

## Метод распознавания тренда графика нагрузки в автоматике отключения силовых трансформаторов

КУЛИКОВ А.Л., ШАРЫГИН М.В., ВОРОШИЛОВ А.А.

*Для снижения технических потерь, возникающих в результате низкой загрузки трансформаторов, необходимо отключить часть из них с последующим переводом нагрузки на оставшиеся в работе трансформаторы. Для того чтобы избежать излишних переключений, необходимо учитывать изменение нагрузки. Прогнозирование тренда графика нагрузки является актуальной задачей. Однако для поставленной цели известные методы прогнозирования нагрузки либо не применимы, либо излишне сложны, поскольку достаточно прогнозировать лишь тренд графика нагрузки – будет ли он возрастать в ближайшие часы или, наоборот, снижаться. В статье рассматривается статистический метод, основанный на проверке гипотез для прогнозирования тренда графика нагрузки. Разработанный статистический метод распознавания тренда графика нагрузки обладает высокой точностью и является эффективным средством для снижения потерь в трансформаторной группе понизительных ПС и повышения надежности электроснабжения.*

*Ключевые слова: силовые трансформаторы, автоматика, потери электроэнергии, график нагрузки, прогнозирование, плотность вероятности*

Энергоэффективность является приоритетным направлением развития науки и техники, а методы создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии относятся к критическим технологиям РФ [1]. Поэтому повышение энергоэффективности и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях являются важнейшими задачами.

Наиболее эффективным методом снижения потерь на понизительных подстанциях (ПС) является отключение трансформаторов в часы минимума нагрузки. При эксплуатации трансформаторов ПС с низким средним коэффициентом загрузки доля потерь холостого хода значительно возрастает и к.п.д. ПС снижается. Соответственно, для снижения потерь холостого хода и повышения экономичности передачи электроэнергии необходимо повысить средний коэффициент загрузки трансформаторов за счет временного отключения части трансформаторов ПС и перевода всей нагрузки на трансформаторы, оставшиеся в работе. В настоящее время такой метод снижения потерь достигается при последовательных действиях оперативного персонала.

В современной электроэнергетике активно развивается, совершенствуется и внедряется технология «цифровой подстанции», подразумевающая использование новых информационных потоков между цифровыми терминалами и первичным оборудованием. Одной из задач «цифровой подстанции» является оптимизация потерь электрической энергии в оборудовании. На основе современных интеллектуальных устройств (ИЭУ или IED) возмож-

но создание новой автоматики нормального режима – автоматики отключения силовых трансформаторов, выполняющей переключения силовых трансформаторов на ПС в зависимости от текущей трансформируемой мощности для снижения потерь электроэнергии.

Очевидно, что для максимально эффективного функционирования такой автоматики нормального режима требуется отслеживание тренда графика нагрузки ПС. Прогнозирование необходимо для исключения ложных и излишних переключений при изменениях нагрузки (суточных, сезонных и др.). В статье рассматривается точный метод прогнозирования тренда графика нагрузки.

Все многообразие методов прогнозирования электропотребления подразделяют на классические и интеллектуальные. К классическим методам относятся аналитические методы, статистические и вероятностные. К интеллектуальным – экспертные системы, нейронные сети, клеточные автоматы и т.д. [2].

Аналитические методы позволяют построить математическую модель (система уравнений) на основе выявленных закономерностей (взаимосвязи прогнозирования и факторов, влияющих на него). Такие методы основаны на характеристике изменения состояния системы в прошлом и экстраполяции полученного результата в будущем.

Необходимость использования вероятностных методов и вероятностного прогнозирования обусловливается сильным влиянием внутренних и внешних факторов, имеющих случайный характер. К методам вероятностного прогнозирования при-

надлежат метод статистического градиента, критерий Байеса, фильтрация, проверка гипотез и т.д. Для того чтобы получить непрерывное прогнозирование, используются: для прогнозирования стационарных процессов — фильтр Винера-Хопфа, для нестационарных процессов — фильтр Калмана.

Решения экспертных систем основаны на оценках экспертов. Прогнозные экспертные оценки отражают суждения специалистов относительно перспектив развития объекта и основаны на профессиональном опыте и интуиции.

Роль нейронной сети при решении задач прогнозирования состоит в предсказании будущей реакции системы по ее предшествующему поведению. Обладая исходной информацией о значениях исследуемой переменной в моменты времени, предшествующие прогнозированию, нейронная сеть вырабатывает решение, каким будет наиболее вероятное значение прогнозируемого параметра в заданный момент времени.

Клеточный автомат представляет собой математическую модель физического процесса, в которой время и пространство дискретны (совокупность значений, принимаемых пространственными координатами, называется полем клеточного автомата), а все зависимые величины могут принимать конечный набор значений. Клеточный автомат обладает свойством локальности, т.е. на каждом временном шаге новое состояние некоторой точки зависит лишь от состояния точек в её небольшой окрестности. Кроме того, эта зависимость однородна в пространстве, и в каждой точке применяются одни и те же правила.

Однако для поставленной цели известные методы прогнозирования нагрузки либо не применимы, либо излишне громоздки, поскольку достаточно прогнозировать лишь только тренд графика нагрузки — будет ли он возрастать в ближайшие часы или, наоборот, снижаться. Вместе с тем, точность прогноза должна быть весьма велика на весь срок прогнозирования (от нескольких часов до десятков часов при выраженных суточных неравномерностях графика нагрузки ПС).

Разрабатываемый метод прогнозирования должен также автоматически адаптировать правило принятия решения при качественном изменении структуры графика нагрузки, например при изменении числа смен, режима работы производства, потребителей.

Перспективными являются *адаптивные методы прогнозирования тренда графика нагрузки, основанные на критериях принятия решения статистической теории обнаружения* [3].

Основные компоненты простейшей системы распознавания тренда графика нагрузки приведены на рис. 1. Устройство защиты (ИЭУ) «наблюдает» с заданной частотой за параметрами режима секции (или отдельного присоединения): током, напряжением и др. Используя полученные значения параметров наблюдений и заданное правило решения, ИЭУ классифицирует наблюдаемый режим как режим с нисходящим трендом графика нагрузки или как режим с восходящим трендом графика нагрузки. Соответственно распознанному тренду ИЭУ принимает решение либо о блокировании перевода нагрузки на один силовой трансформатор ПС, либо о его разрешении.

