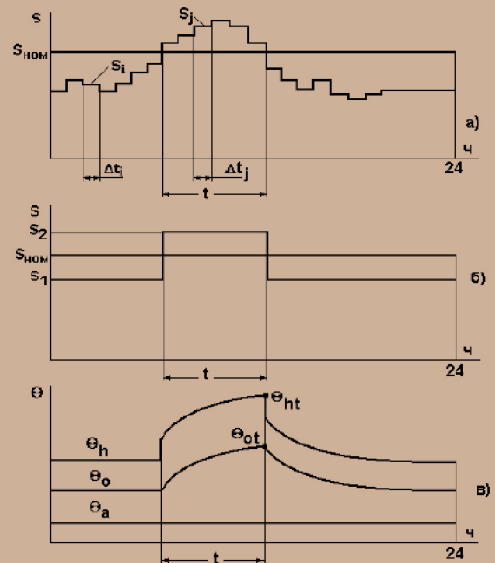


Министерство образования и науки  
Российской Федерации  
Тольяттинский государственный университет  
Институт энергетики и электротехники  
Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

В.А. Шаповалов

# ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Практикум



© ФГБОУ ВО «Тольяттинский  
государственный университет», 2016

ISBN 978-5-8259-0908-0

УДК 621.3 (75)  
ББК 31.295Я73

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор Саратовского государственного  
технического университета им. Ю.А. Гагарина *С.Ф. Степанов*;  
д-р техн. наук, профессор Тольяттинского государственного  
университета *В.В. Вахнина*.

Шаповалов, В.А. Организация эксплуатации и ремонта электро-  
оборудования : практикум / В.А. Шаповалов. – Тольятти : Изд-во ТГУ,  
2016. – 1 опт. диск.

Практикум содержит теорию и примеры расчета для практических и само-  
стоятельных занятий по курсу «Организация эксплуатации, ремонт и диагностика  
электрооборудования».

Практикум предназначен для студентов направления подготовки магистров  
140400.68 (13.04.02) «Электроэнергетика и электротехника», обучающихся по ма-  
гистерской программе «Режимы работы электрических источников питания под-  
станций, сетей и систем».

Текстовое электронное издание.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского  
государственного университета.

Минимальные системные требования: IBM PC-совместимый компьютер:  
Windows XP/Vista/7/8; PIII 500 МГц или эквивалент; 128 Мб ОЗУ; SVGA; Adobe Reader.



© ФГБОУ ВО «Тольяттинский  
государственный университет», 2016

Редактор *Г.В. Данилова*  
Технический редактор *З.М. Малявина*  
Корректор *Е.В. Ахмадуллина*  
Компьютерная верстка: *Л.В. Сызганцева*  
Художественное оформление,  
компьютерное проектирование:  
*И.И. Шишкина*

Дата подписания к использованию  
20.10.2015.

Объем издания 4,1 Мб.

Комплектация издания:

компакт-диск, первичная упаковка.

Заказ № 1-53-14.



Издательство Тольяттинского  
государственного университета  
445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14  
тел. 8(8482) 53-91-47, [www.tltsu.ru](http://www.tltsu.ru)

## Содержание

Введение .....	5
1. Оценка продолжительности ремонтного цикла .....	8
2. Оценка продолжительности цикла технического обслуживания .....	12
3. Сопоставление систем ремонта оборудования .....	14
4. Оценка эффективности капитального ремонта оборудования ...	18
5. Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции .....	25
Библиографический список .....	31
Приложение .....	32

## Введение

После завершения электромонтажных, пусконаладочных работ и приемосдаточных испытаний начинается использование электрооборудования по назначению в технологическом процессе предприятия, то есть эксплуатация этого оборудования.

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.

Эксплуатационный персонал должен иметь соответствующую выполняемой работе квалификационную подготовку и группу по электробезопасности.

Организационные и технические положения по эксплуатации оборудования изложены в *Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей*, являющихся обязательными для всех отраслей народного хозяйства. Применительно к конкретным условиям каждого предприятия разрабатываются и утверждаются руководителем электрохозяйства местные инструкции, базирующиеся на указанных Правилах.

Для реализации и поддержания требуемых технических характеристик оборудования проводится его *техническое обслуживание* — комплекс работ, включающий осмотры, межремонтное обслуживание, профилактические испытания и диагностирование состояния оборудования.

По результатам осмотров, профилактических испытаний и диагностирования оборудования оцениваются необходимость и целесообразность его ремонта.

*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.

По назначению различают восстановительный ремонт, реконструкцию и техническое перевооружение. *Восстановительный ремонт* осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными.

По объему работ восстановительные ремонты делятся на текущие и капитальные. 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, например, быстроизнашивающихся деталей. Эти ремонты проводятся в период между двумя капитальными ремонтами.

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.

Для оценки состояния оборудования после проведения ремонтных работ проводятся *испытания*, объем которых регламентируется.

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.

Показатели надежности позволяют не только разносторонне оценить надежность оборудования, но и обосновать комплекс технических, организационных и экономических мероприятий, повышающих надежность и эффективность эксплуатации оборудования.

К одним из основных относятся следующие:

- выбор оптимальной продолжительности ремонтного цикла и цикла технического обслуживания с целью использования оборудования до предельного состояния, но исключения его работы в области износных отказов;
- выбор рациональной системы технического обслуживания и ремонта оборудования;
- рациональное обеспечение обслуживания и ремонтных работ материалами и запасными частями;
- совершенствование системы контроля и диагностирования оборудования, позволяющей выявлять дефекты на ранней стадии их развития, достоверно прогнозировать состояние оборудования, эффективно уменьшать время отыскания дефектов и устранения отказов за счет совершенствования технических и диагностических средств;
- вынос режима послеремонтной приработки оборудования в ремонтную зону;
- повышение квалификации эксплуатационного персонала;
- своевременная замена (утилизация) физически и морально изношенного оборудования.

