

ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, М.В. Осотова

ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург

Рецензент д-р техн. наук, профессор В.З. Манусов

Ключевые слова и фразы: анализ данных; оценка состояния оборудования; система мониторинга; система технической диагностики; энергоузел.

Аннотация: Рассмотрены вопросы реализации оценки технического состояния силового оборудования с помощью систем мониторинга и систем анализа данных технической диагностики на подстанциях 35–110 кВ. Рассмотрена возможность использования системы анализа данных технической диагностики для интегральной оценки подстанции в тех случаях, когда нет ни технической, ни экономической возможности установить систему мониторинга. В качестве примера произведен анализ состояния оборудования и данных технической диагностики реального энергоузла, состоящего из 92 подстанций. Представлены основные методы анализа данных технической диагностики оборудования на подстанциях. Приведены причины и предпосылки использования методов искусственных нейронных сетей для анализа данных технической диагностики.

Введение

Сегодня вопросы оценки состояния электротехнического оборудования на подстанциях (ПС) 35–110 кВ особенно актуальны. Это связано, прежде всего, с тем, что в настоящее время большая часть основного электротехнического оборудования отработала установленный парковый ресурс или определенный нормативными документами срок эксплуатации.

Хальясмаа Александра Ильмаровна – ассистент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института, e-mail: khalyasmaa@mail.ru; Дмитриев Степан Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института; Кокин Сергей Евгеньевич – кандидат технических наук, доцент, заместитель директора по науке и инновациям Уральского энергетического института; Осотова Марина Викторовна – ассистент кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института, ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург.

Износ сетей Федеральной сетевой компании в целом составляет 48,5 %, в том числе подстанционного оборудования – 60 %, линий электропередач – 41,9 % [1].

На сегодняшний день принято считать, что для интегральной оценки ПС оптимальной является система мониторинга, которая представляет собой комплекс аппаратных и программных средств, с их помощью автоматически передается информация о состоянии оборудования, его параметрах и т.д. Среди основных целей создания системы мониторинга одной из важнейших является оценка состояния силового оборудования на ПС на основе полученных данных.

В среднем общая стоимость системы мониторинга основного электрооборудования ПС составляет 5–8 % от стоимости оборудования ПС, что за счет сокращения затрат, связанных с ремонтами оборудования и в том числе и с аварийными ремонтами, может окупиться немногим более чем за пять лет [2]. Но даже при таких сроках окупаемости и достаточно умеренной стоимости системы мониторинга, не всегда существует экономическая, а иногда, и техническая возможность ее установки, особенно на ПС в небольших городах или поселках.

В таких случаях хорошей альтернативой системе мониторинга, а точнее именно ее подсистеме по оценке состояния оборудования, может служить система анализа данных технической диагностики электротехнического оборудования, при условии что, во-первых, полученные данные (в виде диагностических параметров) о состоянии оборудования корректны и достаточны. Во-вторых, математические методы, используемые для анализа данных технической диагностики, позволяют получить достоверную оценку при минимуме затрат.

Но прежде чем рассматривать математические методы анализа данных технической диагностики, необходимо определить принципиальные различия между системой мониторинга и системой анализа данных технической диагностики.

Системы мониторинга и анализа данных технической диагностики

Существует большое число различных определений диагностики (процесса диагностирования) и мониторинга электрооборудования.

В контексте данной статьи воспользуемся следующими определениями: *диагностика* – это интеллектуальная группировка связанных данных, включая статистику значений и тренды (изменения), которые впоследствии обрабатываются экспертной системой для создания более конкретной информации о состоянии оборудования и рекомендуемых мероприятий, в то время как *мониторинг* – это накопление базисных данных [3].

Еще раз подчеркнем, что в данной статье под системой мониторинга будем подразумевать именно подсистему по данным технического состояния оборудования, без учета подсистем цифровой релейной защиты и противоаварийной автоматики, регистрации аварийных событий и процессов контроля качества электроэнергии событий и т.д.

Безусловно, система мониторинга по сравнению с системой анализа данных технической диагностики обладает рядом технических преимуществ:

- 1) высокая достоверность выходных данных, полученных в ходе мониторинга;
- 2) контроль фактического состояния оборудования (онлайн-контроль), то есть высокая степень контроля;
- 3) возможность хранения в памяти выходных данных (параметров и характеристик оборудования), то есть возможность выявления зависимостей и взаимосвязей между событиями;
- 4) возможность диагностирования оборудования без его отключения.