В любой произвольный момент  $t$  за режимом присоединения проводится наблюдение за параметрами режима:  $\Phi(t) = \{\varphi\}$  — рис. 2. В общем случае пространство наблюдаемых параметров может быть многомерным — одно наблюдение тогда представляется матрицей-вектором и обозначается как  $\Phi = \{\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_i, \dots, \varphi_N\}$ , где  $N$  — число наблюдаемых параметров режима,  $\varphi_i$  —  $i$ -й параметр, например, действующее значение гармоники 50 Гц тока присоединения в момент времени наблюдения для некоторого заданного «окна» данных (для простоты формирования пространства параметр наблюдения  $\varphi_i$  задается действительным числом).

Соответственно, при одномерном наблюдении автоматику назовем одномерной, при двумерном наблюдении — двумерной, а при  $N$ -мерном наблюдении —  $N$ -мерной.

С точки зрения простейшего варианта построения автоматики отключения силовых трансфор-

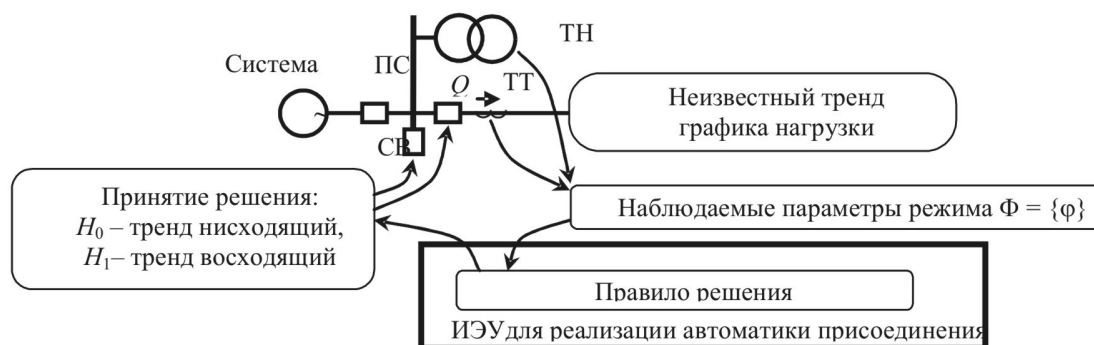


Рис. 1. Элементы двухгипотезной задачи распознавания тренда графика нагрузки присоединения (секции шин)

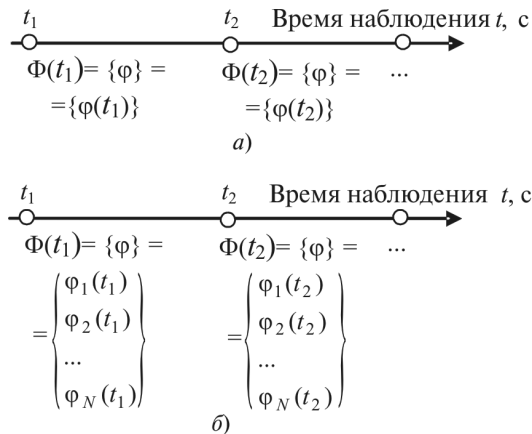


Рис. 2. Наблюдаемые параметры режима  $\Phi = \{\varphi\}$  при одномерных (а) и многомерных (б) наблюдениях

маторов ПС в любой произвольный момент наблюдения  $t$  за режимом присоединения принимаются лишь две гипотезы оценки тренда графика нагрузки:

гипотеза  $H_1$  — событие принадлежности текущего режима к восходящему тренду в течение ближайшего заданного промежутка времени  $\tau$ , а значит, график нагрузки будет повышаться в течение интервала времени  $\tau$  (рис. 3,а);

гипотеза  $H_0$  — событие принадлежности текущего режима к нисходящему тренду в течение ближайшего заданного промежутка времени  $\tau$ , а значит, график нагрузки будет понижаться в течение  $\tau$  (рис. 3,б).

Теоретически гипотезы должны представлять собой полную группу событий, сумма вероятностей которых равна единице. В принятых гипотезах  $H_1, H_0$  это правило не соблюдается, так как график нагрузки может ни повышаться, ни понижаться. Однако на практике иногда допустим выбор при-

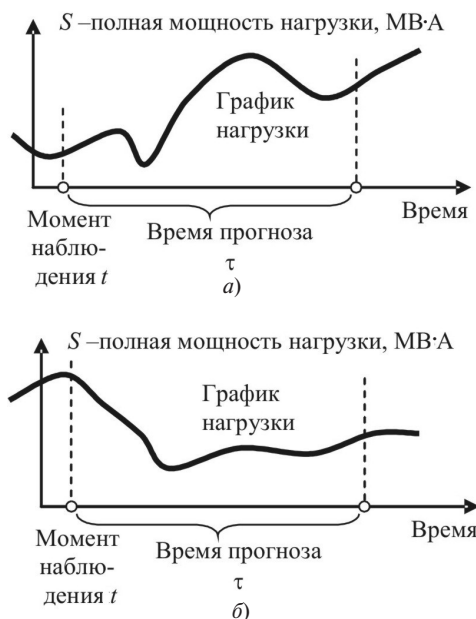


Рис. 3. Примеры трендов графика нагрузки: а — восходящий, б — нисходящий

нятых гипотез, образующих неполную группу событий, поскольку теоретически правильная совокупность гипотез в рассматриваемом случае будет ухудшать эффективность принятия решения.

В общем случае каждый параметр наблюдения  $\varphi_i$  является случайной величиной. Величина параметра наблюдения  $\varphi_i(t)$  в любой момент времени  $t$  зависит от множества случайностей: режима электросети, поля температур, влажности, состояния изоляции, погрешностей измерительного тракта, помех т.д.

Представим, что известно, в какие моменты времени  $t$  существует нисходящий тренд графика нагрузки (справедлива гипотеза  $H_0$ ), а в какие моменты времени  $t$  — восходящий тренд графика нагрузки (справедлива гипотеза  $H_1$ ). Тогда можно отсортировать все наблюдения  $\varphi_i$  и отнести их либо к множеству нисходящего тренда, либо к множеству восходящего. Представив эти множества в виде функций плотностей, получим функцию плотности  $p_{H_0}(\varphi_i|H_0)$  — это наблюдение  $\varphi_i$  соответствует гипотезе  $H_0$ , и функцию плотности  $p_{H_1}(\varphi_i|H_1)$  — это наблюдение  $\varphi_i$  соответствует гипотезе  $H_1$  (рис. 4). Площадь под каждой функцией равна единице.