Ниже рассматривается качественная оценка некоторых из указанных мероприятий повышения надежности и эффективности эксплуатации оборудования.

Варианты заданий для практических и самостоятельных занятий приведены в приложении.

## 1. Оценка продолжительности ремонтного цикла

Эксплуатация электрооборудования предприятий осуществляется в основном на базе системы планово-предупредительного ремонта и обслуживания (ППР). Сущность системы ППР заключается в том, что через определенные промежутки времени оборудование подвергается плановым профилактическим осмотрам, проверкам, испытаниям и различным видам ремонта.

*Ремонтный цикл*  $T_{\text{рк}}$  представляет собой интервал времени между двумя капитальными ремонтами оборудования, а для нового оборудования – интервал времени между вводом оборудования в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом.

Под *структурой ремонтного цикла* понимают порядок расположения и чередования различных видов технического обслуживания в пределах одного ремонтного цикла.

Главной задачей при определении продолжительности и структуры ремонтного цикла является обеспечение требуемого уровня надежности оборудования при наиболее полном использовании его работоспособности. Кроме того, периодичность обслуживания и ремонтов оборудования является исходной информацией для оценки общего объема работ, численности ремонтного персонала, потребности в материалах и запасных частях.

Определение продолжительности ремонтного цикла представляет собой сложную многокритериальную оптимизационную задачу, решение которой должно выполняться как по техническим, так и экономическим критериям. Рассмотрим использование различных критериев ремонтного цикла  $T_{\text{рк}}$ .

Наиболее просто поставленная задача решается, если в качестве критерия можно принять предельное значение некоторого параметра (параметров), скорость изменения которого может контролироваться при эксплуатации.

Оценку продолжительности ремонтного цикла можно выполнить по нормам ежегодных амортизационных отчислений на капитальный ремонт  $p_k$ :

$$T_{\text{рк}} = \frac{z_k}{p_k K}, \quad (1)$$



где  $z_k$  – стоимость одного капитального ремонта;  $K$  – стоимость оборудования.

Нормы  $p_k$  отчислений на капитальный ремонт оборудования распределительных сетей составляют:

- силовые трансформаторы – 0,029;
- кабельные линии – 0,003;
- воздушные линии на деревянных опорах – 0,017;
- воздушные линии на железобетонных опорах – 0,006.

Простота исходной информации при использовании выражения (1) привлекательна, однако ответ на вопрос о наиболее полном использовании работоспособности оборудования здесь не очевиден.

Для периода нормальной эксплуатации, когда поток отказов можно считать простейшим, вероятность безотказной работы при продолжительности ремонтного цикла  $t = T_{pk}$  распределяется по экспоненциальному закону:

$$P(T_{pk}) = \exp(-\omega T_{pk}), \quad (2)$$

где  $\omega$  – параметр потока отказов, который для периода нормальной эксплуатации определяется выражением

$$\omega = \frac{m}{Nt}, \quad (3)$$

где  $m$  – количество отказов за время  $t$ ;  $N$  – количество однотипных элементов.

Если задаться допустимым значением вероятности безотказной работы  $P_d$  (или вероятности отказа  $Q_d$ ) в пределах ремонтного цикла, то продолжительность этого цикла составит:

$$T_{pk} = -\frac{\ln P_d}{\omega} = -\frac{\ln(1 - Q_d)}{\omega}. \quad (4)$$

Использование выражения (4) для оценки  $T_{pk}$  ограничивается недостаточной исходной информацией, особенно в отношении значения  $P_d$  (или  $Q_d$ ).

При выполнении плановых ремонтов полностью не исключается вероятность аварийных отказов оборудования. Поток этих отказов будем считать простейшим, характеризуемым параметром потока отказов  $\omega$ .

Отсутствие аварийных отказов при вероятности

$$P(T_{\text{рк}}) = \exp(-\omega T_{\text{рк}})$$

обусловит затраты на плановый капитальный ремонт внутри срока  $T_{\text{рк}}$ . Наличие отказов при вероятности

$$Q(T_{\text{рк}}) = 1 - \exp(-\omega T_{\text{рк}})$$

обусловит затраты на аварийно-восстановительные ремонты.

Приведем суммарные затраты на плановые капитальные и случайные аварийные ремонты к одному году эксплуатации:

$$Z_{t=1} = \frac{z_k}{T_{\text{рк}}^2} \exp(-\omega T_{\text{рк}}) + \frac{z_a}{T_0} \exp(-\omega T_{\text{рк}}), \quad (5)$$

где  $z_k$  – стоимость одного капитального ремонта;  $z_a$  – стоимость одного аварийно-восстановительного ремонта;  $T_0 = 1/\omega$  – наработка на отказ.

Взяв производную от затрат по продолжительности ремонтного периода и приравняв ее нулю:

$$\frac{dZ_{t=1}}{dT_{\text{рк}}} = -\frac{z_k}{T_{\text{рк}}^2} \exp(-\omega T_{\text{рк}}) - \omega \frac{z_a}{T_0} \exp(-\omega T_{\text{рк}}) + \omega^2 z_a \exp(-\omega T_{\text{рк}}) = 0, \quad (6)$$

получим продолжительность ремонтного цикла, отвечающую минимуму полных затрат:

$$T_{\text{рк}} = \frac{z_k}{2\omega z_a} \left( 1 + \sqrt{1 + 4 \frac{z_a}{z_k}} \right). \quad (7)$$

Определение  $T_{\text{рк}}$  по выражению (7) позволяет использовать в расчетах относительное значение затрат  $z_k/z_a$ , что заметно сокращает требуемый объем исходной информации.