Но в контексте оценки состояния оборудования для определения интегральной оценки состояния ПС в целом система мониторинга имеет и свои недостатки:

1) система мониторинга очень редко включает в себя набор данных для всего оборудования. Обычно она направлена на мониторинг основных узлов: силовых трансформаторов, коммутационного оборудования, режес вспомогательного оборудования;

2) выходная информация – это набор данных, анализ которых представляет отдельную задачу, требующую не только программной реализации, но и соответствующего математического аппарата для ее решения.

Для установки системы мониторинга на ПС должны быть определенные предпосылки и условия:

- оборудование должно иметь сравнительно высокую стоимость;
- потери от недоотпуска электрической энергии, возникшие при выходе из строя такого оборудования, должны быть значительными;
- диагностическое обследование такого оборудования в процессе работы в режиме онлайн не может быть оперативно и надежно произведено переносными средствами диагностики, или требует очень дорогостоящего диагностического оборудования [4].

Из всего вышесказанного вытекает, что использование систем мониторинга на проходных и тем более на тупиковых ПС ни технически, ни экономически не оправданно. На таких ПС хорошей альтернативой системе мониторинга может служить система анализа данных технической диагностики оборудования.

На сегодняшний день методы диагностирования (методы неразрушающего контроля) очень активно применяются для оценки состояния оборудования на ПС.

Согласно РД 34.45-51.300–97 [5] периодичность и объемы диагностирования оборудования регламентированы. В зависимости от метода диагностирования и назначения оборудования, число, вид, значение и способы сбора данных различны. Но, практически для всех видов и типов оборудования существует как минимум один метод неразрушающего контроля, с помощью которого можно получить данные о состоянии оборудования с периодичностью проведения контроля не реже одного раза в год. Это позволяет иметь некоторую ретроспективу о состоянии оборудования.

Стоит также подчеркнуть, что согласно РД 34.45-51.300–97 некоторые методы неразрушающего контроля, такие как тепловизионная диагностика, хроматографический анализ маслonaполненного оборудования, измерение уровня частичных разрядов и т.д., являются обязательными при обслуживании подстанций и производятся ежегодно.

Таким образом, данные по результатам технического диагностирования дают возможность составить достаточно полную картину о состоянии практически всего оборудования на ПС.

Анализ данных технической диагностики на сегодняшний день, с точки зрения достоверности результата (достоверных оценочных характеристик состояния оборудования), является, так же как и в случае с мониторингом, сложной математической задачей. Это связано, прежде всего, с многокритериальностью и многоуровневостью самой задачи и, конечно, с методами сбора данных – самой физикой процесса получения диагностических параметров.

Сегодня для решения данной проблемы написано множество работ и существует огромное число методов (математических аппаратов). Но, по нашему мнению, какого-то единого алгоритма анализа данных, учитывающего большинство факторов влияния на результат и в то же время дающего точный (однозначный) ответ, так и не выбрано.

Таким образом, можно выделить две основные задачи для современной системы диагностики электрооборудования:

1) при анализе данных диагностики электрооборудования минимизировать исходные данные с максимально-возможной точностью и достоверностью полученных результатов;

2) сделать возможным использование данных технической диагностики в качестве аппарата оценки и прогнозирования состояния оборудования в тех ситуациях, когда нет возможности установить систему мониторинга на ПС.

Предпосылки применения метода системы анализа данных технической диагностики на подстанциях 35–110 кВ

Проводилось обследование крупного энергоузла, состоящего из 92 ПС напряжением 35–110 кВ в период с 2009 по 2012 гг. Все подстанции расположены в черте крупных городов, снабжающих в том числе промышленных потребителей. Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов 1450 МВА.

На сегодняшний день из 92 ПС рассматриваемого энергоузла: 61 ПС оборудована системой телемеханики; 41 ПС – системой телеуправления; 12 ПС – системой телеизмерений, и не на одной из ПС не установлена система мониторинга.

В ходе обследования было проанализировано состояние основного электротехнического оборудования на ПС. Анализ выявил большое количество оборудования со сроком эксплуатации более 30 лет (табл. 1).