Если наблюдение  $\Phi$  многомерное, то функции плотности вероятности  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  и  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  изображаются в соответствующем N-мерном пространстве.

Функции плотности распределения  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  и  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  или их части называются «статистикой» и являются основой для анализа и принятия решения. Для каждого места установки (ПС, секции и т.д.) эти функции должны определяться индивидуально.

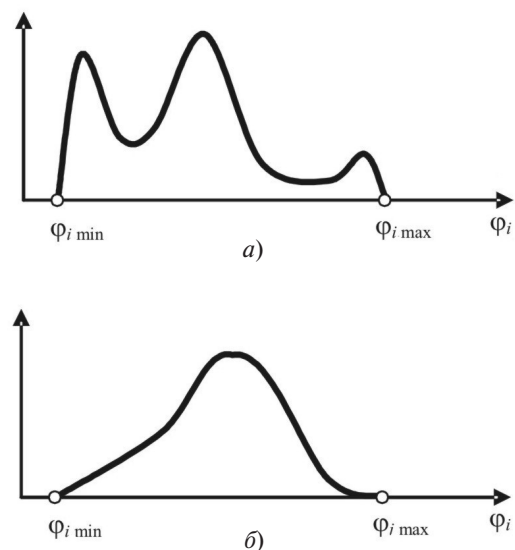


Рис. 4. Пример функций плотностей распределения одного параметра наблюдения  $\varphi_i$ : а — для нисходящего тренда (гипотеза  $H_0$ )  $p_{H_0}(\varphi_i|H_0)$ ; б — для восходящего тренда (гипотеза  $H_1$ )  $p_{H_1}(\varphi_i|H_1)$

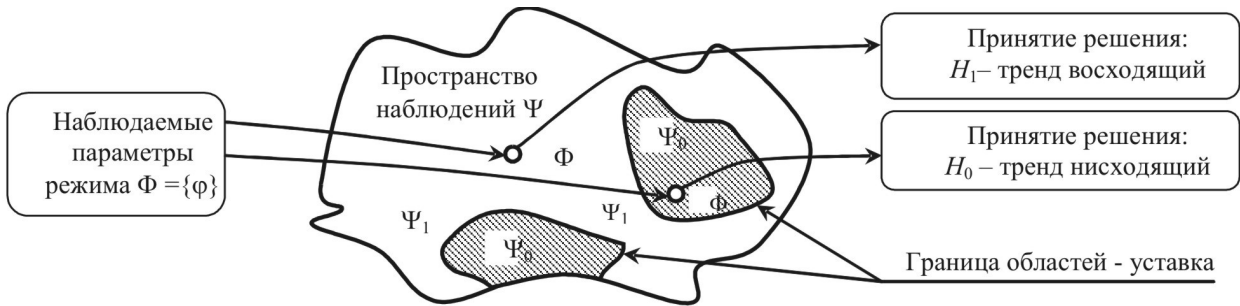


Рис. 5. Разбиение области решений – получение правила решения

Определение этих функций возможно с помощью:

численных экспериментов на имитационной модели электрической сети;

наблюдения за реальным фидером (секцией шин).

Правило решения (рис. 2) представляет собой алгоритм; в котором:

входными величинами являются наблюдаемые параметры  $\Phi(t)$  и уставка (найденная на основе функций  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  и  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$ );

выходной величиной являются либо, классификация каждого наблюдения  $\Phi(t)$ , либо выбор гипотезы  $H_0$ , либо  $H_1$ .

Конкретный вид правила решения и его формирование зависят от используемого критерия и метода проверки гипотез, которые рассмотрены далее.

Основная идея статистического подхода, основанного на методах проверки гипотез, применительно к рассматриваемой автоматике отключения силовых трансформаторов, заключается в следующем.

Пусть устройство защиты (ИЭУ) «наблюдает» с заданной частотой за параметрами режима и пространство наблюдаемых параметров является многомерным. Тогда правило решения представляет собой способ разбиения пространства наблюдений  $\Psi$  на две части:  $\Psi_0$  и  $\Psi_1$  (рис. 5). Если текущее наблюдение  $\Phi$  попадает в область  $\Psi_0$ , то однозначно принимается гипотеза  $H_0$ , если текущее наблюдение  $\Phi$  попадает в область  $\Psi_1$ , то принимается гипотеза  $H_1$ . Граница, разделяющая  $\Psi$  на две части

$\Psi_0$  и  $\Psi_1$ , или правило получения границы будет являться уставкой автоматики.

Необходимо отметить, что каждое наблюдение  $\Phi$  в пространстве наблюдений  $\Psi$  обладает двумя параметрами: значением плотности вероятности  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  — это наблюдение  $\Phi$  соответствует гипотезе  $H_0$ , и значением плотности вероятности  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  — это наблюдение  $\Phi$  соответствует гипотезе  $H_1$ , причем

$$\int_{\Psi} p_{H_0}(\Phi|H_0)d\Phi = 1 \text{ и } \int_{\Psi} p_{H_1}(\Phi|H_1)d\Phi = 1. \quad (1)$$

Предположим, что эти функции плотностей вероятности нам известны на всем пространстве наблюдений  $\Psi$ . Если эти функции не пересекаются, то получаем идеальную автоматику, распознающую тренд графика нагрузки трансформаторов. Действительно, ведь в этом случае любое текущее наблюдение  $\Phi$  будет принадлежать (рис. 6):

либо области с  $p_{H_0}(\Phi|H_0) = 0$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1) \neq 0$ ; это значит, что тренд однозначно восходящий в течение ближайшего заданного промежутка времени  $\tau$ ;

либо области  $p_{H_0}(\Phi|H_0) \neq 0$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1) = 0$  — тренд однозначно нисходящий;

либо  $p_{H_0}(\Phi|H_0) = 0$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1) = 0$  — тренд не определен (требуется продолжение наблюдений).

Вычисление уставок в идеальном случае (рис. 6) не требуется.