Существующая в настоящее время периодичность проведения ремонтов некоторых видов оборудования систем электроснабжения приведена в табл. 1.

Таблица 1

## Периодичность проведения ремонтов силового оборудования

Оборудование	Периодичность ремонта, лет	
	текущего	капитального
Силовые трансформаторы 10/04 кВ	3	12
КТП внутренней установки	3	12
КТП наружной установки	1	8
Выключатели масляные 10 кВ	1	3
Выключатели нагрузки 10 кВ	1	3
Разъединители 10 кВ:		
• внутренней установки	1	4
• наружной установки	1	3
Конденсаторные установки до 10 кВ	0,5	4
Трансформаторы тока до 10 кВ	1	3
Воздушные линии 0,4–10 кВ:		
• на деревянных опорах	3	6
• на железобетонных опорах	4...5	8...10
Воздушные линии 35–110 кВ:		
• на деревянных опорах	–	6
• на металлических и железобетонных опорах	–	12
Кабельные линии до 10 кВ	1	20

## 2. Оценка продолжительности цикла технического обслуживания

*Техническое обслуживание* (ТО) — это система технических мероприятий, обеспечивающая работоспособность оборудования в период между капитальными ремонтами. Система ТО включает:

- регулярные осмотры оборудования;
- выполнение требований эксплуатационно-ремонтной документации, в частности, инструкций заводов-изготовителей;
- контроль технического состояния (работоспособности) оборудования, осуществляемый профилактическими испытаниями, измерениями и диагностированием оборудования;
- устранение мелких неисправностей и дефектов;
- текущие ремонты оборудования.

Все мероприятия ТО выполняются периодически. Очевидно, что разные виды работ ТО имеют различную периодичность, например, осмотры могут выполняться ежедневно, а текущий ремонт — один раз в несколько лет. Продолжительность цикла  $i$ -й работы ТО обозначим  $T_{ТОi}$ .

Поскольку стоимость ТО входит в себестоимость продукции, вопрос о сроках и объемах ТО в большинстве случаев является вопросом технико-экономическим.

Пусть затраты, связанные с выполнением  $i$ -й работы ТО, составляют величину  $Z_{ТОi}$ . Поток возникновения дефектов в оборудовании, приводящих к его отказам, будем считать простейшим, характеризуемым параметром  $\omega$ . Выявление дефекта в процессе проведения ТО обусловит затраты на проведение ремонта по устранению этого дефекта:

$$Z_{Di} = \omega T_{ТОi} Z_d, \quad (8)$$

где  $Z_d$  — стоимость ремонта по устранению дефекта.

Затраты на аварийные ремонты в интервале  $T_{ТОi}$  при условии, что ТО не проводится, составят:

$$Z_{ai} = \omega T_{ТОi} Z_a, \quad (9)$$

где  $Z_a$  — стоимость одного аварийного ремонта.

Очевидно, что продолжительность интервала  $T_{\text{ТО}i}$  должна определяться из условия

$$z_{\text{ТО}i} + z_{\text{Д}i} \leq z_{\text{а}i}. \quad (10)$$

С учетом (8) и (9) получим:

$$T_{\text{ТО}i} = \frac{z_{\text{ТО}i}}{\omega(z_{\text{а}i} + z_{\text{Д}i})}. \quad (11)$$

По выражению (11), имеющему смысл при  $z_{\text{а}i} > z_{\text{Д}i}$ , можно оценить периодичность каждой  $i$ -й работы ТО.

### 3. Сопоставление систем ремонта оборудования

Поскольку стоимость ремонта электрооборудования входит в себестоимость продукции предприятия, вопрос о сроках и объемах этих работ в большинстве случаев является вопросом технико-экономическим.

Сопоставим три системы ремонта оборудования:

- 1) планово-предупредительную;
- 2) аварийно-восстановительную;
- 3) 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.

Поскольку вопрос о выборе системы обслуживания и ремонта оборудования является технико-экономическим, рассмотрим структуру затрат при различных системах:

$$Z_1 = Z_{o1} + Z_{к1} + Z_{a1}; \quad (12)$$

$$Z_2 = Z_{o2} + Z_{a2}; \quad (13)$$

$$Z_3 = Z_{o3} + Z_{к3} + Z_{a3} - Z_{p3}, \quad (14)$$

где  $Z_o$ ,  $Z_k$  и  $Z_a$  – затраты на техническое обслуживание, капитальные и аварийно-восстановительные ремонты в системах ППР, АВР и РТС соответственно;  $Z_{p3}$  – экономия затрат от максимального использования работоспособности оборудования в системе РТС, представляющая собой неамортизированную часть стоимости элементов оборудования, заменяемых до истечения нормативного срока службы.

Поскольку в настоящее время наиболее распространенной является система ППР, сравним ее с другими системами обслуживания и ремонта оборудования.

*Сравнение систем ППР и АВР.* Затраты на обслуживание и текущий ремонт в обеих системах будем считать одинаковыми и исключим из рассмотрения.

$$Z_1 = Z_{к1} + Z_{a1} = Z_{a1}(1 + Z_{к1}/Z_{a1}); \quad (15)$$

$$Z_2 = Z_{a2}. \quad (16)$$

Поток отказов оборудования при той и другой системах ремонта будем считать простейшим, а параметр потока отказов представим двумя составляющими:

$$\omega = \omega' + \omega''. \quad (17)$$

Первая составляющая  $\omega'$  обусловлена причинами, не зависящими от деятельности эксплуатационного персонала (например, наезд автотранспорта на опору воздушной линии). Вторая составляющая  $\omega''$  обусловлена причинами, зависящими от деятельности персонала (например, пробой изоляции рабочим напряжением, выгорание контактного соединения).