Из таблицы 1 видно, что количество изношенного оборудования составило более половины от общего числа оборудования на всех ПС. Процент оборудования, работающего свыше своего нормативного срока для

представленного энергоузла очень большой, что свидетельствует о том, что для такого оборудования необходим повышенный контроль состояния.

Также была проанализирована статистика повреждений на ПС в период с 2009 по 2012 гг. На рисунке 1 представлена диаграмма основных (наиболее часто повторяющихся) повреждений на рассматриваемых ПС.

Из рисунка 1 видно, что большинство нарушений в работе оборудования происходит из-за нарушения электрического контакта (42 %). Также нельзя не заметить, что нарушения происходят практически у любого вида

Таблица 1

**Оборудование со сроком эксплуатации более 30 лет
на ПС 35–110 кВ**

Оборудование	% от общего числа
Силовые трансформаторы	73
Силовые выключатели	47
Разъединители	76
Трансформаторы тока	38
Трансформаторы напряжения	55
Аккумуляторные батареи	28
Доля объектов от общего числа, работающих свыше нормативного срока	56 % (из 1198 единиц оборудования на всех ПС 670 единиц работают сверх нормативного срока)

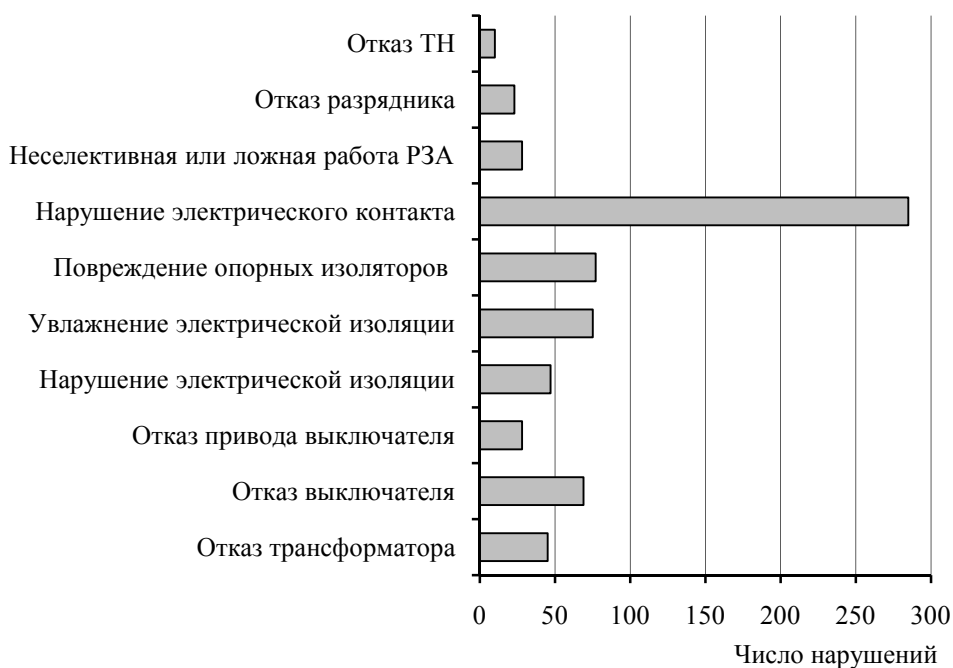


Рис. 1. Диаграмма основных нарушений на ПС 35–110 кВ:
ТН – трансформаторы напряжения; РЗА – релейная защита и автоматика

оборудования, причем оборудования, для которого согласно нормативной документации РФ ежегодно проводятся диагностические обследования хотя бы раз в год (для некоторого оборудования чаще).

Для рассматриваемого энергоузла были проанализированы диагностические данные, полученные за последние 5 лет с помощью различных методов неразрушающего контроля. В таблице 2 представлены основные методы неразрушающего контроля при техническом диагностировании оборудования на рассматриваемых ПС 35–110 кВ, используемые в период с 2009 по 2012 гг.

Из таблицы 2 видно, что для анализа технического состояния некоторых видов оборудования использовались сразу несколько видов диагностирования, что позволяет в некоторых случаях иметь дополнительную информацию о состоянии оборудования.

Анализ данных технической диагностики электрооборудования

Анализ данных технической диагностики оборудования на ПС 35–110 кВ представляет собой отдельную задачу, достойную особого внимания.

