированными) нейтральями;
- сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтральями;
- сети с эффективно-заземленными нейтральями;
- сети с глухозаземленными нейтральями.

При глухом заземлении нейтрали замыкание одной фазы на землю является однофазным КЗ, характеризующимся большим током. Напряжение фаз по отношению к земле при этом не выше фазного номинального; исключаются перемежающиеся дуги. Однофазные КЗ отключаются автоматически. Отключение приводит к перерывам в электроснабжении потребителей.

Другим недостатком глухого заземления нейтрали является значительное усложнение и удорожание заземляющих устройств. Последнее связано с тем, что для системы с большим током замыкания на землю ПУЭ [3] допускают максимальное сопротивление заземляющего контура 0,5 Ом, поэтому число заземляющих электродов должно быть значительным. Вследствие значительного тока однофазного КЗ, который может быть больше тока трехфазного КЗ, глухо заземляют не все нейтрали трансформаторов.

Необходимо на основании рассмотрения достоинств и недостатков различных режимов работы нейтрали, удовлетворяющих в той или иной степени требованиям, предъявляемым к заземлению нейтрали, выбрать наиболее подходящую к своему варианту.

Но стоит учесть, что в системах электроснабжения напряжением 6,10,20 и 35 кВ применяют изолированную нейтраль, если емкостные токи не превосходят при однофазных замыканиях на землю значений, установленных ПУЭ [3], в противном случае применяют нейтрали, заземленные через дугогасящие аппараты, компенсирующие

емкостный ток замыкания на землю. При напряжениях 6 и 10 кВ нейтрали генераторов обычно заземляют через активное сопротивление.

В системах напряжением 110 кВ применяют эффективно заземленную нейтраль.

Глухозаземленную нейтраль при напряжениях до 1 кВ применяют в четырехпроводной системе напряжением 380/220 В, преимуществом которой является возможность питания от одной сети силовой и осветительной нагрузок, а также в трехпроводных системах постоянного тока.

В трехфазных системах напряжением 380 и 220 В применяют как изолированную, так и глухозаземленную нейтраль. При повышенных требованиях безопасности (для передвижных установок, торфяных разработок, шахт) применяют электроустановки с изолированной нейтралью или изолированным выводом источника однофазного тока, если их напряжение ниже 1 кВ, а в электроустановках постоянного тока того же напряжения изолируют среднюю точку.

Примечание: принятие решения по выбору режима работы нейтрали электроустановок должно основываться на рекомендациях ПУЭ [3].

8 Расчет сечения и количества линий до ТП

Рассчитать воздушную линию – это значит определить её сечение.

Воздушную линию выбирают по следующим параметрам

1) по номинальному напряжению

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

2) по конструкции (в зависимости от материала жилы и количества цепей);

3) по экономической плотности тока;

Воздушную линию проверяют по следующим параметрам

1) по длительно допустимому току;

2) по условиям «короны»;

3) на термические и динамические действия токов КЗ.

Сечение это важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов увеличиваются затраты, но уменьшаются потери электроэнергии, увеличивается пропускная способность, уменьшается стоимость передаваемой электроэнергии.

Для определения сечения необходимо выбрать материал жилы (рекомендуется выбрать провод марки АС) и значение числа часов максимума нагрузки T_M (1.8).

По таблице И.1 Приложения И определить экономическую плотность тока, она определяется как $j_{ЭК} = f$ (материал жилы; T_M).

Экономическая плотность тока – это отношение наибольшего протекающего в линии тока к экономическому сечению.

Расчетный ток в нормальном режиме наибольших нагрузок, проходящий по линии вычисляют по формуле

$$I_{расч} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n \cdot \cos \varphi} \quad (8.2)$$

где P_{max} – максимальная мощность нагрузки, Вт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В;

n – число цепей линии электропередачи (если все потребители второй категории, то принимаем линию двухцепной, т.е $n = 2$).

Экономическое сечение проводника вычисляют по формуле

$$F_{ЭК} = \frac{I_{расч}}{j_{ЭК}}, \quad (8.3)$$

где $I_{расч}$ – расчетный ток в нормальном режиме наибольших нагрузок, проходящий по линии, А;

$j_{ЭК}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного [1] и по этой величине определяем длительно допустимый ток $I_{\text{дл.доп}}$. Это максимальный ток, который может выдержать данное сечение без видимой деформации и разрушений в любом режиме сколь угодно длительное время.

Проверка ВЛ осуществляется сначала по длительно допустимому току, исходя из условий, что

$$I'_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{ав}} \quad (8.4)$$

$$I'_{\text{дл.доп}} = k \cdot I_{\text{дл.доп}} \quad (8.5)$$

где k – это температурный коэффициент, который определяется из таблицы 3.2 Приложения 3.

Если линия является двухцепной, то аварийный ток вычисляют по формуле

$$I_{\text{ав}} = \frac{P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1) \cdot \cos \varphi} \quad (8.6)$$

Если линия одноцепная, тогда

$$I_{\text{ав}} = 1,4 \cdot I_{\text{расч}} \quad (8.7)$$

Если выполняется ниже приведенное условие, то тогда проверка выполнена и сечение выбрано верно

$$I'_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{ав}} \quad (8.8)$$

Если проверка не выполняется, то нужно поменять материал жилы или увеличить сечение на ступень выше и произвести расчет заново.

Проверка по условиям «короны» выполняется для ЛЭП, начиная с напряжения 35 кВ и выше.

Необходимо выполнения условия:

$$U_{\text{кор.кр}} \geq U_{\text{ном}} \quad (8.9)$$

$$U_{\text{кор.кр}} = 84 \cdot m \cdot r \cdot \lg\left(\frac{a}{r}\right) \quad (8.10)$$

где m – коэффициент шероховатости провода, принимается в пределах от 0,82 до 0,87;

r – радиус провода, его значение берется из справочника для определенного сечения, см;

a – расстояние между фазами, см.

Для расчетов можно принять

– при $U=35$ кВ, $a = 1,5-2,5$ м;

– при $U=110$ кВ, $a = 2,5-4$ м;

– при $U=220$ кВ, $a = 4-6$ м.

Если выполняется условие:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном}} \quad (8.11)$$

Тогда расчет выполнен верно.

В противном случае необходимо увеличить значение расстояния между фазами (a) или увеличить значение коэффициента шероховатости провода (m). Если данные меры не помогают, то выбирают значение сечения на ступень выше.

Согласно ПУЭ [3] минимальные допустимые по условиям коронирования сечение проводов следующее:

Таблица 2 – Минимальные допустимые сечения проводов по условиям коронирования

Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$, кВ	Сечение проводов, мм ²
110	70
150	120
220	240
330	600

9 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

При выборе количества трансформаторов необходимо опираться на категоричность потребителей в составе нагрузки. При наличии в этом составе потребителей 1 и 2 категории необходимо задаться числом к установке силового трансформатора – два. При отсутствии потребителей 1-ой категории допускается установка одного силового трансформатора.

При выборе мощностей силовых трансформаторов можно руководствоваться двумя способами:

- по заданной мощности нагрузки;
- по графику нагрузки.

Второй способ при известном графике является более точным и потому при наших расчетах будет более предпочтительным.

Среднюю квадратичную нагрузку по графику характерных «зимних» суток (см. Рисунок 1) вычисляют по формуле

$$S_{\text{СК}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k S_i^{*2} \cdot t_i}{\sum_{i=1}^k t_i}} \quad (9.1)$$

где S_i^* – мощность ступени нагрузки, о.е.;

t_i – продолжительность ступени, ч.;

k – количество ступеней графика.

Максимальную мощность нагрузки вычисляют по формуле

$$S_M = \frac{P}{\cos(\varphi)} \quad (9.2)$$

Ориентировочную мощность трансформатора вычисляют по формуле

$$S_{\text{оп}} = \frac{S_{\text{СК}} \cdot S_M}{\cos(\varphi)}, \quad (9.3)$$

где $S_{\text{СК}}$ – среднеквадратичная мощность трансформатора;

S_M – максимальная мощность нагрузки, МВА;

n – количество трансформаторов, принимаемых к установке.

Затем принимаем за номинальную мощность трансформаторов ближайшую большую стандартную и выбираем марку и записываем номинальные данные трансформатора из справочника [1].

9.1 Проверка трансформаторов на перегрузочную способность

Методика определения допустимых нагрузок силовых трансформаторов осуществляется согласно ГОСТ 14209–85 (СТ СЭВ 3916–82). ГОСТ 14209–85 распространяется на силовые масляные трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ, Ц мощностью до 100 МВА включительно. Указанный ГОСТ 14209–85 не может быть непосредственно использован при определении допустимых нагрузок большинства силовых масляных трансформаторов электростанций и крупных подстанций, имеющих, как правило, трансформаторы мощностью 125 МВА и выше. Он не распространяется также на трансформаторы с принудительным направленным потоком масла в обмотках. Допустимая нагрузка силовых масляных трансформаторов мощностью более 100 МВ-А должна указываться заводом-изготовителем. [2]

ГОСТ 14209–85 сохраняет математическую модель ГОСТ 14209–69 расчёта температуры масла в верхних слоях, температуры наиболее нагретой точки обмотки и относительного износа изоляции, максимально допустимые температуры масла в верхних слоях при систематических перегрузках (115°C), а также нормированное (базовое) значение температуры обмотки в наиболее нагретой точке (98°C).

Установлены максимально возможные значения перегрузок:

- 1,5 – при систематических перегрузках;
- 2 – при аварийных перегрузках.

Коэффициент покрытия трансформаторами нагрузки вычисляют по формуле

$$K_{\text{HT}}^* = \frac{S_{\text{HT}} \cdot n}{S_{\text{M}}}, \quad (9.4)$$

где S_{HT} – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_{M} - расчетная максимальная нагрузка, МВА.

n – количество трансформаторов принятых к установке.

Если $K_{\text{HT}}^* \geq 1$ то трансформаторы подстанции не испытывают систематических перегрузок.

В противном случае на суточный зимний график нагрузки необходимо нанести линию параллельную оси абсцисс с ординатой равной величине K_{HT}^* .

По пересечению графика нагрузок и линии K_{HT}^* определяем предварительное время перегрузки t_{Π}' .

Коэффициент начальной загрузки K_1 вычисляют по формуле

$$K_1 = \frac{1}{K_{HT}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t=t_{\Pi}} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_{\Pi}} t_i}}, \quad (9.5)$$

Примечание: Если суточный график нагрузки трансформатора содержит два близких по значению максимума различной продолжительности, значение t_{Π} и K_2 определяются по максимуму большей продолжительности, а значение K_1 - как среднеквадратичное значение остальной нагрузки.

Если суточный график нагрузки трансформатора содержит несколько последовательных близких максимумов, значение t_{Π} и K_2 определяются из охвата всех максимумов, а значение K_1 - как среднеквадратичное значение оставшейся нагрузки.

Предварительный коэффициент перегрузки по графику K_2' вычисляют по формуле

$$K_2' = \frac{1}{K_{HT}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t=t_{\Pi}} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_{\Pi}} t_i}}, \quad (9.6)$$

Коэффициент K_{\max} вычисляют по формуле

$$K_{\max} = \frac{S_M}{S_{HT} \cdot n} \quad (9.7)$$

Если $K_2' \geq 0,9 \cdot K_{\max}$, то принять расчетный коэффициент перегрузки $K_2 = K_2'$, а время перегрузки $t_{\text{п}} = t_{\text{п}}'$, иначе принять $K_2 = 0,9 \cdot K_{\max}$, а время перегрузки скорректировать по следующему выражению

$$t_{\text{п}} = \frac{(K_2')^2 \cdot t_{\text{п}}'}{(0,9 \cdot K_{\max})^2} \quad (9.8)$$

По таблицам ГОСТ 14209–85 систематических перегрузок [1], в зависимости от коэффициента K_1 , температуры $t_{\text{п}}$, эквивалентной температуры охлаждающей среды Θ (так как выбор трансформатора осуществлялся по зимнему графику, имеющему больший максимум нагрузки то в качестве Θ принимаем эквивалентную зимнюю температуру) и системы охлаждения трансформатора, находим допустимый коэффициент перегрузки $K_{2\text{доп}}$.

Примечание. При несовпадении расчетных значений K_1 , $t_{\text{п}}$, или Θ с табличными значение $K_{2\text{доп}}$ определяют по правилам линейной интерполяции.

Проверка осуществляется по выражению

$$K_2 \leq K_{2\text{доп}} \quad (9.9)$$

Если условие 4.6 не выполняется, то необходимо увеличить мощность трансформатора на одну ступень и повторить расчет.

Если трансформаторы не испытывают систематических перегрузок, то они не требуют проверки.

9.2 Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку

Проверку осуществляем только для 2-х трансформаторных подстанций при отключении одного из трансформаторов. [1]

Коэффициент покрытия аварийной перегрузки вычисляют по формуле

$$K_{HT\ ав}^* = \frac{S_{HT}}{S_M} \quad (9.10)$$

Если $K_{HT\ ав}^* \geq 1$, то трансформатор не испытывает аварийных перегрузок.

В противном случае на суточный зимний график нагрузки необходимо нанести линию параллельную оси абсцисс с ординатой равной величине $K_{HT\ ав}^*$.

По пересечению графика нагрузок и линии $K_{HT\ ав}^*$ определить предварительное время аварийной перегрузки $t'_{п.ав}$.

Коэффициент начальной загрузки в аварийном режиме $K_{1ав}$ вычисляют по формуле

$$K_{1ав} = \frac{1}{K_{HT\ ав}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t=t_n} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_n} t_i}} \quad (9.11)$$

В формуле 4.8 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые не относятся к зоне аварийной перегрузке.

Предварительный коэффициент аварийной перегрузки по графику $K'_{2ав}$ определяем по формуле

$$K'_{2ав} = \frac{1}{K_{HTав}^*} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{t=t_n} (S_i^*)^2 \cdot t_i}{\sum_{t=t_n} t_i}} \quad (9.12)$$

В выражении 4.9 суммирование ведется по тем ступеням графика, которые относятся к зоне аварийной перегрузки.

Если $K'_{2ав} \geq 0,9 \cdot K_{маx\ ав}$, то принять расчетный коэффициент аварийной перегрузки $K_{2ав} = K'_{2ав}$, а время перегрузки $t_{п\ ав} = t'_{п\ ав}$.

В противном случае, принять $K_{2ав} = 0,9 \cdot K_{маx\ ав}$

Время перегрузки скорректировать согласно выражению

$$t_{п\ ав} = \frac{(K_{2ав})^2 \cdot t_{пав}}{(0,9 \cdot K_{max\ ав})^2} \quad (9.13)$$

По таблицам ГОСТ 14209–85 аварийных перегрузок [1], в зависимости от $K_{1ав}$, $t_{п\ ав}$, эквивалентной температуры охлаждающей среды Θ и системы охлаждения трансформатора, найти допустимый коэффициент перегрузки $K_{2доп\ ав}$.