С учетом (17) затраты на аварийно-восстановительные работы в той и другой системах можно представить в виде:

$$Z_{a1} = (z'_{01}\omega'_1 + z''_{01}\omega''_1)T_1; \quad (18)$$

$$Z_{a2} = (z'_{02}\omega'_2 + z''_{02}\omega''_2)T_2, \quad (19)$$

где  $T_i$  – период эксплуатации;  $z'_{01}$  и  $z''_{02}$  – удельные затраты на ремонт.

Очевидно, что

$$\omega'_1 = \omega'_2 = \omega', \quad \omega''_1 = \omega''_2 = \omega'', \quad z'_{01} = z'_{02} = z'_0 \quad \text{и} \quad z''_{01} = z''_{02} = z''_0. \quad (20)$$

Тогда, принимая  $T_1 = T_2 = 1$ , получим:

$$Z_{a1} = (z'_0\omega' + z''_0\omega''); \quad (21)$$

$$Z_{a2} = (z'_0\omega' + z''_0\omega''\delta), \quad (22)$$

где  $\delta > 1$  – коэффициент, учитывающий увеличение отказов оборудования, обусловленных зависящими от деятельности персонала причинами, при системе АВР по сравнению с системой ППР.

Выразим из (21) и (22) затраты  $Z_{a2}$  через затраты  $Z_{a1}$ :

$$Z_{a2} = Z_{a1}[1 + \varphi(\delta - 1)], \quad (23)$$

где  $\varphi$  – доля отказов оборудования, обусловленных зависящими от деятельности персонала причинами, в общем количестве отказов.

Из сопоставления выражений (15) и (23) можно оценить эффективность каждой системы. При выполнении условия

$$Z_{к1}/Z_{a1} < \varphi(\delta - 1) \quad (24)$$

более эффективной является система ППР, а при выполнении условия

$$Z_{к1}/Z_{a1} > \varphi(\delta - 1) \quad (25)$$

более эффективна система АВР.

Для оценки эффективности системы обслуживания и ремонта по условиям (24) и (25) в качестве исходной информации требуются стоимостные показатели ремонта и статистические данные по отказам оборудования различного вида.

В частности, для городских распределительных сетей значение  $\varphi$  составляет 0,3; 0,15 и 0,9...1, а отношение  $Z_{к1}/Z_{a1}$  находится в пределах 3,0...3,3; 2,5...3,0 и 3,5...4,0 для кабельных, воздушных линий электропередачи и оборудования трансформаторных подстанций соответственно. Уровень приведенных показателей лишь при  $\delta > 10$ ,  $\delta > 15$  и  $\delta > 5$  оправдывает применение системы ППР для кабельных,



воздушных линий электропередачи и оборудования трансформаторных подстанций городских распределительных сетей.

*Сравнение систем ППР и РТС.* Сравнение выполним без учета составляющей  $Z_{p3}$  в выражении (14) и при равенстве затрат  $Z_{к1} = Z_{к3}$  на проведение капитальных ремонтов. Выражения для затрат будут иметь вид

$$Z_1 = Z_{o1} + Z_{a1} = Z_{o1}(1 + Z_{a1}/Z_{o1}); \quad (26)$$

$$Z_3 = Z_{o3} + Z_{a3}. \quad (27)$$

Очевидно, что затраты на техническое обслуживание в системе РТС будут в  $k$  раз больше, чем в системе ППР. Количество аварийных отказов при использовании системы РТС должно уменьшиться в  $n$  раз по сравнению с системой ППР. Таким образом, затраты при использовании системы РТС составят:

$$Z_3 = kZ_{o1} + nZ_{a1} = Z_{o1}(k + nZ_{a1}/Z_{o1}), \quad (28)$$

где  $k > 1$ ,  $n < 1$ .

Из сравнения выражений (26) и (28) следует, что при выполнении условия:

$$Z_{a1}/Z_{o1} < (k - 1)/(1 - n) \quad (29)$$

более эффективной является система ППР, а при выполнении условия

$$Z_{a1}/Z_{o1} > (k - 1)/(1 - n) \quad (30)$$

более эффективна система РТС.

Для оборудования городских распределительных сетей, в частности, для оборудования трансформаторных подстанций ( $n = 0, 1 \dots 0,5$ ;  $k \cong 1, 1$ ) применение системы РТС является вполне оправданным.

Выполненное (хотя и достаточно упрощенное) сравнение эффективности различных стратегий обслуживания и ремонта оборудования указывает:

- на недостаточную обоснованность наиболее широко применяемой в настоящее время системы ППР;
- возможность использования для оборудования распределительных сетей более простой системы АВР;
- экономическую целесообразность анализа технического состояния оборудования при его обслуживании и ремонте.

#### 4. Оценка эффективности капитального ремонта оборудования

Эмпирические формулы для определения продолжительности ремонтного цикла, составленные на основе обобщенного опыта эксплуатации и статистических данных, вполне приемлемы для практических оценок. Однако в каждом конкретном случае вопрос о выводе оборудования в ремонт должен решаться по результатам экспертизы его технического состояния, оценки эффективности и целесообразности ремонта.

Текущие ремонты практически не влияют на рыночную стоимость оборудования, они поддерживают заданную продолжительность ремонтного цикла. Капитальный ремонт непосредственно влияет на рыночную стоимость оборудования, поэтому необходимо оценить эффективность и целесообразность этого ремонта с позиций изменения рыночной стоимости оборудования.

Применяемая в статистике аналитическая оценка износа исходит только из фактора возраста и не учитывает реального состояния конкретного оборудования. Считается, что объект, отработавший 50...60 % своего срока службы (примерное время, когда требуется капитальный ремонт), характеризуется аналитическим износом 25...35 %. Приведенные цифры имеют среднестатистическое значение и не относятся к конкретному состоянию оборудования (до или после капитального ремонта), не учитывают изменения его стоимости.