Сегодня для анализа данных технической диагностики используют методы с различными подходами, в зависимости от назначения этого анализа и, самое главное, в зависимости от объема и полноты исходных данных.

Таблица 2

Методы неразрушающего контроля при техническом диагностировании оборудования на ПС 35–110 кВ

Оборудование	Методы неразрушающего контроля			
	Тепловой	Хроматографический	Акустический	Электрический
Силовой трансформатор	+	+	+	+
Трансформатор тока	+	+		
Трансформатор напряжения	+			
Силовой выключатель	+			
Вентильный разрядник и ограничитель перенапряжений нелинейный	+			
Разъединитель	+			
Высоковольтные вводы силовых трансформаторов и опорные изоляторы	+	+	+	+
Кабельная линия	+			+
Воздушная линия	+			
Высокочастотный заградитель	+			

Выделим основные методы анализа данных технической диагностики электротехнического оборудования:

- статистические методы распознавания;
- методы статических решений;
- методы разделения в пространстве признаков;
- метрические методы распознавания;
- логические методы распознавания и распознавание кривых;
- методы, основанные на теории информации;
- методы, основанные на определении ценности признаков;
- методы, основанные на теории вероятности и т.д.

Каждый метод имеет свои достоинства и недостатки, но большинство из них так и остаются методами теоретическими, на практике абсолютно не применимыми или слишком тяжело реализуемыми.

При диагностировании оборудования объем выходных данных в контексте задачи интегральной оценки оборудования ПС не вполне достаточен, особенно в том объеме, чтобы проследить и вывести какие-либо зависимости, именно в реальных условиях эксплуатации. Если рассматривать диагностику какого-то одного вида оборудования: выключатели, трансформаторы и т.д., то эта задача «примерно» решается, при условии, что рассматриваемый метод диагностики не новый и есть возможность посмотреть ретроспективу его результатов. Если же нужны данные технической диагностики по всему объекту в целом (по каждому виду оборудования), например по ПС, то задача приобретает новый характер и становится задачей в условиях ограниченной информации. В этом случае выбор метода для анализа данных технической диагностики, в качестве аппарата для оценки состояния электротехнического оборудования, должен иметь возможность минимизировать исходные данные, но без искажения результатов. Метод должен иметь возможность обучаться или быть обучаемым.

К одним из таких методов относятся методы искусственных нейронных сетей (ИНС).

Применение методов искусственных нейронных сетей

В последние десятилетия в мире бурно развивается прикладная область математики, специализирующаяся на ИНС. Актуальность исследований в этом направлении подтверждается массой различных применений ИНС [6].

Нейронные сети – это адаптивные системы для обработки и анализа данных, которые представляют собой математическую структуру, имитирующую некоторые аспекты работы человеческого мозга. Главным их отличием от других методов является то, что нейросети не нуждаются в заранее известной модели, а строят ее сами только на основе предъявляемой информации [7].

Применение методов ИНС для анализа данных технической диагностики вполне оправданно, особенно если внимательно присмотреться к модели диагностирования электротехнического оборудования.

В основе любого метода неразрушающего контроля лежит диагностическая модель, которая представляет собой формальное описание работоспособного состояния диагностируемого объекта, позволяющая по известным значениям входных параметров вычислять с заданной точностью значения его выходных параметров. На рисунке 2 представлена условная структура диагностической модели (независимо от метода неразрушающего контроля): X – n -мерный вектор, компонентами которого являются значения n входных переменных x_1, x_2, \dots, x_n ; Y – m -мерный вектор значений m внутренних переменных y_1, y_2, \dots, y_m ; Z – k -мерный вектор значений k выходных функций z_1, z_2, \dots, z_k . Выходная функция $Z = \psi(X, Y, t)$ является математической моделью исправного (или неисправного) объекта, где t – фактор времени [8]. На рисунке 3 изображена простейшая ИНС – однослойный трехнейронный перцептрон.