Пример статистического распознавания тренда графика нагрузки присоединения в идеальном случае. Пусть присоединение имеет график нагрузки с пе-

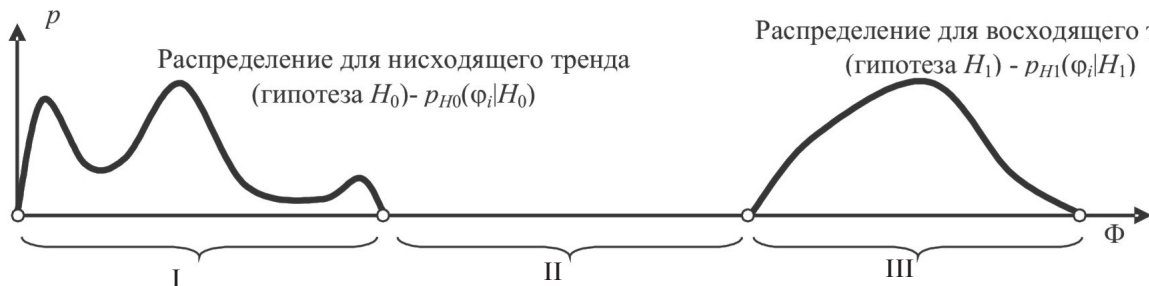


Рис. 6. Пример однозначного определения гипотез (идеально распознающая тренд графика нагрузки автоматика отключения трансформаторов): I — область однозначного распознавания нисходящего тренда; II — область нераспознавания тренда (требуется продолжение наблюдений); III — область однозначного распознавания восходящего тренда

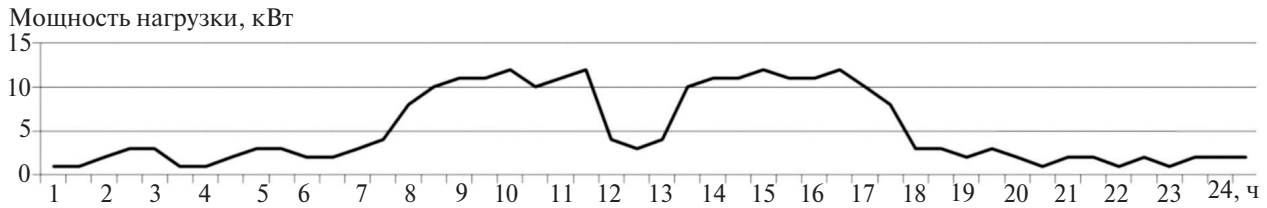


Рис. 7. Математическое ожидание примера однофазного графика нагрузки

риодичностью сутки и заданы статистические данные по нагрузке за 50 прошедших суток. Математические ожидания получасовых мощностей нагрузки суточного графика показаны на рис. 7. Предельное отклонение от математического ожидания нагрузки в каждый момент времени составляет 20% с равномерным законом распределения.

В каждый момент времени наблюдаются два параметра  $\Phi = \{\varphi_1, \varphi_2\}$ :

$\varphi_1$  — объем потребления активной электроэнергии за предыдущие 10 ч ( $\tau_{\varphi_1} = 10$  ч);

$\varphi_2$  — объем потребления активной электроэнергии за предыдущие 1,5 ч ( $\tau_{\varphi_2} = 1,5$  ч).

Эти параметры выбраны произвольно и могут корректироваться для улучшения распознавания тренда.

Тренд графика нагрузки прогнозируется на 3 ч вперед ( $\tau = 3$  ч).

Проведем анализ графика нагрузки за 50 прошедших суток для получения функций  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  — по сути это будет «обучение» алгоритма. Для этого каждое наблюдение будем относить либо к гипотезе  $H_0$ , либо к  $H_1$ .

Примем, что наблюдение  $\Phi$  относится к гипотезе  $H_0$  (нисходящий тренд), если:

ни одна точка графика нагрузки в течение времени  $\tau$  после момента наблюдения не превысит 120% активной мощности нагрузки в момент наблюдения;

средняя мощность нагрузки до момента наблюдения (полученная из  $\varphi_1$ ) больше, чем 120% средней мощности нагрузки после момента наблюдения в течение промежутка времени  $\tau$ .

Примем, что наблюдение  $\Phi$  относится к гипотезе  $H_1$  (восходящий тренд), если:

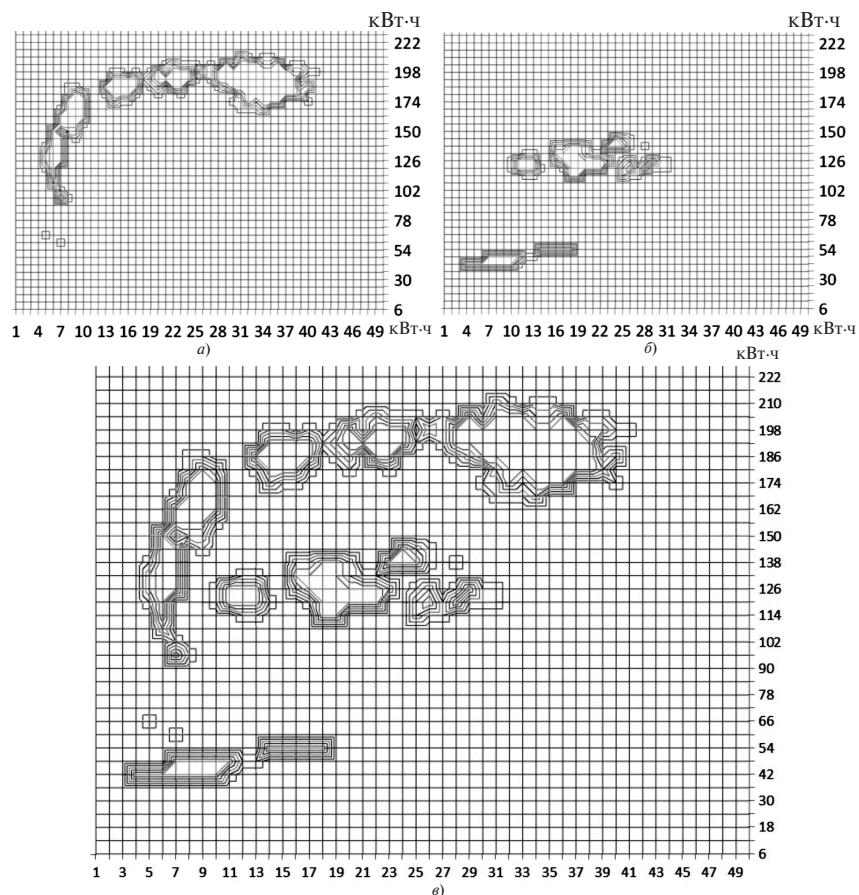


Рис. 8. Вариант полного распознавания тренда однофазного графика нагрузки при  $\tau_{\varphi_1} = 10$  ч,  $\tau_{\varphi_2} = 1,5$  ч: а — функция нисходящего тренда  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$ ; б — функция восходящего тренда  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$ ; в — наложение функций в одной плоскости

ни одна точка графика нагрузки в течение времени  $\tau$  после момента наблюдения не будет ниже 80% активной мощности нагрузки в момент наблюдения;

и 120% средней мощности нагрузки до момента наблюдения (полученная из  $\varphi_1$ ) меньше, чем средняя мощность нагрузки после момента наблюдения в течение промежутка времени  $\tau$ .