Стоимостный подход позволяет ответить на вопрос: выгоден или не выгоден капитальный ремонт. Как любой бизнес-проект, капитальный ремонт характеризуется затратами и результатом. Экономический результат ремонта заключается в повышении рыночной остаточной стоимости оборудования. Динамика изменения этой стоимости от продолжительности эксплуатации показана на рис. 1.

В результате капитального ремонта остаточная стоимость увеличивается, но не достигает первоначального значения  $C_0$ , так как всегда имеет место неустранимый износ. Экономический результат ремонта равен разности стоимости оборудования после ремонта и стоимости этого оборудования до ремонта  $C_{пр} - C_{др}$ .

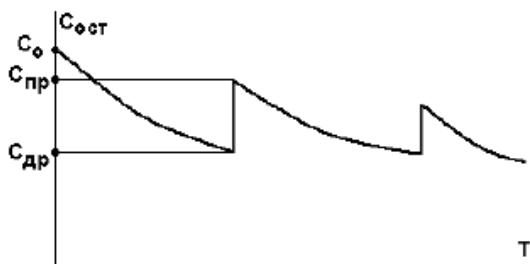


Рис. 1. Изменение остаточной стоимости оборудования при его эксплуатации

Для оценки стоимости оборудования до и после ремонта воспользуемся эмпирической формулой для расчета коэффициента физического износа:

$$K_{\text{из}} = (0,208 - 0,0034B)T^{0,7}, \quad (31)$$

где  $B$  – оценка технического состояния оборудования по 50-балльной шкале;  $T$  – хронологический возраст оборудования в годах.

Остаточная стоимость оборудования до капитального ремонта составляет:

$$C_{\text{др}} = C_0(1 - K_{\text{из}}), \quad (32)$$

где  $C_0$  – первоначальная стоимость оборудования.

Остаточная стоимость оборудования после капитального ремонта  $C_{\text{пр}}$  может быть оценена в результате маркетинговых исследований или по выражениям (31) и (32) при достаточно высокой оценке технического состояния ( $B = 45 \dots 50$ ).

Затраты на ремонт  $Z_{\text{р}}$  включают стоимость материалов и запасных частей, технологической энергии (на сварку, резку, термообработку), заработную плату ремонтного персонала с начислениями, накладные расходы. Калькуляцию затрат на ремонт можно выполнить, используя нормативы затрат, предусмотренные системой ППР.

Альтернативой ремонту является покупка нового оборудования, стоимость которого составляет  $C_{\text{н}}$ . Выгодность капитального ремонта выражается в положительности экономического эффекта

$$\Xi = C_{\text{н}} - C_{\text{др}} - Z_{\text{р}} > 0. \quad (33)$$

Если старое оборудование невозможно продать по остаточной стоимости, вместо стоимости до капитального ремонта следует принять утилизационную стоимость оборудования  $C_y$ . Тогда условие выгодности капитального ремонта приобретает вид

$$\Theta = C_n - C_y - Z_p > 0. \quad (34)$$

Таким образом, оценка стоимости оборудования до и после капитального ремонта в сопоставлении с затратами на его проведение делает возможным принять обоснованное управленческое решение в отношении эффективности и целесообразности ремонта оборудования.

**Пример 1.** Оценка продолжительности ремонтного цикла кабельной линии 6 кВ.

Оценку продолжительности ремонтного цикла можно выполнить по нормам ежегодных амортизационных отчислений на капитальный ремонт  $p_k$ :

$$T_{pk} = \frac{z_k}{p_k \cdot K},$$

где  $z_k = 1795\ 000$  руб. – стоимость одного капитального ремонта кабельной линии 6 кВ марки АВВГ-6 длиной 2 км;  $K = 1322\ 000$  руб. – стоимость кабельной линии протяженностью 2 км;  $p_k = 0,02$  – норма отчислений на капитальный ремонт кабельной линии.

$$T_{pk} = \frac{1795000}{0,02 \cdot 1322000} = 67,89 \text{ года.}$$

Продолжительность ремонтного цикла, отвечающая минимуму полных затрат, составит:

$$T_{pk} = \frac{z_k}{2 \cdot \omega \cdot z_a} \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + 4 \frac{z_a}{z_k}} \right),$$

где  $z_a = 180\ 000$  руб. – стоимость одного аварийно-восстановительного ремонта;  $\omega = 20\ \%$  – поток отказа.

$$T_{pk} = \frac{1795\ 000}{2 \cdot 0,2 \cdot 180\ 000} \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + 4 \frac{180\ 000}{1795\ 000}} \right) = 54 \text{ года.}$$

Определение  $T_{pk}$  по второму выражению позволяет использовать в расчетах относительное значение затрат  $z_k/z_a$ , что заметно сокращает требуемый объем исходной информации.

**Пример 2.** Оценка продолжительности цикла технического обслуживания кабельной линии 6 кВ.

Выявление дефекта в процессе проведения ТО обусловит затраты на проведение ремонта кабельной линии по устранению этого дефекта.

$$З_{Дi} = \omega \cdot T_{ТОi} \cdot З_{Д},$$

где  $З_{Д} = 43\,620$  руб. – стоимость ремонта по устранению дефекта;  $T_{ТОi} = 1$  год – продолжительность текущего ремонта для кабельной линии до 10 кВ.

$$З_{Дi} = 0,2 \cdot 1 \cdot 43\,620 = 8724 \text{ руб.}$$

Затраты на аварийные ремонты в интервале  $T_{ТОi}$  при условии, что ТО не проводится, составят:

$$З_{ai} = \omega \cdot T_{ТОi} \cdot З_{a};$$

$$З_{ai} = 0,2 \cdot 1 \cdot 180\,000 = 36\,000 \text{ руб.}$$

Очевидно, что продолжительность интервала  $T_{ТОi}$  должна определиться из условия

$$З_{ТОi} + З_{Дi} \leq З_{ai},$$

где  $З_{ТОi}$  – затраты, связанные с выполнением  $i$ -й работы ТО:

$$З_{ТОi} = \omega \cdot T_{ТОi} \cdot З_{ТО},$$

где  $З_{ТО} = 61\,600$  руб. – стоимость ТО кабельной линии.