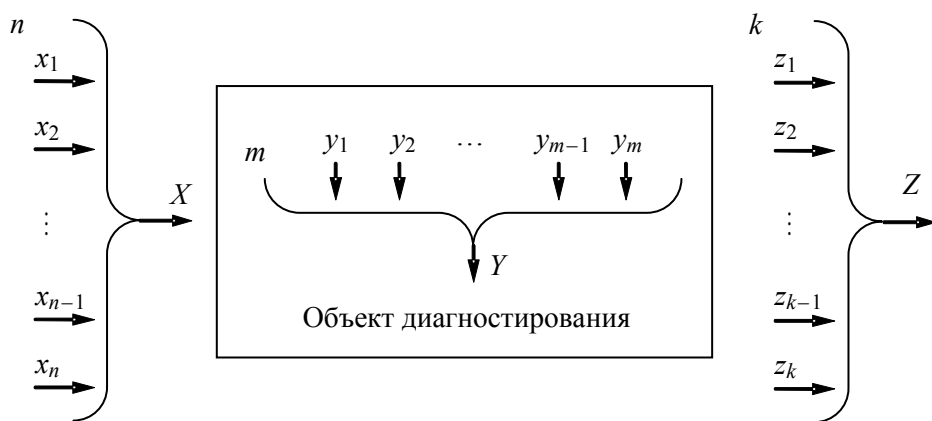


Рис. 2. Диагностическая модель объекта диагностирования

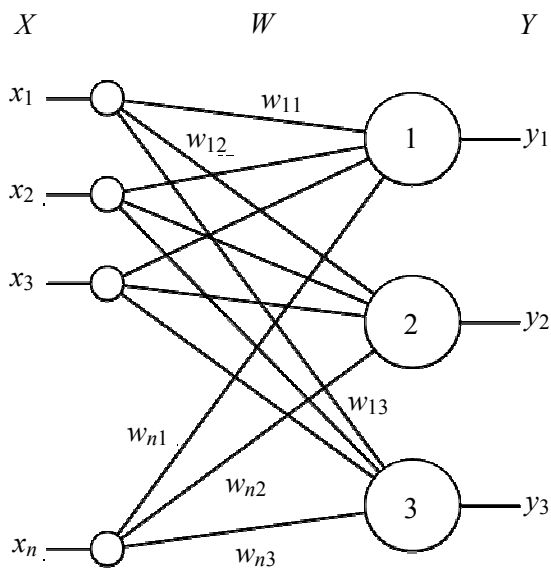


Рис. 3. Однослойный трехнейронный перцептрон

На n входов поступают некоторые сигналы, проходящие по синапсам на три нейрона, образующие единственный слой (в данном случае) этой ИНС и выдающие три выходных сигнала

$$y_j = f \left[\sum_{i=1}^n x_i w_{ij} \right], \quad j=1, \dots, 3, \quad (1)$$

Все весовые коэффициенты синапсов одного слоя нейронов можно свести в матрицу W , в которой каждый элемент w_{ij} задает величину i -й синаптической связи j -го нейрона. Таким образом, процесс происходящий в ИНС, может быть записан в матричной форме

$$Y = F(XW), \quad (2)$$

где X и Y – входной и выходной сигнальные векторы соответственно; $F(V)$ – активационная функция, применяемая поэлементно к компонентам вектора V [6].

Из всего вышесказанного следует, что выходная функция диагностической модели есть ни что иное как функция состояния ИНС (или отдельного нейрона).

Таким образом, применение методов ИНС в качестве математического аппарата для анализа данных технической диагностики является не просто возможным, а выглядит логическим продолжением модели диагностирования.

Программная реализация методов ИНС достаточна разнообразна. Самыми распространенными программными инструментами для применения ИНС являются Neural Network Toolbox, NeuralTools и т.д. Поэтому программная реализация системы анализа данных технической диагностики с помощью методов ИНС является вполне реализуемой задачей.

На сегодняшний день написано много работ по применению ИНС в энергетике: для прогнозирования нагрузки (электропотребления), для оценки устойчивости энергосистем и т.д., тогда как работ по оценке состояния оборудования по данным технической диагностики для интегральной оценки ПС, как единого объекта, практически нет.

Зачем нужна оценка состояния отдельных единиц электротехнического оборудования в контексте всей ПС? Во-первых, сегодня большое число оборудования на ПС выработало свой ресурс (или близко к этому), но все равно эксплуатируется на пределе своих возможностей, что делает его потенциально опасным для всей ПС в целом и ее потребителей. Во-вторых, оценка состояния каждой отдельной единицы электротехнического оборудования (или наиболее крупных узлов) всей ПС дает возможность выявления «узких» мест и, как следствие, – перехода от планово-предупредительных работ к обслуживанию на основе нормативов планово-предупредительных ремонтов по результатам диагностических обследований. Что, в свою очередь, является не только более эффективным механизмом с технической точки зрения, но и с экономической точки зрения приводит к явному снижению затрат на ремонт, обслуживание и т.д.

