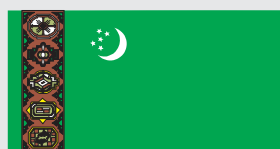


**Исполнительный комитет
Электроэнергетического Совета СНГ**



Экономика электроэнергетики



Информационный бюллетень № 6

**Москва
2014**

Аннотация

Предлагаемый специалистам-энергетикам государств-участников СНГ шестой выпуск информационного бюллетеня "Экономика электроэнергетики" подготовлен Исполнительным комитетом на основании статей, опубликованных в научно-технических и производственных журналах, и содержит публикации, посвященные одной из наиболее актуальных задач электроэнергетики – снижению потерь электроэнергии.

Высокий уровень потерь электроэнергии в первую очередь обусловлен наличием коммерческих потерь, высоким износом электросетевого хозяйства и неоптимальными режимами работы электрических сетей. Основными причинами коммерческих потерь являются низкий уровень оснащенности приборами учета, их техническое и моральное устаревание, что не позволяет вести достоверный учет электроэнергии, а также неурегулированность вопросов организации коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии.

Для обеспечения достоверного учета электрической энергии Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 года № 511-р, предполагается реализовать к 2017 году следующие задачи:

изменение принципа организации учета электрической энергии на розничном рынке, в соответствии с которым вся ответственность за установку, эксплуатацию и осуществление учета электроэнергии будет перенесена с потребителя на электросетевые организации. При этом субъектам рынка и потребителям должен быть предоставлен недискриминационный доступ к данным учета электроэнергии;

модернизация существующего парка приборов учета электроэнергии, в первую очередь на участках с наибольшими потерями электроэнергии;

нормативное совершенствование процесса коммерческого учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии и усиление ответственности за безучетное и бездоговорное потребление электрической энергии;

создание для электросетевых организаций стимулов к снижению потерь электроэнергии путем внедрения порядка нормирования потерь для тарифного регулирования на основе сравнительного анализа потерь по сетевым организациям;

создание для сетевых организаций и потребителей стимулов к эффективному использованию сетевой мощности для обеспечения оптимальных режимов работы сети;

принятие мер, направленных на снижение износа распределительных электрических сетей и повышение оснащенности средствами наблюдения и контроля в электрических сетях низкого напряжения;

актуализация (разработка) и внедрение единых технических стандартов и требований к оборудованию и эксплуатации электрических сетей.

Председатель
Исполнительного комитета
Электроэнергетического Совета СНГ



Е.С. Мишук

Содержание

Стр.

Журнал «Энергетик» № 5. 2010

Особенности нормирования потери энергии при снижении потребления электроэнергии..... 3

Журнал «Энергетик» № 9. 2010

Энергоаудит предприятий электрических сетей: влияние физического износа оборудования на показатели энергоэффективности..... 7

Журнал «Энергетик» № 12. 2010

Опыт организации работы по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях Новосибирской энергосистемы..... 11

Журнал «Энергетик» № 7. 2012

Информационно-измерительная система энергоэффективности вращающихся механизмов..... 14

Журнал «Энергетик» № 4. 2013

О нормировании потерь электроэнергии в электрических сетях..... 20

Журнал «Энергетик» № 8. 2013

Автоматизированное распределение информации о потерях как метод совершенствования систем учёта электрической энергии договорными отношениями сторон..... 25

Журнал «Энергосбережение» № 7. 2013

Повышение энергоэффективности электросетевого комплекса России..... 34

Журнал «Энергосбережение» № 3. 2014

Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях..... 40

Журнал «Энергосбережение» № 4. 2014

Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях..... 45

ОБМЕН ОПЫТОМ

Особенности нормирования потери энергии при снижении потребления электроэнергии

Потребим А. А., доктор техн. наук, ГП «ДонОРГРЭС»

84601, Украина, г. Горловка Донецкой обл., просп. Ленина, д. 4а
ntc orgres@mail.ru

Коваленко Д. В., Ткачѳв В. И., Катренко Г. Н., Катковский А. Е.,
инженеры, НКРЭ - НАК ЭКУ

Рассмотрены особенности нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях энергокомпаний в условиях кризиса при снижении электропотребления, которые возникли в 2008-2009 гг.

Ключевые слова: электрические сети, потери электроэнергии, нормирование, кризис.

Нормативные значения потерь электроэнергии в электрических сетях 6-10-35-110-154 кВ рассчитываются в зависимости от отпуска электроэнергии в электрическую сеть компании (в сетях 110-154 кВ считается, что точки деления сети проходят по потокоделу). Расчётное значение её нагрузочных потерь определяют по формуле [1-3]:

$$\Delta W = \frac{(W_{AC}^2 + W_{QC}^2) K_{\phi}^2}{U_{Г.СР}^2 T} R_{ЭК}, \quad (1)$$

где W_{AC} , W_{QC} - активная и реактивная электроэнергия, пропущенная через головной участок, МВт.ч и Мвар.ч соответственно; K_{ϕ} - коэффициент формы графика; $R_{ЭК}$ - эквивалентное сопротивление электрической сети, Ом; $U_{Г.СР}$ - среднее напряжение головного участка в линиях, кВ; T - время, за которое через головной участок пропущена электроэнергия, ч, при этом реактивная энергия определяется через $\text{tg } \varphi$.

Эквивалентное активное сопротивление трансформаторов [1]:

$$R_{ЭК.Т} = \frac{\Delta W_T}{W_n^2}, \quad (2)$$

Потребление активной электроэнергии трансформаторами [1]:

$$W_T = W_{Г} - \Delta W_{X.X} - W_{аб}, \quad (3)$$

где $W_{Г}$ - энергия, протекающая по головному участку; $\Delta W_{X.X}$ - потери холостого хода трансформаторов; $W_{аб}$ - отпуск энергии в абонентские трансформаторы и линии.

По значениям эквивалентных сопротивлений линий и проводимостям трансформаторов определяются потери холостого хода трансформаторов:

$$\Delta W_{ax.x} = G_T^{\exists} [U_{Г.СР}^2 T - 2(R_L^{\exists} W_{AG} + X_L^{\exists} W_{QG})] (\text{кВт.ч}), \quad (4)$$

где W_{AG} , W_{QG} - активная и реактивная электроэнергия, пропущенная через головной участок, МВт.ч и Мвар.ч соответственно; G_T^{\exists} - эквивалентная проводимость трансформаторов; R_L^{\exists} ,

$X_{л}^{\partial}$ - эквивалентное активное и реактивное сопротивление линий.

Переменные потери в линиях и трансформаторах определяются по формуле, аналогичной (1).

Многочисленные исследования показывают, что нагрузка трансформаторов до реструктуризации была небольшая [4], а сейчас даже для высоковольтной сети она минимальна. В то же время даже раньше переменные потери в трансформаторах были также существенно меньше переменных потерь в линиях или потерь холостого хода [4], т.е. потери в электрической сети энергокомпании практически определяются суммой формул (1) и (4). Однако учтём все составляющие потерь электроэнергии в электрических сетях: реактивную энергию для наглядности - через постоянный $\operatorname{tg} \varphi$, переменные потери в трансформаторах - по формуле аналогичной (1), а отпуск энергии - как часть общего отпуска в сеть W_{AC} . То же самое можно сказать и про линии, т.е. переменные потери в линиях и трансформаторах аналогично (1) для наглядности можно представить квадратичной зависимостью $A(W_{AC})^2$, а потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах, если пренебречь падением напряжения, определяются по формуле:

$$\Delta W_{ax.x} = \Delta P_{x.x} T \quad (5)$$

где $\Delta P_{x.x}$ - номинальные потери мощности холостого хода трансформаторов.

Если учесть условно-постоянные потери в других элементах сети $\Delta W_{y.п}$, то постоянные потери энергии имеют вид: $C = \Delta W_{ax.x} + \Delta W_{y.п}$, а общие потери в сети упрощенно можно представить формулой: $C + A(W_{AC})^2$. Разделив члены данной формулы на величину отпуска в сеть W_{AC} активной электроэнергии, получим ту долю энергии, которая поступает от отпуска в сеть компании:

$$C/W_{AC} + A \cdot W_{AC}, \quad (6)$$

где C, A - постоянные величины за период времени отпуска в сеть $W_{AC} T$.

При этом первая часть формулы (6) превратится в экспоненту, а вторая часть - в прямую линию. Поэтому зависимость нормативных потерь от отпуска в сеть одной из энергокомпаний, рассчитанная по формуле (6), может иметь вид, показанный на рис. 1.

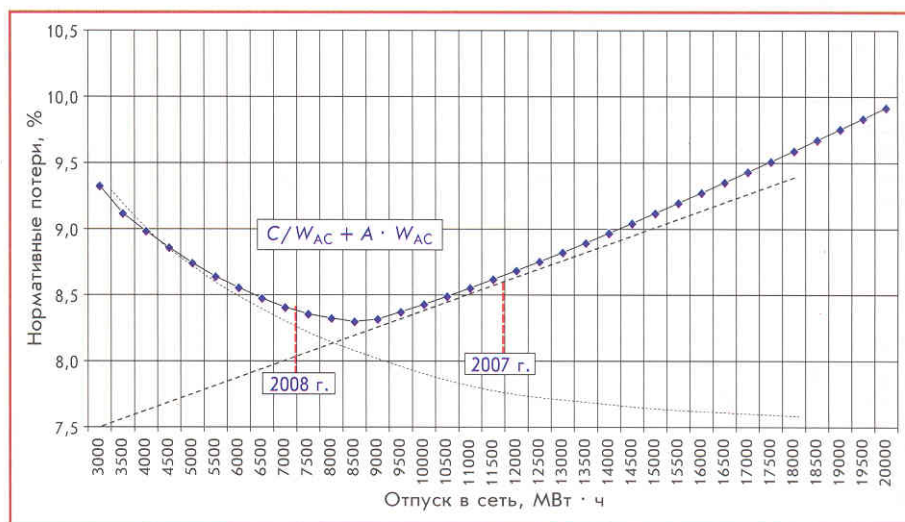


Рис. 1. Аналитическая зависимость доли нормативных потерь от отпуска электроэнергии в сеть облэнерго

Вполне допустимо предположить, что переменные и постоянные потери электроэнергии компании одинаковы, а потери энергии от отпуска в её сеть составляют 10%. Предположим также, что из-за кризиса отпуск в сеть этой энергокомпании снизился на 40%, а переменные потери - на 64% (что было на самом деле). В этом случае потери энергии при этом отпуске увеличатся до 11,33%. Это легко объясняется квадратичной зависимостью переменных потерь энергии от отпуска в сеть и формулой (6). Так как некоторые энергокомпании считали в 2009 г. норматив потерь энергии по прогнозируемому отпуску в сеть на базе данных ноября - декабря 2008 г., то потери энергии от отпуска в сеть этих энергокомпаний впервые существенно возросли. Из-за кризиса это особенно сказалось на энергокомпаниях, имеющих большое число промышленных потребителей, поэтому, на наш взгляд, после окончания кризиса следует пересчитать данный норматив.

Нужно отметить, что в годы, предшествовавшие кризису, у энергокомпаний с увеличением потребления энергии несколько возрасли и потери, однако стабильное положение в экономике позволяло не допускать повышения доли потерь. В настоящее кризисное время в промышленных энергокомпаниях наблюдается резкий спад производства, когда при снижении потребления доля потерь увеличивается при существенном уменьшении прибыли.

То же самое получается и при работе по другим программам расчёта потерь энергии: квадратичная зависимость переменных потерь электроэнергии от нагрузки приводит к их резкому снижению, тогда как постоянные потери остаются практически неизменными.

Впервые в 2008 г. в целом по Украине отчётные потери электроэнергии стали меньше нормативных (рис. 2).

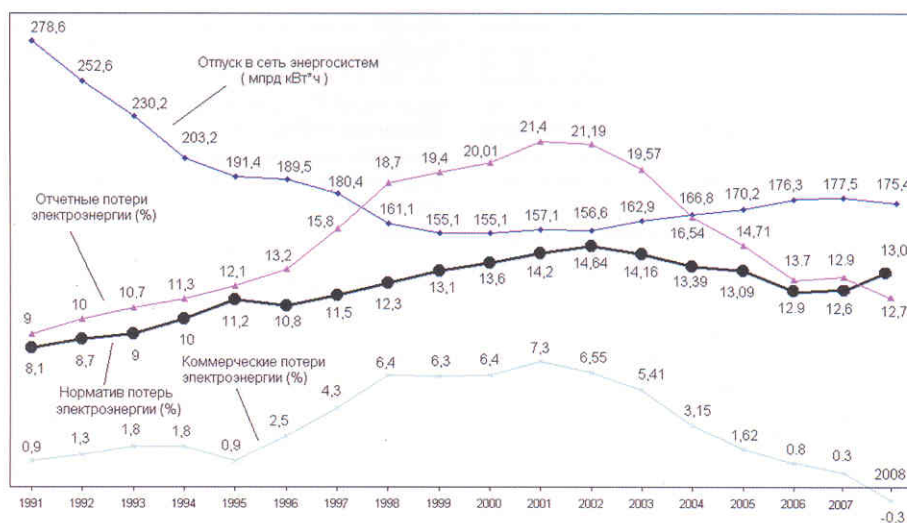


Рис. 2. Динамика изменения потерь электроэнергии в электрических сетях Украины за последние 16 лет

Это объясняется многими причинами: в частности, тем, что в действующей методике расчёта норматива потерь применяется линейная, а не квадратичная зависимость определения потерь энергии от транзита [5], который, как правило, является таковым для первого класса напряжения. Это значит, что при уменьшении транзита электроэнергии на 30% в энергосистеме в соответствии с методикой нормирования потери энергии от транзита также снижаются на 30%. В то же время, когда резко упал отпуск энергии в сеть энергокомпаний в ноябре - декабре 2008 г., существенно сократились и реальные потери энергии в них, а потери энергии от транзита, рассчитанные по нормативу, упали не так сильно.

Выводы

1. Зависимость потерь энергии от отпуска в сеть энергокомпании можно представить в виде кривой, изображённой на рис. 1, построенной по формуле (6).

2. Кризисное состояние экономики вызывает резкий спад производства в промышленности и, как следствие, сокращение электропотребления в энергокомпаниях, имеющих существенную промышленную нагрузку. Поэтому в настоящее время впервые за годы нормирования и расчёта тарифов на электроэнергию при снижении электропотребления начала увеличиваться доля потерь энергии от отпуска в сеть, при этом существенно стала уменьшаться и прибыль этих же энергокомпаний.

3. Впервые в 2008 г. в целом по Украине отчётные потери электроэнергии стали меньше нормативных (см. рис. 2). Это объясняется многими причинами: в частности, линейной, а не квадратичной зависимостью потерь электроэнергии от транзита по действующей методике расчёта норматива.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по расчёту и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. - М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

2. Железко Ю. С, Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: ЭНАС, 2003. - 280 с.

3. Потребич А. А. К вопросу о погрешности нормирования потерь энергии для распределительных электрических сетей // Электрические станции. 1999. № 12. С. 33-38.

4. Потребич А. А. Анализ загрузки трансформаторов в сельских электрических сетях // Энергетика и электрификация. 1983. № 1. С. 39-41.

5. Потребич А. А., Катренко Г. Н. Расчёт потерь электроэнергии, возникающих вследствие её транзита между энергокомпаниями // Энергетика и электрификация. 2004. № 4. С. 29-34.

ОБМЕН ОПЫТОМ

Энергоаудит предприятий электрических сетей: влияние физического износа оборудования на показатели энергоэффективности

БУРОВ А. А., инженер. Электротехнический отдел НПП «ЮгОРГРЭС»
350058, г. Краснодар, Старокубанская ул., д. 116
eto@scpe.ru

Рассмотрены проблемы влияния физического износа электрооборудования на потери электроэнергии в электрических сетях, а также некоторые методы оценки технических потерь электроэнергии с учётом технического состояния электрических сетей.