Вид полученных функций  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  показан на рис. 8.

Из рис. 8 видно, что функция плотности вероятности нисходящего тренда  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и функция плотности вероятности восходящего тренда  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  не пересекаются. Тем самым достигнуто однозначное определение гипотез: если график нагрузки присоединения не изменит своих случайных параметров, то автоматика отключения трансформаторов будет однозначно распознавать тренд графика нагрузки в любой момент времени с помощью сформированного правила принятия решений.

Рассмотрим пример неполного распознавания тренда графика нагрузки. Для этого в том же примере уменьшается  $\tau_{\varphi_1}$  с 10 ч. до 3 ч. Вид полученных функций  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  показан на рис. 9.

Из рис. 9 видно, что функция плотности вероятности нисходящего тренда  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и функция плотности вероятности восходящего тренда  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  сильно пересекаются друг с другом. Область пересечения является областью потенциальной ошибки распознавания: максимальная вероят-

ность ошибки распознавания нисходящего тренда равна 0,14, максимальная вероятность ошибки распознавания восходящего тренда — 0,294.

Этот эффект связан с тем, что интервал интегрирования  $\tau_{\varphi_1}$  сокращен до 3 ч. Поскольку длительность пиков графика нагрузки составляет около 5 ч (рис. 7), по трехчасовой активной энергии невозможно безошибочно определить тренд этого графика нагрузки. Необходимо увеличивать  $\tau_{\varphi_1}$  свыше 5 ч.

Рассмотрим еще один график нагрузки для трехсменного предприятия (рис. 10). В каждый момент времени наблюдаются два параметра  $\Phi = \{\varphi_1, \varphi_2\}$ :  $\varphi_1$  — объем потребления активной электроэнергии за предыдущие 5 ч ( $\tau_{\varphi_1} = 5$  ч);  $\varphi_2$  — то же за предыдущие 1,5 ч ( $\tau_{\varphi_2} = 1,5$  ч).

Прогнозирование тренда графика нагрузки проводится на 3 ч вперед ( $\tau = 3$  ч).

Вид полученных функций  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  показан на рис. 11, из которого следует, что функция плотности вероятности нисходящего тренда  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и функция плотности вероятности восходящего тренда  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$  почти не пересекаются: максимальная вероятность ошибки распознавания тренда составляет 0,004.

Адаптация автоматики отключения трансформаторов будет проводиться двумя способами одновременно:

обновлением статистических данных по актуальному графику нагрузки и последующим обновлением функций  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$  и  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$ ;

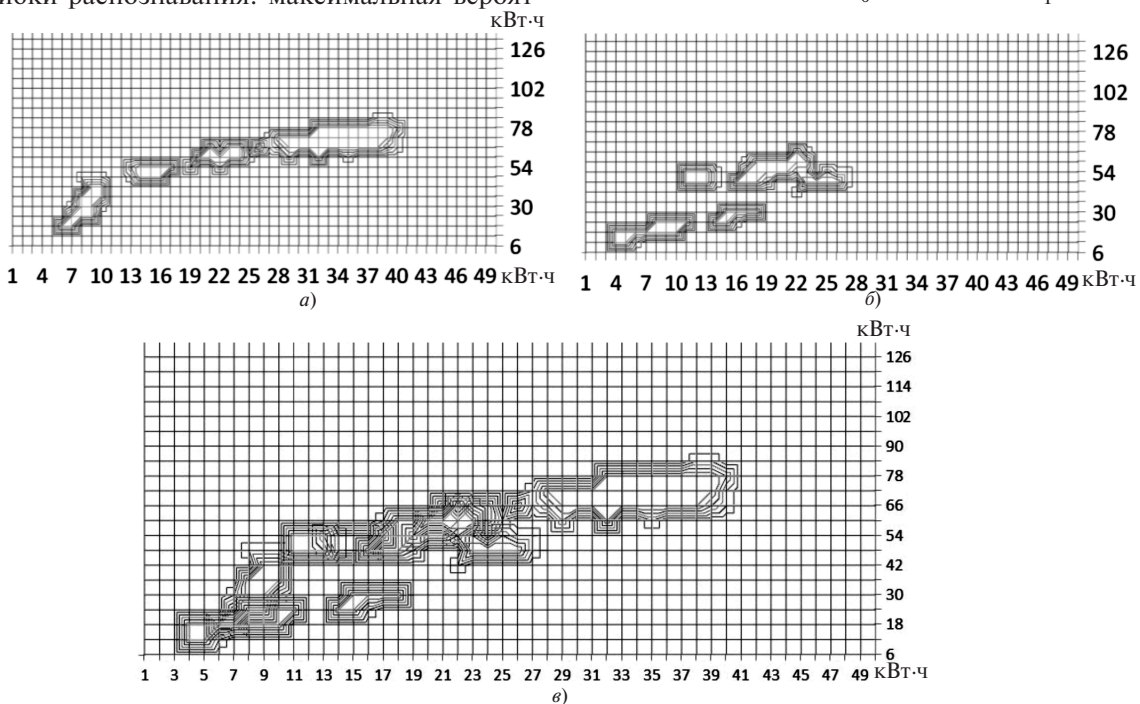


Рис. 9. Вариант неполного распознавания тренда односменного графика нагрузки при  $\tau_{\varphi_1} = 3$  ч,  $\tau_{\varphi_2} = 1,5$  ч: а — функция нисходящего тренда  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$ ; б — функция восходящего тренда  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$ ; в — наложение функций в одной плоскости

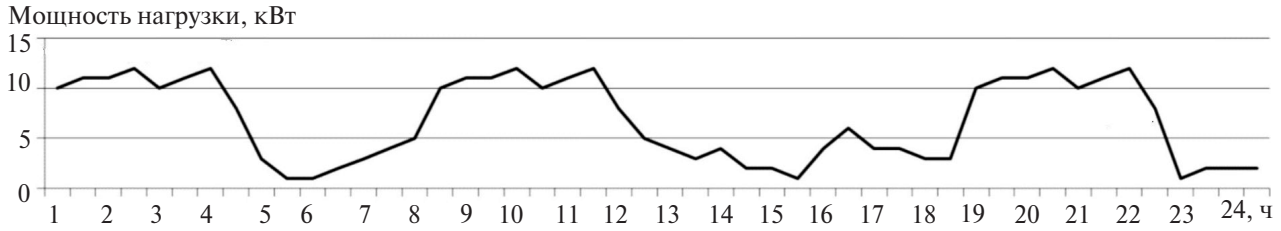


Рис. 10. Математическое ожидание примера трехсменного графика нагрузки

подстройкой параметров наблюдения  $\Phi$  для однозначного определения гипотез и получением идеально распознающей тренд графика нагрузки автоматики отключения трансформаторов.