Примечание. Таблицы ГОСТ 14209–85 допустимых аварийных перегрузок приведены для трансформаторов класса напряжения до 110 кВ включительно. При проверке трансформаторов класса 150 кВ и выше следует скорректировать величину Θ , увеличив ее на +20°C.

Выполнить проверку согласно выражению

$$K_{2ав} \leq K_{2допав} \quad (9.14)$$

Если условие 4.11 не выполняется, то вычисляют допустимую мощность трансформатора в аварийном режиме по формуле

$$S_{доп} = K_{2допав} \cdot S_{нт} \quad (9.15)$$

Необходимую мощность отключения нагрузки вычисляют по формуле

$$S_{откл} = S_{м} - S_{доп} \quad (9.16)$$

Выполняют проверку согласно выражению

$$\frac{S_{\text{откл}} \cdot 100}{S_{\text{м}}} \leq S_{\text{III}} \%, \quad (9.17)$$

где $S_{\text{III}}\%$ – удельный вес потребителей 3-ей категории в общей нагрузке подстанции согласно заданию.

Если условие 4.14 выполняется, то за счет отключения потребителей 3-ей категории в послеаварийном режиме трансформатор сможет нести оставшуюся нагрузку.

Если условие 4.14 не выполняется, то следует увеличить мощность трансформатора и повторить проверку на аварийную перегрузку.

9.3 Расчет сопротивления изоляции при сушке обмоток ЭМ и трансформаторов

Решение о необходимости сушки обмоток электрических машин принимается, если сопротивление изоляции меньше минимально допустимого. [6]

Номинальное сопротивление обмотки трансформатора вычисляют по формуле

$$R_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном.тр}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2}, \quad (9.18)$$

где $P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания при номинальном токе трансформатора, кВт;

$U_{\text{ном.тр}}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Для оборудования мощностью 5 МВт и более сопротивление изоляции вычисляют по выражению

$$R_{\text{из}} \geq \frac{K_{\text{п}} \cdot U_{\text{н}}}{1000 + 0,01 \cdot S_{\text{н}}}, \quad (9.19)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение электрической машины, кВ;

$S_{\text{н}}$ – номинальная мощность электрической машины, кВА;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий зависимость сопротивления изоляции от её температуры.

Согласно варианту (см. Приложение Л), выбирается температура $T_{\text{и}}$ и коэффициент $K_{\text{п}}$.

При измерении сопротивления изоляции электрических машин, аппаратов и трансформаторов малой и средней мощности поляризация диэлектрика происходит быстро (несколько секунд), поэтому также быстро устанавливаются показания мегаомметра. Для устройств большой мощности (свыше 400 кВт) поляризация может происходить в течении десятков минут, поэтому для характеристики изоляции используется коэффициент абсорбции.

Коэффициент абсорбции является показателем увлажнения. $K_{\text{аб}}$ вычисляют для решения вопроса о необходимости сушки изоляции оборудования.

Коэффициент абсорбции вычисляют по формуле

$$K_{\text{аб}} \geq \frac{R_{60}}{R_{15}}, \quad (9.20)$$

где $K_{\text{аб}}$ – коэффициент абсорбции;

R_{60} – сопротивление изоляции измеренное по истечении 60 секунд;

R_{15} – сопротивление изоляции измеренное по истечении 15 секунд;

Чем больше коэффициент абсорбции, тем выше качество изоляции. Для хорошей изоляции при температуре 10 – 30 °С $K_{\text{аб}}$ должен быть не менее 1,3.

Для сушки обмоток применяются следующие методы:

– индуктивный;

– токовый;

– внешнего нагрева.

В процессе сушки не должна резко изменяться температура изоляции и обмотки, иначе в изоляции могут возникнуть большие термомеханические напряжения, которые в последствии приведут к необратимым последствиям. Поэтому режим нагрева выбирают таким образом, чтобы скорость нарастания температуры обмоток не превышала $5\div 7$ °С в час.

9.4 Определение номинальных токов трансформатора

Номинальные токи первичной и вторичной обмоток трансформатора вычисляют по формуле

$$I_H = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.21)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное линейное напряжение трансформатора, В;

Определение фазных напряжений трансформатора;

$$U_{\phi} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}}, \quad (9.22)$$

9.5 Определение зависимости изменения вторичного напряжения трансформатора

Ток вторичной обмотки трансформатора вычисляют по формуле

$$I_2 = \frac{S_{\text{потр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном2}} \cdot n}, \quad (9.23)$$

где $U_{\text{ном2}}$ – напряжение обмотки НН трансформатора (по паспорту), В;

$S_{\text{потр}} = S_{\text{м}}$ – потребленная трансформатором мощность, МВА (4.2);

n – количество линий (для двухцепной принять 2).

Полное сопротивление короткого замыкания вычисляют по формуле

$$Z_r = \frac{U_{\text{кф1}} \cdot U_{\text{к}\%}}{100 \cdot I_{\text{н1}}}, \quad (9.24)$$

где $U_{\text{кф1}}$ – действующее значение фазного напряжения КЗ, В;

$U_{\text{к}\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

$I_{\text{н1}}$ – номинальный первичный ток трансформатора, А.

Активное сопротивление короткого замыкания вычисляют по формуле

$$r_k = \frac{P_k}{3 \cdot I_{\text{н1}}^2}, \quad (9.25)$$

где P_k – потери мощности короткого замыкания, Вт;

$I_{\text{н1}}$ – номинальный первичный ток трансформатора, А.

Реактивное сопротивление короткого замыкания определяем по формуле

$$x_k = \sqrt{Z_k^2 - r_k^2} \quad (9.26)$$

Активную составляющую напряжения короткого замыкания вычисляют по формуле

$$U_{ka} \% = \frac{I_{ном} \cdot r_k}{U_{ном.ф1}}, \quad (9.27)$$

где $U_{ном.ф1}$ – номинальное фазное напряжение трансформатора, В;

$I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Реактивную составляющую напряжения короткого замыкания вычисляют по формуле

$$U_{кр} \% = \frac{I_{ном1} \cdot X_k}{U_{ном.ф1}}, \quad (9.28)$$

Зависимость изменения вторичного напряжения трансформатора от характера нагрузки вычисляют расчетным путем согласно выражению

$$\Delta U_2 \% = \beta \cdot (U_{ka}, \% \cdot \cos \varphi_2 + U_{кр}, \% \cdot \sin \varphi_2), \quad (9.29)$$

где $\Delta U_2 \%$ – изменение вторичного напряжения трансформатора, %;

$\beta = \frac{I_2}{I_{н2}}$ – коэффициент нагрузки трансформатора;

$U_{ka} \%$ – активная составляющая напряжения короткого замыкания, %;

$U_{кр} \%$ – реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, %.

Зависимость $\Delta u=f(\varphi_2)$ рассчитаем для номинальной нагрузки при изменении φ_2 в пределах от $+90^\circ$ до -90° с обязательным изображением характерных точек.

Таблица 3 – Результаты расчетов зависимости $\Delta u=f(\varphi_2)$

φ_2	град	90	60	45	30	0	-30	-45	-60	-90
ΔU										

По результатам расчета, выполнить построение зависимости $\Delta u=f(\varphi_2)$ и вынести её в приложение графической части курсовой работы.

9.6 Расчет внешних характеристик трансформаторов

Внешняя характеристика трансформатора - это зависимость вторичного напряжения от коэффициента нагрузки трансформатора при постоянном напряжении, частоте и $\cos \varphi_2$ ($\cos \varphi_2 = 1$, $\cos \varphi_2 = 0,8$ и $\cos \varphi_2 = -0,8$).

Значение вторичного напряжения в процентах при данных значениях, т.е. при активной, индуктивной и емкостной нагрузке вычисляют по формуле

$$U_2 = 1 - \frac{\beta_1 \cdot [U_{ka} \% \cdot \cos(\varphi_2) + U_{kp} \% \cdot \sin(\varphi_2)]}{100}, \quad (9.30)$$

Результаты расчета сводим в таблицу 4. По результатам расчета (см. Таблица 4) необходимо построить внешнюю характеристику трансформатора и вынести ее на лист графической части.

Таблица 4 - Результаты расчетов внешней характеристики трансформатора

β	$\cos \varphi_2 = 1$ (активная нагрузка)		$\cos \varphi_2 = 0,8$ (индуктивная нагрузка)		$\cos \varphi_2 = - 0,8$ (ёмкостная нагрузка)	
	ΔU	U_2	ΔU	U_2	ΔU	U_2
1,5						
1,25						
1						
0,8						
0,5						
0,3						
0,03						
0						

9.7 Расчет зависимости КПД трансформатора от величин нагрузки

Зависимость КПД трансформатора от коэффициента нагрузки вычисляют по формуле

$$\eta = 1 - \frac{P_0 + \beta^2 \cdot P_{кн}}{\beta \cdot S_H \cdot \cos \varphi_2 + P_0 + \beta^2 \cdot P_{кн}}, \quad (9.31)$$

где P_0 – потери холостого хода трансформатора, Вт;

$P_{кн}$ – потери короткого замыкания трансформатора при номинальной нагрузке, Вт;

S_H – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Расчет КПД надо ввести для значений $\cos \varphi_2 = 1$ и $\cos \varphi_2 = 0,8$ при чередовании степени нагрузки в пределах от 0 до 1,5.

Значение, при котором КПД будет максимальным вычисляют по формуле

$$\beta_{\max} = \sqrt{\frac{P_o}{P_k}} \quad (9.32)$$

КПД принимает наибольшее значение при такой нагрузке, при которой потери короткого замыкания равны потерям холостого хода, или, как принято говорить, переменные потери равны постоянным.

Результаты расчета свести в таблицу 5 и по ней построить характеристику $\eta = f(\beta)$ и вынести характеристику в графическую часть приложения курсовой работы.

По результатам расчета строится зависимость $\eta = f(\beta)$, и выносится на лист графической части.

Таблица 5 - Результаты расчетов зависимости $\eta = f(\beta)$

β	КПД	
	$\cos \varphi_2 = 0,8$	$\cos \varphi_2 = 1$
1,5		
1,25		
1		
0,8		
0,7		
0,5		
0,3		
0,03		
0		

9.8 Определение допустимой нагрузки на трансформаторы при параллельной работе с разными коэффициентами трансформации

Коэффициент трансформации при заданных вторичных напряжениях вычисляют по формуле

$$K_1 = \frac{U_{\text{НОМ1}}}{U_{\text{НОМ2}}}, \quad (9.33)$$

$$K_2 = \frac{U_{\text{НОМ1}}}{1,05 \cdot U_{\text{НОМ2}}} \quad (9.34)$$

Номинальный ток трансформаторов при заданном вторичном напряжении вычисляют по формуле

$$I_2 = \frac{S_{\text{HT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ2}} \cdot 2}, \quad (9.35)$$

$$I_{2\text{НОМ1}} = \frac{S_{\text{HT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ2}}}, \quad (9.36)$$

$$I_{2\text{НОМ2}} = \frac{S_{\text{HT}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ2}} \cdot 1,05} \quad (9.37)$$

Разницу коэффициентов трансформации вычисляют по формуле

$$\Delta K = \frac{K_1 - K_2}{\sqrt{K_1 \cdot K_2}} \quad (9.38)$$

Суммарный ток нагрузки сети при заданном режиме работы вычисляют по формуле

$$I_{\text{М}} = I_{2\text{НОМ1}} + I_{2\text{НОМ2}} \quad (9.39)$$

Уравнительный ток, протекающий в обмотках параллельно включенных трансформаторов при отключенной нагрузке вычисляют по формуле

$$I_{\text{ур}} = I_{2\text{НОМ1}} \cdot \frac{\frac{U_1}{U_2} \cdot \Delta K}{u_{k1} + u_{k2} + \frac{S_1}{S_2}} \quad (9.40)$$

Угол между векторами U_2 и $I_{ур}$ вычисляют по формуле

$$\varphi_{к2} = \arctg_{\varphi} \cdot \left[\frac{x_{к1} + x_{к2}}{r_{к1} + r_{к2}} \right] \quad (9.41)$$

Токи загрузки трансформаторов без учета уравнительного тока вычисляют по формуле

$$I_{2НОМ} = I_M \cdot \frac{S_{НОМ}}{S_{НОМ} + S_{НОМ}} \quad (9.42)$$

Токи загрузки трансформаторов с учетом уравнительного тока вычисляют по формуле

$$I_{2НОМ1} = \sqrt{I_{2НОМ}^2 + I_{2ур}^2 + 2 \cdot I_M \cdot I_{ур} \cdot \cos(\varphi_{к2} - \varphi_2)}, \quad (9.43)$$

$$I_{2НОМ1}' = \sqrt{I_{2НОМ}^2 + I_{2ур}^2 - 2 \cdot I_M \cdot I_{ур} \cdot \cos(\varphi_{к2} - \varphi_2)} \quad (9.44)$$

Рассчитать перегрузку всех трансформаторов:

– при активной нагрузке, т.е когда $\cos \varphi_2 = 1$, $\varphi_2 = 0$;

– при индуктивной нагрузке, т.е при $\cos \varphi_2 = 0,8$, $\varphi_2 = 36,87^\circ$.

Перегрузку трансформаторов при $\cos \varphi_2 = 1$ и $\cos \varphi_2 = 0,8$ вычисляют по формулам

$$\Delta I_1 = \frac{I_{2НОМ1} - I_{2НОМ1}'}{I_{2НОМ1}} \cdot 100\%, \quad (9.45)$$

$$\Delta I_2 = \frac{I_{2НОМ2} - I_{2НОМ1}}{I_{2НОМ2}} \cdot 100\% \quad (9.46)$$

Согласно выполненным расчетам (4.42) и (4.43), сделать вывод о перегрузке каждого трансформатора: Если ΔI_1 и ΔI_2 имеют отрицательные значения, то трансформаторы испытывают перегрузку. Если же наоборот, т.е. ΔI_1 и ΔI_2 имеют положительные значения, то трансформаторы недогружены.