Выводы

Основные причины целесообразности и необходимости применения ИНС для оценки данных технической диагностики электрооборудования:

1) в процессе диагностирования накапливается достаточный объем данных (особенно если рассматривать в длительном временном промежутке) о поведении системы;

2) при любом методе диагностирования, в той или иной степени возможно искажение, противоречивость или недостаточная полнота исходных данных, вследствие чего стандартные методы анализа могут дать неудовлетворительные результаты или не дают желаемого результата;

3) при некоторых методах неразрушающего контроля имеются входные данные, между которыми существуют неявно-выраженные взаимосвязи и закономерности (например, нелинейные зависимости).

Выбор структуры ИНС для задачи оценки состояния оборудования на ПС, алгоритмы оптимизации, процедура выбора обучающей сети и метода обучения, расчетные примеры и программная реализация представляют собой отдельную сферу исследований и будут рассмотрены авторами в последующих работах.

Список литературы

1. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 года [Электронный ресурс] // ОАО РАО «ЕЭС России»: офиц. сайт. – Режим доступа : http://www.rao-ees.ru/ru/invest_inov/concept_2030.pdf. – Загл. с экрана (дата обращения: 20.12.2012).

2. Вопросы проектирования автоматизированных систем мониторинга электрооборудования на подстанциях 500–220 кВ с учетом обеспечения надежности электрических сетей / В.С. Галкин [и др.] // Электр. станции. – 2006. – № 7. – С. 66–67.

3. Спарлинг, Б.Д. Повышение уровня мониторинга и диагностики для оптимизации передачи и распределения электроэнергии в целях улучшения финансовых показателей / Б.Д. Спарлинг // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования / под ред. А.И. Таджибаева, В.Н. Осотова. – СПб., 2005. – Вып. 28. – С. 178–202.

4. Димрус [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://dimrus.ru/texts.html>. – Загл. с экрана (дата обращения 05.02.2013).

5. Объем и нормы испытаний электрооборудования : РД 34.45-51.300–97 : утв. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 08.05.97. – М. : ЭНАС, 2004. – 153 с.

6. Короткий, С. Нейронные сети: основные положения [Электронный ресурс] / С. Короткий // Искусственный интеллект : сайт. – Режим доступа : <http://xn--90anaif2c.xn--p1ai/neur-1.html>. – Загл. с экрана (дата обращения: 20.12.2012).

7. Данько, Т.П. Системы искусственного интеллекта а разработке корпоративных маркетинговых стратегий / Т.П. Данько, М.А. Ходимчук // Маркетинг в России и за рубежом. – 2000. – № 5. – С. 26–36.

8. Основные направления технической диагностики [Электронный ресурс] // Дальневосточный государственный университет путей сообщения : офиц. сайт. – Режим доступа : http://edu.dvgups.ru/METDOC/GDTRAN/NTS/VAGON//OSN_TD/METHOD/14/frame/3.htm. – Загл. с экрана (дата обращения 05.02.2013).

Assessing Technical Condition of Power Equipment at Power Substations

A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, S.E. Kokin, M.V. Osotova

*Ural Federal University named after the First President of Russia
B.N. Yeltsin, Yekaterinburg*

Key words and phrases: assessment of equipment; data analysis; monitoring system; power centre; system; technical diagnostics.

Abstract: The present paper is devoted to the issue of monitoring and technical diagnostics of 35–110 kV substations equipment. The primary task of this paper is to prove the possibility of using the system analysis data of technical diagnostics of equipment for integral assessment of substation equipment in case there is no possibility to establish a monitoring system for technical, economic or other reasons. As an example, the condition of equipment and technical data diagnostics of the real power centre consisting of 92 substations have been analyzed. The basic methods of data analysis for technical diagnostics equipment in substations have been described. The reasons and prerequisites for the use of methods of artificial neural networks to analyze the data of technical diagnostics have been identified.

© А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев,
С.Е. Кокин, М.В. Осотова, 2013

ДЛЯ ЗАМЕТОК