Ключевые слова: энергоэффективность, электроэнергия, потери электроэнергии, технические потери электроэнергии, электрические сети, трансформатор, физический износ, энергоаудит, контактное соединение.

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший экономический показатель их работы. В настоящее время разработано множество методов расчёта технических потерь электроэнергии, защищено большое число диссертаций на эту тему, а вопрос и поныне остаётся актуальным и до конца не изученным.

В процессе обследований, проводимых на предприятиях электрических сетей (ПЭС), в первую очередь оценивают и анализируют техническое состояние оборудования, а точнее, его влияние на основной показатель энергоэффективности в электрических сетях - потери электроэнергии. Практика показала, что в электрических сетях велика доля технических потерь электроэнергии, обусловленная значительным физическим износом оборудования. Особенно проблемными являются сельские распределительные сети.

С начала реформирования электроэнергетики выделяемые средства на замену устаревшего оборудования, особенно в распределительных сетях, весьма ограничены. На первый взгляд, всё очень просто - чем старше оборудование, тем значительнее технические потери, что подтверждается неоднократными «жалобами» эксплуатационного персонала электрических сетей. Отсюда возникает вопрос: а каков объём этих потерь и как его определить?

Рассмотрим пример. Известно, что значение потерь мощности и электроэнергии в трансформаторе (условно-постоянных и нагрузочных) зависит от его основных параметров - потерь мощности холостого хода ΔP_{XX} и короткого замыкания $\Delta P_{KЗ}$, определяемых на заводе-изготовителе. Точность расчётов технических потерь в трансформаторе зависит от правильности ввода исходных данных. Например, в программном комплексе РТП-3 используется встроенный справочник по электрооборудованию, а реальные значения указанных параметров для конкретного трансформатора не всегда могут совпадать с этими справочными данными.

Как же зависят потери ΔP_{XX} и $\Delta P_{KЗ}$ от степени физического износа трансформаторов. Есть ли однозначный ответ на этот вопрос? Например, увеличиваются ли с течением времени потери XX в стальном сердечнике трансформаторов и если да, то на сколько? Аналогичный вопрос возникает и по поводу потерь мощности КЗ, поскольку от этого параметра напрямую зависит значение нагрузочных потерь в трансформаторе. Со временем параметры межвитковой изоляции ухудшаются, а если имели место случаи прохождения тока КЗ по обмоткам трансформатора, то с большой степенью вероятности можно предположить, что параметр $\Delta P_{KЗ}$ будет гораздо выше значения, указанного заводом-

изготовителем в паспортных данных.

Единственный точный способ определения достоверного значения технических потерь электроэнергии в старых (изношенных) трансформаторах - измерение параметров трансформатора ΔP_{xx} и $\Delta P_{кз}$. К сожалению, в реальных условиях эксплуатации данные параметры трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью менее 1000 кВА не определяются, поскольку отсутствуют нормативные требования [1]. Естественно, что определить их опытным путём в рамках обследования электрических сетей также невозможно по следующим причинам:

в несколько раз увеличится объём работ, проводимых энергоаудиторами, который не будет оплачен, к тому же это экономически нецелесообразно;

выполнить данные измерения в рамках энергоаудита на всех трансформаторах какого-либо АО-энерго физически не представляется возможным. Кроме того, для их производства необходимо отключать трансформаторы (выполнять работы со снятым напряжением), что в масштабах всего АО-энерго приведёт к существенным убыткам от недоотпуска электроэнергии потребителям.

Каков же выход из данной ситуации? Как в процессе обследования сетей получить реальное значение технических потерь в трансформаторах с учётом их технического состояния? Предлагается метод, основанный на сборе статистических данных по результатам измерений с течением времени. Источником этих данных могут служить измерения в трансформаторах и автотрансформаторах 220 кВ и выше, проводимые Федеральной сетевой компанией (ФСК). В сетях ФСК такая процедура осуществляется в обязательном порядке.

Если собрать статистику выполненных измерений за продолжительный период времени по значительному числу трансформаторов, то можно построить усреднённую зависимость изменения параметров трансформаторов с течением времени, на основе которой затем оценивать уровень технических потерь электроэнергии в трансформаторах с учётом их физического износа. Этот метод весьма приблизительный, но его можно будет применять с учётом различных уточняющих коэффициентов - температурных и других влияющих факторов.

Другой способ - выполнение данных измерений силами эксплуатационного персонала распределительных сетевых компаний в периоды проведения капитальных ремонтов трансформаторов. Этот путь долгий, но самый правильный, поскольку позволяет наиболее точно оценивать влияние технического состояния трансформаторов на показатели энергоэффективности. На сегодняшний день подобная задача перед эксплуатационным персоналом АО-энерго не ставится.

Рассмотрим другой пример. Известно, что в существующей методике расчёта технических потерь электроэнергии не учитываются потери в контактных соединениях (КС) электрических сетей (особенно важно для сетей 0,4 кВ) [2]. Данную составляющую необходимо оценивать при обследовании сетей, но узаконенной методики пока не существует. Поэтому энергоаудиторам приходится пользоваться различными авторскими разработками.

В одной из таких методик предлагается выполнять расчёты потерь в контактах низковольтной коммутационной аппаратуры на стороне 0,4 кВ трансформаторов на основе справочных данных переходных сопротивлений их контактов [3]. Данный способ, конечно же, позволит уточнить значение и структуру технических потерь электроэнергии в распределительных сетях, но существуют и серьёзные проблемы:

при обследовании сетей выполнять такие детальные расчёты для коммутационных аппаратов всех трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ не представляется возможным, поскольку потребуется множество исходных данных, большинство из которых отсутствуют;

ограниченное финансирование работ по энергоаудиту;

не учитывается реальное техническое состояние коммутационных аппаратов ТП.

Для достоверной и точной оценки потерь в КС с учётом реального технического состояния распределительных сетей необходимо выполнять детальные измерения переходных сопротивлений контактов специальными приборами (контактомерами). Однако данный способ в процессе проведения энергоаудита применить невозможно, поскольку это физически невыполнимый объём работ (огромное число КС). Кроме того, для производства таких измерений необходимо выводить оборудование из работы, что приведёт к недоотпуску электроэнергии потребителям.

Опыт обследований показал, что во время проведения энергоаудита целесообразно выявлять сами факты локальных перегревов КС (приводящих к повышенным тепловым потерям), нежели определять объёмы этих потерь. Один из самых простых, но эффективных способов - тепловизионный контроль. На основе его результатов можно оценить примерное значение потерь электроэнергии (которые являются тепловыми) в проблемных КС.

При обследовании ПЭС было выяснено, что существует прямая зависимость между значением повышенных потерь в КС коммутационных аппаратов распределительных сетей и сроком эксплуатации электрооборудования. Чем значительней износ распределительных сетей, тем большее число дефектов обнаруживается в КС при тепловизионном обследовании. В практике обследований встречались случаи, когда температура дефектных контактов превышала 250 °С. Оценка потерь электроэнергии в дефектных контактах показывала, что излишние потери зачастую превышали допустимые (обусловленные нормальными переходными сопротивлениями) в сотни и даже тысячи раз.

В такой ситуации целесообразней выявить как можно большее число дефектных контактов, чем потратить время на определение объёмов потерь в КС. Рекомендуется пользоваться недорогими инфракрасными пирометрами, позволяющими определять проблемные места после ремонтов. Следует отметить, что только из-за наличия человеческого фактора (недопонимания обслуживающего персонала электрических сетей важности данной проблемы) в значительном количестве КС потери завышены в сотни раз.

Необходимо подчеркнуть актуальность рассмотренных проблем в применении к абонентским ТП. Поскольку расчётные счётчики электроэнергии устанавливаются на стороне 0,4 кВ ТП (т.е. не на границе балансового раздела), то при определении потерь в абонентском трансформаторе (значение которых должно быть включено в полезный отпуск) очень важно учитывать влияние технического состояния абонентского электрооборудования на уровень потерь.

В результате это значение повышенных технических потерь в абонентском электрооборудовании (обусловленное, например, неудовлетворительным состоянием коммутационной аппаратуры) в виде коммерческих потерь включается в баланс электросетевой компании (поскольку отсутствуют нормативные документы, позволяющие определять и учитывать эти потери в договоре на электроснабжение).

В связи с тем, что уровень технического обслуживания электроустановок потребителей, как правило, ниже, нежели в сетевой компании, то в некоторых случаях неучитываемые потери в абонентской ТП могут в несколько раз превышать значения, получаемые расчётным путём по существующей в данный момент официальной методике.

Изложенные вопросы затрагивают не только аспекты энергоэффективности работы электрооборудования, но и фактор надёжности электроснабжения потребителей. К сожалению, ещё с начала реформирования электроэнергетики были забыты проблемы значительного (особенно в распределительных электрических сетях), что напрямую влияет на показатель надёжности. Например, при тепловизионном контроле в сетях одного из

АО-энерго большинство обследованных низковольтных коммутационных аппаратов оказались с дефектами КС, которые требовали немедленного устранения.

Эксплуатация электрооборудования при выявленных ненормальных режимах работы согласно нормативно-техническим документам недопустима, поэтому устранение подобных проблем даже нельзя назвать мерами по снижению потерь электроэнергии (здесь речь идет об устранении недопустимых режимов работы электрооборудования). Однако далеко не все руководители ПЭС это понимают. И прежде чем вложить дополнительный «рубль» в устранение подобных проблем, они рассчитывают сроки окупаемости этих вложений и предполагаемую прибыль, не задумываясь о том, что эксплуатация устаревшего оборудования зачастую может привести не только к серьезным авариям (с недоотпуском электроэнергии потребителям), но и к человеческим жертвам.

В заключение следует особо отметить, что только совместными силами и тесным взаимодействием энергоаудиторов и эксплуатационного персонала электрических сетей можно достаточно качественно решить задачи, обусловленные перечисленными проблемами. При ограниченном финансировании работ по энергоаудиту персонал обследуемых предприятий должен не только содействовать выполнению работы аудиторами, но и самостоятельно (по просьбе аудиторов) проводить различные измерения, которые требуют значительных затрат труда, людских ресурсов и времени. Только тогда появится возможность более объективной оценки (с конкретными детальными расчётами) влияния технического состояния электрооборудования на основной показатель энергоэффективности при передаче электроэнергии по сетям - потери электроэнергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97). *Объём и нормы испытаний электрооборудования. 6-е изд. - М.: НЦ ЭНАС, 2006. - 255 с.*

2. *Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. - Минэнерго РФ, 2008.*

3. *Овсейчук В. А., Дворников Н. И., Калинкина М. А. Методика учёта расхода электроэнергии на её передачу (потерь) в электрических сетях при тарифном регулировании: Учеб.-метод. пособие / Под общ. ред. Г. П. Кутового. - М.: ИПК госслужбы, 2006. - 168 с.*

ОБМЕН ОПЫТОМ

Опыт организации работы по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях Новосибирской энергосистемы

ЛЫМАРЕВ А. В., инженер, **МОГИЛЕНКО А. В.**, канд. техн. наук,
ОАО «Новосибирскэнерго»
630099, г. Новосибирск, ул. Чаплыгина, д. 57
mav@nske.ru

Рассматривается опыт работы региональной энергосистемы по снижению потерь электроэнергии (ЭЭ) в электрических сетях. Системный подход и реализация комплекса мероприятий позволили в течение нескольких лет существенно снизить уровень потерь и, как следствие, повысить эффективность деятельности компании.

Ключевые слова: потери электроэнергии, электрические сети, мероприятия по снижению потерь.

В последние годы в ОАО «Новосибирскэнерго» была проделана значительная работа по организации эффективной деятельности предприятия электрических сетей (ПЭС), позволившая получить существенное снижение потерь ЭЭ. Необходимо обратить внимание на исходную ситуацию. По итогам 2002 г. потери превысили 2 млрд кВт.ч, а по отношению к отпуску ЭЭ в сеть достигли 17,6%. Все значения отчётных потерь ЭЭ приведены к объёму сетей 2009 г. (с учётом потерь за период 2004-2008 гг.).

Первые мероприятия по снижению потерь ЭЭ выполнялись формально (за исключением рейдов по выявлению и исключению хищений электроэнергии, проводимых филиалом Энергосбыта) и бесконтрольно, отчётность формировалась в соответствии с устаревшим нормативно-техническим документом (1986 г.), электрические сети и Энергосбыт находились в антагонистических отношениях.

Кроме того, состояние приборов учёта ЭЭ как у потребителей, так и в электрических сетях оставляло желать лучшего. Например, 30% расчётных счётчиков потребителей имели истекший срок госповерки, а доля старых индукционных приборов учёта класса точности 2,5 (производство которых было запрещено в России в 1999 г.) достигала 42%. Разница между фактическими потерями и потерями, учтёнными в тарифе, превышала 470 млн.кВт.ч. Таким образом, указанную деятельность по снижению потерь ЭЭ следует признать низкоэффективной.

Такую удручающую ситуацию можно было изменить только в результате системно проработанных действий [1]. Первоочередной мерой стало создание в конце 2003 г. постоянно действующей комиссии по снижению потерь ЭЭ в ОАО «Новосибирскэнерго» под руководством главного инженера (позднее - технического директора). В состав комиссии вошли представители генерирующих компаний, электрических сетей, сбытовых организаций, диспетчерского подразделения, а также инжиниринговых компаний.

Следует отметить, что подобный орган существовал в энергосистеме и раньше, но его эпизодические многочасовые заседания носили формальный характер и к улучшению ситуации с потерями ЭЭ не приводили. Новая комиссия заседала каждый месяц, принимала конкретные решения и жёстко отслеживала их выполнение.

В тот же период было разработано, согласовано и утверждено «Положение по организации работы по определению, анализу и снижению потерь ЭЭ в ОАО «Новосибирскэнерго», его филиалах и дочерних зависимых обществах». Этот документ чётко регламентировал взаимоотношения всех предприятий холдинга, так или иначе

связанные с потерями ЭЭ. В последующие три года данное Положение перерабатывалось и заново утверждалось, а в 2005 г. оно было дополнено документом «Комплексная система работы с потерями» [2].

Основные решения, принимавшиеся для снижения потерь ЭЭ, представлены в таблице в хронологическом порядке. Рассмотрим подробнее наиболее важные из них. В 2004 г. была разработана, согласована и утверждена на Совете директоров «Программа по снижению потерь электроэнергии в ОАО «Новосибирскэнерго» на 2004-2008 гг.». Эта программа аккумулировала все организационные и технические (затратные) мероприятия по снижению потерь.

Одно из основных затратных мероприятий Программы - оснащение потребителей современными электронными приборами учёта ЭЭ: было заменено 680 тыс. счётчиков. В период 2002 - 2008 гг. всего удалось заменить более 1 млн приборов учёта, т.е. практически полностью переоснастить весь приборный парк Новосибирской области (рис. 1).