9.9 Определение допустимой нагрузки на трансформаторы при параллельной работе с разными напряжениями короткого замыкания

Вторичные токи трансформаторов вычисляют по формуле

$$I_{2H1} = I_{2H2} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ2}}, \quad (9.47)$$

где S_H – номинальная мощность трансформатора, ВА;

$U_{НОМ2}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, В;

Общий номинальный ток, на который можно загрузить 2 трансформатора вычисляют по формуле

$$I_{2'} = I_{2M1} + I_{2M2} \quad (9.48)$$

Вторичные токи трансформаторов при их параллельной работе с различными u_k вычисляют по формуле

$$I_{2I} = I_{2'} \cdot \frac{S_{НОМ1} \cdot u_{k1}}{S_{НОМ1} \cdot u_{k1} + S_{НОМ2} \cdot u_{k2}}, \quad (9.49)$$

$$I_{2\Pi} = I_{2I} \cdot \frac{S_{\text{НОМ1}} \cdot u_{k2}}{S_{\text{НОМ1}} \cdot u_{k1} + S_{\text{НОМ2}} \cdot u_{k2}}, \quad (9.50)$$

где $u_{k1} = 6,5$ – напряжение короткого замыкания, %;

$u_{k2} = 8,3$ – напряжение короткого замыкания, %.

Отклонения токов от номинальных вычисляют по формуле

$$\Delta I_{2I} = \frac{I_{2H1} - I_{2\Pi}}{I_{2H1}} \cdot 100\%, \quad (9.51)$$

$$\Delta I_{2\Pi} = \frac{I_{2H1} - I_{2I}}{I_{2H1}} \cdot 100\% \quad (9.52)$$

9.10 Экономические режимы работы трансформаторов

Таблица 6 – Входные данные трансформаторов

S_H , кВА	U_{H1} , кВ	U_{H2} , кВ	P_{0XX} , кВт	P_K , кВт	U_K , %	I_0 , %

Расчет наведенных потерь первого трансформатора.

Реактивные потери мощности на холостом ходу вычисляют по формуле

$$\Delta Q_{0I} = 0,01 \cdot i_0 \cdot S_{\text{НОМ1}}, \quad (9.53)$$

Реактивные потери КЗ вычисляют по формуле

$$\Delta Q_{K.3.I} = 0,01 \cdot u_{K.3} \cdot S_{\text{НОМ1}} \quad (9.54)$$

Наведенные активные потери для первого трансформатора вычисляют по формуле

$$\Delta P'_{mI} = (P'_0 + k_e \cdot \Delta Q_{0I}) + (P'_{к.зI} + k_e \cdot \Delta Q_{к.зI}) \cdot \frac{S^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (9.55)$$

где P_0 – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔQ_0 – реактивные потери, кВар;

$P_{к.з.}$ – наведенные потери мощности к.з. трансформатора, кВт;

$\Delta Q_{к.з.}$ – реактивные потери к.з. трансформатора, кВар;

k_e – экономический эквивалент реактивной мощности, кВт/кВар;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S = (0,1 \div 1) \cdot S_{НОМ}$ – нагрузка трансформатора, кВА.

Расчет наведенных потерь для второго трансформатора проводится аналогично.

Наведенные потери трансформаторов при параллельной работе вычисляют по формуле

$$\Delta P'_\Sigma = (\Delta P'_{0I} + \Delta P'_{0II} + k_e \cdot (\Delta Q_{0I} + \Delta Q_{0II})) + \frac{1}{2} (\Delta P'_{к.з.I} + \Delta P'_{к.з.II} + k_e \cdot (\Delta Q_{к.з.I} + \Delta Q_{к.з.II})) \cdot \frac{S^2}{(S_{НОМI} + S_{НОМII})^2} \quad (9.56)$$

По рассчитанным значениям наведенных потерь определить приведенные затраты для различных значений мощности. Результаты занести в таблицу 7 и выполнить построение кривых приведенных затрат, которые необходимо вынести на лист графической части приложения.

Таблица 6 – Расчетные данные

S_i , кВА	P_{m1} , кВт	P_{m2} , кВт	P , кВт
0			
$0,1 \cdot S_H$			
$0,2 \cdot S_H$			
$0,3 \cdot S_H$			
$0,4 \cdot S_H$			
$0,5 \cdot S_H$			
$0,6 \cdot S_H$			
$0,7 \cdot S_H$			
$0,8 \cdot S_H$			
$0,9 \cdot S_H$			
S_H			

Находим на построенных характеристиках точки пересечения кривых, при которых потери мощности будут равны для первого и второго трансформатора.

Потери во время максимальной загрузки (максимум составляет 90% от номинальной нагрузки) вычисляют по формуле

$$S_{\max 1} = 0,9 \cdot S_{\text{НОМ1}} \quad (9.57)$$

$$S_{\max 2} = 0,9 \cdot S_{\text{НОМ2}} \quad (9.58)$$

Необходимо определить потери энергии в первом трансформаторе, затем во втором, а после определить при параллельной работе трансформаторов.

Потери энергии в год в первом трансформаторе определяем по формуле

$$\Delta W_1 = (P'_{01} + k_e \cdot \Delta Q_{01}) \cdot t + (P'_{к.з.1} + k_e \cdot \Delta Q_{к.з.1}) \cdot \frac{S_{\max 1}^2}{S_{\text{НОМ1}}^2} \cdot \tau, \quad (9.59)$$

где $t = 8760$ - время работы трансформатора, ч.;

τ – время максимальных потерь, ч. (см. Рисунок 3)

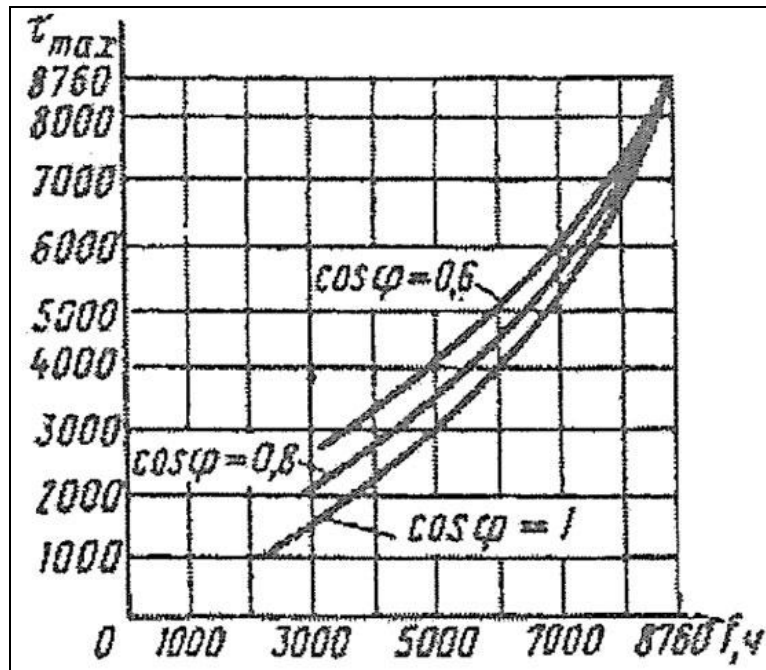


Рисунок 3 – График времени максимальных потерь

Аналогично рассчитываются потери энергии в год во втором трансформаторе.

Необходимо определить потери энергии в первом трансформаторе, затем во втором, а после определить при параллельной работе трансформаторов.

Используя построенные характеристики, сформулируйте выводы об экономичности использования трансформаторов.

10 Выбор кабелей и проводов для осветительных и силовых электрических установок

10.1 Выбор кабелей и проводов для силовых электродвигателей

Выбор сечения проводников и жил кабелей зависит от способа охлаждения токоведущих частей:

– если провод или кабель свободно обдувается воздухом, то можно допустить плотность тока в медном проводе до 6 А/мм^2 , а в алюминиевом проводе – до $3,5 \text{ А/мм}^2$;

– для подвесных и тросовых проводок плотность тока может быть увеличена еще на 10...15%;

– в скрытой проводке желательно иметь плотность тока не более 5 А/мм² для медного проводника и 1,8 А/мм² - для алюминиевого проводника;

– в подземных сооружениях (коробах) плотность тока должна быть по крайней мере на 10% меньше, чем при скрытой проводке.

Приведем перечень наиболее часто встречаемых проводов для выполнения различного рода проводок :

а) для открытых проводок (на роликах) и проводок под перекрытиями – устаревший тип проводок – в настоящее время используется для замены кабеля марок АВРГ, АВВГ, АНРГ, ВРГ, ВВГ и плоские провода марок АНП, АППВ, ППВ, а также круглые провода АТПРФ, ТПРФ;

б) для скрытых проводок в резиновых (полутвердых) трубках используются провода марок АПР, АПР,ПВ, ПР и кабели АВРГ, ВРГ;

в) для скрытых проводок без резиновых трубок (непосредственно внутри монтажных бетонных блоков) – алюминиевые провода АППВС и АПН, а иногда медные провода ПР, ПВ (на ответственных объектах);

г) подвесная тросовая подвеска (наружная или уличная) выполняется составными проводами АРТ, АВТ-1, АВТ-2 или кабелями АВРГ, АВВГ, а в случае необходимости – проводом ТПРФ или АТПРФ (стальной провод, а вокруг него медные или чаще алюминиевые жилы);

д) в стальных трубах из нержавеющей стали (в агрессивных средах) – проводами АПР, АПВ, АПРТО, ПР, ПРТО;

е) проводка в коробах (метро, подземные коммуникации, помещения с агрессивной средой) выполняется проводами АПР, АПВ, ПР, ПВ, АПРТО или проводниками РКГМ, ПРКС обычно с теплостойкой и коррозионностойкой изоляцией. Для фиксации таких проводов обычно используются фарфоровые ролики, втулки и воронки.

Согласно [4] выбрать электродвигатели, в соответствии с заданной мощностью предприятия. Необходимо учесть, что на резерва отводится 15 % мощности предприятия и для световой нагрузки необходимо 3 % мощности предприятия. Согласно [2]

двигатели мощностью от 0,06 до 0,37 кВт изготавливают на номинальные напряжения 220 и 380 В; мощностью от 0,55 до 11 кВт - 220, 380, и 660 В; мощностью от 15 до 110 кВт - 220/380 и 380/660 В; мощностью от 132 до 440 кВт - 380/660 В.

Рекомендуется распределить мощность на двигатели по четырем группам:

- на двигатели 132-400 кВт;
- на двигатели 15-110 кВт;
- на двигатели 0,55-11 кВт;
- на двигатели 0,06-0,37 кВт.

По справочнику [4] выбрать асинхронные электродвигатели, которые должны наиболее полно отвечать технико-экономическим требованиям, т. е. отличаться простотой конструкции, надежностью в эксплуатации, наименьшей стоимостью, небольшими габаритами и массой, обеспечивать простое управление, удовлетворять особенности технологического процесса и иметь высокие энергетические показатели при различных режимах работы.

Выбранные электродвигатели необходимо занести в таблицу 7.

Таблица 7 - Паспортные данные электродвигателей

Маркировка двигателя	Степень защиты	$P_{ном}$, кВт	η , %	$\cos \varphi$	$U_{ном}$, В	Количество двигателей

Сечение проводника вычисляют по формуле

$$F = \frac{P_H}{U_H \cdot j}, \quad (10.1)$$

где P_H – номинальная мощность объекта, Вт;

U_H – номинальное напряжение объекта, В;

j – экономическая плотность тока, А/мм².

Количество трансформаторов для первой группы вычисляют по формуле

$$n_1 = \frac{S_{1 \text{ группы}}}{S_{н.т}} \quad (10.2)$$

Аналогично рассчитывается количество трансформаторов для второй группы.

Количество трансформаторов для третьей и четвертой групп вычисляют по формуле

$$n_{3,4} = \frac{S_{3,4 \text{ группы}}}{S_{н.т}} \quad (10.3)$$

11 Расчет производственно-эксплуатационной программы

11.1 Расчет объема работ при эксплуатации электрооборудования

При оценке трудоемкости технического обслуживания (ТО), текущего (ТР) и капитального ремонта (КР), а также замены смазки (ЗС), используются принципы комплексного и дифференциального нормирования.

Комплексное нормирование основано на определении объема работ в условных единицах электрооборудования (УЕЭ). Условные единицы служат для расчета общего количества эксплуатационного персонала ЭТС. Коэффициенты перевода физического электрооборудования в условные единицы представлены в Приложении Ж.

Дифференциальное нормирование может использовать два способа определения трудоемкости работ. При первом способе объем работ определяется непосредственно в единицах трудоемкости (чел. – часах). При втором способе электрооборудование сначала переводят в условные ремонты (УР), а затем по трудоемкости одного УР определяют трудоемкость отдельных видов работ (ТО, ТР, ЗС и КР).

С целью сокращения объема расчетов при оценке объема работ при эксплуатации электрооборудования допускается использование интегральных (укрупненных) показателей трудоемкости для комплексов машин и механизмов.

На практике наиболее распространены методы расчета объема работ с использованием УЕЭ и УР.

В курсовой работе рекомендуется использовать комплексное нормирование с применением УЕЭ для расчета общего числа персонала ЭТС, для выбора пунктов технического обслуживания и штата инженерно-технических работников (ИТР), дифференциальное нормирование с применением УР – для определения затрат труда и определения численности электромонтеров в группах по видам работ (группа ТО, ТР, ЗС и КР. Расчет ведется в форме таблицы (см. таблица 10).

Электрооборудование, предложенное в задании к курсовому проекту, или определенное на основании журнала учета электрооборудования, заносят в графу 2, а количество оборудования в каждой группе – в графу 4. В графы 5, 6 и 7 заносят условное обозначение среды, в которой работает оборудование, число часов работы оборудования в сутки и коэффициент сезонности (см. таблица 11), соответственно.

Объем работ на единицу оборудования в УЕЭ определяется по Приложению Е и заносится в графу 8. При этом следует учесть, что в объем работ в УЕЭ электродвигателей входит также и объем работ по ТО и ТР аппаратуры управления. Поэтому графы 8 и 9 расчетной таблицы 10 для пускозащитной аппаратуры остаются незаполненными. Объем работ по каждой группе оборудования определяется путем перемножения данных, приведенных в графах 4 и 8. Общий объем работ по участку обслуживания определяется суммированием УЕЭ в графе 9.