$$З_{ТОi} = 0,2 \cdot 1 \cdot 61\,600 = 12\,320 \text{ руб.}$$

Продолжительность  $i$ -го цикла ТО:

$$T_{ТОi} \geq \frac{З_{ТОi}}{\omega(З_{ai} - З_{Дi})};$$

$$T_{ТОi} \geq \frac{12320}{0,2(36\,000 - 8724)};$$

$$T_{ТОi} \geq 2,26.$$

Таким образом, продолжительность  $i$ -го цикла ТО составит 2,26 года.

**Пример 3.** Сопоставление систем ремонта кабельной линии 6 кВ.

Поскольку стоимость ремонта электрооборудования входит в себестоимость продукции, вопрос о сроках и объемах ТО в большинстве случаев является вопросом технико-экономическим.

Сопоставим три системы ремонта оборудования:

- 1) планово-предупредительную;
- 2) аварийно-восстановительную;
- 3) по действительному техническому состоянию оборудования.

Поскольку вопрос о выборе системы обслуживания и ремонта оборудования является технико-экономическим, ниже приведена структура затрат при различных системах:

$$Z_1 = Z_{01} + Z_{к1} + Z_{a1};$$

$$Z_2 = Z_{02} + Z_{a2},$$

где  $Z_0$ ,  $Z_к$  и  $Z_a$  – затраты на техническое обслуживание, капитальные и аварийно-восстановительные ремонты в системах ППР и АВР.

$$Z_1 = 61600 + 180000 + 1795000 = 2036600 \text{ руб.};$$

$$Z_2 = 61600 + 180000 = 241600 \text{ руб.}$$

В настоящее время наиболее распространенной является система ППР, необходимо сравнить эту систему с системой АВР.

Затраты на обслуживание и текущий ремонт в обеих системах будем считать одинаковыми и исключим из рассмотрения, тогда

$$Z_1 = Z_{к1} + Z_{a1} = Z_{a1} \cdot \left( 1 + \frac{Z_{к1}}{Z_{a1}} \right);$$

$$Z_2 = Z_{a2},$$

Затраты в обеих системах будут равны:

$$Z_1 = 1795000 + 180000 = 1975000 \text{ руб.};$$

$$Z_2 = 180000 \text{ руб.}$$

Для оценки эффективности каждой системы определим  $Z_{к1}/Z_{a1}$  и  $\varphi(\delta - 1)$ .

$$\frac{Z_{к1}}{Z_{a1}} = \frac{1795000}{180000} = 9,972.$$

Для городских распределительных сетей значение  $\varphi$  для кабельной линии составляет 0,3, а коэффициент  $\delta$  – больше единицы и меньше или равен 10, то есть  $1 < \delta \leq 10$ .

Принимаем для КЛ 6 кВ протяженностью 2 км  $\delta = 10$ , тогда

$$\varphi(\delta - 1) = 0,3(10 - 1) = 2,7.$$

Так как  $\frac{Z_{кл}}{Z_{ал}} > \varphi(\delta - 1)$ , то для кабельной линии 6 кВ более эффективна система АВР.

**Пример 4.** Оценка эффективности капитального ремонта кабельной линии 6 кВ.

Для оценки стоимости оборудования до и после ремонта воспользуемся эмпирической формулой для расчета коэффициента физического износа:

$$K_{из} = (0,208 - 0,00384 \cdot B) \cdot T^{0,7},$$

где  $B = 40$  – оценка технического состояния кабельной линии 6 кВ по 50-балльной шкале;  $T = 15$  лет – возраст оборудования.

$$K_{из} = (0,208 - 0,00384 \cdot 40) \cdot 15^{0,7} = 0,36.$$

Остаточная стоимость оборудования до капитального ремонта составляет:

$$C_{др} = C_0(1 - K_{из});$$

$$C_{др} = 2313\,500(1 - 0,36) = 1480\,640 \text{ руб.}$$

Альтернативой ремонту является покупка нового оборудования, стоимость которого  $C_H$ . Выгодность капитального ремонта выражается в положительности экономического эффекта:

$$\Theta = C_H - C_{др} - Z_p > 0,$$

где  $C_H = 2313\,500$  руб. – стоимость нового оборудования;  $Z_p$  – затраты на ремонт.

Тогда

$$\Theta = 582\,860 > 0.$$

Если старое оборудование невозможно продать по остаточной стоимости, вместо стоимости до капитального ремонта следует принять утилизационную стоимость оборудования  $C_y$ . Тогда условие выгодности капитального ремонта приобретает вид:

$$\Theta = C_H - C_Y - Z_p > 0,$$

где  $C_Y = 25\,320$  руб. – стоимость утилизации оборудования.

Таким образом:

$$\Theta = 493180 > 0.$$

Расчет эффективности капитального ремонта кабельной линии 6 кВ сведен в табл. 2.

Таблица 2

Расчет эффективности капитального ремонта  
кабельной линии 6 кВ

$B$	$K_{из}$	$C_{др}$ руб.	$Z_p$ , руб.	$\Theta$
40	0,36	1480 640	250 000	582 860
30	0,62	879 130	785 000	649 370
20	0,87	300 755	1795 000	217 745

Итак, оценка стоимости оборудования до и после ремонта в сопоставлении с затратами на его проведение показала, что эффективнее капитальный ремонт старого оборудования.