*Экономический расчет при использовании разработанного метода прогнозирования тренда графика нагрузки.* В качестве примера проведем экономический расчет двух вариантов:

без отключения недогруженных трансформаторов ПС, т.е. оба трансформатора все время находятся в работе и автоматика отключения трансформаторов не действует;

с прогнозированием тренда графика нагрузки и отключением недогруженных трансформаторов, т.е. автоматика отключения трансформаторов действует.

Схема ПС и параметры трансформаторов указаны на рис. 12.

Суточный график нагрузки ПС показан на рис. 13. По нему рассчитаны потери активной мощности для каждого трансформатора ПС в отдельности и для двух трансформаторов вместе (рис. 14) при условии, что нагрузка распределена поровну между секциями шин.

Из графика рис. 14 видно, что минимизация активных потерь мощности в трансформаторной группе ПС будет достигнута: при отключении трансформатора №1 в период с 2 до 6 ч, переключении на трансформатор №1 в период с 6 до 17 ч, включении обоих трансформаторов в период с 17 до 23 ч.

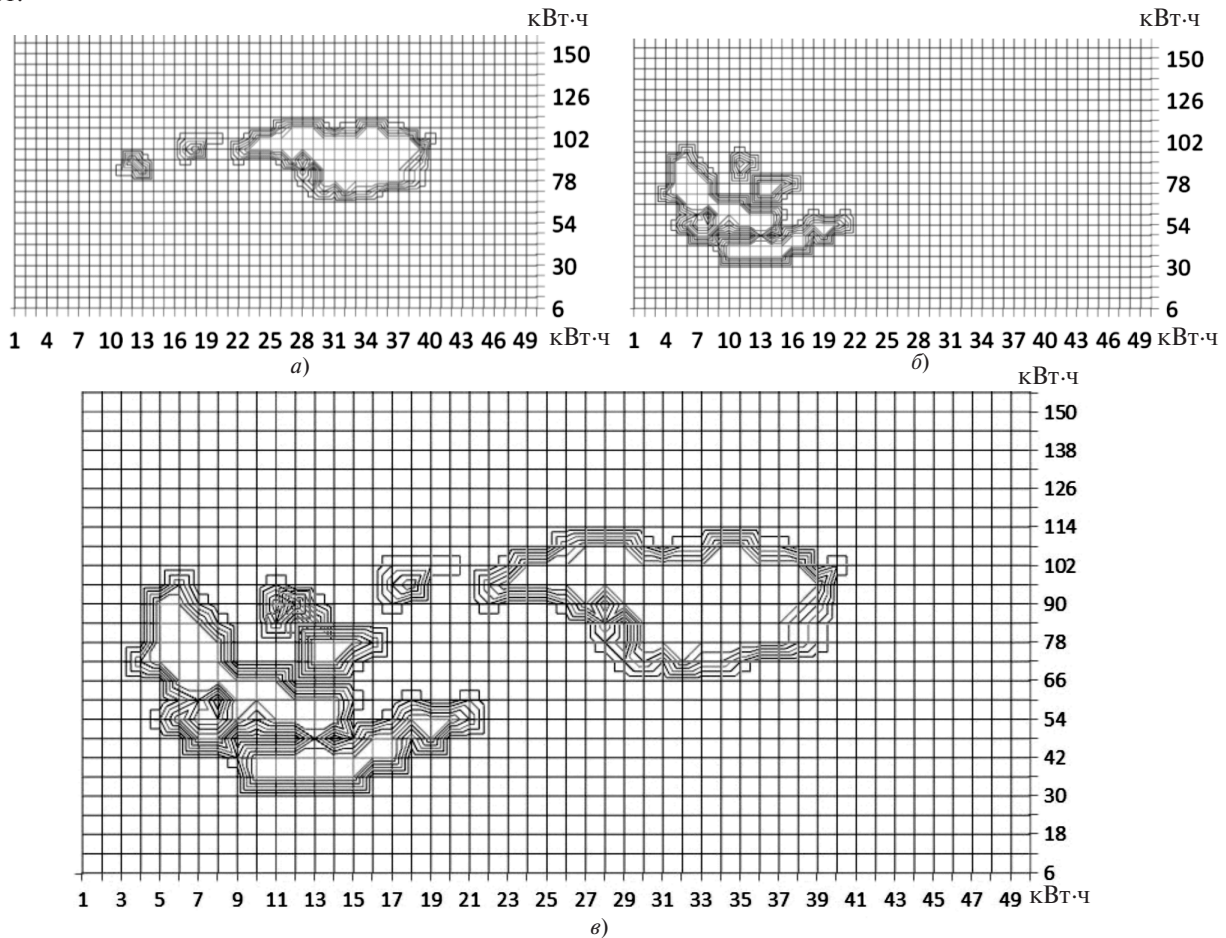
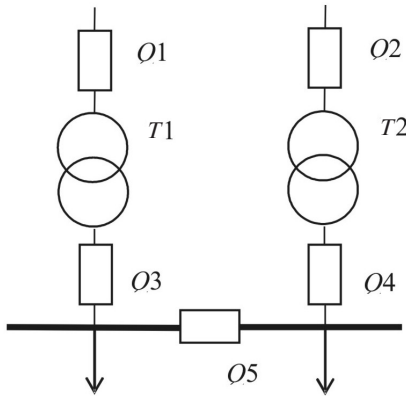


Рис. 11. Вариант полного распознавания тренда трехсменного графика нагрузки при  $\tau_{\varphi 3} = 5$  ч,  $\tau_{\varphi 4} = 1,5$  ч: а — функция нисходящего тренда  $p_{H_0}(\Phi|H_0)$ ; б — функция восходящего тренда  $p_{H_1}(\Phi|H_1)$ ; в — наложение функций в одной плоскости