Для определения физического количества ремонтов необходимо по данным таблицы Ж.1 (см. Приложение Ж), в зависимости от места установки и длительности работы в сутки, определить годовое количество ТО, ТР, ЗС и КР на единицу оборудования и занести соответственно в графы 10, 11, 12 и 13. Если оборудование ставится на консервацию, необходимо к годовому количеству физических технических обслуживания по нормам (графа 10) добавить одно ТО (на консервацию).[14]

Таблица 11 – Коэффициент сезонности работы электрооборудования

Количество месяцев работы электрооборудования в году	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Значение коэффициента сезонности	0,08	0,17	0,25	0,33	0,42	0,5	0,58	0,66	0,75	0,83	0,92	1,0

Таблица 12 – Годовое количество технических обслуживаний, текущих ремонтов, замен мазок и капитальных ремонтов электрооборудования в зависимости от места установки и времени работы в сутки

Электротехническое оборудование и место его установки	Число часов работы электрооборудования в сутки											
	До 8 часов				До 16 часов				Свыше 16 часов			
	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Электродвигатели, сварочные трансформаторы, щиты, сборки, пускорегулирующая аппаратура и прочее электротехническое оборудование:												
- в сырых помещениях с выделением аммиака	24	2	2	0,18	34	2	2	0,25	57	3	3	0,42
- во влажных и сырых помещениях, на открытом воздухе или под навесом	16	2	1	0,14	22	2	1	0,2	37	3	2	0,33

Продолжение таблицы 12

Электротехни- ческое оборудо- вание и ме- сто его уста- новки	Число часов работы электрооборудования в сутки											
	До 8 часов				До 16 часов				Свыше 16 часов			
	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
- в пыльных помещениях	7	2	1	0,14	10	2	1	0,2	17	3	2	0,33
- в чистых сухих - помеще- ниях с нор- мальной средой	5	1	1	0,11	7	1	1	0,15	12	2	3	0,25
Электроводо- нагреватели электродные и котлы элект- родные паровые	5	1	-	0,3	5	1	-	0,3	5	1	-	0,3
Электроводо- нагреватели емкостные и проточные (элементные)	5	1	-	0,2	5	1	-	0,2	5	1	-	0,2
Установки электрокало- риферные	5	1	-	-	5	1	-	-	5	1	-	-
Электропро- водки, щитки, светильники:												
- чистые сухие помещения	2	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-	-

Продолжение таблицы 12

Электротехническое оборудование и место его установки	Число часов работы электрооборудования в сутки											
	До 8 часов				До 16 часов				Свыше 16 часов			
	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
- сильно загрязненные помещения и на открытом воздухе	4	-	-	-	4	-	-	-	4	-	-	-
Наземная часть заземляющих устройств	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07
Заземляющие устройства	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07	4	-	-	0,07
Воздушные линии												
- на деревянных опорах	3	1	-	0,17	3	1	-	0,17	3	1	-	0,17
- на металлических и железобетонных опорах	3	1	-	0,11	3	1	-	0,11	3	1	-	0,11
Кабельные линии	3	1	-	0,08	3	1	-	0,08	3	1	-	0,08
Распределительные устройства подстанций	3	1	-	0,33	3	1	-	0,33	3	1	-	0,33
Силовые трансформаторы подстанций	2	0,33	-	0,14	2	0,33	-	0,14	2	0,33	-	0,14

Примечание: Замена смазки производится во вращающихся электрических машинах мощностью более 75 кВт.

Количество условных ремонтов в год (графы 18, 19, 20, 21) (см. таблицу 10) определяют путем умножения годового количества физических ремонтов (графы 10, 11, 12, 13) на коэффициенты перевода физических ремонтов (см. Приложение Ж) по группам оборудования (графы 14, 15, 16, 17), на количество (графа 4) и на коэффициент сезонности (графа 7). Общий годовой объем работ по ТО, ТР, ЗС и КР определяют в условных ремонтах как сумму объемов работ (итоги графы 18 - 21).

11.2 Расчет затрат труда на профилактическое обслуживание

Содержание электрооборудования в технически исправном состоянии на протяжении всего амортизационного периода обеспечивается выполнением плановых и внеплановых мероприятий по обслуживанию и ремонту. К плановым мероприятиям относятся технические обслуживания, текущие ремонты, замена смазки и капитальные ремонты.

К неплановым мероприятиям относится оперативное (дежурное) обслуживание, выполняемое оперативным персоналом. Годовые затраты для каждого планового вида работ определяются путем умножения трудоемкости одного условного ремонта (см. таблицу 13) на количество условных ремонтов соответствующего вида работ. Результаты расчетов удобнее поместить в таблицу (см. таблицу 14).

Таблица 13– Норматив одного условного ремонта

Виды работ	Норматив трудоемкости одного условного ремонта, чел·ч
1	2
Техническое обслуживание	0,5
Текущий ремонт	4,8
Замена смазки	0,25
Капитальный ремонт	12,5

Таблица 14 – Расчет затрат труда по видам работ

№ п/п	Виды электрооборудования	Количество условных ремонтов в год, шт.				Затраты труда на проведение видов работ, чел.ч.				
		ТО	ТР	ЗС	КР	ТО	ТР	ЗС	КР	ТО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Электродвигатели									
2	Электрические сети									
3	Внутренние проводки и силовые сборки									
4	Пускозащитная аппаратура									
5	Электротермическое оборудование									
6	Сварочное оборудование									
7	Светотехническое и облучательное оборудование									
	Всего									

Для удобства составления графиков профилактических работ следует определить затраты труда по отдельным видам этих работ. В графу 2 заносят виды электро-

оборудования из таблицы 10. Из этой же таблицы (графы 18 - 21) заполняют графы 3, 4, 5 и 6, соответственно. Затраты труда на проведение видов работ (графы 7 – 10) получают путем умножения трудоемкости вида работ (см. Таблица 13) на количество условных ремонтов в год на данном объекте (графы 3 - 6).

Затраты труда на проведение дежурного (оперативного) обслуживания вычисляют по формуле

$$З_{\text{ОО}} = K_{\text{д}} \cdot (З_{\text{ТО}} + З_{\text{ТР}} + З_{\text{ЗС}}), \quad (11.1)$$

где $K_{\text{д}}$ – коэффициент долевого участия и затрат труда на дежурное обслуживание (принять равным 0,15);

$З_{\text{ТО}}$, $З_{\text{ТР}}$, $З_{\text{ЗС}}$ – затраты труда на выполнение планируемых ТО, ЗС, ТР, чел·ч.

11.3 Планирование ремонтов электрических машин

При планировании структуры ремонтного цикла, под которой понимаются виды и последовательность чередования плановых ремонтов, исходят из длительности ремонтного цикла в соответствии с кривой жизни технического изделия. Период времени между плановыми капитальными ремонтами $T_{\text{пл}}$ определяется продолжительностью ремонтного цикла $T_{\text{табл}}$. В свою очередь $T_{\text{табл}}$ определяется при нормальных условиях эксплуатации при двухсменной работе электрических машин. Значения $T_{\text{табл}}$ для ряда характерных производств приведены в Приложении Д.

В промежутке времени между двумя капитальными ремонтами проводят несколько текущих. Период времени между двумя плановыми текущими ремонтами $t_{\text{пл}}$ определяется продолжительностью межремонтного периода $t_{\text{табл}}$ значения которого приведены в Приложении Д.

Плановая продолжительность работы между двумя капитальными и текущими ремонтами вычисляют по формулам

$$T_{\text{пл}} = T_{\text{табл}} \cdot \beta_k \cdot \beta_p \cdot \beta_{\text{и}} \cdot \beta_0 \cdot \beta_c, \quad (11.2)$$

$$t_{\text{пл}} = t_{\text{табл}} \cdot \beta_k \cdot \beta_p \cdot \beta_{\text{и}} \cdot \beta'_0 \cdot \beta_c, \quad (11.3)$$

где β_i – коэффициенты, косвенно учитывающие реальный характер нагрузки электрической машины;

β_p – коэффициент, учитывающий сменность работы машины, он определяется числом смен $K_{\text{см}}$;

$\beta_{\text{и}}$ – коэффициент использования, определяемый в зависимости от отношения коэффициента фактического спроса $K_{\text{ф.с}}$ к нормируемому K_c .

Таблица 15 – Коэффициенты, косвенно учитывающие реальный характер нагрузки электрической машины

Обозначение коэффициента	Параметры учета коэффициента	Значение коэффициента
β_k	Для коллекторных машин	0,75
	Для остальных машин	1,0
$\beta_0 = \beta'_0$	Для электрических машин отнесенных к вспомогательному оборудованию	1,0
β_0	Для машин основного оборудования	0,85
β'_0		0,7

Продолжение таблицы 15

β_c	Для электрических машин, установленных на стационарных установках	1,0
	Для машин передвижных электроустановок	0,6

Таблица 16 – Значения коэффициентов β_p и $\beta_{и}$.

$K_{ф.с}/K_c$	0,5	0,75	1,0	1,1	1,2	1,3	
$\beta_{и}$	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	
$K_{см}$	1	1,25	1,5	1,75	2,0	2,5	3
β_p	2	1,6	1,35	1,13	1	0,8	0,67

Под коэффициентом спроса K_c понимается отношение максимальной нагрузки предприятия (цеха, отдельного производства) P_{max} к суммарной установленной на нем мощности электроприемников P_y .

Под P_{max} понимается получасовой максимум нагрузки предприятия, заложенный в его технологический проект и заявляемый предприятием при составлении договора с энергосберегающей организацией. По значению P_{max} определяется, в частности, необходимая суммарная мощность связывающих его с электрической системой трансформаторов.

Суммарную установленную на предприятии мощность электроприемников вычисляют по формуле

$$P_y = P_{max} - 0,15 \cdot P_{max}, \quad (11.4)$$

Коэффициент спроса вычисляют по формуле

$$K_c = \frac{P_{max}}{P_y}, \quad (11.5)$$

Реальная нагрузка предприятия может отличаться от расчетной, также как и суммарная мощность установленных на нем приемников электрической энергии.

Поэтому наряду с коэффициентом K_c вводится коэффициент фактического спроса $K_{ф.с}$, который вычисляется опытным путем по фактическому среднеквадратическому максимуму нагрузки $P_{ф \max}$ и фактической установленной мощности электроприемников $P_{ф.у}$ по формуле

$$K_{ф.с} = \frac{P_{ф.маx}}{P_{ф.у}}, \quad (11.6)$$

Коэффициент фактического спроса может существенно отличаться от первоначально принятого. Чем он больше, тем больше средняя нагрузка электрических машин, установленных на предприятии.

11.4 Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонала

Для планирования производства и определения годовой программы ремонтного предприятия необходимо иметь сведения о количестве, мощности, режимах и условиях работы электрического и электромеханического оборудования, которое установлено на обслуживаемых этим предприятием производствах. Следует также учитывать возможное расширение (развитие) предприятия на 5-7 лет.

Все электрические машины, находящиеся в эксплуатации, разделяются на группы в зависимости от:

а) типа:

- асинхронные;
- синхронные;
- постоянного тока;
-

б) мощности:

- малой – до 1,1 кВт;
- средней – до 100-400 кВт;
- большой – свыше 400 кВт.

А также конструктивного исполнения, уровня напряжения и длительности межремонтного периода.

Годовая производительность электроремонтного предприятия в единицах продукции вычисляют по формуле

$$P_e = K_p \cdot \left[\left(\frac{A_1}{T_1} + \frac{A_2}{T_2} + \dots + \frac{A_n}{T_n} \right) + \left(\frac{A_1}{t_1} + \frac{A_2}{t_2} + \dots + \frac{A_n}{t_n} \right) \right], \quad (11.7)$$

где $A_1, A_2 \dots A_n$ – количество электрических машин в каждой группе, шт;

$T_1, T_2 \dots T_n$ – средняя длительность ремонтного цикла для каждой группы машин, лет;

$t_1, t_2 \dots t_n$ – средняя длительность межремонтного периода для этих групп, лет;

K_p – коэффициент, учитывающий развитие обслуживаемых производств и возможные случайные отказы ($K_p = 1,3-1,6$).

Если текущие ремонты проводятся силами предприятия, на котором эксплуатируется электрические машины, то из (66) следует исключить вторую составляющую в круглых скобках, определяя годовую производительность только по капитальным ремонтам.

Число проходящих ежегодно ремонт в каждой группе электрических машин можно вычисляют по формулам

$$a_1 = \frac{A_1}{T_1} + \frac{A_1}{t_1}, \quad (11.8)$$

$$a_2 = \frac{A_2}{T_2} + \frac{A_2}{t_2}, \quad (11.9)$$

$$a_n = \frac{A_n}{T_n} + \frac{A_n}{t_n} \quad (11.10)$$

Нормативное время ремонта зависит от типа электрической машины, частоты вращения, напряжения и вида ремонта. Для низковольтных асинхронных двигателей (менее 1000 В) с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью до 630 кВт и частотой вращений 1500 об/мин ремонтные заводы электротехнической промышленности используют нормы трудоемкости ремонта.

Таблица 17 – Нормы трудоемкости ремонта

Мощность, кВт	Нормы трудоемкости ремонта, чел ч	
	Капитальный	Текущий
До 0,8	11	2
0,8...1,5	12	2
1,6...3,0	13	3
3,1...5,5	15	3
5,6...10,0	20	4
11...17	27	6
18...22	32	7
23...30	40	8
31...40	47	10
41...55	55	12
56...75	69	15
76...100	85	18
101...125	110	22
126...160	130	27
161...200	140	30
201...250	155	33
251...320	175	36

Продолжение таблицы 17

321...400	195	40
401...500	225	44
501...630	260	52

Для норм трудоемкости ремонта других электрических машин вводятся дополнительные коэффициенты трудоемкости:

- K_n – для скоростей отличных от 1500 об/мин;
- K_u – для напряжения питания свыше 1000 В;
- K_t – для других типов машин.

Таблица 18 – Дополнительные коэффициенты мощности

n, об/мин	3000	1500	1000	750	600	500
K_n	0,8	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5
Тип машины	I		II		III	
K_t	1,8		1,2		1,3	
Напряжение, В	от 1000 до 3300			свыше 3300 до 6600 (10000)		
K_u	1,7			2,1		

Поэтому трудоемкость капитального M и текущего m ремонтов электрической машины мощностью i вычисляют по формулам

$$M_i = M_{i\text{баз}} \cdot K_n \cdot K_t \cdot K_u, \quad (11.11)$$

$$m_i = m_{i\text{баз}} \cdot K_n \cdot K_t \cdot K_u, \quad (11.12)$$

где $M_{i\text{баз}}$ – трудоемкость капитального ремонта базового асинхронного двигателя мощности i ;

$m_{i\text{баз}}$ – трудоемкость текущего ремонта базового асинхронного двигателя мощности i ;

K_n , K_t , K_u – коэффициенты трудоемкости.

Для крупных высоковольтных электрических двигателей и генераторов нормы трудоемкости определяются их заводами изготовителями.

Поскольку время ремонта зависит от других факторов нежели длительность ремонтного цикла, то каждую группу A_i необходимо предварительно разбить на B_{ij} в соответствии с их типом, напряжением и частотой вращения.