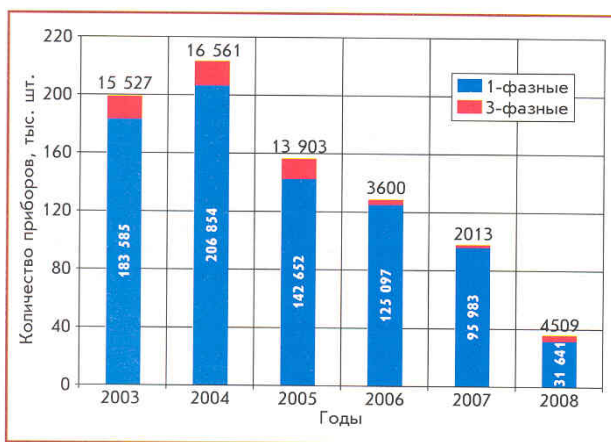


Рис. 1. Диаграмма объёмов установки новых приборов учёта

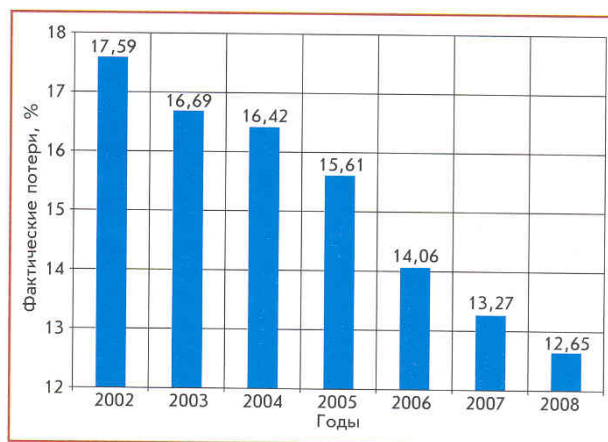


Рис. 2. Диаграмма фактических потерь ЭЭ

Важным организационным мероприятием в 2004 г. стало создание во всех филиалах электрических сетей служб по работе с потерями ЭЭ (для упорядочения деятельности по определению и анализу потерь), а в районах электрических сетей - соответствующих групп (для отключения неплательщиков и проведения рейдов по выявлению и пресечению хищений ЭЭ).

При этом необходимо учесть, что весь рассматриваемый период времени активно проводилось реформирование как Новосибирской энергосистемы, так и всей электроэнергетической отрасли страны. Сегодня электрические сети Новосибирской энергосистемы эксплуатирует ЗАО «Региональные электрические сети», прежде являвшееся филиалом «Электрические сети» ОАО «Новосибирскэнерго», а ещё ранее это были восемь отдельных ПЭС.

Следует также отметить, что подавляющее большинство объективных факторов, влиявших на потери ЭЭ в сетях ОАО «Новосибирскэнерго» в рассматриваемый период (представленные в таблице), приводили к их росту. И даже несмотря на это предпринятые меры позволили значительно снизить фактические потери с 17,59% (2002 г.) до 12,65 (2008 г.), или на 4,94 процентных пункта (рис. 2), что составило около 500 млн кВт.ч. В 2009 г. потери возросли до 13,84 % (причём в сетях 35 - 220 кВ) по следующим объективным причинам:

завершилась реализация пятилетней Программы по снижению потерь ЭЭ (пик её эффективности пришёлся на 2006 г.) в части затратных мероприятий, а эффект от организационных мероприятий начал снижаться;

стали расти потери в системообразующих электрических сетях 110 и 220 кВ. С начала

осени 2009 г. (после аварии на Саяно-Шушенской ГЭС) существенно увеличилась выдача ЭЭ в восточном направлении, что привело к значительному изменению режима работы сетей. За последние 4 мес 2009 г. сальдированная выдача ЭЭ Новосибирской энергосистемой превысила 300 млн кВт.ч, хотя в предшествующие годы в этот период имел место сальдированный приём ЭЭ;

существенный объём вновь принятых проблемных электрических сетей привёл к увеличению потерь ЭЭ.

Год	Объективные причины увеличения или уменьшения потерь ЭЭ	Меры по снижению потерь ЭЭ	Значение потерь по итогам года, %, в сравнении с предыдущим годом (процентный пункт или млн кВт · ч)
2003	С ноября отключение вводов 220 кВ на ПС Заря (1,2 АТ), что привело к росту потерь в сети 110 – 220 кВ	Приобретение и установка программного комплекса расчёта потерь РАП-95; разработка, согласование и утверждение Положения по организации работы с потерями	16,69 (0,9 или 106,5)
2004	В январе – ноябре отключение вводов 220 кВ на ПС Заря (1,2 АТ); с октября приняты в эксплуатацию сети МУП «Горэлектросеть» (примерно десятая часть Новосибирских горсетей)	Разработка и утверждение на Совете директоров «Программы по снижению потерь электроэнергии на период 2004 – 2008 гг.»; создание служб по работе с потерями во всех филиалах электрических сетей и групп в районах электрических сетей; переработка Положения по потерям	16,42 (0,27 или 32,5)
2005	В ноябре и декабре прокладка волоконно-оптической линии связи с отключением линий основной электрической сети	Начало совместной работы с ГУП НСО «Новосибирскоблэнерго» по расчёту, анализу и снижению потерь в его сетях; переработка Положения по потерям и одновременное внедрение комплексной системы работы с потерями; завершение отладки расчёта режимов основной сети в программном компоненте РАП-ОС; выполнение Программы на период 2004 – 2008 гг.	15,61 (0,81 или 99,6)
2006	С января РАО «ЕЭС России» перестало компенсировать транзитные потери; переход на формирование полезного отпуска населению по фактической отгрузке	Внедрение новой версии программного комплекса РАП-Стандарт; выполнение Программы на период 2004 – 2008 гг. ; переработка Положения по потерям	14,06 (1,5 или 198,5)
2007	Включение осенью транзита 500 кВ Заря – Сибирь – Таврическая, что привело к изменению режима основной сети; с декабря началась приёмка сетей от ОАО (ранее ГУП НСО) «Новосибирскоблэнерго»	Выполнение Программы на период 2004 – 2008 гг.	13,27 (0,8 или 102,4)
2008	В течение года принимались на баланс сети от ОАО (ранее ГУП НСО) «Новосибирскоблэнерго»	То же	12,65 (0,62 или 83,0)

Все перечисленные, а также другие, менее существенные факторы свидетельствуют о необходимости оперативного принятия мер, которые позволили бы вернуться к положительной динамике - снижению потерь. На сегодняшний день для изменения отрицательной тенденции в компании предпринимается ряд мер:

разрабатывается новая комплексная «Программа по снижению потерь электроэнергии на 2010-2015 гг.»;

проводится анализ режимов системообразующих сетей 110 - 220 кВ для планирования оптимизационных мероприятий;

разрабатывается и внедряется новая система экономического стимулирования персонала предприятий и филиалов, непосредственно участвующих в работе по определению, анализу и снижению потерь ЭЭ.

Реализация перечисленных мер позволит адаптироваться к изменившимся условиям и продолжить работу по снижению потерь ЭЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Могиленко А. В.** Снижение потерь электроэнергии. Принципы подхода к планированию и оценке мероприятий // *Новости электротехники*. 2006. № 4.

2. **Могиленко А. В.** Результативная стратегия снижения потерь электроэнергии в электрических сетях // *Сб. докл. V междунар. науч.-техн. семинара-выставки «Нормирование и снижение потерь электрической энергии в электрических сетях -2007»*. - М.: ВНИИЭ, 2007.

РЕЗЕРВЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Информационно-измерительная система энергоэффективности вращающихся механизмов

КУРЬЯНОВ В. Н., инженер, МЭИ (ТУ)

111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 4; Vek077@yandex.ru

КУРЬЯНОВА Е. В., инженер, филиал МЭИ (ТУ), г. Волжский

Приведён анализ результатов расчётно-аналитических исследований интеллектуальной системы планирования ремонтов вращающихся механизмов на основе факторов, влияющих на потери электроэнергии. Показана возможность определения возникающих дополнительных технических потерь электроэнергии по наличию дефектного узла в оборудовании.

Ключевые слова: потери электроэнергии, эксплуатация оборудования, дефекты вращающихся механизмов, модель измерительной системы, расчёты, энергоэффективность.

В настоящее время для обоснования использования автоматизированных экспертных систем (АЭС), способных с высокой точностью определять параметры технического состояния действующего роторного оборудования, не требуются дополнительные доводы. Отсутствие на предприятии указанных систем приводит к тому, что оборудование обслуживается «по старинке», т. е. с применением планово-предупредительных ремонтов.

В организациях, имеющих диагностические приборы, которые позволяют определять фактическое состояние оборудования, на конечный результат особенно влияет человеческий фактор. В большинстве случаев из-за отсутствия квалифицированного обслуживающего персонала диагностические мероприятия проводят в недостаточно полном объёме. Данные получают путём выбора неверных настроечных коэффициентов приборов и некорректной установки измерительных датчиков на оборудовании, при этом обрабатывают несвоевременно. Таким образом, отсутствие постоянного наблюдения за оборудованием, а также точной и достоверной информации о его состоянии - главная причина аварийных ситуаций и возникновения режимов работы роторного оборудования с повышенным потреблением электрической энергии [1].

Кроме того, ежегодно растущая цена на электрическую энергию вынуждает руководство компаний снижать издержки, возникающие при эксплуатации оборудования. Наряду с надёжностью работы оборудования важными становятся требования к его экономичности и энергоэффективности. Поэтому экономически оправдано и необходимо внедрение современной измерительной системы мониторинга и диагностики, способной контролировать и управлять роторным оборудованием, поддерживая оптимальный уровень расхода электрической энергии. Отслеживая потери электрической энергии в реальном масштабе времени и особенно при возникновении неисправных режимов работы роторного оборудования, становится возможным контролировать эффективность эксплуатируемого оборудования, тем самым снижая эксплуатационные затраты.

В испытательном центре ОАО «Волжский подшипниковый завод» на испытательной установке ЦКБ-50, представленной на рис. 1, выполнен ряд экспериментов. Проводились измерения вибрации (общий уровень), температуры, тока, напряжения, мощности (активной, реактивной, полной), коэффициента мощности на оборудовании с тестируемыми подшипниками как бездефектными (новыми), так и с последующей имитацией дефектов,

приближённой к реальным условиям, имеющим место при длительной эксплуатации оборудования.

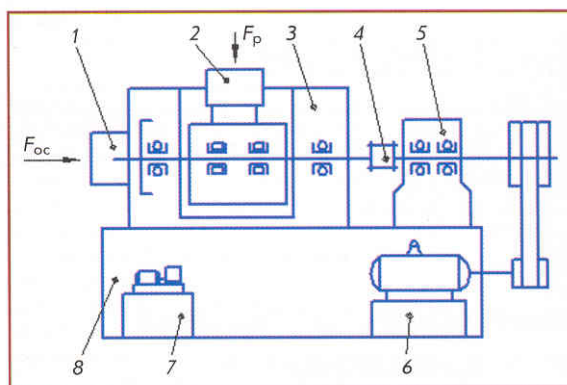


Рис. 1. Принципиальная схема машины для испытания подшипников ЦКБ-50:

1, 2 — узлы осевой и радиальной нагрузки соответственно в системе нагружения; 3 — испытательная головка в сборе; 4 — муфта; 5, 6 — стойка привода с клиноремённой передачей и привод (электродвигатель переменного тока) соответственно; 7 — система смазки (масляный насос, бак, фильтр, маслопроводы и арматура); 8 — станина

Испытания проводились в условиях постоянной нагрузки. Её стабильность обеспечивалась поддержанием в неизменном состоянии радиальной $F_p = 0$ и осевой $F_{oc} = 0$ нагрузки (кПа) системы нагружения. При этом давление в системе смазки составляло 3,2 кПа, мощность асинхронного двигателя $P = 2,8$ кВт, частота вращения вала $n = 3500$ об/мин. Период испытаний определялся на основании измеряемых параметров.

Измерения выполнялись в несколько этапов.

1. На испытательную головку машины ЦКБ-50 были установлены новые подшипники и сняты указанные ранее характеристики до наступления момента «прикатки» подшипников и стабилизации измеряемых параметров.
2. На ролике одного из подшипников имитировался дефект и измерения повторялись.
3. На нескольких роликах имитировались аналогичные дефекты и измерения повторялись.

Эксперимент проведён на двух типах подшипников: роликовых радиальных 12309KM (рис. 2) и роликовых радиально-упорных 6-7506A. На рис. 3, а показана диаграмма изменения токов и мощностей установки во время «прикатки» исправного (нового) подшипник 12309KM [где I_A, I_B, I_C - токи, протекающие в фазах привода испытательно установки, $A; S_\Sigma, P, Q_\Sigma$ - мощности, потребляемые испытательной установкой, соответственно полная (кВ А) активная (кВт), реактивная (квар)].

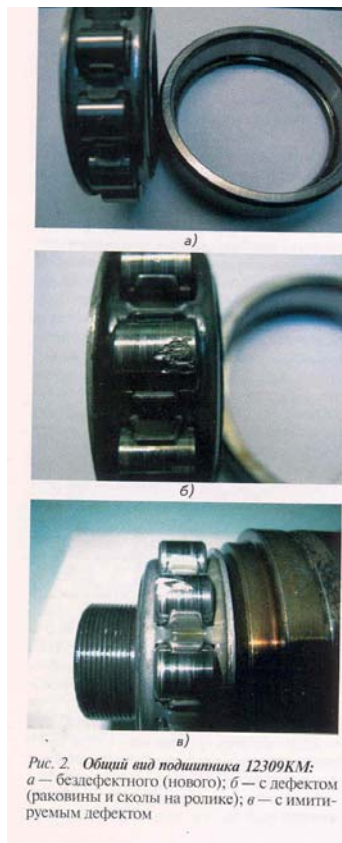


Рис. 2. Общий вид подшипника 12309KM: а — бездефектного (нового); б — с дефектом (раковины и сколы на ролике); в — с имитируемым дефектом

Диаграмма иллюстрирует плавное понижение токов и мощностей, потребляемых оборудованием, вследствие «приработки» трущихся поверхностей. Первый этап длился 1560 мин и завершился после стабилизации показаний измерительных приборов. На рис. 3, б представлена диаграмма изменения аналогичных (см. рис. 3, а) параметров с имитируемым на ролике подшипника дефектом. Здесь установившийся ток больше аналогичного значения для бездефектного подшипника. Кроме того, с 81 по 271 мин. эксперимента наблюдался значительный «всплеск» контролируемых параметров, который можно объяснить выкрашиванием микрочастиц ролика и возникновением задиров. Дальнейшая стабилизация показаний свидетельствует о некоторой «прикатке» данного дефекта.

На рис. 3, г представлена диаграмма изменения указанных ранее параметров с несколькими имитируемыми на ролике подшипника дефектами, которая свидетельствует, что установившийся ток на третьем этапе больше его значений для

первого и второго этапов. При этом с 91 по 121 мин эксперимента наблюдался также значительный «всплеск» контролируемых параметров по указанным ранее причинам, а дальнейшая стабилизация показаний связана также с «прикаткой» указанных дефектов.

Далее измерения проводились на этом же подшипнике с дефектами в режиме понижения и последующего увеличения давления масла в подшипниковой камере (рис. 3, г). В этом случае наблюдалось соответствующее изменение токов и мощностей, потребляемых электроустановкой.

