

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ВЫБОРА НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО КРИТЕРИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Дуль И.И.<sup>\*</sup>, Фурсанов М.И.

### Введение

В существующей практике проектирования встречаются случаи выбора номинальной мощности силовых масляных трансформаторов по упрощенному классическому методу [1, 2].

Суть классического метода состоит в учете допустимой нагрузки трансформатора в аварийном режиме с помощью коэффициента перегрузки  $k_{ав}$ . Метод предназначен для выбора мощности трансформатора на двухтрансформаторной подстанции и рассматривает режим работы при аварийном отключении одного из трансформаторов.

Формула для расчета коэффициента аварийной перегрузки  $k_{ав}$  приведена ниже:

$$k_{ав} = \frac{S_{макс.ав}}{S_{тр.ном}} \leq 1,4, \quad (1)$$

где  $S_{макс.ав}$  – максимальная нагрузка подстанции в аварийном режиме с учетом возможного резервирования части нагрузки по сетям низкого напряжения;  $S_{тр.ном}$  – номинальная мощность трансформатора.

Однако, учитывая современный уровень развития вычислительной техники и уровень автоматизации измерений в электрических сетях, классический метод расчета номинальной мощности силовых трансформаторов является достаточно грубым и практически не учитывает ряд ключевых условий эксплуатации.

### 1. Требования нормативно-технических документов

В соответствии с классическим методом значение коэффициента аварийной перегрузки принимается равным 1,4, и аргументируется требованиями СТП 34.20.501 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ) [3]. Однако, без должного внимания остаются ключевые детали.

В действующей редакции СТП 34.20.501 [3] приведена следующая директива: «Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч. в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформатора, если подобная перегрузка не обусловлена требованиями, указанными в инструкции по эксплуатации

---

<sup>\*</sup> РУП «Белэнергосетьпроект», Минск, Беларусь, IvanDul88@gmail.com

трансформаторов или нормативно-технических документах».

Что касается первой части директивы СТП 34.20.501 [3], то самое раннее упоминание приведенных в нем требований встречались в Правилах устройства электроустановок 3-го издания (экземпляр 1964 г.) и 4-го издания (1966 г.). В 1977 г. данные требования в более поздних версиях 4-го издания ПУЭ были упразднены.

Требования директивы СТП 34.20.501 [3] присутствовали также в ГОСТ 14209-69: «В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускают в течение не более 5 суток перегрузку на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч в сутки. При этом необходимо принять все меры для усиления охлаждения трансформатора (включение, вентиляторов дутья, резервных охладителей и т. д.)».

В настоящее время ГОСТ 14209-69 [4] заменен на ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки» [5]. Требования ГОСТ 14209-85 сформулированы шире и предусматривают ряд отсутствующих в классическом методе условий.

Проанализируем вторую часть директивы СТП 34.20.501 [3], в соответствии с которой перегрузка трансформатора не должна быть обусловлена нормами инструкции по эксплуатации трансформаторов или нормативно-техническими документами.

В настоящее время в Республике Беларусь действует СТП 09110.46.500-05 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов в Белорусской энергосистеме» [6]. Требования данного документа в части нагрузочной способности трансформаторов основаны и согласуются с ГОСТ 14209-85.

Согласно ГОСТ 14209-85, допустимая нагрузка трансформаторов должна определяться с учетом параметров приведенных в таблице 1.

Таблица 1. Параметры влияющие на допустимую нагрузку трансформатора

Параметры учитываемые ГОСТ 14209-85 [5]	Значения параметров принятые по умолчанию в классическом методе
продолжительность перегрузки	6 ч.
температура окружающей среды	20 °С
параметры теплоотдачи трансформатора	не учитывается
форма графика электрических нагрузок	не учитывается

Анализ требований ГОСТ 14209-85 [5] демонстрирует, что для трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ коэффициент аварийной перегрузки при принятых в классическом методе условиях составляет от 1,3 до 1,4. Для трансформаторов с номинальным напряжением выше 110 кВ коэффициент перегрузки составит от 1,1 до 1,2.