Годовую трудоемкость по ремонту обслуживаемого парка электрических машин вычисляют по формуле

$$T_p = (n_1 M_1 T_1 + n_1 m_1 t_1) + (n_2 M_2 T_2 + n_2 m_2 t_2) + \dots + (n_n M_n T_n + n_n m_n t_n), \quad (11.13)$$

где M_i – среднее нормативное время капитального ремонта для каждой группы A_i электрических машин;

m_i – среднее нормативное время текущего ремонта для каждой группы A_i электрических машин;

n_i – количество электрических машин для каждой группы A_i

Количество производственных рабочих N , необходимых для выполнения годовой программы T_p вычисляют по формуле

$$N = \frac{T_p}{\Phi}, \quad (11.14)$$

где Φ – годовой фонд времени одного рабочего.

Годовой фонд времени одного рабочего при 40-часовой рабочей неделе равен:

- 1860 ч (отпуск 15 дней);
- 1840 ч (отпуск 18 дней);
- 1820 ч (отпуск 24 дня).

На практике также нашла применение укрупненная методика расчета, суть которой состоит в следующем.

Вводится понятие условной единицы ремонта, за которую принимают трудоемкость ремонта одного асинхронного двигателя с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью 5 кВт, напряжением 220/380 В, со скоростью вращения 1500 об/мин, имеющей степень защиты IP23. При отсутствии точных данных по структуре электродвигателей их количество определяется по числу установленных станков на предприятии. Для перехода к условным единицам ремонта R (к условным двигателям мощностью 5 кВт) количество станков n умножают на коэффициент $K_{\text{тип}}$

$$R = n \cdot K_{\text{тип}}, \quad (11.15)$$

где $K_{\text{тип}}$ – типовой коэффициент.

Типовой коэффициент можно определить по типу промышленности, данные представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Типовой коэффициент

Вид промышленности	$K_{\text{тип}}$
Автомобильный завод	2,8-3,2
Заводы тяжелого машиностроения	3,5-4,5
Подшипниковые заводы и заводы электротехнической промышленности	3,0-3,2
Станкоинструментальные заводы	3,0-3,5
Заводы строительного, дорожного и коммунального машиностроения	3,3-4,3

Суммируя число условных единиц ремонта на обслуживаемых предприятиях, получают ΣR . Далее по методике изложенной в пункте 6.3, определяют продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода в зависимости от характера

производства по формулам (6.11) и (6.14) – годовую трудоемкость и число производственных рабочих ремонтного предприятия.

Если известна средняя мощность установленных двигателей и она отлична от 5 кВт, то приведение к условным ремонтным единицам осуществляется с помощью коэффициентов приведения, которые указаны в таблице 20.

Таблица 20 – Коэффициенты приведения

Средняя мощность, кВт	Коэффициент приведения
1	0,69
3	0,78
5	1
7	1,19
10	1,25
15	1,5
20	1,8
30	2,1
40	2,2
55	2,3
75	3,7
100	4,6
Выше 100	5,6

Рассчитанную по такой укрупненной методике трудоемкость ремонта обычно увеличивают на 30% для учета имеющихся на предприятии электрических двигателей, установленных на вспомогательном оборудовании.

Число вспомогательных рабочих $N_{всп}$ вычисляют по формуле

$$N_{всп} = a \cdot N, \quad (11.16)$$

где $a = 0,15 \div 0,18$

Число инженерно-технических работников $N_{итр}$ вычисляют по формуле

$$N_{итр} = b \cdot (N + N_{вс}), \quad (11.17)$$

где $b = 0,08 \div 0,12$

Число служащих младшего и обслуживающего персонала $N_{сл}$ вычисляют по формуле

$$N_{сл} = c \cdot (N + N_{всп}), \quad (11.18)$$

где $c = 0,025 \div 0,04$

Примерное распределение основных рабочих электроремонтного предприятия по профессиям определяется трудоемкостью соответствующей группы работ по ремонту.

В соответствии с приведенной трудоемкостью отдельных видов работ распределение основных рабочих по профессиям выглядит примерно следующим образом:

- электрообмотчики 40%;
- электрослесари 37%;
- электромонтеры испытательной станции 3%;
- станочники 5%;
- пропитчики 4%;
- остальные 11%.

Таблица 21 – Расчет трудоемкости капитального ремонта асинхронного двигателя с КЗ ротором мощностью 50 кВт, 1500 об/мин

Виды работ	Трудоемкость	
	чел·ч	%
Очистка двигателя	0,55	1
Разборка, снятие подшипников, мойка узлов и деталей, дефектировка	5,5	10
Механическая обработка и сварочные работы	7,7	14
Удаление обмотки статора, чистка пазов статора	4,13	7,5
Восстановление посадочных мест, напрессовка подшипников	1,37	2,5
Балансировка ротора	1,37	2,5
Изготовление и укладка обмотки, формовка и бандажировка лобовых частей, пайка и изолировка схемы	24,75	45
Пропитка и сушка обмотки	2,75	5
Сборка двигателя	5,09	9,25
Нанесение гальванических покрытий, окраска двигателя	1,79	3,25
Итого:	55	100

11.5 Определение продолжительности ремонтных циклов

Основным документом, по которому организуется планово - предупредительный ремонт эксплуатируемого электрооборудования и сетей, является годовая план-график ППР.

Пользуясь данными приведенными в Приложении Ж, заполнить пример приведенной ниже таблицы и рассчитать продолжительность (фактическую) ремонтных циклов.

Примечание: Стоит отметить, что при заполнении таблицы продолжительность периода между работами по техническому обслуживанию находится как половина периода между текущими ремонтами.

Таблица 22 – Структура ремонтного цикла

Наименование электрооборудования и участков электрических сетей	Продолжительность периода между ремонтами, мес			Продолжительность ремонтного цикла , лет	Структура ремонтного цикла
	ТО	ТР	КР		
Трансформатор силовой					КР-n _{то} ТО-n _{тр} ТР-КР
Электрический двигатель					КР-n _{то} ТО-n _{тр} ТР-КР

Структуру ремонтного цикла вычисляют по формулам

$$n_{\text{тр}} = \frac{T_{\text{кр}}}{T_{\text{тр}}} - 1, \quad (11.19)$$

$$n_{\text{то}} = \frac{T_{\text{кр}}}{T_{\text{то}}} - n_{\text{тр}} - 1 \quad (11.20)$$

где $T_{\text{кр}}$, $T_{\text{тр}}$ и $T_{\text{то}}$ – продолжительность периодов соответственно между капитальными ремонтами, текущими ремонтами и работами по техническому обслуживанию в месяцах для конкретного вида электрооборудования и участка сетей.

11.6 Расчет годовой трудоемкости

Для обеспечения эффективного использования трудовых ресурсов на предприятии, необходимо правильно определить потребность в рабочей силе, т.е. ремонтно-эксплуатационном персонале. С этой целью производится расчет трудоемкости производственного плана (производственной программы) ремонтно-эксплуатационных работ в человеко-часах и на основе этих данных определяется потребность в рабочих.

Условное количество ремонтов и работ по техническому обслуживанию, планируемое на год, вычисляют по формулам

$$n_{\text{то}} = \frac{12}{T_{\text{то}}}, \quad (11.21)$$

$$n_{\text{тр}} = \frac{12}{T_{\text{тр}}}, \quad (11.22)$$

$$n_{\text{кр}} = \frac{12}{T_{\text{кр}}} \quad (11.23)$$

где $T_{\text{кр}}$, $T_{\text{тр}}$, $T_{\text{то}}$ – продолжительность периодов соответственно между капитальными, текущими ремонтами, работами по техническому обслуживанию в месяцах для каждого вида электрооборудования согласно таблице 22.

Годовую нормативная трудоемкость работ по техническому обслуживанию $T_{p\ TO\ год}$ для каждого вида электрооборудования и участка сетей вычисляют по формуле

$$T_{p\ TO\ год} = n_{то} \cdot T_{пто} \cdot N \cdot 1,1, \quad (11.24)$$

где $n_{то}$ – количество работ по техническому обслуживанию в год;

$T_{пто}$ – норма трудоемкости выполнения одного типового объема работ по техническому обслуживанию, человеко-часы (для силового трансформатора принять 9 чел·ч);

N – количество электрооборудования определенного вида или протяженность определенного участка сети;

1,1 – коэффициент, повышающий нормативную трудоемкость на 10 % с целью учета трудоемкости неплановых работ, увеличения трудозатрат при производстве работ в зимнее время и трудозатрат на допуск к работе, инструктаж по ПТБ, оформление и закрытие наряда, проезд рабочих к месту работы и обратно, переезды с одного объекта на другой.

Примечание: для определения нормы трудоемкости выполнения одного типового объема работ по техническому обслуживанию, необходимо уменьшить величину $T_{p\ ТР\ год}$ в 4 раза.

Годовую нормативную трудоемкость работ по текущему ремонту $T_{p\ ТР\ год}$ для каждого вида электрооборудования и участка сетей вычисляют по формуле

$$T_{p\ ТР\ год} = n_{тр} \cdot T_{птр} \cdot N \cdot 1,1, \quad (11.25)$$

где $n_{тр}$ – количество работ по текущему ремонту в год;

$T_{птр}$ – норма трудоемкости выполнения одного типового объема работ по текущему ремонту, человеко-часы (для силового трансформатора принять 130).

Годовую нормативную трудоемкость работ по капитальному ремонту $T_{p\text{ КР год}}$ для каждого вида электрооборудования и участка сетей вычисляют по формуле

$$T_{p\text{ КР год}} = n_{\text{тр}} \cdot T_{p\text{ КР}} \cdot N \cdot 1,1, \quad (11.26)$$

где $n_{\text{КР}}$ – количество работ по капитальному ремонту в год;

$T_{p\text{ КР}}$ – норма трудоемкости выполнения одного типового объема работ по капитальному ремонту, человеко-часы (для силового трансформатора принять 600);

Годовую общую трудоемкость ремонтно-эксплуатационных работ $T_{p\text{ общ}}$ для каждого вида электрооборудования и участка сетей вычисляют по формуле

$$T_{p\text{ общ}} = T_{p\text{ ТО год}} + T_{p\text{ ТР год}} + T_{p\text{ КР год}}, \quad (11.27)$$

На основании годовой общей трудоемкости ремонтно-эксплуатационных работ и эффективного фонда рабочего времени одного рабочего, потребность в рабочих вычисляют по формуле

$$Ч_{\text{общ}} = \frac{T_{p\text{ общ}} \cdot 100}{T_{\text{эф}} \cdot V_{\text{норм}}}, \quad (11.28)$$

где $T_{p\text{ общ}}$ – годовая общая трудоемкость ремонтно-эксплуатационных работ, человек-часы;

$T_{\text{эф}}$ – эффективный фонд рабочего времени одного рабочего, часы;

$V_{\text{норм}}$ – планируемый уровень выполнения норм выработки, %.

Удельный вес каждого разряда в общей численности рабочих вычисляют по формуле

$$У_{\text{уд вес } i \text{ разр}} = \frac{Ч_{i \text{ разр}}}{Ч_{\text{общ_силтранс}}} \cdot 100 \% \quad (11.29)$$

Примечание: количество разрядов у слесарей и их количество принять самостоятельно исходя из таблицы 23.

Таблица 23 – Средние тарифные разряды работ при техническом обслуживании энергетического оборудования

Виды оборудования	Виды профессий	
	Электромонтер, разряд	Слесарь, разряд
Силовые трансформаторы напряжением, кВ		
До 110	4	-
Свыше 110	5	-
РУ и оборудование РУ		
Высокого напряжения	6	
Низкого напряжения	4	
Кабельные и воздушные сети высокого напряжения	5;6	
Кабельные и воздушные сети низкого напряжения и сети заземления	4;5	
Аппаратура управления и защиты электроприборов технологического оборудования с программным управлением, следящим приводом, элементами электроники и многоприводного оборудования (5 и более эл.двигателей)	5;6	

Продолжение таблицы 23

Цеховые электрические сети (силовые и осветительные)	3;5	
Машины постоянного тока мощностью свыше 200 кВт	5;6	
Высоковольтные электродвигатели	4-6	
Электродвигатели низкого напряжения	3-5	
Электропроводка и аппаратура прочего технологического оборудования и аппараты низкого напряжения	4-6	
Машины и оборудование контактной электросварки (шовные, многоточные)	5	
Оборудование электросварочное (прочее)	4	
Электроизмерительные приборы	5	
Котлы и котельные вспомогательное оборудование	-	4;5
Компрессоры	-	5
Электропривод координатно-расточных резьбозубообрывающих станков	5;6	-
Оборудование электрофизических и электрохимических методов обработки, ультразвуковое и высокочастотное	5;6	
Насосы	-	3-5
Холодильное оборудование	-	5
Трубопроводные сети, бойлеры, оборудование ЦТП	-	3-5
Вентиляционное оборудование	-	4
Газовое оборудование	-	4;5
Средства связи и сигнализации	5;6	-

12 Список вопросов для самостоятельного изучения

1 Техническое обслуживание электрических машин

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- профилактические испытания и что они позволяют обнаружить;
- проверка сопротивления изоляции нормы показаний;
- типовой объем работ по техническому обслуживанию, например:

а) ежедневный контроль за выполнением правил эксплуатации и инструкций завода-изготовителя;

б) ежедневный контроль за исправностью заземления;

в) обтирка, продувка, чистка машины и прочее во время перерывов в работе основного технологического оборудования;

г) проверка состояния машин с использованием средств технической диагностики;

д) и др.

Описать непосредственный метод контроля и косвенный метод контроля за нагревом машины.

2 Неисправности электрических машин и их проявление

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- витковое короткое замыкание;
- обрыв обмотки статора двигателей переменного тока;
- недопустимое снижение сопротивления изоляции обмоток;
- нарушение электрических контактов;
- ослабление прессовки листов магнитопровода;
- выработка коллектора и контактных колец и ослабление нажатия щеток;
- деформация вала;
- и прочее.

Привести виды дефектов, вероятную причину их появления и способы их устранения.

3 Выбор защиты электрических машин

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- выбор защиты для двигателей напряжением до 1000 В;
- выбор защиты для электрических двигателей переменного тока, напряжением свыше 1000 В;
- выбор защиты для генераторов переменного тока мощностью свыше 1 МВт.

4 Организация обслуживания трансформаторов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- оперативное обслуживание;
- техническое обслуживание
- планово-предупредительный ремонт;
- ремонтный персонал;
- оперативный персонал;
- испытатели;
- режимы работы трансформатора.

5 Оперативное обслуживание трансформаторов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- контроль режима работы;
- визуальный контроль состояния трансформатора;
- устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации.

6 Техническое обслуживание трансформаторов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- трансформаторное масло и его свойства;
- испытание на электрическую прочность;
- сокращенный анализ;
- испытание в объеме полного анализа;
- защита масла от увлажнения и старения.

7 Текущий ремонт трансформаторов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- комплекс работ по уходу за трансформаторным маслом;

- очистка наружных поверхностей бака;
- проверки и опробирование устройств защиты и автоматики;
- оценка состояния изоляции.