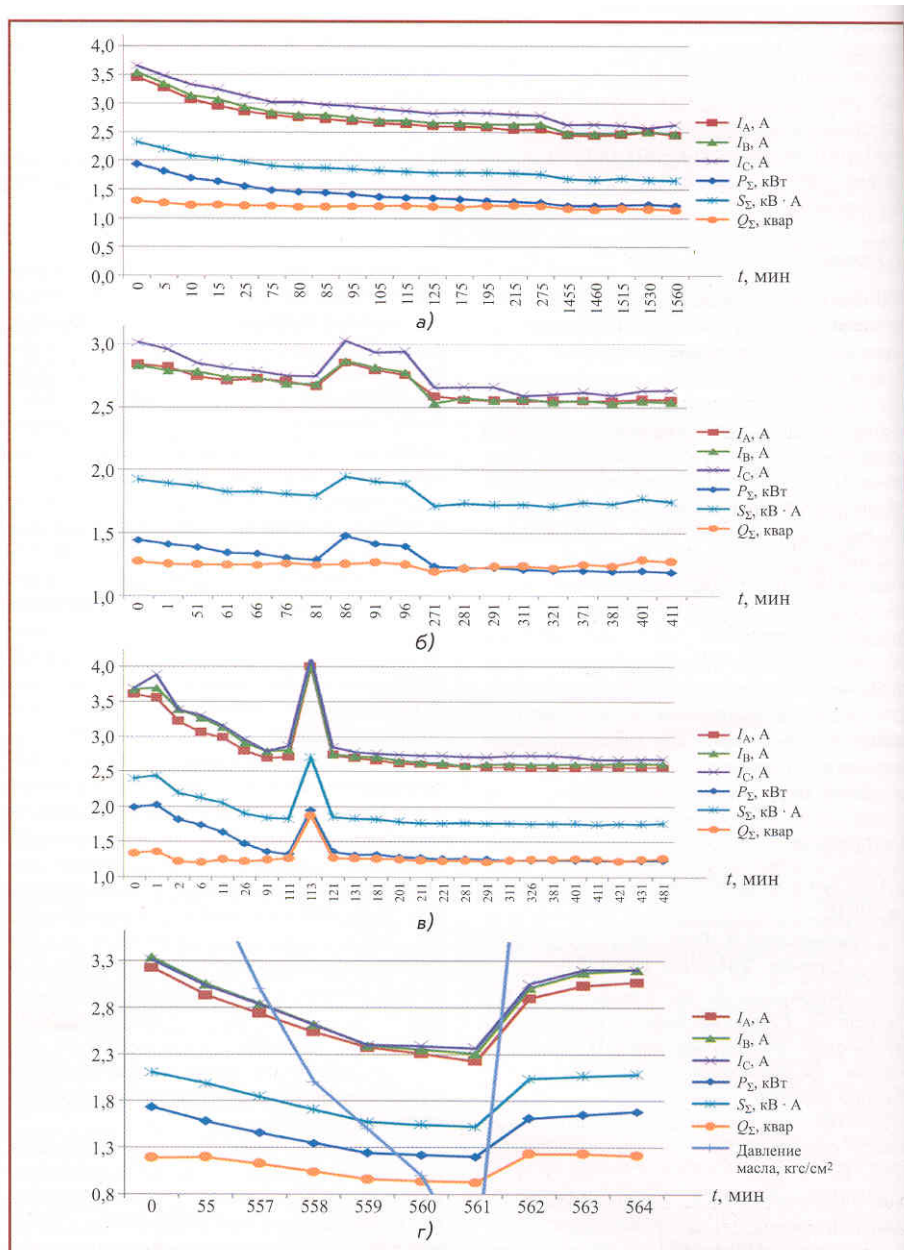


Рис. 3. Диаграммы параметров подшипников: а — нового; б — с одним дефектом; в — с несколькими дефектами; г — с несколькими дефектами при изменении давления масла

Помимо измерения электрических параметров проводилась (с помощью программного комплекса DREAM) вибрационная диагностика посредством виброанализатора СД-12М, разработанного ОАО «ВАСТ», г. Санкт-Петербург. Результат вибродиагностики для третьего этапа эксперимента представлен на рис. 4. В процессе исследования программа обнаружила раковины и сколы (дефекты) на «телах» качения, выделив ряд признаков: $F_{Т.К}$ - 52,81 Гц (18%); $2 F_{Т.К}$ - 105,66 Гц (11%); $3 F_{Т.К}$ - 158,58 Гц (16%); $4 F_{Т.К}$ - 211,58 Гц (10%); $5 F_{Т.К}$ - 263,17 Гц (8%); $6 F_{Т.К}$ - 317,88 Гц (12%). По данным

диагностики, рекомендуется осмотреть узел или перейти на ежедневный контроль вибрации.

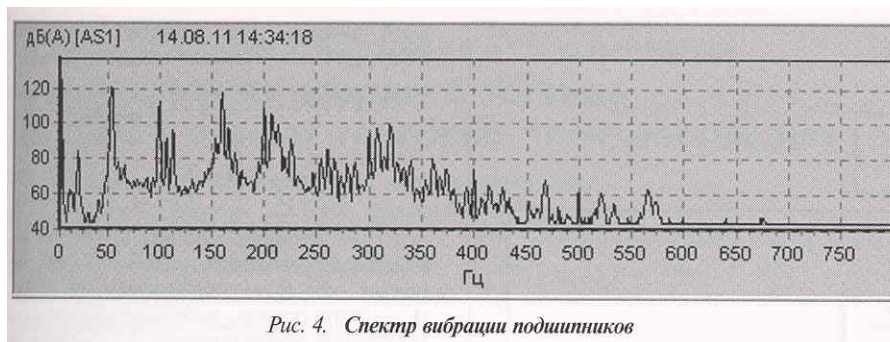


Рис. 4. Спектр вибрации подшипников

Исследования влияния дефектов роторного оборудования на потребляемый расход и потери электрической энергии показали наличие взаимосвязи между указанными дефектами и потерями электрической энергии. При этом получена классификация дефектов роторного оборудования, учитывающая их влияние на увеличение расхода электрической энергии, представленная в таблице.

Влияние дефекта на увеличение расхода электроэнергии, %	Дефекты в элементах роторного оборудования				
	подшипниках качения	подшипниках скольжения	на валу ротора	рабочих колёсах насосов, турбинах, вентиляторах и компрессорах	электромагнитной системе асинхронного двигателя
10	Нарушение смазки	Нарушение смазки	—	—	—
20	Раковины, сколы на «телах» качения	Удары	—	—	—
30	Поверхностное растрескивание и разрушение «тел» качения и сепаратора	—	—	—	—
Исследования не завершены	Обкатывание наружного кольца	Перекос	Неуравновешенность ротора	Неуравновешенность ротора	Обрыв и нарушение контакта в стержнях обмотки (беличьей клетки) ротора
	Неравномерный радиальный натяг	Износ	Бой вала (муфты)	Бой рабочего колеса	Ослабление прессовки и замыкание витков обмотки статора
	Перекос наружного кольца	—	Автоколебания вала (ротора)	Неправильный монтаж, разрывы, трещины, искривления, прогибы узлов крепления	Статический эксцентриситет воздушного зазора между ротором и статором
	Износ наружного кольца	—	Неправильный монтаж, разрывы, трещины, искривления, прогибы узлов крепления	Вмятины, трещины, коррозия, абразивный износ лопастей	Несимметрия напряжения питания
	Раковины на наружном кольце	—	Неправильный монтаж, угловой излом, сдвиг, неправильная посадка соединительных муфт	Автоколебания рабочего колеса	Нелинейные искажения напряжения питания
	Износ внутреннего кольца	—	—	Неоднородность потока	—
	Раковины на внутреннем кольце	—	—	Кавитация	—

На основе полученных данных предлагается информационно-измерительная система, структурная модель которой представлена на рис. 5, позволяющая определять энергоэффективность эксплуатируемого на предприятиях роторного оборудования [2] и выявлять дефекты в различных узлах оборудования.

Согласно полученным данным о дефекте и степени его развития рассчитываются дополнительные потери электрической энергии, вносимые дефектами. Затем принимается решение о необходимости принятия мер по их устранению, например, путём вывода оборудования в ремонт, переключения на резервный источник питания либо резервное оборудование. Информация поступает на регистратор обслуживающего персонала, где отображаются данные о фактическом ущербе, который несёт предприятие в связи с повышением эксплуатационных расходов в результате увеличения потерь электрической энергии.

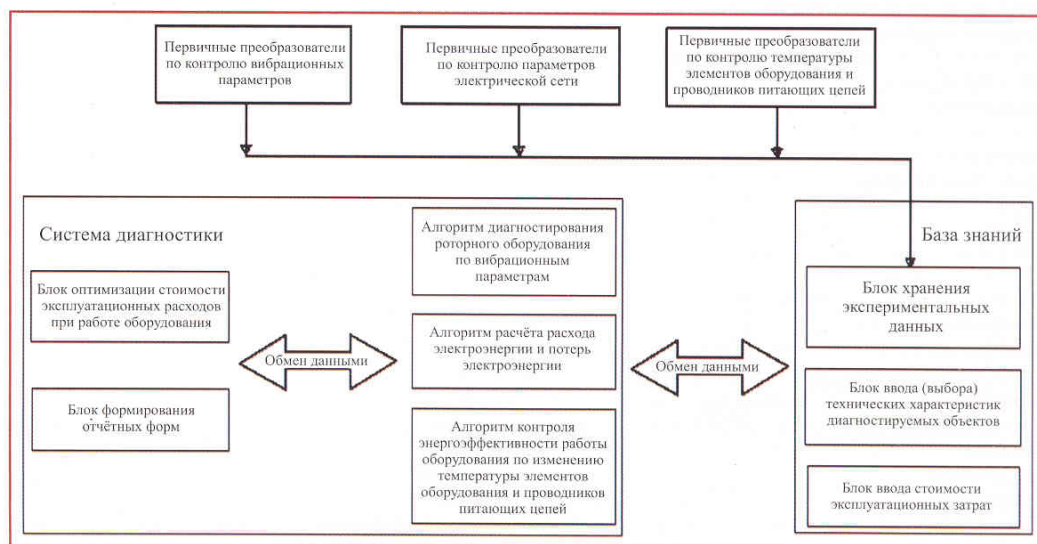


Рис. 5. Структурная модель информационно-измерительной системы для определения энергоэффективности вращающихся механизмов

Действия оператора в процессе принятия решения сводятся к фиксации текущих значений расчётных параметров и выполнению рекомендаций, выдаваемых программным комплексом. Уравнение определения потерь электрической энергии при работе роторного оборудования [3] имеет следующий вид

$$\Delta W = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} RT_{p.o} * \left[\sum_{i=1}^n d_x + \left(1 - \sum_{i=1}^n d_x \right) K_{н.с} \right],$$

где P - активная мощность кВт; Q - реактивная мощность, квар; U - напряжение, кВ; R - сопротивление, кОм; d_x - доля потерь, вносимая дефектами роторного оборудования; $K_{н.с}$ - коэффициент настройки системы.

Для реализации программного обеспечения информационно-измерительной системы разработан алгоритм определения энергоэффективности роторного оборудования, позволяющий оптимизировать уровень расхода и потерь электроэнергии в процессе эксплуатации и при возникновении неисправностей в работе роторного оборудования (рис. 6).

Программные модули установлены на ЭВМ, предназначенной для визуализации процессов изменения измерительной информации, поступающей с первичными преобразователями на цифровой интерфейс [4]. Для отображения данных в реальном времени на ЭВМ в интегрированной среде АСУ ТП отечественного производства Trace Mode создано автоматизированное рабочее место и пакет прикладных программ для выполнения работы. Программное обеспечение состоит из нескольких пакетов прикладных программ: настройки модулей стенда, оптимизации каналов диагностики, контроля и снижения расхода, а также потерь электрической энергии.

Вывод

В отличие от существующих информационно-измерительных систем, предлагаемая система, определяя неисправность роторного оборудования, рассчитывает потери электроэнергии от конкретных дефектов по представленному уравнению. В случае некризисного развития дефектов система позволяет спланировать экономически целесообразные сроки проведения ремонтных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ***Костюков В.И., Науменко А.П.*** Система контроля технического состояния машин возвратно-поступательного действия // *Контроль. Диагностика.* 2007. № 3. С. 50 - 58.
2. ***Шевчук В.П.*** Моделирование метрологических характеристик интеллектуальных измерительных приборов и систем. - М.: Физматлит, 2011.
3. ***Железко Ю.С, Артемьев А.В., Савченко О.В.*** Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчётов. М.: НЦ ЭНАС, 2003.
4. ***Капля Е.В., Кузеванов В.С, Шевчук В.П.*** Моделирование процессов управления в интеллектуальных измерительных системах. - М.: Физматлит, 2009.

О нормировании потерь электроэнергии в электрических сетях

Броерская Н. А., канд. техн. наук, Штейнбух Г. Л., инженер Центр технико-экономических разработок в электроэнергетике ОАО «Фирма ОРГРЭС»; gri@orgres-f.ru

Представлены данные о потерях электроэнергии в электрических сетях электроэнергетической отрасли с 1990 по 2011 г., а также оценка коммерческих потерь в этот период. Приведён обзор документов по нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях. Отмечены их достоинства и недостатки, предложены пути совершенствования.

Ключевые слова: отчетные потери электроэнергии, коммерческие потери, нормативы технологических потерь в электрических сетях, нормативные документы.

Вопросы энергоэффективности и энергосбережения в электроэнергетике остаются, как и много лет назад, одними из наиболее актуальных. К числу показателей, характеризующих эффективность работы электрических сетей, относятся потери электроэнергии в них. На практике потери всегда определялись как составная часть коммерческого баланса, представляющая собой разность между поступившей в сеть и отпущенной из неё электроэнергией. Показатель эффективности при этом - их значение в процентах по отношению к отпуску электроэнергии в сеть.

По сложившейся статистике, начиная с 1990 г., отчётные (фактические) потери электроэнергии в электрических сетях электроэнергетической отрасли в целом по Российской Федерации возросли от 8,19 (1990 г.) до 13,14% (2003 г.) при снижении её отпуска в сеть. Далее наметилось некоторое уменьшение относительной величины потерь, и в 2011 г. они составили 10,82%. За весь период 1990-2011 гг. отпуск электроэнергии в сеть снизился на 9%, при этом абсолютное значение потерь увеличилось на 20%. Причины тому — экономическая ситуация в стране, рост тарифов на электроэнергию, изменение структуры электропотребления по классам напряжения из-за сокращения промышленного производства, снижение платёжеспособности потребителей, реформирование отрасли и пр.

В публикациях отечественных журналов потери электроэнергии зачастую сравнивают с зарубежными данными, отмечая при этом, что оптимальное их значение как и в развитых странах должно составлять порядка 5-9%. Однако, по мнению автора статьи, такие сравнения необоснованны, поскольку даже при сопоставимости выработки электроэнергии объёмы электрических сетей, их структура и конфигурация в Российской Федерации несоизмеримы с такими же показателями в других странах. Кроме того, алгоритмы расчёта абсолютных и относительных потерь электроэнергии, применяемые в зарубежных энергетических компаниях, не публикуются, что существенно влияет на значение относительных потерь.

Так, например, потери электроэнергии в нашей стране (в целом по отрасли) за 2011 г. относительно к электропотреблению составляют 9,2%, что соизмеримо с относительными потерями в Канаде и США. Однако у нас с давних пор потери принято относить к сальдированному отпуску электроэнергии в сеть из-за удобства процедуры формирования прогнозного баланса электроэнергии как на уровне сетевого предприятия, так и по отрасли в целом. Поэтому одно и то же значение абсолютных потерь по отношению к отпуску электроэнергии в сеть составляло в 2011 г. 10,82%.

Следует отметить, что сравнение потерь электроэнергии в нашей стране с потерями в развитых зарубежных странах неправомерно даже на стадии проектирования электрических сетей, поскольку нормативная плотность тока в проводах линий электропередачи высокого напряжения принята в Российской Федерации в 1,5-2 раза больше, чем за рубежом. Это

означает, что при одной и той же нагрузке абсолютные потери в отечественных линиях будут значительно выше.

Поскольку абсолютные потери в целом по отрасли весьма значительны (соизмеримы с полугодовой выработкой электроэнергии атомными электростанциями страны), к ним всегда относились с особым вниманием и стремились сократить, чтобы повысить тем самым эффективность передачи электроэнергии.

Один из путей снижения потерь - их нормирование. Впервые этот вопрос возник в начале 80-х годов XX века, но тогда ещё не было единой отраслевой методики нормирования потерь, хотя уже существовали отдельные нормативные документы. Так, Уральским отделением ОРГРЭС (Уралтехэнерго) были разработаны инструкция и программы автоматизированного расчёта технических (расчётных) потерь электроэнергии [1], а также автоматизированная система сбора и обработки исходных данных и результатов расчёта потерь РАСП (Расчёт и анализ структуры потерь). В дальнейшем программы автоматизированного расчёта технических потерь были созданы и другими организациями, и все они широко применялись в энергосистемах и предприятиях электрических сетей.