В целом при вариации условий эксплуатации ГОСТ 14209-85 [5] допускает коэффициент аварийной перегрузки от 1,1 до 2,0.

В 1986 г. в связи с введением ГОСТ 14209-85 [5] был издан технический циркуляр ТЦ 656-86 [7], который предписывал при определении допустимой аварийной перегрузки трансформаторов в системах электропитания промышленных предприятий руководствоваться ГОСТ 14209-85 независимо от категории электроприемников. ТЦ 656-86 [7] отменил требования действующих в то время строительных норм СН 174-75 [8], в которых выбор номинальной мощности трансформаторов на промышленных предприятиях осуществлялся в зависимости от категории подключенных электроприемников.

В настоящее время существуют и другие документы [9, 10] предлагающие осуществлять выбор номинальной мощности силовых масляных трансформаторов способами отличными от классического метода. Однако, их требования основаны на ГОСТ 14209-85 [5].

## 2. Допустимая нагрузка трансформаторов

В соответствии с ГОСТ 14209-85 [11], в качестве наиболее точного и универсального метода определения допустимых нагрузок трансформаторов рекомендуется применять метод расчета тепловых переходных процессов.

Необходимость в выполнении расчета тепловых переходных процессов обусловлена снижением прочности изоляции масляного трансформатора при повышении температуры его элементов. Снижение электрической прочности вызвано выделением пузырьков газа в местах с высокой электростатической напряженностью, т.е. в обмотках или соединениях трансформатора. В бумажной изоляции трансформаторов пузырьки газа начинают выделяться при повышении температуры. Чем выше температура обмоток или масла трансформатора, тем выше вероятность его отказа.

Таким образом, требования о допустимости любого режима работы трансформатора наиболее точно могут быть выражены в виде допустимых температур характерных критических точек в трансформаторе. Коэффициенты допустимой перегрузки, используемые в упрощенных методах, являются лишь косвенно определенными величинами.