Параметр	Значение
Суточная экономия от переключений	0,21267 МВтч
Удельная стоимость электроэнергии, $C_{уэ}$ (принято условно)	1230,28 руб/МВтч
Суточная экономия от переключений	261,64 руб.
Ежегодная экономия	95499,9 руб/год

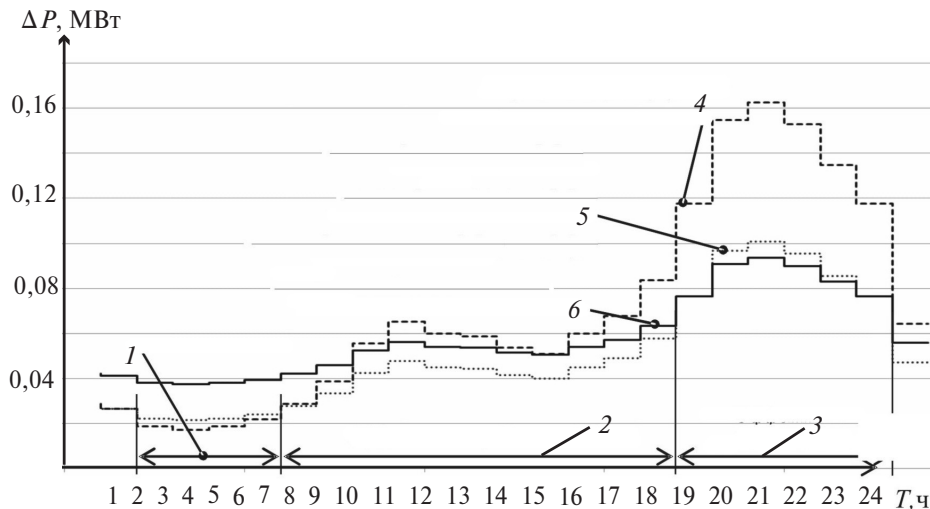
В таблице приведена ежегодная экономия при осуществлении требуемых переключений по сравнению с работой двух трансформаторов постоянно.



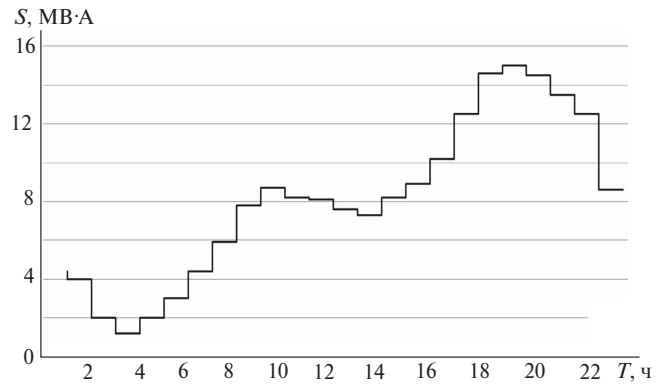
**Рис. 12.** Однолинейная схема подстанции: T1 — ТДН-10000/110-У1;  $\Delta P_x = 0,0162$  МВт;  $\Delta P_k = 0,065$  МВт; T2 — ТДН-16000/110-У1;  $\Delta P_x = 0,021$  МВт;  $\Delta P_k = 0,09087$  МВт

Рассмотренный метод прогнозирования тренда применялся для 15 случайных графиков нагрузки (с максимальным отклонением значений на 10 % от значений, приведенных на типовом графике нагрузки на рис. 13).

Для всех 15 различных графиков нагрузки были рассчитаны активные потери при различных сочетаниях работающих трансформаторов и во всех случаях алгоритм распознавания тренда нагрузки со 100% точностью определял тренд графика нагрузки.



**Рис. 14.** График активных потерь в трансформаторной группе подстанции при различных сочетаниях двух работающих трансформаторов: 1 — эффективная работа на T2; 2 — то же на T1; 3 — то же на T1 и T2; 4 — потери только при одном работающем T2; 5 — то же при T1; 6 — потери при двух работающих T1 и T2



**Рис. 13.** Суточный график нагрузки подстанции

При отказе от использования разработанного метода прогнозирования тренда графика нагрузки возникло бы 19 излишних срабатываний автоматики.

**Выводы.** Эффективным методом снижения потерь является временное отключение недолуженных трансформаторов на понизительных подстанциях. Для этого целесообразно использование автоматики нормального режима, выполняющей переключения в зависимости от текущей трансформируемой мощности.

С целью устранения излишних переключений и повышения эффективности работы автоматики отключения трансформаторов ПС требуется прогнозировать тренд графика нагрузки.



Разработанный статистический метод распознавания тренда графика нагрузки обладает высокой точностью. Пример показал 100%-е распознавание тренда случайного графика нагрузки. Разработанный метод является эффективным средством для снижения излишних переключений автоматики снижения потерь в трансформаторной группе низительных ПС и повышения надежности электроснабжения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Перечень** приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации. Утвержден Указом Президента РФ от 7 июля 2011 г. № 899.
2. **Абдурахманов А.М., Володин М.В., Зыбин Е.Ю., Рябченко В.Н.** Методы прогнозирования электропотребления в распределительных сетях (обзор). *Электротехника: сетевой электронный научный журнал*, 2016, т. 3, № 1, с. 3–23.
3. **Ван Трис Г.** Теория обнаружения, оценок и модуляции, Т.1. Теория обнаружения, оценок и линейной модуляции/Пер. с англ. Под ред. В.И. Тихонова. М.: «Советское радио», 1972, 744 с.
4. **Куликов А.Л., Шарьгин М.В.** Определение уставок релейной защиты и автоматики, основанное на статистическом байесовском методе проверки гипотез. — *Электричество*, 2017, № 7, с. 20–29.
5. **Куликов А.Л., Шарьгин М.В.** Обеспечение селективности релейной защиты в системах электроснабжения на основе байесовского метода проверки гипотез. — *Электричество*, 2017, № 9, с. 24–33.
6. **Куликов А.Л., Шарьгин М.В.** Применение статистического подхода для адаптации автоматики отключения потребителей к их фактической нагрузке. — *Электрические станции*, 2016, № 12, с. 36–40.
7. **Куликов А.Л., Шарьгин М.В., Вуколов В.Ю., Шарьгина Н.К.** Метод распознавания фактической нагрузки фидеров, отключаемых для ликвидации дефицитов мощности в микросетях. — *Релейная защита и автоматизация*, 2017, № 1 (26), с. 35–39.
8. **Бердников Р.Н., Бушуев В.В., Васильев С.Н., Веселов Ф.В., Воропай Н.И., Волкова И.О., Гельфанд А.М., Деменьтьев Ю.А., Дорофеев В.В., Корсунов П.Ю., Косолапов И.А., Купчиков Т.В., Кучеров Ю.Н., Моржин Ю.И., Новиков Н.Л., Тихонов Ю.А., Шакарян Ю.Г., Ядыкин И.Б.** Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью/Под ред. Фортова В.Е., Макарова А.А. М. — ОАО «ФСК ЕЭС», 2012, 235 с.
9. **Грунтович Н.В., Гуминский А.Н.** Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов понижающих подстанций — весомый потенциал эффективного энергосбережения. — *Энергоэффективность*, 2011, № 8, с. 3–5.
10. **Гуминский А.Н.** Автоматические устройства управления режимами работы трансформаторов. — *Энергоэффективность*, 2011, № 11, с. 21–23.
11. **Шарьгин Н.В., Куликов А.Л.** Защита и автоматика систем электроснабжения с активными промышленными потребителями: монография. Н.Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017, 284 с.