Сначала система сбора РАСП была внедрена в качестве информационного обмена между Минэнерго СССР (впоследствии РАО «ЕЭС России» и Минэнерго России) и энергосистемами, заполнявшими форму 7-энерго. Информация по этой форме поступала в Фирму ОРГРЭС для подготовки аналитических и информационных материалов по заданиям РАО «ЕЭС России» и Минэнерго России.

С внедрением специализированной отчётности появилась возможность количественной оценки и сравнения расчётных потерь с их отчётным значением, как по отдельным энергосистемам, так и в целом по отрасли. При этом информация о структуре потерь и балансах электроэнергии впервые была получена с дифференциацией по классам напряжения.

Расчёты технических потерь, проводимых в 90-е годы XX века, показали, что они значительно меньше отчётных потерь. Количественные сопоставления технических и отчётных потерь позволили оценить коммерческие потери электроэнергии, которые к 2003 г. составили порядка 20% отчётных потерь. Это означало, что каждый пятый киловатт-час отчётных потерь не имел технического обоснования.

Следует отметить, что в состав коммерческих потерь входит не только безучётное бездоговорное потребление (хищение) электроэнергии, как было принято считать ранее, но и обусловленные различными объективными факторами многие другие составляющие, например, одновременное снятие показаний приборов учёта электроэнергии, потери, вызванные погрешностью этих приборов, особенности формирования полезного отпуска электроэнергии и пр. При этом количественные оценки факторов, влияющих на коммерческие потери, практически не поддаются формализации.

В результате с появлением возможности количественной оценки коммерческих потерь в целом по отрасли выяснилось, что они к 2003 г. составили порядка 20 млрд. кВт.ч., для покрытия которых необходима годовая выработка электроэнергии такой крупной электростанции, как Ленинградская АЭС. Поэтому вопрос снижения потерь электроэнергии в электрических сетях приобрел особую актуальность и обусловил необходимость создания единой методики их нормирования.

Первая единая методика нормирования потерь электроэнергии разработана в конце 1990-х годов Фирмой ОРГРЭС совместно с ОАО ВНИИЭ и утверждена постановлением ФЭК России в 2000 г. [2]. Методика базировалась на информации о структуре технических потерь, входивших в указанную форму 7-энерго, по каждой энергосистеме и представляла собой укрупнённый расчёт потерь с учётом особенностей конкретных энергосистем.

Она просуществовала несколько лет и имела положительный эффект применения в связи с простотой её использования и приемлемой точностью расчётов. В то время экспертизой материалов, обосновывающих тарифы и уровень потерь, занимались органы, регулирующие тарифообразование на федеральном и региональном уровнях. С 2005 г. Минпромэнерго России было наделено функцией утверждения и организации экспертизы материалов, обосновывающих нормативы потерь электроэнергии в электрических сетях. Появилась необходимость актуализации действующих методик по нормированию этих потерь.

Новая методика «Порядок расчёта и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям» (далее «Порядок...») [3] по заданию Минпромэнерго России была разработана ОАО ВНИИЭ при участии специалистов Фирмы ОРГРЭС и утверждена в 2005 г. руководством отрасли. Теоретическая часть расчёта технологических потерь в этой методике разработана под руководством и при непосредственном участии доктора технических наук Ю.С. Железко.

В основу этого документа была положена система показателей из формы 7-энерго. Кроме того, в отличие от прежних методик в данном документе в структуру потерь была включена дополнительная составляющая, вызванная погрешностью системы учёта электроэнергии (метрологические потери), а также введён механизм их расчёта. В связи с этим появился термин «технологические потери», который помимо технических потерь включает в себя потери, вызванные погрешностью системы учёта электроэнергии. Однако использование новой составляющей потерь привело к некоторым проблемам при их расчёте. Кроме того, абсолютное значение нормативных потерь включало в себя часть коммерческих (норматив снижения потерь - НСП).

Введённый «Порядок...» обязывал все электросетевые организации представлять в Минэнерго России материалы, обосновывающие нормативы потерь для их утверждения и включения в тарифы на оказание услуг по передаче электроэнергии. В соответствии с «Порядком...» в комплект таких материалов входили и подготовляемые профильными институтами и организациями отрасли экспертные заключения на них. Следует отметить, что эти экспертные организации не являются независимыми, поскольку их заключения готовятся в соответствии с условиями договоров на проведение экспертиз с заказчиками, предъявляющими требования в соответствии со своими корпоративными интересами, в том числе по уровню нормативов потерь.

Опыт применения документа «Порядок...» [3] показал, что учёт НСП, а также метрологических потерь электроэнергии во многих сетевых предприятиях приводил к завышению нормативных потерь. Поэтому следующим этапом развития процесса нормирования и утверждения потерь электроэнергии в электрических сетях стало введение в 2009 г. нового варианта методики, который был утверждён приказом Минэнерго России № 326 [4] и действует по настоящее время.

В данной методике НСП исключён, однако имеется значительный объём дополнительных данных для расчётов составляющих технологических потерь, не подкреплённых достоверной исходной информационно-технической базой. Это приводит к усложнению расчётов, снижению их обоснованности, формированию трудоёмких выходных таблиц и порой к разногласию в понимании подходов при формировании уровня нормативов между электросетевыми компаниями, экспертными организациями и утверждающей инстанцией.

В ряде случаев бывает сложно убедиться в достоверности исходной информации и полученных расчётов, в связи с чем и возникли новые возможности увеличения нормативных потерь на регулируемый период. Кроме того, наблюдается частичная монополизация процесса во всех его звеньях, начиная от разработки нормативов и до их утверждения. Это объясняется ограниченностью (всего несколько) отраслевых организаций,

разрабатывающих программные средства, которые в соответствии с инструкцией должны приобретать все электросетевые компании. Последним те же организации помогают проводить расчёты, либо делают это сами. Они же выступают в роли экспертов для этих компаний, а также участвуют в рассмотрении материалов, обосновывающих нормативы потерь в Минэнерго России, лоббируя интересы своих заказчиков, с этим же связана и монополизация рынка программных услуг.

Несмотря на постоянное совершенствование методик нормирования потерь при увеличении трудоёмкости расчётов, на практике наблюдаются малообъяснимые парадоксальные факты. Так, согласно данным официальной статистической отчётности по балансам и потерям электроэнергии в электрических сетях за 2011 г. (а также и в предыдущие годы) в трети всех районных сетевых компаний (РСК) технологические потери электроэнергии равны их фактическому значению.

Из этого следует, что коммерческие потери в этих РСК вообще отсутствуют, что на самом деле крайне сомнительно.

Кроме того, для существенной доли РСК (по их отчётным данным) фактические потери оказываются ниже утверждённых в Минэнерго России нормативов. Такая ситуация может быть результатом усилий энергосистем, направленных на снижение потерь электроэнергии или завышение норматива потерь.

По мнению автора статьи, дальнейшее совершенствование методик не должно идти по пути их усложнения с использованием большого объёма мало достоверной исходной информации. Необходимо решить комплекс задач, в том числе упорядочение профильной терминологии, совершенствование программно-технических средств по обеспечению расчётов достоверной исходной информацией, урегулирование взаимоотношений РСК с поставщиками электроэнергии, а также сбытовыми организациями и пр. Особое внимание следует уделить актуализации регламента утверждения нормативов потерь на регулируемый период и демонополизации процесса нормирования потерь.

Несмотря на имеющиеся проблемы, деятельность по нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях за последние годы дала в целом по отрасли положительные результаты, выраженные в снижении потерь с 13,14 (2003 г.) до 10,82% (2011 г.) или на 13,1 млрд. кВт.ч., в том числе коммерческих до 4,0% фактических потерь.

Выводы

1. С 1990 г. отчётные (фактические) потери электроэнергии в электрических сетях отрасли в целом по Российской Федерации возросли с 8,19 (1990 г.) до 13,14% (2003 г.) при снижении её отпуска в сеть. С 2003 г. с ростом отпуска электроэнергии в сеть наметилось снижение потерь, и в 2011 г. они составили 10,82%.

2. При сопоставлении отечественных и зарубежных данных по потерям электроэнергии в электрических сетях в ряде публикаций отмечается, что оптимальное их значение должно составлять 5-8%. Однако такое сравнение необоснованно, поскольку даже при сопоставимости выработки электроэнергии объёмы электрических сетей, их структура и конфигурация в России несоизмеримы с такими же показателями в других странах. Кроме того, алгоритмы расчёта абсолютных и относительных потерь электроэнергии, применяемые в зарубежных компаниях, не публикуются.

3. Расчёты технических потерь, проводимые в 1990-е годы, показали, что они значительно меньше отчётных. Появилась возможность количественной оценки коммерческих потерь электроэнергии, составившей к 2003 г. порядка 20% отчётных потерь или 20 млрд. кВт.ч., для покрытия которых необходима годовая выработка электроэнергии такой крупной электростанции, как Ленинградская АЭС.

4. Задача снижения потерь электроэнергии в электрических сетях приобрела особую актуальность в конце 1990-х годов, что обусловило необходимость создания единой методики их нормирования. Так, за последнее десятилетие были разработаны и утверждены три методики нормирования потерь в электрических сетях.

5. Несмотря на имеющиеся проблемы, деятельность по нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях за последние годы принесла положительный результат в целом по отрасли, выраженный в снижении потерь в период 2003-2011 гг. на 13,1 млрд. кВт.ч., в том числе уровня коммерческих потерь до 4%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Временная инструкция по расчёту и анализу потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Разработана Уральским отделением ОРГРЭС и утверждена Минэнерго СССР. - М.: СПО ОРГРЭС, 1976.*

2. *Постановление ФЭК Российской Федерации «Об утверждении нормативов технологического расхода электрической энергии (мощности) на её передачу (потерь), принимаемых для целей расчёта и регулирования тарифов на электрическую энергию (размера платы за услуги по её передаче)», утверждённое 17.03.2000 г. № 14/10.*

3. *Порядок расчёта и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям, утверждённый приказом Минпромэнерго России от 04.10.2005 г. № 267.*

4. *Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям, утверждённая приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. №326.*

К защите диссертации

Автоматизированное распределение информации о потерях как метод совершенствования систем учёта электрической энергии договорными отношениями сторон

ФОМИН И. Н., директор ООО «ОргЦентр ЭнергоКБ» 115280, Москва, Автозаводская ул., д. 1; Ignik16@yandex.ru

Рассматриваются различные виды потерь электроэнергии на розничном рынке, описывается задача автоматизированного распределения потерь в биллинговых информационных системах и предлагается метод корректировки объёмов энергопотребления потребителей с учётом распределённых потерь электроэнергии.

Ключевые слова: распределение потерь, расчётные схемы, эриа, объекты распределения потерь, организационная модель измерений, расчётная модель измерений электроэнергии.

Регулирование отношений генераторов, электрических сетей, энергосбытов и потребителей электроэнергии по энергосбережению и повышению энергетической эффективности - важная бизнес-задача, а также серьёзная государственная проблема. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ [1] создал правовые, экономические и организационные основы стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Сокращение потерь энергетических ресурсов при их передаче и потреблении - многопараметрическая задача, охватывающая различные процедуры в разнообразных технических системах и отраслях. Одна из важнейших задач при определении объёмов потреблённой электроэнергии - распределение потерь электроэнергии между субъектами энергетического рынка, находящимися в одной технологической цепочке.

На всех участках перетока электроэнергии линии возникают общие фактические потери электроэнергии и мощности в электрических сетях, что приводит к небалансам и снижению полезного отпуска электроэнергии. Для целей автоматизированного расчёта стоимости электроэнергии (биллинга) эти потери должны быть определены (измерены, рассчитаны и спланированы).

Проводя исследования на предмет автоматизации расчёта стоимости потреблённой энергии, в данной работе была поставлена цель моделирования аппарата распределения потерь в автоматизированных биллинговых системах и разработки метода распределения потерь, которые по каким-либо причинам явно не распределены по смежным субъектам рынка электроэнергии, а значит, не имеют ответственного за их снижение.

Для достижения указанных целей, на этапах исследования, провели классификацию потерь на различных участках перетока электроэнергии линии в иерархии моделей измерений; определили задачи распределения потерь и сам термин «распределение потерь»; рассмотрели виды данных, подлежащих учёту для распределения потерь; нашли исходные данные, используемые в алгоритмах распределения потерь.

Объектом исследования стали точки поставки электроэнергии, собранные в группы по административным и техническим свойствам, - группы точек поставки (ГТП) электроэнергии, а его предметом - системы компьютерного учёта объёмов потребления электроэнергии и их массивы данных.

Классификация потерь электроэнергии

Уровень потерь в электрических сетях и различные формы небаланса электроэнергии

должны регулироваться договорными отношениями сторон и фиксироваться в информационных системах энергосбытовых и энергосетевых предприятий в качестве учётного или расчётного показателя. Известно, что фактические потери сетевой организации делятся на технические и коммерческие [2]. К последним относится часть общих потерь, связанная с неточностью исходных данных, а к техническим - потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования.

В идеальном случае небаланс электроэнергии в электрической сети (коммерческие потери) должен быть равен нулю. Однако в реальных условиях отпуск в сеть, полезный отпуск и технические потери определяются с погрешностями. Разности этих погрешностей - структурные составляющие коммерческих потерь [3]. Кроме того, на каждом участке перетока линии возникают различные потери с точки зрения ответственности и оплаты за их появление. Значение технических потерь в автоматизированной биллинговой системе - некий измеряемый фактор, учётный показатель, подлежащий регистрации с помощью измерения, и расчётный показатель расчётной модели измерений, подлежащий расчёту.

Потери электроэнергии образуются на различных участках перетока электроэнергии линии от генераторов к токоприёмникам (рис. 1). Точка учёта в предложенной модели это точка перетока линии, выбранная для технического или расчётного учёта на розничном рынке. Точка учёта, как правило, устанавливается на границе балансовой принадлежности. Точка измерения электроэнергии в предложенной модели - физическая точка в электрической цепи, в которой производится прямое измерение тока и его направление для целей оптового рынка.

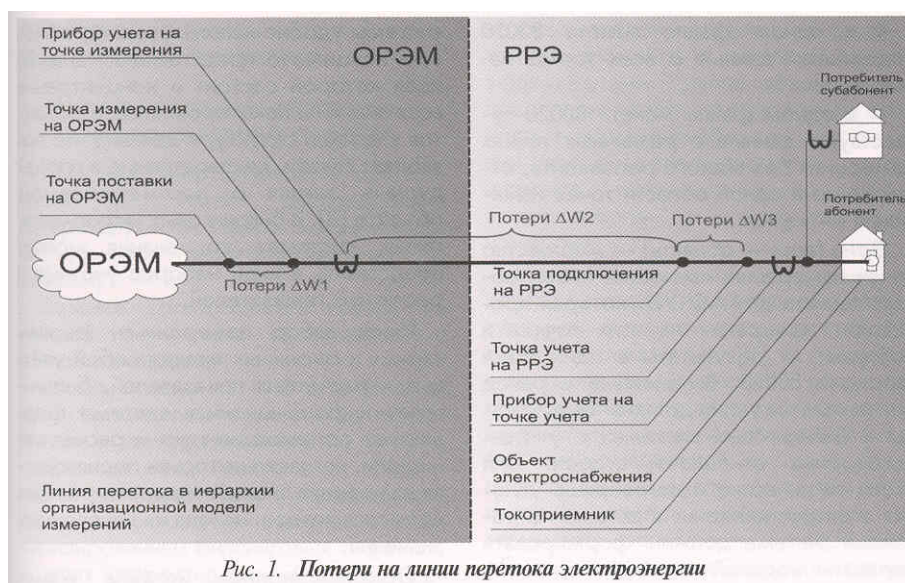


Рис. 1. Потери на линии перетока электроэнергии

К точке измерения может быть привязан прибор учёта, трансформатор тока и трансформатор напряжения как дополнительные параметры информационной системы. От числа точек измерения электроэнергии зависит выбор методов и инструментов автоматизации сбытовой деятельности и способов обработки информации. В общем случае в точке измерения можно измерять закупаемую или реализуемую электроэнергию.