Таблица 2. Допустимые значения температуры критических точек в трансформаторе

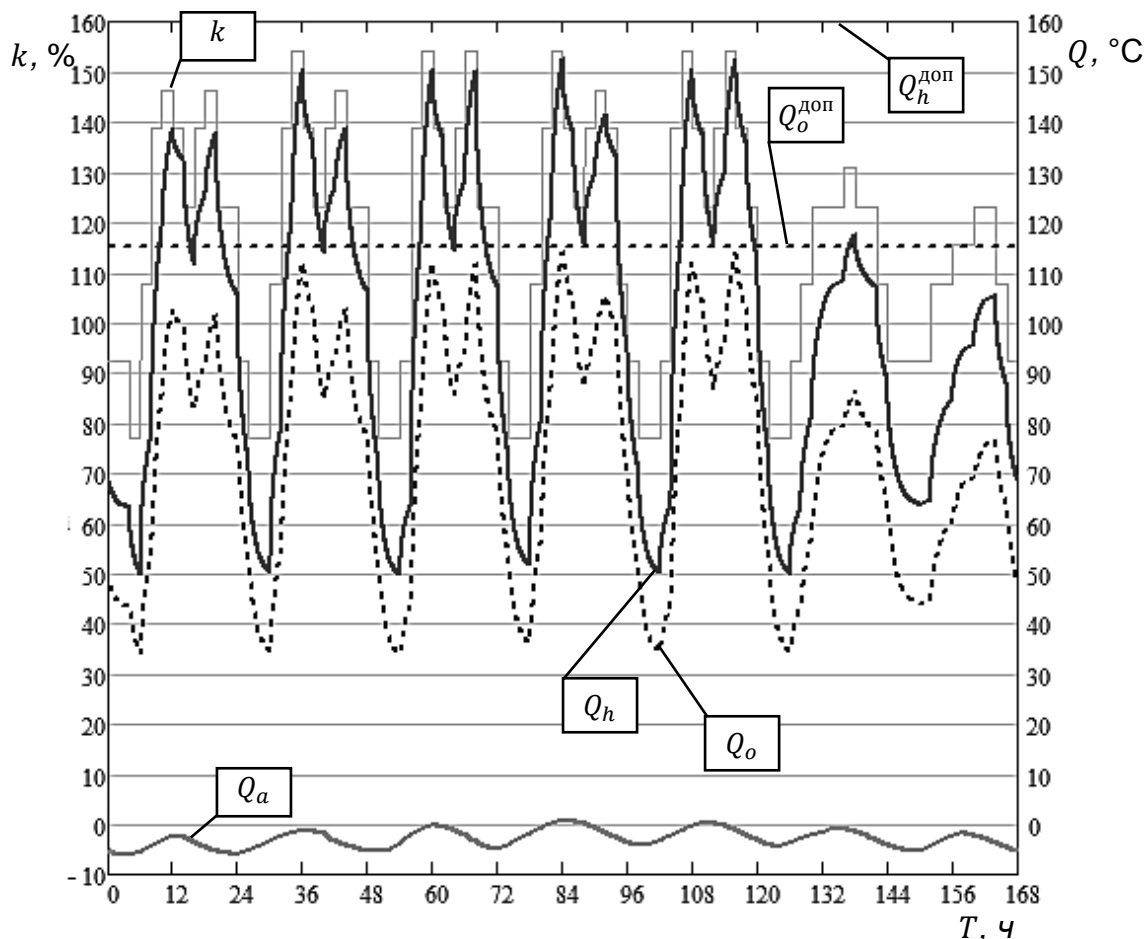
Наименование критической точки	Допустимое значение по ГОСТ 14209-85 [5], °C	
	Для систематических нагрузок	Для аварийных нагрузок
в верхних слоях масла ( $Q_o^{доп.}$ )	95	115
наиболее нагретой точки обмотки ( $Q_h^{доп.}$ )	140	160* 140**

Примечания: \* - для трансформаторов классов напряжения 110 кВ и ниже;  
\*\* - для трансформаторов классов напряжения выше 110 кВ;

Допустимые значения температуры характерных критических точек в трансформаторе регламентированные ГОСТ 14209-85 [5] приведены в таблице 2.

Температура верхних слоев масла и температура наиболее нагретой точки обмотки трансформатора зависит от параметров трансформатора, его системы охлаждения и температуры охлаждающей среды, а также графика электрической нагрузки.

Для примера, на рисунке 1 приведены результаты расчета тепловых переходных процессов в трансформаторе. Результаты расчета представлены в виде графиков изменения температуры критических точек во времени.



где  $k$  – коэффициент нагрузки трансформатора;  $Q_o$  – температура верхних слоев масла, допустимое значение 115 °C;  $Q_h$  – температура наиболее нагретой точки обмотки, допустимое значение 160 °C;  $Q_a$  – температура охлаждающего воздуха.

Рис. 1 – Расчетный график температуры критических точек в трансформаторе напряжением 110 кВ с системой охлаждения ДЦ

Расчет выполнен для трансформатора напряжением 110 кВ с системой охлаждения ДЦ, при следующих условиях:

- расчетный период равен 1 неделе (168 ч.);
- температура охлаждающего воздуха изменяется от -6 °C до +1 °C;
- трансформатор работает в режиме предельно допустимой аварийной перегрузки. Так как наибольшее значение температуры критических точек ( $Q_o$ ,  $Q_h$ ) на графике (рис. 1) ниже допустимых значений ( $Q_o^{доп}$ ,  $Q_h^{доп}$ ), то приведенная нагрузка (рис. 1), является аварийно допустимой.

Следует обратить внимание, что ГОСТ 14209-85 [5] нормирует нагрузочную способность силовых масляных трансформаторов мощно-

стью до 100 МВ·А, если иное не оговорено в стандартах или технических условиях на конкретные группы или типы трансформаторов [12] (например, сухие трансформаторы). Для трансформаторов мощностью свыше 100 МВ·А требования к нагрузочной способности должны быть приведены в инструкции по эксплуатации [12].