8 Предремонтные испытания электрических машин

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- испытания машин малой мощности:
 - а) определения состояния машины путем внешнего осмотра;
 - б) определение (измерение сопротивления изоляции обмоток);
 - в) определение сопротивления обмоток постоянному току;
 - г) проверка легкости вращения вала машины от руки;
 - д) проверка работы на холостом ходу.
- испытания крупных электрических машин.

9 Разборка электрических машин

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- порядок действий;
- необходимый инструмент;
- возможные осложнения при выполнении разборки;
- проверка правильности сборки.

10 Дефектация деталей и узлов электрических машин

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

Дефектация:

- необмотанного статора;
- необмотанного якоря (ротора);
- подшипниковых щитов;
- щеточного узла;
- вентилятора и его кожуха;
- крепежных деталей.

11 Ремонт сердечников (магнитопроводов)

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

Ремонт при:

- ослаблении посадки сердечника;
- распушении крайних листов сердечника;
- ослаблении прессовки сердечника;
- нарушении межлистовой изоляции;
- выгорании участка зубца сердечника.

12 Ремонт корпусов и подшипниковых щитов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- ремонт посадочных поверхностей в чугунных корпусах и подшипниковых щитах;
- заварку трещин;
- восстановление отломанных лап корпуса;
- восстановление резьбовых отверстий.

13 Ремонт валов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- ремонт с использованием электродуговой наплавки;
- ремонт с использованием вибродуговой наплавки;
- ремонт с использованием газоплазменного напыления;
- электромеханический способ ремонта;
- исправление кривизны вала.

14 Ремонт короткозамкнутых обмоток ротора

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- ремонт литой обмотки;
- ремонт сварной обмотки.

15 Ремонт коллекторов и контактных колец

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- ремонт коллекторов:
 - а) коллекторы на пластмассе;
 - б) коллекторы на стальной втулке;
- ремонт контактных колец.

16 Сборка электрических машин после ремонта

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- мероприятия перед сборкой электрических машин;
- компенсация неуравновешенности:
 - а) плоскостью исправления;
 - б) статическая балансировка;
 - в) динамическая балансировка;
- сборка электрических машин.

17 Испытания электрических машин после ремонта

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- общие методы, приведенные в ГОСТ 11828-86;
- программа испытаний двигателей переменного тока после КР;
- программа испытаний двигателей постоянного тока после КР.

18 Подготовка к капитальному ремонту трансформатора

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- помещение в котором будет производиться ремонт;
- подготовка масла;
- вскрытие трансформатора;
- строповка и выемка активной части из бака.

19 Ремонт активной части трансформатора

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- ремонт обмоток;
- ремонт магнитной системы;
- ремонт переключающих устройств;
- ремонт отводов;
 - ремонт вводов, бака, расширителя, радиатора и других устройств, размещенных на баке.

20 Заключительные операции при капитальном ремонте

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- установка активной части в бак;

- установка расширителя, газового реле;
- испытание на герметичность.

21 Диагностика состояния и дефектация трансформатора

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- магнитопровода;
- обмотки;
- прием трансформаторов в ремонт;
- дефектация в собранном виде;
- последовательность работ и технологические операции с момента выемки активной части из бака.

22 Демонтаж активной части трансформатора

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- демонтаж крышки и отводов;
- расшихтовка верхнего ярма, демонтаж обмоток и изоляции.

23 Ремонт обмоток и магнитной системы трансформатора

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- ремонт обмоток трансформатора:
 - а) сушка, прессовка и пропитка обмоток;
- ремонт магнитной системы трансформатора:
 - а) виды повреждений магнитной системы;
 - б) сборка магнитной системы;
- ремонт и изготовление главной изоляции.

24 Установка изоляции и обмоток. Подпрессовка обмоток

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- установка нижней уравнивающей и опорной ярмовой системы изоляции;
- насадка обмоток;
- радиальная расклиновка обмоток;
- ремонт вводов, бака и наружных узлов трансформатора;
- контрольная подсушка трансформаторов.

25 Сушка, чистка и дегазация трансформаторного масла

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- центрифугирование масла;
- фильтрование масла;
- сушка масла в цеолитовых установках;
- регенерация кислых масел;
- дегазация трансформаторного масла.

26 Испытания трансформаторов после капитального ремонта

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- объем и нормы испытаний;
- испытание трансформаторного масла;
- оценка состояния изоляции.

27 Классификация контактов и причины их повреждений

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- раскрыть понятия: электрический контакт, контактный узел, контактное соединение;
- дать классификацию контактным соединениям, контактам;
- дать определение и раскрыть понятие переходное сопротивление.

28 Проверка электрических цепей аппаратов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- дефекты выявляемые инструментальной проверкой;
- непосредственный способ проверки;
- метод поиска дефектов, связанный с заменой блоков.

29 Разборка электрических аппаратов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- порядок разборки;
- основные этапы полной разборки электрического аппарата;
- разборка магнитопроводов электрических аппаратов;
- удаление катушек из магнитопровода.

30 Ремонт рубильников и переключателей

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- дать определения понятий рубильника и выключателя;
- дать их классификацию;
- отразить содержание ТО и ремонтов;
- указать способ выполнения ТО и ремонтов.

31 Ремонт предохранителей

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- дать определения понятия предохранитель, номинальных параметров;
- токовременная характеристика предохранителя и защищаемого объекта;
- классификация предохранителей;
- ремонт предохранителей.

32 Ремонт реостатов и резисторов

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- дать определения понятиям реостат и резистор;
- классифицировать;
- указать ремонтные операции и способы их выполнения.

33 Ремонт автоматических выключателей, контакторов и магнитных пускателей

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- дать понятия, определение, классификацию автоматических выключателей, магнитных пускателей и контакторов;
- ремонт исполненный:
 - а) контактной сваркой;
 - б) диффузионной сваркой;
 - в) холодной сваркой;
 - г) ультразвуковой сваркой;
 - д) электро-лучевой сваркой;
 - е) сваркой и пайкой в вакууме;
 - ж) ультразвуковая металлизация;

з) дугогасительной камере.

34 Ремонт аппаратуры для пуска двигателей

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- комплексная защита электродвигателей;
- устройства пуска;
- ремонт и его основные положения.

35 Ремонт электрических аппаратов с элементами силовой электроники и микропроцессорной техники

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- использование в настоящее время электромеханических аппаратов с применением элементов силовой электроники;
- магнитные пускатели;
- тиристоры пускатели;
- ремонт электронных аппаратов.

36 Содержание электромонтажных и пуско-наладочных работ

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- последовательность выполнения наладочных работ;
- действия после окончания монтажа электрической машины;
- действия после окончания монтажа трансформатора.

37 Ускоренный контроль высоковольтного выключателя без вскрытия бака

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- привести упрощенную схему устройства для ускоренного контроля;
- описать суть метода (цифрового осциллографирования процесса);
- привести формулу оценки двойного шунтирующего сопротивления.

38 Оперативно диспетчерское управление

Рекомендуется отразить при раскрытии вопроса следующие моменты:

- задачи и организация управления;
- планирование режима работы;
- управление оборудованием.

Список использованных источников

- 1 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
- 2 Михеев Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования. / Г.М. Михеев – М.: Додэка-XXI, 2010. – 224 с.
- 3 Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования. / Г.М. Михеев – М.: Додэка-XXI, 2008. – 304 с.
- 4 Герасимов В. Г. Электротехнический справочник: в 4 т. / под ред. В. Г. Герасимова [и др.]; гл. ред. И. Н. Орлов. - 9-е изд., стер. - М. : Изд-во МЭИ, 2003. – 2 т. – (Электротехнические изделия и устройства). – ISBN 5-7046-0986-4.
- 5 Правила устройства электроустановок : все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 года. – Москва: КноРус, 2013. - 488 с.
- 6 Котеленец, Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин: учеб. для вузов / Н. Ф. Котеленец, Н. А. Акимова, М. В. Антонов; под ред. Н. Ф. Котеленца. - М.: Академия, 2003. - 384 с.
- 7 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебник для вузов / Б. Н. Неклепаев.– 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
- 8 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: учеб. для вузов /В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
- 9 Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов./ Б.А. Алексеев – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
- 10 Русов В.А. Контроль прессовки обмоток и магнитопровода крупных трансформаторов по вибропараметрам./ В.А. Русов // Электрические станции. – 1998. – № 6.

11 Ерошенко Г. П. Эксплуатация электрооборудования : учебник / Г.П. Ерошенко, Н.П. Кондратьева. – М. : ИНФРА-М, 2017. — 336 с. — (Высшее образование: Бакалавриат). — www.dx.doi.org/10.12737/754.

12 Дайнеко В. А. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: Учебное пособие/В.А.Дайнеко, Е.П.Забелло, Е.М.Прищепова - М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. - 333 с.: 60x90 1/16. - (Высшее образование) (Переплёт 7БЦ) ISBN 978-5-16-010296-2, 300 экз.

13 Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие / Н.В. Грунтович. — Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2017. — 271 с. : ил. — (Высшее образование: Бакалавриат).

14 Эксплуатация электрооборудования: методические рекомендации для выполнения курсового проекта / Серебровский В.И., Гнездилова Ю.П., Сафронов Р.И.. - Курск: ФГБОУ ВПО Курск ГСХА, 2014. - 53 с.

15 Козлов А.Н. Диагностика электрооборудования высокого напряжения: учебное пособие / А.Н. Козлов. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 44 с.

16 Единое окно доступа к образовательным ресурсам / Энергетика [Электронный ресурс] – сайт для самостоятельного изучения специализированного материала – [Режим доступа]: http://window.edu.ru/catalog/resources?p_rubr=2.2.75.27

Приложение А

(обязательное)

Условия хранения электрического и электромеханического оборудования

Таблица А.1 – Условия хранения электрического и электромеханического оборудования

Индекс группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха	
		макс.	мин.		
Л	Отапливаемые и вентилируемые склады, расположенные в любых климатических зонах	+40	+5	≤ 80% при +25 °С без конденсации влаги	Отсутствуют
С	Закрытые помещения с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности существенно меньше, чем на открытом воздухе (в районах типа У и УХЛ)	+40	-50	≤ 98% при +25 °С без конденсации влаги	Отсутствуют
Ж1	Открытые площадки в районах типа У и УХЛ	+50	-50	≤ 100% при +25 °С с конденсацией влаги	Солнечная радиация до 1125 Вт/м ² интенсивность дождя до 3 мм/мин, ПЫЛЬ
Ж2	Навесы и помещения, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе	+50	-50	≤ 100% при +25 °С с конденсацией влаги	Наличие пыли

Продолжение таблицы А.1

Индекс группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха	
		макс.	макс.		
ЖЗ	Закрытые помещения с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности существенно меньше, чем на открытом воздухе (в районах типа Т)	+50	-50	≤ 95% при +35 °С без конденсации влаги	Наличие плесневых грибов
ОЖ1	Открытые площадки в любых климатических районах, в том числе в районах типа Т	+60	-50	≤ 100% при +35 °С с конденсацией влаги	Солнечная радиация до 1125 Вт/м ² интенсивность дождя до 5 мм/мин, наличие пыли и плесневых грибов
ОЖ2	Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности не существенно отличаются от колебаний на открытом воздухе, расположенных в любых климатических районах	+60	-50	≤ 100% при +35 °С с конденсацией влаги	Наличие пыли и плесневых грибов

Продолжение таблицы А.1

Индекс группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха	
		макс.	макс.		
ОЖ4	Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности существенно отличаются от колебаний на открытом воздухе, (в районах типа У и УХЛ) в атмосфере любых типов	+50	-50	≤ 100% при +35 °С с конденсацией влаги	Наличие пыли

Приложение Б
(обязательное)

Температура воздуха при эксплуатации

Таблица Б.1 – Температура воздуха при эксплуатации

Исполнение	Категория размещения	Рабочее (предельное) значение температуры, °С	
		макс.	мин.
У	1,2,3	+40(+45)	-45(-50)
	5	+35(+35)	-5(-5)
УХЛ	1,2,3	+40(+45)	-60(-70)
	5	+35(+35)	-10(-10)
Т, ТС	1,2,3	+50(+60)	-10(-10)
	5	+35(+35)	+1(+1)
О	1,2	+50(+60)	-60(-70)
	5	+35(+35)	-10(-10)
М	1,2,3,5	+40(+45)	-40(-40)
ОМ	1,2,3,5	+45(+45)	-40(-40)
В	1,2,3	+50(+60)	-60(-60)
	5	+45(+45)	-40(-40)

Приложение В
(обязательное)

Содержание коррозионно активных примесей в атмосфере

Таблица В.1 – Содержание коррозионно активных примесей в атмосфере

Тип атмосферы (обозначение)	Сернистого газа, мг/(м ² ·сутки)	Хлоридов, мг/(м ² ·сутки)
Условно чистая (I)	До 20	Менее 0,3
Промышленная (II)	От 20 до 100	Менее 0,3
Морская (III)	До 20	От 30 до 300
Приморско – промышленная (IV)	От 20 до 100	От 0,3 до 30

Приложение Г (обязательное)

Классификация взрыво- и пожароопасных зон

Таблица Г.1 – Классификация взрывоопасных зон.

Класс зоны	Условия определяющие класс зоны
В-I	Зоны в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы
В-I а	Зоны в помещениях, в которых опасные состояния, характерные для зон класса В-I, отсутствуют при нормальной работе и возможны только в случае аварий или неисправностей
В-I б	Те же, что для В-I а, но имеющие одну из следующих особенностей: горючие газы обладают высокой нижней концентрацией воспламенения (1% и более) и резким запахом; помещения, связанные с газообразным водородом, в которых исключается образование взрывоопасной смеси в объеме свыше 5% свободного объема помещения
В-I г	Пространства у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ
В-II	Зоны в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли и волокна в количествах, способных образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы
В-II а	Зоны в помещениях, в которых опасные состояния характерные для В-II, отсутствуют при нормальной работе и возможны только в результате аварий или неисправностей

Таблица Г.2 – Уровень защиты электротехнического оборудования, работающего во взрывоопасных зонах

Класс взрывоопасной зоны	Уровень защиты
В-I	Взрывобезопасные
В-I а, В-I г	Повышенной надежности против взрыва
В-I б	Без средств взрывозащиты, оболочка со степенью защиты не менее IP44
В-II	Взрывобезопасные
В-II а	Без средств взрывозащиты, оболочка со степенью защиты не менее IP54

Таблица Г.3 – Классификация пожароопасных зон

Класс зоны	Условия, определяющие класс зоны
П-I	Зоны в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой выше 61°C
П-II	Зоны в помещениях, в которых выделяются горючие пыли или волокна с нижним пределом воспламенения более 65 г на 1 м ³ к объему воздуха
П-II а	Зоны в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества
П-III	Вне помещений зоны типа П-I и П-II а

Таблица Г.4 – Классификация помещений по условиям влажности.