В данной статье точка измерения рассматривается как точка линии электрической цепи, по которой производится учёт закупаемой электроэнергии энергосбытовой организацией, а не её реализация. Точки измерения и учёта могут совпадать, либо нет. В последнем случае между ними возникают потери электрической энергии, которые должна учитывать автоматизированная биллинговая система. Потери - обязательный расчётный показатель автоматизированной биллинговой системы.

Другими словами, в отличие от точки измерения, точка учёта электроэнергии - место на линии перетока, выбранное для технического или расчётного учёта, а значения энергии в этих точках могут отличаться на величину потерь электроэнергии в линии между этими двумя точками. Точки измерения находятся в точках поставки на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), а точки учёта, как правило, находятся в местах подключения потребителей на границах эксплуатационной и балансовой принадлежности на розничном рынке электроэнергии (РРЭ).

Точке поставки электроэнергии субъекту ОРЭМ - место в электрической сети, назначаемое для каждого участника оптового рынка Системным оператором и Администратором торговой системы. Оно используется для определения и исполнения участником обязательств по договорам купли-продажи электроэнергии и владельцев объектов электросетевого хозяйства по оплате потерь электроэнергии [2]. Точки поставки обычно совпадают с границей балансовой принадлежности [4] и объединяются в группы.

На участке до точки поставки потери ΔW_1 компенсируются всеми покупателями электроэнергии (мощности) на ОРЭМ согласно установленным государством тарифам, которые, как правило, входят в стоимость электроэнергии, покупаемой на ОРЭМ [2]. Если объём этих потерь не входит в стоимость приобретаемой электроэнергии на ОРЭМ, она регистрируется в базе данных в относительном значении.

На участке от точки измерения на ОРЭМ до точки поставки (подключения) на РРЭ потери ΔW_2 компенсирует сетевая организация, осуществляющая транзит электроэнергии и мощности до мест подключения, находящихся на границе балансовой и эксплуатационной принадлежности сетевой организации и сетей потребителей. Законодательством РФ определено, что потери электроэнергии в электрических сетях, не учтённые в ценах (тарифах) на электроэнергию на оптовом рынке, оплачиваются сетевыми организациями путём приобретения электрической энергии на розничном рынке у гарантирующего поставщика или энергосбытовой организации по регулируемым ценам (тарифам).

Последние, определяются в соответствии с утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, методическими указаниями по свободным (нерегулируемым) ценам [2]. Эти потери представляют собой разность между объёмами закупленной электроэнергии в точке поставки и потреблёнными объёмами в точке подключения, подлежат компенсации (выкупу) сетевой организацией [5] и учёту в виде расчётного показателя автоматизированной биллинговой системы.

На участке от точки подключения на розничном рынке до точки учёта потери ΔW_3 подлежат компенсации эксплуатирующей внутренние сети организации. Согласно законодательству, потери электроэнергии во внутридомовых электрических сетях определяются исполнителем коммунальных услуг как разность между объёмом электроэнергии, приобретённым на границе балансовой принадлежности электрических сетей сетевой организации и внутридомовых электрических сетей, объёмом использования электрической энергии на общедомовые нужды и объёмом оказанных потребителям коммунальных услуг электроснабжения [5].

Как правило, значение этих потерь согласовывается сертифицированными методиками (или условиями договора электроснабжения) и выражается в поправочном коэффициенте, уточняющем объём реализованной электроэнергии потребителю, возлагая ответственность за потери на потребителя или эксплуатирующую его сети организацию [5]. Эти потери учитываются в виде показателя автоматизированной системы в целях включения их в расчёт стоимости реализованной электроэнергии.

На участке от точки поставки до точки измерения или между совокупностями этих точек потери компенсирует сбытовая организация, а их учёт и распределение - часть учётных и измерительных задач автоматизированной системы коммерческого учёта и

автоматизированной биллинговой системы. Значение потерь определяется согласованным алгоритмом расчёта потерь между поставщиком, потребителем и смежными организациями, осуществляющими измерения электроэнергии в режимах «отдача» и «приём». В целях совершенствования учёта электроэнергии в информационных биллинговых системах должны формироваться данные об энергопотреблении и договорных значениях.

Задача распределения потерь в автоматизированных биллинговых системах

Необходимость, измерения электроэнергии в режимах «отдача» и «приём» возникает, когда схема электроснабжения построена таким образом, что в результате переключений происходит изменение как расчётных схем, так и отношения точек поставки и измерения. Расчётные схемы - это математическая модель замещения элементов электрической сети (линии электропередачи, подстанционного оборудования) электроэнергетической системы с обозначением узлов генерации и нагрузки, объединённых в соответствии с физической последовательностью их соединения в электрической сети [6]. Расчётные схемы связывают точки поставки электроэнергии и её измерения, образуя организационную модель измерений.

В случае, когда реализация электроэнергии потребителям производится непосредственно из точек поставки ОРЭМ (точки поставки и подключения совпадают), точки измерения и учёта на РРЭ также совпадают. В этом случае объём потерь, возникающий на линии перетока между точками поставки и измерения, корректирует объёмы потребления электроэнергии (мощности) поставщиком. В этой, как и в других ситуациях, объём потерь зависит от марки проводника, длины участка перетока, дифференциации времени измерений, потерь реакторов трансформаторов, объёма активной и реактивной энергии и тоже согласовывается между поставщиком и потребителем.

При этом часто бывает, что данные автоматизированной системы контроля и учёта электроэнергии (АСКУЭ), загружаемые в автоматизированную биллинговую систему, содержат сведения об энергопотреблении по точкам измерения, определяющим объём отгрузки электроэнергии разным потребителям с различным коэффициентом согласованных потерь. В таком случае возникает задача распределения этих потерь.

Распределение потерь - расчётная функция автоматизированной биллинговой системы, которая при определении объёма реализованной электроэнергии производит его корректировку на величину потерь по каждой точке учёта или точке измерения согласно договорным условиям и расчётной модели измерения электроэнергии.

Данные об энергопотреблении в точках измерения могут передаваться в различных макетах файлов, а передача данных для оптового рынка осуществляться специальным форматом XML-файлов. Исходные данные для определения объёма потерь, подлежащих распределению, формируются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) и собираются в специализированные макеты передачи данных:

макет «80020» - формат для передачи идентифицированных результатов прямых и косвенных измерений средствами АИИС КУЭ по точкам измерений и поставки, а также для передачи сальдо-перетоков по ГТП;

макет «51070» - формат для передачи часовых значений потреблённой электроэнергии, а также значений перетоков между смежными участниками оптового рынка [4].

Если потребитель электроэнергии - субъект ОРЭМ или реализация электроэнергии ведётся в точке её закупки на ОРЭМ, точки учёта и измерения совпадают и данные формата 80020 являются данными о реализованной электроэнергии без учёта потерь на линии перетока [4]. Задача распределения потерь возникает, когда сведения об объёме

энергопотребления W попадают в базу данных автоматизированной системы путём загрузки внешних данных. При этом организационная модель измерений предусматривает несколько точек:

учёта, совпадающих с одной точкой измерения;

измерения, совпадающих с одной точкой учёта (или формирующих одну точку учёта).

Кроме того, данные, содержащиеся в файле макета 80020, могут не совпадать с границами ГТП (рис. 2). Последняя ситуация может сложиться посредством исторически обусловленной технической специфики ввода в эксплуатацию элементов и сегментов АИИС КУЭ. Несовпадение данных макета с границами данных ГТП в свою очередь возникают в следующих подситуациях:

- в файле макета 80020 имеются данные не по всем точкам измерения;
- в одном файле макета 80020 содержатся данные о всех точках измерения;
- в одном файле макета 80020 существуют данные о различных точках измерения без всякого регламента, отнесённые к одной области точек измерения - «эриа».

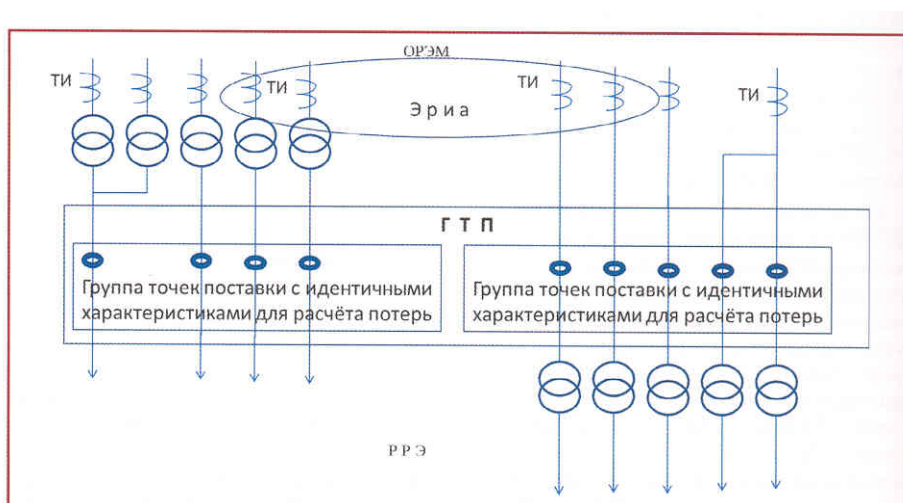


Рис. 2. Распределение точек измерения по группам объектов распределения потерь

Эриа (area - область) - множество точек измерения, имеющее набор общих свойств для АСКУЭ, которая производит измерения на этих точках и собирает их результаты в один файл формата 80020. Выявленные и ранее описанные ситуации должны быть учтены в биллинговых системах с учётом договорных отношений сторон. Для этого технические и договорные условия электроснабжения в автоматизированной системе должны формировать иерархии моделей измерений электроэнергетики.

Организационная и расчётная модели измерений электроэнергии

На современном технологическом этапе точность расчётов за электроэнергию зависит не только от класса точности приборов учёта, но и корректности хранения измеренных данных в информационных системах.

Измерение - первичная функция АИИС КУЭ и ключевая концепция многомерных баз данных. Многомерное моделирование предусматривает использование измерений для предоставления максимально возможного контекста для измеряемых фактов [7]. Измерения используются не только для определения объёмов потреблённой энергии (например, показаний счётчика электроэнергии), но и объёма потерь на требуемом уровне детализации. Они организуются в иерархию, состоящую из нескольких уровней, каждый из которых представляет уровень детализации, требуемый для соответствующего анализа.

Для систематизации информационной структуры данных биллинговой системы

удобно использовать фреймовую концепцию представления знаний, идея которой состоит в концентрации всех знаний о некотором классе объектов в единой структуре данных, что позволяет связать декларативные и процедурные знания о рассматриваемом объекте [8]. В биллинговых информационных системах эти знания можно представить в виде наборов учётных и расчётных показателей.

Имея набор измеренных, рассчитанных и связанных между собой учётных и расчётных показателей, биллинговая информационная система формирует организационную и расчётную модели, согласно которым производятся измерения электроэнергии и распределяются потери, исходя из договорных значений.

Организационная модель измерений электроэнергии описывает (или отражает в информационной системе) иерархию элементов электрической сети и правила учёта объёмов перетока и потребления электроэнергии. Задача этой модели - формирование корректных учётных показателей.

Расчётная модель измерений электроэнергии описывает (или отражает в информационной системе) правила и методы обработки информации об объёмах, ценах и стоимости покупаемой и реализуемой электроэнергии. Задача данной модели - формирование корректных расчётных показателей.

Типовой вид соответствия организационной и расчётной моделей измерений (рис.3) показывает, как потребители разделены по различным способам определения объёмов потребления, учёта электроэнергии, электроснабжения и как связаны между собой показатели информационного, технического и экономического характера. Дуги на рис.3 показывают связи в объектах информационной компьютерной системы для учёта договорных и технических условий электроснабжения и для распределения потерь между участниками рынка электроэнергии.

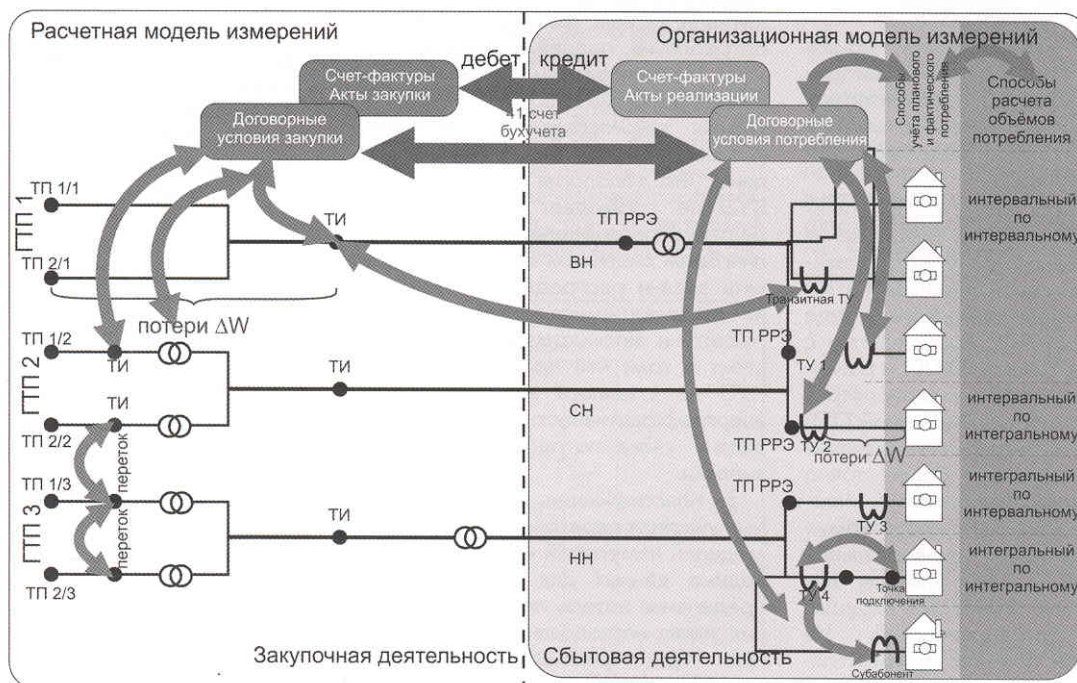


Рис. 3. Графическое представление организационной и расчётной моделей измерений:
ТУ — точка учёта; ТП — точка поставки

Методы распределения потерь в информационных системах

Практика энергосбытовой деятельности предполагает распределение потерь двумя методами корректировки объёмов энергопотребления на величину:

заранее согласованных потерь на каждой точке учёта, совпадающей с точкой измерения;

общих потерь по ГТП с последующим распределением их между потребителями электроэнергии.

Проведя системный анализ, предлагается для дальнейшего расчёта стоимости реализованной энергии в автоматизированных биллинговых системах, в целях корректировки объёмов энергопотребления на значение заранее согласованных потерь на каждой точке учёта, совпадающей с точкой измерения, создавать объекты распределения потерь и их группы.

Объект распределения потерь - совокупность точек измерения, по которым рассчитываются потери. Объект расчёта, как правило, включает в себя одну, две, три или n точек измерения из одного эриа. От числа точек зависят договорные условия расчёта потерь, математическая формула распределённых потерь и алгоритм её реализации в автоматизированной системе.