## 5. Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции

Практическое снятие суточного графика нагрузки трансформатора осуществляется с некоторым интервалом времени, внутри которого нагрузка считается неизменной. Поэтому график нагрузки представляет собой ступенчатый вид. На рис. 2, а приведен суточный ступенчатый график нагрузки трансформатора, снятый с временным интервалом 1 час.

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

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

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

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

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{24 - t}}; \quad (35)$$

- эквивалентная неизменная на интервале  $t$  перегрузка  $S_2$ :

$$S_2 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{t}}. \quad (36)$$

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

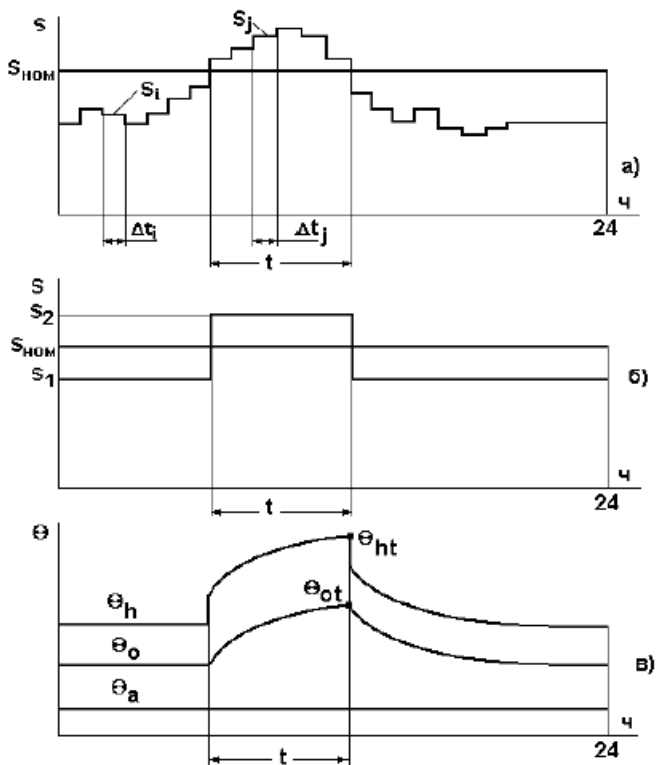


Рис. 2. Преобразование графика нагрузки (а) в эквивалентный двухступенчатый (б) и переходный тепловой режим трансформатора (в)

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

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{\text{НОМ}}}; K_2 = \frac{S_2}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (37)$$

Рассмотрим расчет теплового режима трансформатора при изменении его нагрузки на примере двухступенчатого графика (рис. 2). Температура охлаждающей среды в течение суток принимается постоянной и равной эквивалентной температуре  $\Theta_a$ .

*Установившийся тепловой режим.* В установившемся тепловом режиме, предшествующем перегрузке, температура масла  $\Theta_o$  и температура наиболее нагретой точки обмотки  $\Theta_h$  неизменны. Этому

режиму соответствует участок графика с нагрузкой  $S_1$  (в относительных единицах  $K_1$ ) перед интервалом перегрузки  $t$ . Температура масла на выходе из обмотки  $\Theta_{oK1}$  и температура наиболее нагретой точки обмотки  $\Theta_{hK1}$  вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_{oK1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oaK1}; \quad (38)$$

$$\Theta_{hK1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oaK1} + \Delta\Theta_{hoK1}; \quad (39)$$

$$\Delta\Theta_{oaK1} = \Delta\Theta_{oar} \left( \frac{1 + RK_1^2}{1 + R} \right)^x; \quad (40)$$

$$\Delta\Theta_{hoK1} = \Delta\Theta_{hor} K_1^y. \quad (41)$$

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

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

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t); \quad (42)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) + \Delta\Theta_{ho}(t); \quad (43)$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = \Delta\Theta_{oaK1} + (\Delta\Theta_{oaK2} - \Delta\Theta_{oaK1}) \left( 1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_o}\right) \right); \quad (44)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{hor} K_2^y, \quad (45)$$

где  $\Delta\Theta_{oaK2}$  — превышение температуры масла над температурой воздуха при длительной нагрузке трансформатора, равной  $K_2$ , рассчитываемое по формуле, аналогичной (41);  $t = 1, 2, 3, \dots, t$  — текущее время, ч.

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

*Переходный тепловой режим после интервала  $t$  при уменьшении нагрузки от значения  $K_2$  до значения  $K_1$ .* После снижения нагрузки процесс

уменьшения температуры масла  $\Theta_o(t)$  и температуры наиболее нагретой точки обмотки  $\Theta_h(t)$  рассчитывается по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t); \quad (46)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) + \Delta\Theta_{ho}(t); \quad (47)$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = \Delta\Theta_{oaK1} + (\Delta\Theta_{oat} - \Delta\Theta_{oaK1}) \left( 1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_0}\right) \right); \quad (48)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{hor} K_1^y, \quad (49)$$

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

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

*Расчет термического износа витковой изоляции.* При номинальной нагрузке трансформатора, температуре воздуха  $\Theta_a = 20$  °С и номинальных значениях превышений температур  $\Delta\Theta_{oar} = 55$  °С и  $\Delta\Theta_{hor} = 23$  °С температура наиболее нагретой точки обмотки  $\Theta_h = 98$  °С (табл. 3). Это базовая температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой износ изоляции обмоток соответствует относительному сроку службы трансформатора, равному 1.