Тип помещения	Характеристика
Сухие	Влажность $\zeta < 60\%$. Если при этом нет признаков, соответствующих трем последним типам помещений, помещение считается нормальным
Влажные	$60\% < \zeta < 75\%$
Сырые	$\zeta > 75\%$
Особо сырые	$\zeta \approx 100\%$
Жаркие	Температура $t > 35^{\circ}\text{C}$ (постоянно)
Пыльные (с токопроводящей пылью и с нетокопроводящей пылью)	Пылеведение с возможностью осаждения пыли на провода и другие токопроводящие части
С химически активной или органической средой	Наличие паров, газов, жидкостей, возникновение плесени, разрушающих изоляцию проводов

Приложение Д (обязательное)

Продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода для электрооборудования

Таблица Д.1 – Продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода для электрических машин

Условия работы электрических машин	$T_{\text{таб}}$, лет	$t_{\text{таб}}$, мес
Сухие помещения ($K_c = 0,25$)	12	12
Горячие, гальванические и химические цеха ($K_c = 0,45$)	4	6
Загрязненные цеха – деревообработки, сухой шлифовки и т.п. ($K_c = 0,25$)	6	8
Длительные циклы непрерывной работы с большой нагрузкой – приводы насосов, компрессоров и т.д. ($K_c = 0,75$)	9	9

Таблица Д.2 – Продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода электрооборудования, работающего в нормальных условиях

Наименование электрооборудования	$T_{\text{таб}}$, лет	$t_{\text{таб}}$, мес
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	14	24
Электросварочные трансформаторы	6	12
Электropечные трансформаторы	6	6
Высокочастотные установки	5	3
Грузовые электромагниты	6	2
Электropечи (в зависимости от типа)	3	1-2

Продолжение таблицы Д.2

Наименование электрооборудования	$T_{\text{таб}}$, лет	$t_{\text{таб}}$, мес
Неуправляемые преобразовательные устройства	9	6
Управляемые преобразовательные устройства	6	6
Силовые распределительные шкафы	3	3
Внутрицеховые силовые и осветительные сети	3	3
Светильник в комплекте с пускорегулирующим устройством	3	3
Масляные и воздушные выключатели	6	12
Комплексные распределительные устройства (КРУ)	6	12
Кабельные силовые сети (в зависимости от режима работы)	6-15	4-12
Воздушные сети на деревянных опорах	6	12
Воздушные сети на металлических опорах	9	12
Пусковые и регулировочные реостаты	3	12

Таблица Д.3 – Продолжительность межремонтного цикла $T_{\text{таб}}$ межремонтного периода $t_{\text{таб}}$, для отдельных видов электрооборудования при двухсменной работе

Вид электрооборудования	$T_{\text{таб}}$, лет	$t_{\text{таб}}$, мес
Автоматические выключатели на силу тока до 1000 А с рычажным и электромагнитным приводами	6	12
Контакторы переменного и постоянного тока на силу тока до 600 А	7	6
Магнитные пускатели для электродвигателей мощностью до 75 кВт	5	6
Переключатели на силу тока до 600 А	6	12
Распределительные силовые пункты	10	12
Токопроводы на напряжение 0,4 кВ и силу тока до 600 А	15	-

Таблица Д.4 – Периодичность текущих и капитальных ремонтов трансформаторов

Категория трансформатора	Текущий ремонт с испытаниями, лет			Капитальный ремонт с испытаниями, лет	
	Трансформатор без РПН	Трансформатор с РПН	Система охлаждения Д, ДЦ, Ц	Первый после включения	последующие
Главные трансформаторы электростанций и подстанций	2	1	1	12*	По мере необходимости в зависимости от результатов испытания и состояния трансформатора
Трансформаторы СН					
Основные	2	1	1	12**	
Резервные	2	1	1		
Трансформаторы в зоне загрязнения	По местным инструкциям	1	1	По мере необходимости	
Остальные трансформаторы	4	1	1		

* Внеочередной ремонт устройства РПН – после определенного числа операций (по указанию завода изготовителя).

** Для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше и мощностью 80 МВА и более; для остальных – по мере необходимости.

Приложение Е (обязательное)

Извлечение из укрупненных нормативов трудоемкости технического обслуживания и текущего ремонта энергетического оборудования

Таблица Е.1 – Условные единицы для определения объема работ, выполняемых электромонтерами

Наименование электрооборудования	Переводной коэффициент
1 Линии электропередачи воздушные (на 1 км)	
– до 1 кВ	3,93
– свыше 1 кВ	3,00
2 Кабельные линии (на 1 км)	
– до 1 кВ	1,29
– свыше 1 кВ	1,9
3 Электростанции дизельные (на 1 агрегат)	
– менее 100 кВт	10,0
– от 100 до 300 кВт	20,0
– свыше 300 кВт (для агрегатов в холодном резерве берется 0,15 от переводного коэффициента)	30,0
4 Трансформаторные подстанции (на 1 подстанцию)	4
– открытые	2,2
– закрытые с 1 трансформатором	2,5
– закрытые с 2 трансформаторами	3,5
5 Электропривод с асинхронным электродвигателем	
5.1 В сухих и влажных помещениях	
– до 1 кВт	0,44
– от 1,1 до 10 кВт	0,61
– от 10,1 до 40 кВт	0,72
– свыше 40 кВт	0,92
5.2 В сырых и пыльных помещениях	
– до 1 кВт	0,67
– от 1,1 до 10 кВт	0,92
– от 10,1 до 40 кВт	1,13
– свыше 40 кВт	1,38
5.3 В особо сырых, с агрессивной средой	
– до 1 кВт	0,88
– от 1,1 до 10 кВт	1,28
– от 10,1 до 40 кВт	1,55
– свыше 40 кВт	1,8

Продолжение таблицы Е.1

Наименование электрооборудования	Переводной коэффициент
5.4 В открытых установках	
– до 1 кВт	1,07
– от 1,1 до 10 кВт	1,52
– от 10,1 до 40 кВт	1,84
– свыше 40 кВт	2,24
Пр и м е ч а н и е – Указанные коэффициенты берутся, если Э работает 6-10 часов в сутки; если работает менее 6 часов, у.е.э. умножаются на 0,85, а если более 10 часов – на коэффициент 1,2.	
6 Электротермические установки (на 1 установку)	
6.1 Электроводонагреватели водогрейные	
– до 100 кВт	3,22
– от 101 до 160 кВт	4,12
– свыше 160 кВт	5,52
6.2 Электродные паровые котлы	
– до 160 кВт	5,54
– свыше 160 кВт	6,23
6.3 Электронагреватели с ТЭН	
– до 200 л	1,09
– от 201 до 400 л	1,66
– от 401 до 800 л	2,64
– свыше 800 л	3,49
6.4 Электронагреватели бытовые (6-10 л)	0,98
7 Сварочные установки (на 1 установку)	
– генераторы сварочные до 300 А	2,88
– свыше 300 А	3,26
– трансформаторы сварочные до 300 А	0,99
– свыше 300 А	1,24
– преобразователи сварочные до 300 А	1,99
– свыше 300 А	2,41
8 Выпрямители зарядные (на 1 установку)	
– со стабилизацией режима	1,8
– без стабилизации режима	0,53
9 Конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности (на 1 установку)	1,84
10 Электроосветительные установки (на 10 светильников)	
10.1 В сухих и влажных помещениях	
– с 1-2 лампами накаливания	0,65
– с 3-6 лампами накаливания	0,99
– с 1-2 люминесцентными лампами	0,86
– с 3-6 люминесцентными лампами	1,41

Продолжение таблицы Е.1

Наименование электрооборудования	Переводной коэффициент
10.2 В сырых и пыльных помещениях	
– с лампами накаливания	0,91
– с люминесцентными лампами	1,74
– с дуговыми лампами высокого давления	1,03
10.3 В особо сырых, с химически активной средой	
– с лампами накаливания	1,4
– с люминесцентными лампами	2,07
– с дуговыми лампами высокого давления	1,61
10.4 Наружное освещение	
– с лампами накаливания	1,35
– с дуговыми лампами	1,56
11 Щиты автоматики, имеющие более 5 реле (контакторов) и более 10 транзисторов (тиристоров) на 1 щит	
– реле, контакторы	0,04
– транзисторы тиристоры	0,01
– микросхемы	0,02
– электронные лампы	0,02
– потенциометры, мосты	1,1
<p>П р и м е ч а н и е – Щиты управления, содержащие до 5 реле (контакторов) и до 10 транзисторов (тиристоров), учтены в условных единицах электроприемника, для которого они предназначены.</p>	
12 Ящики учета электроэнергии (на 1 ящик)	0,3
13 Электропроводки жилых домов	
– на 1 квартиру	0,1
– на частный дом	0,15
<p>П р и м е ч а н и е – В число у.е.э включены вводные щиты, общедомовая и квартирная электропроводка</p>	

Приложение Ж (обязательное)

Коэффициенты пересчета в условные ремонты

Таблица Ж.1 – Коэффициенты пересчета количества физических технических обслуживаний (ТО), текущих ремонтов (ТР) и капитальных ремонтов (КР) электрооборудования в условные ремонты

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
1	Агрегаты зарядные с аппаратурой управления	1,62	1,64	2,08
2	Аппаратура сигнальная, на 10 единиц	0,4		
3	Арматура электроосветительная, на 10 светильников			
	– с одной лампой накаливания	0,52		
	– с ртутными лампами высокого давления	1,04		
	– с люминесцентными лампами, до 2 штук	0,62		
	– с люминесцентными лампами, до 4 штук и более	0,83		
4	Выключатели конечные	0,44	0,27	
5	Выключатели автоматические с током, А			
	– до 50	0,5	0,42	
	– 200	0,5	0,42	
	– 400	0,6	0,62	
	– 600	0,8	0,83	
6	Генераторы переменного тока мощностью, кВА			
	– до 10	2,2	2,38	4,24
	– 15	2,4	2,83	4,24
	– 30	2,8	3,73	5,48
	– 60	3,2	4,25	7,16
	– 100	3,6	5,33	8,88
	– 150	4,0	6,71	9,54

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
7	Генераторы многоамперные низковольтные постоянного тока, с током, А			
	– до 300	3,0	1,46	3,2
	– 500	3,4	2,08	4,0
	– 1000	4,0	2,92	5,2
8	Заземляющие устройства	0,48		4,0
9	Котлы электронные паровые, регулируемые мощностью, кВт			
	– до 160	5,2	4,84	5,4
	– 250	6,8	6,06	6,4
10	Ключи универсальные и переключатели с числом секций			
	– до 4	0,08	0,08	
	– 8	0,10	0,10	
	– 12	0,16	0,17	
	– 16	0,20	0,23	0,22
11	Кнопки управления (на 10 шт.) с числом кнопок			
	– 2	0,04	0,04	
	– 3	0,06	0,06	
	– 4	0,10	0,10	
	– 9	0,20	0,21	
12	Контакторы с током, А			
	– до 160	0,50	0,52	
	– 400	0,70	0,73	
	– 630	0,90	0,94	1,12
13	Конденсаторные установки, кВАр			
	– до 80	2,00	2,08	2,40
	– 100	2,80	2,90	3,20
	– 250	4,00	4,17	

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– 330	4,80	5,00	
	– 400	5,60	5,83	
	– 500	7,00	7,29	
14	Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный в земле, на 1000 м, с числом жил			
	– 4-7	2,40		
	– 10-19	3,00		
	– 27-37	3,60		
15	Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный в непроходных каналах и трубах, на 1000 м, с числом жил			
	– 4-7	3,60		
	– 10-19	4,40		
	– 27-37	5,40		
16	Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м, с числом жил:			
	– 4-7	3,00		4,00
	– 10-19	3,60		4,00
	– 27-37	4,20		5,60
17	Линии воздушные до 1000 В на деревянных опорах, на 1000 м однолинейного провода сечением, мм ² :			
	– до 35	1,8	1,88	2,40
	– 50	2,40	2,50	3,20
	– 70	3,00	3,13	4,00
	– 95 и более	3,60	3,75	4,80
18	Линии воздушные до 1000 В на металлических и железобетонных опорах, на 1000 м однолинейного провода сечением, мм ²			
	– до 35	1,20	1,25	1,60
	– 50	1,80	1,88	2,40

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– 70	2,40	2,50	3,20
	– 95 и более	3,00	3,13	4,00
19	Линии кабельные до 10 кВ, проложенные в земле, на 1000 м линии, сечением, мм ²			
	– до 35	3,00		4,00
	– 70	4,60		6,00
	– 95 и более	5,40		7,20
20	Линии кабельные до 10 кВ, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м линии, сечением, мм ²			
	– до 35	3,60		4,80
	– 70	6,00		7,60
	– 95 и более	7,00		8,80
21	Линии кабельные до 10 кВ, проложенные в непроходных каналах и трубах, на 1000 м линии, сечением, мм ²			
	– до 35	4,80		6,40
	– 70	7,20		9,60
	– 95 и более	9,00		11,60
22	Микропереключатели и тумблеры	0,08		
23	Муфты электромагнитные с передаваемым моментом, кГс·м			
	– 100	0,40	0,42	0,48
	– 160	0,60	0,62	0,64
24	Муфты электромагнитные для дистанционного управления с моментом сцепления, кГс·м			0,48
	– 1,6-6,3	0,40	0,42	0,48
	– 10,0-25,0	0,42	0,43	0,56
	– 40,0-160,0	0,54	0,56	0,72
25	Пакетные выключатели на ток, А			
	– До 100	0,30	0,31	
	– 250	0,40	0,42	

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– 400	0,60	0,63	
26	Предохранители	0,26	0,13	
27	Проводки в сельских домах, включая обслуживание вводного устройства, на 1 дом (присоединение)	2,72		
28	Приборы электроизмерительные (на один прибор)			
	– показывающие	0,30	0,31	0,36
	– самопишущие	0,66	0,69	0,96
29	Приборы для измерения и регулирования давления и разрежения			
	– манометры, мановакуумметры, вакуумметры показывающие	0,20	0,21	0,28
	– манометры, мановакуумметры, вакуумметры с электрической дистанционной передачей	0,20	0,21	0,28
	– тягометры, напорометры и тягонапорометры	0,50	0,52	0,32
	– реле давления	0,32	0,33	
	– регуляторы давления и сигнализаторы	0,50	0,52	0,29
	– вакуумметры ионизационнотермопарные	0,30	0,31	0,34
30	Приборы для измерения и регулирования температуры			
	– термопары платино-платинородиевые, хромель-копелевые и хромель-алюминевые	-	-	0,26
	– термометры манометрические показывающие ртутные, газовые и жидкостные	0,24	0,25	0,24
	– термометры манометрические самопишущие ртутные, газовые и жидкостные	0,60	0,63	0,43
	– термометры манометрические показывающие пневматические, газовые и жидкостные	0,40	0,42	0,38
	– термометры манометрические бесшкальные, пневматические, газовые и жидкостные	0,30	0,31	0,34
	– пирометры излучения	0,60	0,63	0,44
31	Приборы для измерения и регулирования расхода и количества			
	– счетчики газовые ротационные	0,50	0,52	0,40
	– водомеры	0,30	0,31	0,32