Группа точек поставки с идентичными характеристиками для расчёта потерь (или группа объектов распределения потерь) - совокупность объектов расчёта (точек поставки, совпадающих с точками учёта на РРЭ), для которых потери находятся по одной и той же формуле с одинаковыми коэффициентами. Группа объектов распределения потерь - виртуальная сущность предметной области, на основании которой можно построить модель аппарата, распределяющего потери электроэнергии по точкам учёта или измерения.

Модель предметной области - некоторая система, имитирующая структуру или функционирование этой области и адекватная ей [9]. С помощью моделирования аппарата распределения данных о потерях решается задача обеспечения разработчика биллинговой информационной системы функциональными моделями, с помощью которых можно сконструировать инструменты регистрации измерений и обмена информацией между частями системы, либо между различными приложениями, либо различными программно-аппаратными системами.

В одну группу распределения потерь в автоматизированном биллинге целесообразно включать те точки поставки, которые кроме общей формулы распределения потерь, имеют общее отношение к одной эриа. С точки зрения фреймовой концепции построения информационной структуры данных эриа и группа объектов распределения потерь - это взаимосвязанные фреймы, имеющие слоты-идентификаторы (имя объекта), слоты-значения (поля объекта с учётными показателями) и слоты-ссылки [8], определяющие отношения точек поставки к группам расчёта потерь и к эриа (см. рис. 2).

Исходные данные для распределения потерь - согласованные коэффициенты потерь, данные файла макета 80020 с результатами измерений активной и реактивной электроэнергии в режимах «отдача» $W_{от}$ и «приём» $W_{пр}$ без учёта потерь. При этом возникает два вида распределяемых потерь, зависящих от объёма измеренной активной и реактивной энергии.

Потери в режимах, когда ветвь расчётной цепи имеет различные направления измеряемой энергии:

потери в режиме «приём» $\Delta W_{пр}$

$$W_{пр} = \sum_{i=1}^N W_{прi} ;$$

потери в режиме «отдача» $\Delta W_{от}$

$$W_{от} = \sum_{i=1}^N W_{оти} ,$$

где W_{OTi} и W_{PI} - объёмы измеренной в точке измерения электроэнергии, вошедшие в файл передачи данных без учёта потерь для i -й точки измерения.

Для объектов распределения, включающих n точек поставки, потери должны рассчитываться по универсальной согласованной формуле, определение которой требует моделирования общего вида отношения потерь для расчётной модели измерений в конкретном договоре электроснабжения. С точки зрения биллинга, у каждой ГТП есть несколько групп объектов распределения согласованных потерь. В каждой группе может быть множество объектов распределения. Как правило, этим объектом распределения потерь является одна или несколько точек измерения в эриа в зависимости от расчётных схем энергоснабжения

Расчётная схема или схема замещения состоит из узлов и ветвей, описывающих топологию электрической сети, и из параметров (активного и реактивного сопротивления, коэффициентов трансформации и пр.) элементов электрической сети. Расчётная схема выявляет объекты для определения потерь. На практике автоматизированная система энергосбытовой компании должна вести учёт всех групп объектов распределения потерь в специальном справочнике, в котором задаются расчётные коэффициенты и формулы для расчёта распределения потерь.

Всё, описанное до этого, касалось корректировки объёмов энергопотребления на значение заранее согласованных потерь в каждой точке учёта, совпадающей с точкой измерения. Что же касается корректировки объёмов энергопотребления на значение общих потерь по ГТП с последующим распределением их между потребителями электроэнергии, то здесь выявляется некоторая специфика определения распределяемых потерь.

Она выражается в том, что фактические данные об объёмах потребления на РРЭ, введённые в базу автоматизированной биллинговой системы (которые могут быть сформированы в виде файла макета 51070), сравниваются с данными файла макета 80020, и разница затем распределяется между потребителями (питающимися из одной ГТП) согласованием интегральных значений потерь. Это позволяет более точно распределить весь объём потерь между потребителями по «котловому» принципу, благодаря универсальной формуле распределения потерь для N -го числа точек учёта, не нарушая юридических договорённостей. На практике данный процесс осуществляется путём договорного согласования сальдо-перетока, что отнимает немало временных и трудовых ресурсов.



Рис. 4. Модель потоков данных при распределении потерь по точкам учёта

При наличии дифференцированных интервальных данных, автоматизированная биллинговая система должна произвести загрузку этих данных, а также расчёт потерь и их

распределение по точкам учёта согласно расчётной модели измерений и сформировать данные о фактическом объёме энергопотребления как разницу между результатами измерений и расчётными данными потерь согласно модели, предложенной на рис. 4.

Вывод

1. В результате исследования стало понятным, что процедура распределения потерь - этап бизнес-процесса автоматизированного расчёта стоимости потреблённой электроэнергии, и она формирует расчётные показатели, определяющие объём фактического энергопотребления, подлежащий оплате.

2. По результатам изучения массива данных в формате 80020 и 51070 в различных энергосбытовых компаниях и разных регионах России, было установлено, что топология различных АИИС КУЭ не соблюдает требования корректного распределения потерь и биллинговым системам приходится выполнять задачи распределения методами, не поддающимися математическому расчёту и автоматизации. Причина состоит в том, что при создании АИИС КУЭ не ставилась задача повышения энергоэффективности, главной была задача учёта потребляемой электроэнергии.

3. Классификация потерь на различных участках перетока линии в иерархии моделей измерений и определение исходных данных для алгоритмов распределения потерь позволило на поздних этапах исследования учесть эти данные при формализации методов расчёта стоимости электроэнергии.

4. предложена модель функционирования модуля распределения потерь биллинговой системы, посредством метода использования групп точек поставки с идентичными характеристиками для расчёта потерь

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 61-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».*

2. *Осина Л.К. Операторы коммерческого учёта на рынках электроэнергии. Технология организации деятельности. - М.: Н-ЭНАС, 2007. - 192 с.*

3. *Воротницкий В.Э., Арентов Ю.А., Калинкина М.А. Структура коммерческих потерь электроэнергии и мероприятия по их снижению. Метрология электрических измерений в электроэнергетике // Сб. докл. науч.-техн. семинаров и конф. 1998-2001 под общей редакцией Я.Т. Загорского. - М., 2001. С. 47 - 54.*

4. *Горбатенко О.В., Трушина О.К. Формирование учётных показателей и передача данных коммерческого учёта: практический курс. - М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка», 2011. - 84 с.*

5. *Постановление правительства № 442 от 4 мая 2012 г. «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии».*

6. *Осика Л.К. Коммерческий и технический учёт электрической энергии на оптовом и розничном рынках. Теория и практические рекомендации. - М.: Н-ЭНАС, 2004.*

7. *Kimball R. The Data Warehouse Toolkit: Practical Techniques for Building Dimensional Data Warehouses. - New York: John Wiley & Sons, 1996.*

8. *Минский М. Фреймы для представления знаний. - М.: Мир, 1979.*

9. *Грекул В.И., Денищенко Г.Н. Проектирование информационных систем – М.: Интернет-университет информационных технологий, 2005*

Повышение энергоэффективности электросетевого комплекса России

Л. А. Добрусин, доктор техн. наук, академик АЭН РФ, ФГУП «Всероссийский электротехнический институт им. В. И. Ленина» (ФГУП ВЭИ), ведущий научный сотрудник экспертно-аналитического отдела

Электросетевой комплекс России, состоящий из линий электропередачи (ЛЭП), связанных между собой и с потребителями электроэнергии подстанциями, является составной частью Единой энергетической системы (ЕЭС). Потери электрической энергии в российских электросетях при ее передаче и распределении достигают в зависимости от региона от 11 до 40% полезного отпуска. Однако создан проект, позволяющий минимизировать данные потери.

Основные параметры ЕЭС России

ЕЭС России располагается на территории, охватывающей 8 часовых поясов. Необходимостью электроснабжения столь протяженной территории обусловлено широкое применение дальних электропередач высокого и сверхвысокого напряжения. Системообразующая электрическая сеть ЕЭС (ЕНЭС) состоит из линий электропередачи напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. В электрических сетях большинства энергосистем России используется шкала напряжений 110–220–500–1150 кВ.

Линии электропередачи напряжением 0,4–1150,0 кВ имеют общую протяженность порядка 3 млн. км (www.nashaucheba.ru/v11191/?download=4), в том числе электрические сети класса напряжения 220–1150 кВ – 158,14 тыс. км.

Протяженность линий класса напряжения 110–1150 кВ дана в таблице.

Таблица Протяженность линий электропередачи	
Напряжение, кВ	Протяженность линий (в 1-цепном исчислении), тыс. км
1150	0,95
750	3,57
500	40,08
330	11,38
220	102,16
110 (150)	303,50
Всего	461,64

По состоянию на декабрь 2012 года в составе ЕЭС России работали семь объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии.

В 2012 году общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 223070,83 МВт, а выработка электроэнергии – 1032,3 млрд. кВт.ч. Потребление электроэнергии в 2012 году достигло 1016,5 млрд. кВт.ч.

Потенциал повышения энергоэффективности электросетевого комплекса России

Согласно данным документа президиума Госсовета РФ «О повышении энергоэффективности российской экономики», объем потерь в электрических сетях в 2007 году составлял 105 млрд. кВт.ч., или 10,5% от всего потребления электроэнергии.

Это выше, чем в Западной Европе (7%). В России доля потерь должна была быть еще ниже, чем в Западной Европе, поскольку большая доля электроэнергии отпускается на высоком напряжении крупным промышленным предприятиям.

Потери в промышленных сетях статистикой не учитываются. Авторы данного документа считают, что эти потери составляют 3% от промышленного потребления.

С учетом этого допущения суммарные потери составляют 13,5%. В отдельных электросетевых организациях потери достигают 20%.

Согласно данным Минэнерго РФ, в 2011 году потери в сетях ФСК составили 5% от объема поступления электрической энергии в сеть, в сетях холдинга МРСК – 8,4%.

Цифры «105 млрд. кВт.ч., или 10,5%» относятся к сегменту электрической сети России, образованному линиями класса напряжения 750–110 кВ. На долю данного сегмента приходится 80% всех потерь в электрической сети России.

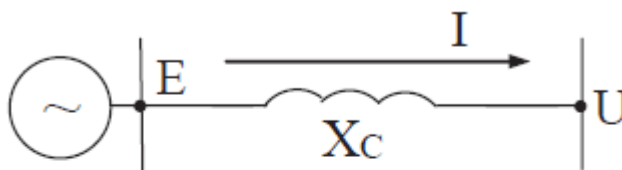
Эту составляющую потерь можно уменьшить в 1,5 раза, то есть выйти на уровень Западной Европы – 7%, если реализовать инновационный проект [1], основанный на оптимизации распределения потоков активной мощности между линиями электрической сети.

В качестве средства управления потоками активной мощности предлагается применить фазосдвигающие трансформаторы (ФСТ).

Инновационный метод повышения энергоэффективности электросетевого комплекса России

Анализ процесса передачи активной мощности по линии электрической сети

Схема замещения линии, которая обычно используется для анализа процесса передачи активной мощности по высоковольтной линии [2, 3], показана на рис. 1. Зарядная емкость линии предполагается скомпенсированной, активным сопротивлением линии на данном этапе анализа можно пренебречь.



E – э. д. с. источника активной мощности на входе линии
 U – напряжение на выходе линии
 X_c – индуктивное сопротивление линии
 I – ток в линии

Рисунок 1.
Схема замещения линии

Из векторной диаграммы нормального режима работы линии (рис. 2а), выводится формула для анализа процесса передачи активной мощности P по линии [2]:

$$P = (EU / X_c) \cdot \sin(\delta), \quad (1)$$

$$\text{Где } P = U \cdot I_a, \quad (2)$$

где:

E – вектор э.д. с.;

U – вектор напряжения на выходе линии;

I_a – активная компонента вектора тока в линии;

I_{xc} – вектор падения напряжения на линии;

δ – транспортный угол.

Из формулы (1) следует, что при стабилизации параметров E и U величиной активной мощности, передаваемой по линии, можно управлять, изменяя величину транспортного угла.

Это свойство процесса передачи активной мощности по линии широко используется для решения локальных задач в электроэнергетических системах стран Западной Европы и Северной Америки [4]: защиты линий от перегрузки; равномерного распределения активной мощности между параллельными линиями; плавки гололеда и т.д.

В качестве средства управления транспортным углом применяются фазосдвигающие трансформаторы.

С другой стороны, транспортный угол δ является функцией параметров E, U, P . На рис. 2б показана векторная диаграмма в режиме передачи большей мощности (обозначена линиями зеленого цвета), чем в режиме диаграммы на рис. 2а при условии, что величины E и U поддерживаются средствами регулирования на прежнем уровне.

Новые значения соответствующих векторов и углов имеют индекс «н».

Как следует из диаграммы (рис. 2б), при увеличении мощности, передаваемой по линии, значение транспортного угла возрастает. Чтобы при этом сохранить величину U на прежнем уровне, необходимо повысить степень компенсации реактивной мощности нагрузки.

Физическое содержание и техника реализации

Главная причина больших потерь в электрических сетях России – неоптимальное распределение потоков активной мощности между магистральными и распределительными линиями замкнутой части электрической сети.

Определим понятие «линия замкнутой части электрической сети».

Линия замкнутой части электрической сети – компонента электрической сети, предназначенная для передачи электроэнергии и ограниченная по ее концам подстанциями одного класса напряжения.

Рассмотрим процесс передачи активной мощности на участке замкнутой электрической сети, который состоит из двух параллельных линий и ограничен по концам автотрансформаторными подстанциями. Первая линия относится к магистральному сегменту сети, вторая – к распределительному сегменту.

Необходимое условие оптимального распределения потоков активной мощности между линиями – загрузка линий пропорционально их пропускной способности. Однако в замкнутой сети это условие никогда не выполняется, так как по законам электротехники в многоконтурной схеме величина токов в ветвях обратно пропорциональна их сопротивлениям. Поэтому часть транспортного потока активной мощности, ориентированного на магистральную линию, всегда ответвляется в линию распределительной сети. Для обозначения этой составляющей транспортного потока активной мощности используется термин «неадекватный транспортный поток» [1].

Поскольку активное сопротивление линии распределительной сети больше, чем активное сопротивление магистральной линии, суммарные потери в сети увеличиваются по сравнению с вариантом, когда весь транспортный поток передается по магистральной линии.

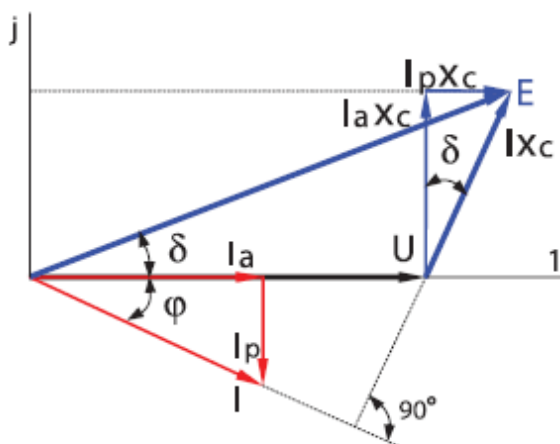
Чтобы осуществить оптимальный по потерям режим работы данного фрагмента сети, необходимо вытеснить неадекватную составляющую транспортного потока в магистральную линию.

Техника реализации этой процедуры состоит в следующем:

1. В линию распределительной сети вводится ФСТ.
2. Устанавливается такая величина угла ФСТ, чтобы его сумма с величиной естественного транспортного угла равнялась нулю.