[22.01.2018]

*А в т о р ы: Куликов Александр Леонидович окончил Военно-инженерную радиотехническую академию ПВО в 1992 г. В 2009 г. защитил докторскую диссертацию «Дистанционное определение мест поврежденных высоковольтных линий электропередачи средствами цифровой обработки сигналов» в Ивановском государственном энергетическом университете. Профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева (ЭЭСЭ НГТУ).*

*Шарьгин Михаил Валерьевич окончил НГТУ в 2002 г. В 2018 г. защитил докторскую диссертацию «Разработка методов и устройств защиты и автоматического управления интеллектуальными системами электроснабжения активными промышленными потребителями». Доцент кафедры ЭЭСЭ НГТУ.*

*Ворошилов Антон Андреевич окончил НГТУ в 2016 г., инженер 2-й категории в ООО «ЭТС-проект».*

*Elektrichestvo, 2018, No. 10, pp. 20–29*

*DOI:10.24160/0013-5380-2018-10-20-29*

## A Method for Recognizing a Load Curve Trend for Using in the Power Transformer Disconnection Automatic Control System

**KULIKOV Aleksandr L.** (*Nizhnii Novgorod State Technical University named R.Ye. Alekseyev – NSTU, N. Novgorod, Russia*) — *Professor, Dr. Sci. (Eng.)*

**SHARYGIN Mikhail V.** (*NSTU, N. Novgorod, Russia*) — *Associate Professor, Dr. Sci. (Eng.)*

**VOROSHILOV Anton A.** (*LLC «ETS-proekt», N. Novgorod*) — *Engineer*

*For reducing the technical losses arising due to low loading of transformers, part of them should be disconnected with subsequently transferring the load to the transformers that remained in operation. To avoid excessive switching operations, a change in the load should be taken into account. Prediction of the load curve trend is a topical issue. However, the known load prediction methods are not suitable for solving the above-mentioned problem because they are either not applicable or excessively complex. Indeed, it is insufficient to predict just the load curve trend to determine whether it will increase or decrease in the nearest hours. The article considers a statistical method based on checking hypotheses for predicting the load curve trend. The developed statistical method for recognizing the load curve trend features high*

accuracy and represents an efficient means for reducing losses in a transformer group of step-down substation and for enhancing power supply reliability.

Key words: power transformers, automatic controls, electric power loss, load curve, prediction, probability density

---

REFERENCES

1. **Perechen' prioritnykh napravlenii razvitiya nauki, tekhnologii v Rossiiskoi Federatsii i perechny akriticheskikh trkhnologii RF. Uverzhden Ykazom Prezidenta RF ot 7 iyulya 2011 g. No. 899** (The list of priority directions of development of science, technologies in the Russian Federation and the list of critical technologies of the Russian Federation. Approved by the Decree of the President of the Russian Federation of July 7, 2011 No. 899).
2. **Abdurakhmanov A.M., Volodin M.V., ZybinYe.Yu., Ryabchenko V.N. Elektrotekhnika: setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal – in Russ. (Electrical Engineering: power electronic scientific journal)**, 2016, vol. 3, No. 1, pp. 3–23.
3. **Van Tris G. Teoriya obnaruzheniya, otsenok i modulyatsii. T. 1. Teoriya obnaruzheniya, otsenok i lineinoy modulyatsii/Per. s angl. Pod red. V.I. Tikhonova** (Theory of detection, estimation and linear modulation/Trans. from English. Edit. by V.I. Tikhonov). Moscow, Sovetskoye radio, 1972, 744 p.
4. **Kulikov A.L., Sharygin M.V. Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)**, 2017, No. 7, pp. 20–29.
5. **Kulikov A.L., Sharygin M.V. Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)**, 2017, No. 9, pp. 24–33.
6. **Kulikov A.L., Sharygin M.V. Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Electrical Plants)**, 2016, No. 12, pp. 36–40.
7. **Kulikov A.L., Sharygin M.V., Vukolov V.Yu., Sharygina N.K. Releynaya zashchita i avtomatizatsiya – in Russ. (Relay protection and automation)**, 2017, No. 1 (26), pp. 35–39.
8. **Berdnikov R.N. et al. Kontseptsiya intellektual'noi elektroenergeticheskoi sistemy Rossii s aktivno-adaptivnoi set'yu** (The concept of an intelligent electric power system in Russia with an active and adaptive network/Edit. by V.Ye. Fortov and A.A. Makarov). Moscow, Publ. PS «Federal Grid Company of Unified Energy System», 2012, 235 p.
9. **Gruntovich N.V., Guminskii A.N. Energoeffektivnost' – in Russ. (Energy efficiency)**, 2011, No. 8, pp. 3–5.
10. **Guminskii A.N. Energoeffektivnost' – in Russ. (Energy efficiency)**, 2011, No. 11, pp. 21–23.
11. **Sharygin M.V., Kulikov A.L. Zashchita i avtomatika system elektroanabzheniya s aktivnym i promyshlennymi potrebitelyami** (Protection and automation of power supply systems with active industrial consumers). N. Novgorod, NIU RANKh and GS, 2017, 284 p.

[22.01.2018]