Однако, метод расчета нагрузочной способности трансформаторов на основе тепловых переходных процессов является более универсальным, и, при наличии достаточного объема исходных данных, может быть применен для силовых трансформаторов любой мощности, что и предусмотрено МЭК 60076-7:2005 «Трансформаторы силовые. Часть 7: Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов» [13].

### 3. Расчетный срок службы трансформаторов

С течением времени происходит естественное старение трансформатора и сокращение его срока службы. Согласно [14], наиболее существенное влияние на срок службы масляного трансформатора оказывает тепловое старение изоляции обмоток.

Относительная скорость теплового старения целлюлозной изоляции трансформатора может быть выражена как [5, 13, 14]:

$$V = 2^{(Q_h - 98)}, \quad (2)$$

где  $V$  – относительная скорость старения, номинальная скорость старения принята равной 1 при температуре 98 °С.

Для примера, на рисунке 2 приведены результаты расчета зависимости срока службы трансформатора ( $T_{сл}$ ) от коэффициента наибольшей нагрузки ( $k_{нб}$ ). Коэффициент наибольшей нагрузки определен отношением наибольшей нагрузки к номинальной мощности трансформатора:

$$k_{нб} = \frac{S_{нб}}{S_{тр.ном}}, \quad (3)$$

где  $S_{нб}$  – наибольшая (максимальная) нагрузка на трансформатор в нормальном режиме.

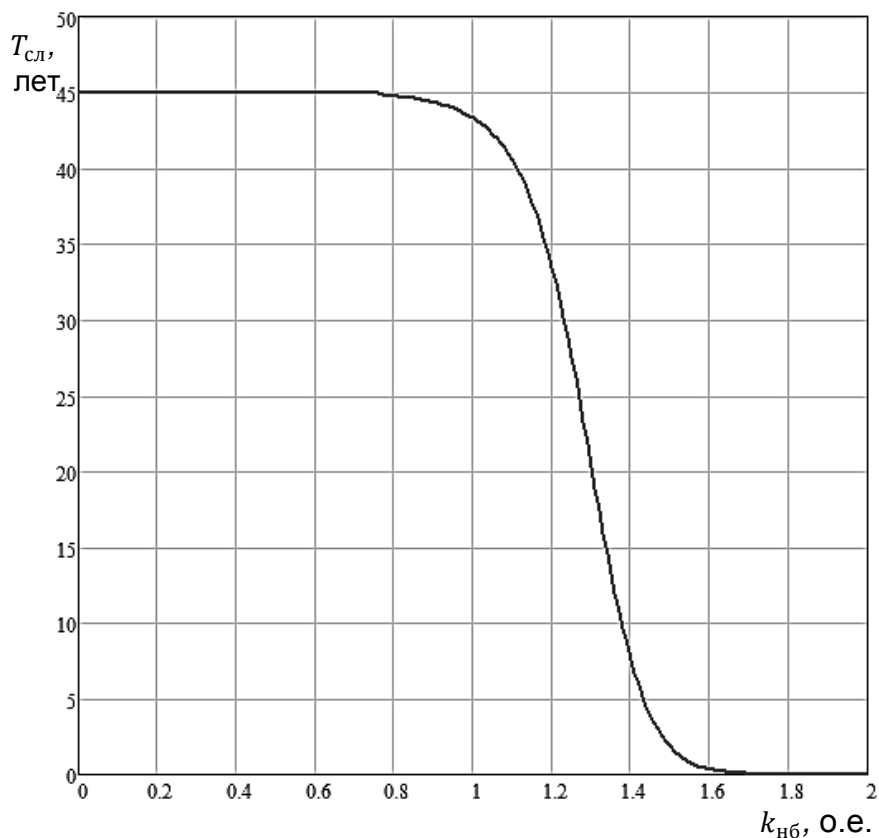
Приведенные результаты расчета срока службы трансформатора (рис. 2) учитывают форму графика электрической нагрузки (аналогичную рис. 1), в том числе учитывают сезонные изменения нагрузки (нагрузка в летний период меньше). Однако, для наглядного представления степени загруженности трансформатора использована характеристика в виде наибольшей мощности отнесенной к номинальной мощности трансформатора ( $k_{нб}$ ).