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
32	Пускатели магнитные для электродвигателей мощностью, кВт			
	– до 17	0,4	0,25	
	– 30	0,5	0,29	0,37
	– 40	0,60	0,33	0,47
	– 75	0,80	0,83	0,96
33	Регуляторы автоматические прямого действия			
	– Регуляторы температуры РПД	0,40	0,42	0,32
	Регуляторы давления диаметром, мм			
	– до 50	0,36	0,38	0,36
	– 100-150	0,50	0,52	0,48
	– 200-300	0,60	0,63	0,60
	Регуляторы давления газа диаметром, мм			
	– до 50	0,40	0,42	0,64
	– 100-150	0,60	0,63	0,96
	Регуляторы давления мазута	0,24	0,25	0,16
	Регуляторы уровня воды в баках	0,50	0,52	0,64
	Регуляторы питания для поддержания уровня воды в баках	1,2	1,25	1,60
34	Регуляторы электрические			
	– реле температуры типа ТР-200	0,20	0,21	
	– терморегуляторы дистанционные	0,20	0,21	0,20
	– регуляторы для регулирования подачи топлива, воздуха	0,60	0,63	0,64
	– регуляторы температуры	0,80	0,83	0,76
35	Электронные регулирующие устройства	0,80	0,83	1,12
36	Электронные следящие приборы	0,60	0,63	0,60
37	Следящие механизмы, работающие в комплекте с регулятором	0,90	0,94	0,68

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
38	Реле датчики			
	– реле давления сигнальное	0,60	0,63	
	– реле давления дифференциальное	1,8	1,88	
	– реле потока газа или жидкости	0,60	0,63	
	– реле импульсной сигнализации	1,6	1,67	
39	Электрозапальник	0,40	0,42	
40	Датчик реле температур	0,40	0,42	
41	Датчик реле напора и тяги	0,80	0,83	
42	Датчик реле давления	0,80	0,83	
43	Реле управления и защиты			
	– промежуточное реле	0,20	0,21	
	– реле электромагнитные, напряжения и тока	0,26	0,27	
	– реле времени электромеханические	0,30	0,31	
	– реле контроля скорости	0,30	0,31	0,36
	– реле времени программное	2,00	2,08	2,40
	– реле программное	0,30	0,31	
	– реле торможения	0,40	0,41	
	– фотореле	0,30	0,31	
44	Реостаты с током, А			
	– до 40	1,20	1,25	1,44
	– 100	1,60	1,67	1,76
	– 200	2,00	2,08	2,40
45	Рубильники с центральной рукояткой, трехфазные, на ток, А			
	– до 400	0,16	0,17	
	– 600	0,18	0,19	0,20
	– 800	0,20	0,21	0,24

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– 1000	0,28	0,29	0,32
	– 1500	0,40	0,42	0,48
	Распределительные устройства подстанций (без учета работ на обслуживание и ремонт силового трансформатора) для трансформаторов до 10 кВА			
	а) внутренней установки мощностью, кВА	6,00	8,34	8,80
	– до 250	6,00	10,40	12,00
	– 630	11,00	18,80	16,00
	– 1000			
	б) наружной установки мощностью, кВА			
	– до 250-400	9,00	11,45	11,20
	– 630-1000	11,00	25,00	24,00
47	Силовые трансформаторы, трехфазные двухобмоточные, масляные до 20 кВ, мощностью, кВА			
	– до 63	4,00	5,21	10,40
	– 100	4,00	6,26	12,00
	– 160	5,00	7,10	13,00
	– 250	6,00	8,30	15,20
	– 400	7,00	9,27	17,60
	– 630	8,00	10,40	20,00
	– 1000	9,00	12,30	24,00
48	Сварочные трансформаторы мощностью, кВт			
	– до 10	0,40	1,25	1,60
	– до 24	0,60	1,85	2,40
	– до 34	0,80	2,50	3,20
49	Сварочные преобразователи с аппаратурой управления на номинальный сварной ток, А			
	– 120	4,80	5,00	5,60

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– 300	5,60	5,83	6,40
	– 500	8,00	8,34	9,61
	– 1000	12,00	12,50	14,40
50	Трансформаторы для местного освещения, выпрямителей, цепей управления и пр., мощностью Вт			
	– до 250	0,30	0,31	0,40
	– 630	0,34	0,35	0,48
	– 1000	0,50	0,52	0,64
	– 1600	0,60	0,63	0,80
	– 2500	1,00	1,04	1,20
51	Трансформаторы тока однопредельные класса 0,2	0,32	0,33	0,40
52	Трансформаторы тока с несколькими пределами измерения класса 0,2	0,54	0,56	0,64
53	Трансформаторы напряжения однопредельные класса 0,2	0,40	0,42	0,48
54	Трансформаторы напряжения с несколькими пределами измерений класса 0,2	0,60	0,63	0,72
55	Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.			
	– до 2-3	0,70		
	– 4	1,00		
	– 8	1,20		
	– 16	1,60		
56	Сеть электросиловая на 100 м одного провода проложенного			
	б) по кирпичным и бетонным основаниям при сечении провода, мм ² :			
	– до 6	1,00		
	– 16	1,60		
	– 35	2,00		
	– 70	2,40		

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– более 70	3,00		
57	Сеть осветительная из кабеля, провода, шнура, проложенного по кирпичным и бетонным основаниям на 100 м провода с количеством и сечением жил, мм ²			
	– 2х1,5-4	1,20		
	– 3х1,5-4	1,20		
58	То же при скрытой проводке с количеством и сечением жил, мм ²			
	– 2х1,5-4	0,50		
	– 3х1,5-4	1,20		
59	Сеть заземления (заземляющие магистрали) на 100 м	3,00		
60	Стабилизаторы напряжения мощностью Вт			
	– 160	0,50	0,52	0,64
	– 280	0,60	0,63	0,88
	– 500	0,80	0,83	1,28
	– 900	1,40	1,46	1,60
61	Счетчики электрической энергии, однофазные	0,20	0,21	0,22
62	Счетчики трехфазные для учета активной и реактивной энергии (не входящие в комплект подстанций, сборок и т.д.)			
	– для трехпроводной системы	0,26	0,27	0,27
	– для четырехпроводной системы	0,28	0,29	0,30
63	Шкафы силовые, распределительные пункты, силовые сборки с количеством установочных трехфазных автоматических выключателей (групп), шт.			
	– до 2-3	1,20	1,25	
	– 4	1,60	1,67	
	– 6	2,00	2,08	
	– 8	2,80	2,92	
	– 10	3,20	3,33	

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
64	Штепсельные розетки	0,20	0,21	
65	Электродвигатели асинхронные с короткозамкнутым ротором 1500 об/мин, мощностью, кВт			
	– до 1,0	0,80	0,81	0,78
	– 1,1-3,0	0,80	0,90	0,80
	– 3,1-5,5	1,00	1,00	1,00
	– 5,6-10,0	1,20	1,14	1,43
	– 10,1-22,0	1,40	1,25	2,29
	– 22,1-40,0	1,40	1,55	3,75
	– 40,1-55,0	2,40	2,50	4,40
	– 55,1-75,0	3,00	3,11	5,51
	– 75,1-100,0	3,60	3,75	6,78
	– 100,1-125	4,40	4,58	8,80
	– 126-160	5,40	5,62	10,4
	– 161-200	6,00	6,25	11,2
	– 201-250	6,60	6,88	12,4
	– 251-320	7,20	7,50	14,0
	– 321-400	8,00	8,34	15,6
66	Электромагниты тянущие и толкающие	0,60	0,63	0,64
67	Электромагниты грузоподъемные, тс			
	– 6	8,40	8,75	9,60
	– 16	10,00	10,42	15,2
	– 20	15,00	15,62	20,0
68	Электромагниты тормозные переменного тока с тяговым усилителем, кгс			
	– 35	0,80	0,83	0,96

Продолжение таблицы Ж.1

№ п/п	Наименование электротехнического оборудования	Коэффициенты пересчета для		
		ТО	ТР	КР
	– 70	1,20	1,25	1,36
	– 115	1,60	1,67	2,00
	– 140	2,20	2,29	2,40
69	Электропередачи сопротивления (камерные) мощностью, кВт			
	– до 15	1,40	1,46	1,60
	– 30	2,00	2,08	2,40
	– 45	2,80	2,92	3,20
	– 60	3,40	3,55	4,00
	– 75	4,00	4,18	4,80
	– 90	4,80	5,00	5,60
	– 100	5,60	5,83	6,40
	– 110	6,40	6,67	7,20
70	Электростанции, используемые в качестве аварийного резерва и передвижные, мощностью, кВт			
	– до 100	14,95	16,43	19,4
	– 300	29,90	32,66	38,7
	– 500	44,85	49,29	58,1

Примечание:

1 Вводятся следующие поправочные коэффициенты:

- для светильников, расположенных выше 4 м. – 1,2;
- для аппаратуры во взрывобезопасном исполнении – 1,6;
- для рубильников с боковой рукояткой – 1,2;
- для реверсивных магнитных пускателей – 1,8;
- для двухполюсных рубильников, включателей автоматических и пускателей магнитных – 0,75;
- для осветительных щитков с пробочными предохранителями – 0,75;
- для сетей, проложенных по деревянным основаниям – 0,75;
- для сетей и кабельных линий, проложенных на высоте более 2,5 м – 1,1;
- для контрольных кабелей сечением 2,5 мм² – 1,2; а сечением 4,0 мм² – 1,4;
- для электродвигателей при частоте вращения, об/мин.: 3000 – 0,8; 1000 – 1,1; 750 – 1,2; 600 – 1,4; 500 и ниже – 1,5;

Продолжение таблицы Ж.1

– для электродвигателей с фазным ротором, взрывозащищённых, крановых, погружных и многоскоростных – 1,3.

2 Коэффициенты перевода учитывают станочные работы в резерве до 10% и прочие – до 10%.

Приложение И
(обязательное)

Экономическая плотность тока

Таблица И.1 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные 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 поливинилхлоридной изоляцией с жилами			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Таблица 3.2 – 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	1,14	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	-

Приложение К (обязательное)

Ориентировочные данные типовых графиков нагрузки предприятий

Таблица К.1 - Ориентировочные данные типовых графиков нагрузки предприятий


t, ч	Потребляемая мощность в часы смены, %															
	Отрасли промышленности, фабрики и предприятия															
	Автомобильная	Деревообрабатывающая	Легкая	Нефтепереработка	Печатные и отделочные фабрики	Пищевая	Прядильно-ткацкие фабрики	Ремонтно-механический завод	Станкостроительство	Горφο-разработка	Тяжелое машиностроение	Угледобыча	Химическая	Цветная металлургия	Черная металлургия	Целлюлозно-бумажная
0-1	70	36	38	90	70	68	60	34	45	85	76	80	97	95	82	80
1-2	60	36	36	88	70	70	60	34	45	85	76	80	90	95	82	80
2-3	45	34	36	96	70	68	60	34	45	90	70	80	90	95	82	80
3-4	45	34	36	94	70	65	60	34	45	98	78	80	90	95	82	80


Продолжение таблицы К.1


4-5	40	30	34	90	70	68	60	34	45	90	85	80	95	95	82	80
5-6	47	34	36	94	70	70	60	34	45	85	80	82	97	95	82	80
6-7	42	40	52	88	70	68	72	34	80	98	85	82	97	95	100	100
7-8	80	60	88	95	90	80	86	80	82	90	90	82	97	95	100	100
8-9	77	90	100	98	90	90	90	100	90	60	80	82	100	100	100	100
9-10	96	100	100	95	90	100	100	100	100	90	78	92	100	100	100	100
10-11	82	88	95	95	90	98	62	95	88	100	92	92	95	95	100	100
11-12	76	74	90	82	100	95	62	80	80	90	85	92	93	95	90	100
12-13	80	65	95	90	100	92	90	50	80	82	100	92	93	100	90	100
13-14	88	88	95	92	100	95	90	70	88	90	84	92	93	100	90	100
14-15	96	82	90	90	90	92	100	90	100	100	100	92	95	100	90	100
15-16	80	78	92	92	90	86	100	83	100	90	100	82	100	100	97	90
16-17	62	72	95	96	90	88	80	75	88	60	78	82	100	100	97	95

Продолжение таблицы К.1

17-18	72	80	95	94	90	90	100	80	72	90	86	82	93	95	97	95
18-19	76	78	88	100	85	85	100	90	72	100	93	100	93	95	96	95
19-20	76	68	95	95	90	82	90	83	75	90	96	100	90	95	96	85
20-21	72	70	92	96	90	85	90	100	75	100	73	100	90	95	82	95
21-22	76	78	75	100	90	82	82	95	75	90	98	90	93	95	82	95
22-23	82	58	45	90	80	70	60	65	70	88	90	90	93	95	82	95
23-24	76	49	42	66	70	68	60	50	70	88	90	80	93	95	82	95

 – для данной зоны в летний период нагрузку уменьшить на 25%

 – для данной зоны в летний период нагрузку уменьшить на 15%

 – для данной зоны в летний период нагрузку уменьшить на 35%

Приложение Л
(обязательное)

Значения сопротивлений и поправочных коэффициентов, учитывающих зависимость сопротивления изоляции от её температуры

Таблица Л.1 – Значения сопротивлений и температуры

Номер варианта	R ₁₅ , % от номинального сопротивления	R ₆₀ , % от номинального сопротивления	T _и , в С°
1	20	80	70
2	30	85	75
3	40	76	60
4	30	61	50
5	40	86	10
6	40	94	20
7	10	62	45
8	20	83	30
9	40	87	25
10	30	86	75
11	10	82	65
12	20	74	60
13	15	61	50
14	14	83	40
15	13	68	15
16	17	75	30
17	16	90	35
18	20	70	20
19	18	70	60
20	25	80	70
21	16	76	55
22	30	81	45

Таблица Л.2 – Значения поправочного коэффициента, учитывающего зависимость сопротивления изоляции от её температуры

T _и , С°	75	70	60	50	40	30	20	10
K _и	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4