Таблица 3

### Основные показатели теплового режима трансформатора

Название показателя	Обозначение	Трансформатор ТМН
Показатель степени масла	$x$	0,8
Показатель степени обмотки	$y$	1,6
Отношение потерь $\Delta P_{кз} / \Delta P_{xx}$	$R$	5
Тепловая постоянная времени масла, ч	$\tau_o$	3
Температура воздуха, °С	$\Theta_a$	20
Превышение температуры масла на выходе из обмотки над температурой воздуха в номинальном режиме, °С	$\Delta\Theta_{oar}$	55
Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла на выходе из обмотки в номинальном режиме, °С	$\Delta\Theta_{hor}$	23
Температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой относительный износ изоляции равен единице, °С	$\Theta_h$	98

В установившемся тепловом режиме с нагрузкой  $K$  и температурой наиболее нагретой точки обмотки  $\Theta_{hK}$  износ витковой изоляции за сутки определяется по выражению

$$V = 2^{(\Theta_{hK} - 98)/\Delta}, \quad (50)$$

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

Размерность относительного износа витковой изоляции – нормальные сутки.

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

$$V = \int_{t_1}^{t_2} 2^{[\Theta_h(t) - 98]/6} dt. \quad (51)$$

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

$$V = \sum_{i=1}^n \Delta t_i 2^{(\Theta_{hi} - 98)/6}. \quad (52)$$

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

**Пример 5.** Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции.

Относительные значения нагрузки и перегрузки определяются по (37):

$$K_{31} = \frac{2}{2,6} = 0,77; \quad K_{32} = \frac{3,2}{2,6} = 1,23.$$

Найдем параметры установившегося режима по (38)–(41):

$$\Delta\Theta_{оак1} = 55 \left( \frac{1 + 5 \cdot 0,77^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 39,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\Theta_{hoK1} = 23 \cdot 0,77^{1,6} = 15,1 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Theta_{oK1} = 20 + 39,4 = 59,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Theta_{hK1} = 20 + 39,4 + 15,1 = 74,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Параметры переходного теплового режима в интервале  $t$  увеличения нагрузки от значения  $K_1$  до значения  $K_2$  (42)–(45):

$$\Delta\Theta_{oaK2} = 55 \left( \frac{1 + 5 \cdot 1,23^2}{1 + 5} \right)^{0,8} = 72 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = 39,4 + (72 - 39,4) \left( 1 - \exp\left(-\frac{t}{3}\right) \right) = 48,6 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = 23 \cdot 1,23^{1,6} = 32 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Theta_o(t) = 20 + 48,6 = 68,6 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Theta_h(t) = 20 + 48,6 + 32 = 100,6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Найдем параметры переходного теплового режима после интервала  $t$  при уменьшении нагрузки от значения  $K_2$  до значения  $K_1$  по (46)–(49):

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = 39,4 + (48,6 - 39,4) \left( 1 - \exp\left(-\frac{t}{3}\right) \right) = 45,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta\Theta_{hoK1} = 23 \cdot 0,77^{1,6} = 15,1 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Theta_o(t) = 20 + 45,2 = 65,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Theta_h(t) = 20 + 45,2 + 15,1 = 80,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

### ***Расчет термического износа изоляции***

В установившемся тепловом режиме износ витковой изоляции составляет:

$$V = 2^{[74,5-98]/6} = 0,066 \text{ норм. сут.}$$

## Библиографический список

1. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / Э.А. Киреева. – М. : КноРус, 2011. – 368 с.
2. Кудрин, Б.И. Электрооборудование промышленности : учеб. для вузов / Б.И. Кудрин, А.Р. Минеев. – М. : Академия, 2008. – 424 с.
3. Шлыков, С.В. Потребители электрической энергии : учеб. пособие / С.В. Шлыков, В.А. Шаповалов, Н.А. Шаповалова. – Тольятти : ТГУ, 2011. – 91 с.
4. Аксенов, О.А. Электрооборудование промышленности : учеб. пособие для вузов / О.А. Аксенов, Н.В. Роженцова. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2006. – 175 с.
5. Степкина, Ю.В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий : учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2009. – 67 с.
6. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование : справочник / И.И. Алиев. – М. : Высш. шк., 2010. – 1199 с.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ : учеб.-произв. изд. : в 6 т. / Е.Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Энергия, 2006. – Т. 6. – 614 с.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ : учеб.-произв. изд. : в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М. : Папирус Про, 2005. – Т. 4. – 637 с.
9. Сибикин, Ю.Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий : справочник / Ю.Д. Сибикин. – М. : КноРус, 2011. – 281 с.

*Варианты заданий*

1	Воздушная линия электропередачи	0,4 кВ
2	Воздушная линия электропередачи	6 кВ
3	Воздушная линия электропередачи	10 кВ
4	Воздушная линия электропередачи	35 кВ
5	Воздушная линия электропередачи	110 кВ
6	Воздушная линия электропередачи	220 кВ
7	Воздушная линия электропередачи	500 кВ
8	Кабельные линии электропередачи	0,4 кВ
9	Кабельные линии электропередачи	6 кВ
10	Кабельные линии электропередачи	10 кВ
11	Кабельные линии электропередачи	35 кВ
12	Кабельные линии электропередачи	110 кВ
13	Кабельные линии электропередачи	220 кВ
14	Открытое распределительное устройство (ОРУ)	35 кВ
15	Открытое распределительное устройство (ОРУ)	110 кВ
16	Открытое распределительное устройство (ОРУ)	220 кВ
17	Открытое распределительное устройство (ОРУ)	500 кВ
18	Закрытое распределительное устройство (ЗРУ)	0,4 кВ
19	Закрытое распределительное устройство (ЗРУ)	6 кВ
20	Закрытое распределительное устройство (ЗРУ)	10 кВ
21	Трансформатор	ТМ – 1000/6/0,4
22	Трансформатор	ТМ – 2500/10/0,4
23	Трансформатор	ТД – 16000/35/6
24	Трансформатор	ТРДН – 40000/110/10
25	Трансформатор	ТДЦ – 400000/220/13,8
26	Трансформатор	ТДЦ – 400000/500/20