Результаты расчета (рис. 2) получены при следующих условиях:

- трансформатор напряжением 110 кВ с системой охлаждения ДЦ;
- номинальный срок службы трансформатора при нормальных условиях в расчете принят равным 25 годам [12];
- предельный срок службы ограничен 45 годами [14], в виду наличия неучтенных факторов сокращения ресурса трансформатора;
- форма графика электрической нагрузки аналогична рис.1, при рас-

чете график нагрузки масштабируется в соответствии с коэффициентом наибольшей нагрузки  $k_{нб}$ ;

- учтены сезонные изменения наибольшей нагрузки;
- учтены суточные и сезонные изменения температуры окружающей среды.



где  $k_{нб}$  – коэффициент наибольшей нагрузки трансформатора.

Рис. 2 – График зависимости срока службы трансформатора от коэффициента наибольшей нагрузки

#### 4. Метод расчета экономически эффективной номинальной мощности трансформаторов

В качестве базового критерия экономической эффективности принят чистый дисконтированный доход (ЧДД) [2, 14]. Однако, для исключения недостающих параметров выполнено следующее преобразование: выполнен расчет стоимости передачи электроэнергии, при которой экономический эффект не отрицателен.

Одна из форм описанного выше критерия приведена ниже:

$$C_{тр} = \frac{p \cdot K_{об} + (\Delta P_{xx} \cdot T_{год} + k_3^2 \cdot \Delta P_k \cdot \tau) \cdot C_p + \frac{K_{об}}{(1 - (1 + E)^{-T_{сл}}) \cdot \left(\frac{1 + E}{E}\right)} (4)}{k_3 \cdot S_{тр.ном.} \cdot T_{нб}}$$

где  $C_{тр}$  – стоимость передачи электроэнергии по трансформатору, при которой ЧДД равен нулю;  $p$  – коэффициент ежегодных отчислений на эксплуатацию оборудования;  $K_{об}$  – единовременные капиталовложения в оборудование;  $\Delta P_{xx}$  – потери мощности холостого хода;  $T_{год}$  – длительность года в часах, 8760 ч.;  $\Delta P_k$  – потери мощности короткого замы-

кания;  $\tau$  – время наибольших потерь;  $C_p$  – стоимость реализации электроэнергии;  $E$  – норма дисконтирования разновременных денежных потоков;  $T_{нб}$  – время наибольшей нагрузки.

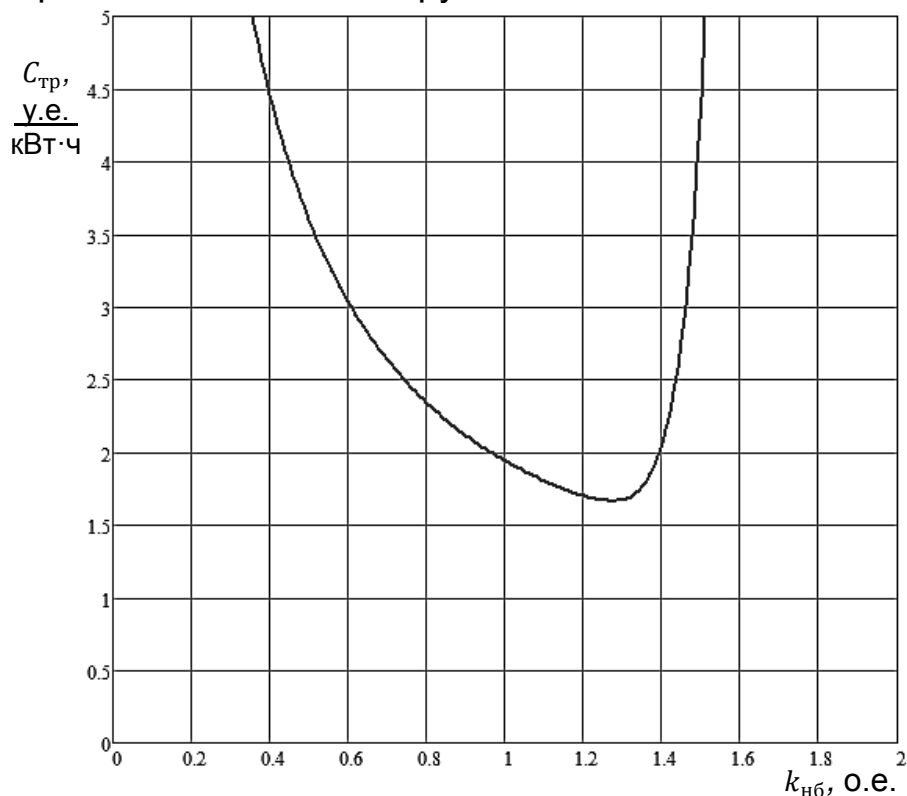


Рис. 3 – График зависимости стоимости передачи электроэнергии по трансформатору от коэффициента наибольшей нагрузки

Стоит отметить, что в приведенной формуле 4 период расчета равен расчетному сроку службы трансформатора ( $T_{сл}$ ), и представлен функцией от коэффициента наибольшей нагрузки (рис. 2).

Результаты расчета стоимости передачи электроэнергии по трансформатору приведены на рисунке 3. Согласно результатам расчета (рис. 3) оптимальный коэффициент наибольшей нагрузки для трансформатора при принятых условиях равен  $k_{нб.опт} = 1,27$ .

Далее следует проверить допустимость режимов работы трансформатора с полученным оптимальным значением наибольшей нагрузки. Проверку следует выполнить, как для нормальных режимов работы, так и для аварийных режимов (см. раздел 2).

### Заключение

1. Выбор номинальной мощности силовых масляных трансформаторов следует выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов регламентирующих их нагрузочную способность. В настоящее время ГОСТ 14209-85 является основным документом, нормирующим нагрузочную способность трансформаторов.

2. В статье предложен метод выбора номинальной мощности силовых трансформаторов по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии с учетом требований ГОСТ 14209-85 по нагрузочной способ-

ности и с учетом изменения срока службы трансформатора обусловленное тепловой деградацией изоляции. Описанный метод является усовершенствованием используемых в настоящее время методов, и предлагается в качестве альтернативы.

### **Литература**

1. Ершевич, В.В. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
2. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети: учеб. / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев – Минск: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. СТП 34.20.501. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые масляные. Нагрузочная способность. ГОСТ 14209-69.
5. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. ГОСТ 14209-85.
6. Инструкция по эксплуатации трансформаторов в Белорусской энергосистеме. СТП-09110.46.500-05. Минск.: Ротапринт концерна «Белэнерго», 2006.
7. Выбор мощности масляных трансформаторов по их допустимой аварийной перегрузке, Технический циркуляр ГПИ «Электропроект» №656 от 27.01.1986 г., подготовлен совместно с ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» ТЦ №351-86, Москва.
8. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН 174-75
9. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов. 8080тм-т1, М.: Энергосетьпроект, 1989.
10. Методические указания по выбору мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ на подстанциях с/х назначения с учетом климатических условий РБ. Минск: Белэнергопроект, 1994 г.
11. Фурсанов М. И. Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов / М. И. Фурсанов, И. И. Дуль // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2015. – № 2. – С. 11 - 20.
12. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. ГОСТ 11677-85.
13. Трансформаторы силовые. Часть 7: Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. МЭК 60076-7:2005. (англ.).
14. Федин В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов – Минск: БНТУ, 2010. – Ч. 1. – 322 с.