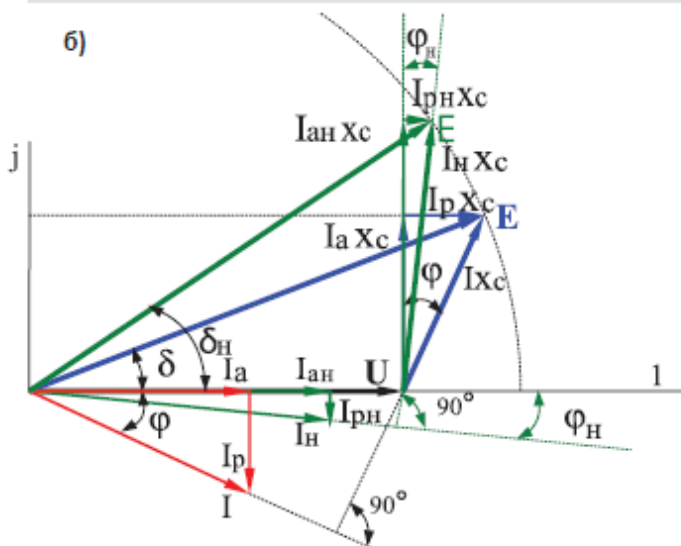
В масштабе всей единой национальной энергетической сети (ЕНЭС) достаточно оборудовать ФСТ все подстанции класса 500/220 кВ. Тогда потери в ЕНЭС уменьшатся в 1,5 раза.

а)



E – вектор э. д. с.
 U – вектор напряжения на выходе линии
 I, I_a, I_p – вектор тока в линии, его активная и реактивная компоненты

б)



I_{xc}, I_{axc}, I_{pxc} – вектор падения напряжения на линии, его активная и реактивная компоненты
 δ – транспортный угол
 ϕ – угол сдвига на выходе линии

Рисунок 2.

Векторная диаграмма работы линии

а) нормального режима

б) режима большей мощности

Оценка срока окупаемости

Исходные данные

- Количество подстанций ЕНЭС класса 500/220 кВ – 75 шт.
- Количество ФСТ на одной подстанции – 2.
- Номинальная мощность ФСТ – 150 МВА.
- Удельная стоимость разработки, производства и ввода в эксплуатацию ФСТ [5] – **4900 долл. США/МВА.**
- Потери электроэнергии в электрических сетях России в 2011 году¹ – **76655 млн.кВт.ч.**
- Удельная стоимость потерь электроэнергии¹ – **1 руб./кВт.ч.**

Результаты расчета

- Суммарная мощность ФСТ для подстанций ЕНЭС класса 500/220 кВ – **22500 МВА.**
- Суммарная стоимость разработки, производства и ввода в эксплуатацию ФСТ для подстанций ЕНЭС класса 500/220 кВ – **110,25 млн. долл. США.**
- Объем сокращения потерь электроэнергии в результате внедрения ФСТ на подстанциях ЕНЭС класса 500/220 кВ – **25551 млн. кВт.ч.**
- Стоимость сокращенного объема потерь электроэнергии в результате внедрения ФСТ на подстанциях ЕНЭС класса 500/220 кВ – **25551 млн. руб. или 824 млн. долл. США.**

Отсюда следует, что срок окупаемости инновационного проекта повышения энергоэффективности российской электрической сети на основе применения ФСТ по капитальным затратам составляет менее одного года.

Сокращение потерь электроэнергии

25 февраля 2013 года Минэнерго РФ представило на обсуждение экспертного совета при «открытом правительстве» проект документа «Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации»¹. Основной акцент в этом документе делается на ликвидацию перекрестного субсидирования и сокращение потерь электроэнергии.

Согласно отчетности, в 2011 году потери в сетях ФСК составили 5% от объема поступления электрической энергии в сеть, в сетях холдинга МРСК – 8,4%. К 2017 году предполагается снизить уровень потерь в сетях ФСК до 3,5%, в сетях холдинга МРСК – до 7,5%.

Документ вернули на доработку, поскольку в нем проблемы сетей были только обозначены без указания механизмов их решения. В марте 2013 года документ был доработан и утвержден. В нем указано, что повышение операционной эффективности неразрывно связано с реализацией мероприятий², направленных на снижение потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям.

Потери электрической энергии в российских электросетях при ее передаче и распределении составляют 11% полезного отпуска, что выше аналогичного показателя зарубежных компаний, который составляет 6–8%. При этом наблюдаются существенные различия в уровне потерь между регионами. Максимальные потери отмечаются в регионах с высоким бытовым потреблением. Например, потери в распределительных электрических сетях Тверской и Смоленской областей находятся на уровне 15–18%, а в регионах Северного Кавказа достигают 30–40%.

Высокий уровень потерь электроэнергии в первую очередь обусловлен наличием коммерческих потерь, высоким износом электросетевого хозяйства и неоптимальными режимами работы электрических сетей.

Рассмотренный выше инновационный проект повышения энергоэффективности электросетевого комплекса России предлагает конкретный механизм минимизации потерь электроэнергии в электрических сетях России, основанный на технологии вытеснения неадекватных транспортных потоков активной мощности из линий распределительной сети в магистральную сеть посредством фазосдвигающих трансформаторов.

Литература

1. **Ольшванг М.В.** *Поэтапная технологическая реформа электроэнергетической сети России для достижения наилучшего использования сетей ФСК и сетей МРСК посредством рационального управления сетевыми потоками. Материалы инновационного предложения.* www.mvo.ipc.ru.
2. **Жданов П.С.** *Вопросы устойчивости электрических систем.* М.: Энергия, 1979.
3. **Куро Ж.** *Вопросы качества при передаче и распределении электроэнергии.* Франко-российский семинар «Оптимизация и повышение качества электросетей». М., 2004.
4. **Paul Jarman, Patrick Hynes, Trevor Bickley, Alan Darwin, Nigel Thomas.** *The specification and application of large quadrature boosters to restrict postfault power flows.* Cigre 2006, A2–207.
5. **Ольшванг М.В.** *Оценка эффективности инноваций по оптимизации маршрутов потоков активной мощности и по стабилизации локальных частот единой энергосистемы России.* mvo.ipc.ru.

¹ www.rbcdaily.ru/tek/562949985893433.

² Распоряжение Правительства РФ от 3 апреля 2013 года № 511-р.

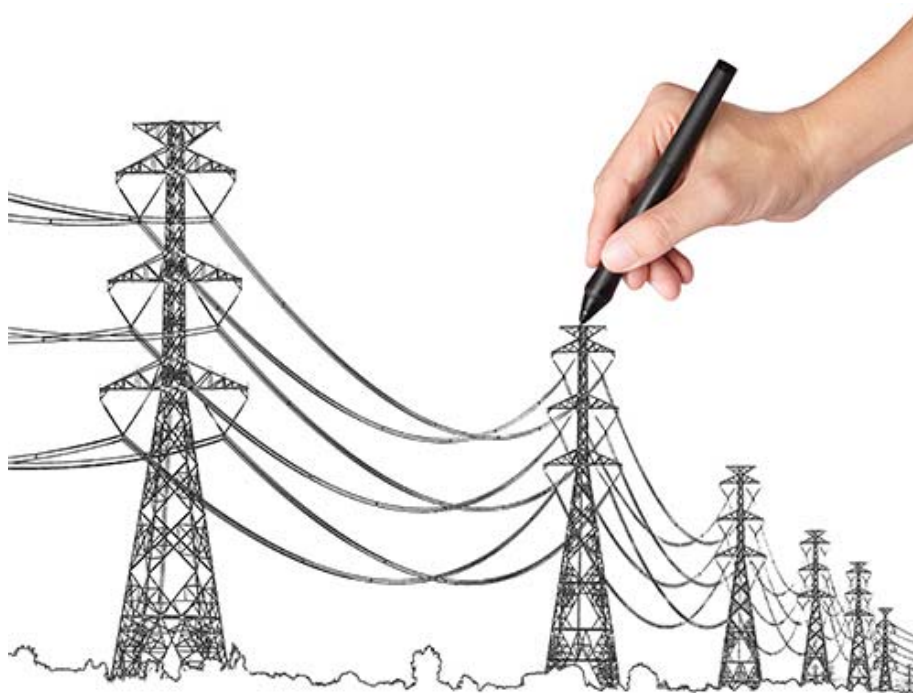
Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях

В. Э. Воротницкий, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Рост потерь электроэнергии в электрических сетях (далее ПЭЭС) России все отчетливее свидетельствует о следующих накапливающихся проблемах, требующих безотлагательного решения

Ключевые слова: электроэнергия, снижение потерь электроэнергии, электрические сети

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель их энергетической эффективности, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности, оперативного, эксплуатационного и ремонтного обслуживания электрических сетей, оптимальности их развития. Давайте посмотрим, какова величина данного показателя в российских электрических сетях, и сформулируем пути снижения данных потерь.



Рост потерь электроэнергии в электрических сетях (далее ПЭЭС) России все отчетливее свидетельствует о следующих накапливающихся проблемах, требующих безотлагательного решения:

- реконструкция и техническое перевооружение электрических сетей,
- совершенствование учета электроэнергии, в первую очередь в части замены устаревших приборов, оперативности и точности сбора данных об отпущенной в сеть и потребленной электроэнергии,
- повышение эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию,

- налаживание конструктивного взаимодействия электросетевых и энергосбытовых организаций при расчете и анализе фактических и прогнозных балансов электроэнергии в электрических сетях и т.п.

По мнению международных экспертов и опыту передовых отечественных электрических сетей, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4–5% от отпуска электроэнергии в эти сети. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [1]. Сказанное подтверждается данными, представленными в табл. 1.

Таблица 1 Относительные потери электрической энергии в электрических сетях промышленно развитых стран [2]

Страна	Усредненный показатель потерь, %	
	В основной сети	В распределительной сети
Австрия	1,5*	4,5*
Чешская республика	1,5*	7,0*
Финляндия	1,6**	4,2**
Франция	2,1*	3,7*
Греция	2,4**	6,8**
Норвегия	1,6**	5,0**
Португалия	1,1**	6,4**
Испания	1,2**	7,1**
Швеция	2,1**	2,3**
Великобритания	1,6**	< 7,0**

* От отпуска из сети. ** От отпуска в сеть.

Анализ потерь электроэнергии

Хронический недостаток инвестиций в развитие и реконструкцию российских электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами, учета электроэнергии привел к их значительному физическому и моральному износу (до 70%), что отрицательно повлияло на динамику относительных потерь электроэнергии в отечественных электрических сетях в целом и на уровень потерь в отдельных электросетевых организациях.

По данным Федеральной службы государственной статистики (Росстата), абсолютные фактические потери электроэнергии в электрических сетях России в 2009 году составили 100,96 млрд. кВт.ч, или 11,05% от отпуска электроэнергии в сеть, равного 913,9 млрд. кВт.ч. В этом же году суммарные потери электроэнергии¹ в электрических сетях ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» (далее – МРСК) составили 78,817 млрд. кВт.ч. (см. табл. 2), т.е. около 78% от суммарных потерь электроэнергии по данным Росстата².

Как показывает анализ, значительная часть потерь электроэнергии (около 20%) в большом количестве территориальных электросетевых организаций (ТСО) и предприятий (около 3000), оказывающих услуги по передаче электрической энергии, не учитывается Росстатом в суммарной величине потерь электроэнергии в электрических сетях. В сводном балансе электроэнергии эти потери попадают в графу полезного отпуска электроэнергии.

Таблица 2 Динамика потерь электроэнергии в ЕНЭС и сетях РПСК за 2007–2011 годы

Структурные составляющие баланса электроэнергии	Численные значения по годам				
	2007	2008	2009	2010	2011
Отпуск электроэнергии из сети ЕНЭС, млн кВт·ч	464 045,00	472 267,80	452 372,18	470 146,1	485 014,4
Потери электроэнергии в ЕНЭС, млн кВт·ч	21 401 (4,61)*	21 866 (4,63)*	22 121 (4,89)*	22 526 (4,79)*	22 553 (4,65)*
Отпуск электроэнергии в сети РПСК, млн кВт·ч	678 989	695 001	653 145	647 248	644 071
Потери электроэнергии в сетях РПСК, млн кВт·ч	59 175 (8,71)**	57 717 (8,30)**	56 696 (8,68)**	55 987 (8,65)**	54 102 (8,40)**
* Процент от отпуска из сети. ** Процент от отпуска в сеть.					

С учетом потерь электроэнергии в электрических сетях этих ТСО, присоединенных к сетям РПСК и ОАО «ФСК ЕЭС», фактические суммарные ПЭЭС в России приблизительно оцениваются в 120 млрд. кВт·ч. в год. По отношению к суммарному отпуску электроэнергии в сеть в 2009 году 913,9 млрд. кВт·ч. это составляет 13,1%, что в 1,5–2,0 раза выше, чем в электрических сетях промышленно развитых стран (см. табл. 1) и в электрических сетях Минэнерго СССР в конце 1980-х годов, когда они находились на уровне 8,65%.

Если не предпринимать активных усилий по сдерживанию роста потерь электроэнергии, этот рост будет продолжаться уже в ближайшем будущем в связи с повышением тарифов на электроэнергию и сопутствующей мотивацией потребителей к безучетному потреблению электроэнергии, а также в связи с неоптимальной загрузкой электрических сетей, дополнительными потерями из-за низкого качества электроэнергии и т.п. Тенденции такого роста наметились в ряде отечественных РСК. В отдельных распределительных линиях 0,4–10,0 кВ некоторых РСК фактические относительные потери электроэнергии уже достигают 30–40% и сравнялись с потерями в сетях отсталых африканских стран. Как правило, такие потери характерны для районов с неплатежеспособным населением, высоким уровнем бездоговорного и безучетного потребления электроэнергии, низкой организацией энергосбытовой деятельности и отсутствием взаимодействия энергосбытов, электрических сетей, правоохранительных органов и администраций местного самоуправления.

Резерв снижения потерь электроэнергии в электрических сетях России

Суммарный резерв снижения ПЭЭС в настоящее время по минимальным оценкам находится в пределах 15–25 млрд. кВт·ч., в том числе:

- около 3–5 млрд. кВт·ч. – резерв снижения технических потерь, обусловленных физическими процессами передачи электроэнергии;
- 12–20 млрд. кВт·ч. – резерв снижения коммерческих потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, бездоговорным и безучетным потреблением электроэнергии, недостатками в системе сбора и обработки данных о полезном отпуске электроэнергии потребителям и другими причинами [1].

Наличие указанных резервов объясняется следующими факторами:

- значительным моральным и физическим износом электросетевого оборудования;
- неоптимальными режимами работы электрических сетей по уровням напряжения и реактивной мощности;

- недостаточной мотивацией и квалификацией персонала электросетевых компаний для разработки и внедрения эффективных программ снижения потерь электроэнергии в сетях;
- использованием несовершенных расчетных методов определения количества отпущенной и потребленной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
- несовершенством нормативной базы для эффективной борьбы с хищениями электроэнергии;
- недопустимыми погрешностями измерений объемов электроэнергии, поступившей в электрические сети и отпущенной из электрических сетей;
- несовершенством системы снятия показаний приборов учета и выставления счетов за потребленную электроэнергию;
- ростом бездоговорного и безучетного потребления электроэнергии (хищений) в связи с ростом тарифов на электроэнергию и рядом других причин.

Значительное превышение фактических потерь над технологически обоснованными требует системного подхода к решению этой проблемы на долговременной и постоянной основе. Передовой зарубежный опыт показывает, что даже при сравнительно благополучных относительных потерях электроэнергии в сетях отдельных зарубежных электрокомпаний временное ослабление внимания к ним неизменно приводит к росту потерь.

Пути выхода из сложившейся ситуации

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях требует существенных затрат на следующие мероприятия:

- модернизацию электросетевого оборудования и внедрение новой энергосберегающей техники и технологий, в первую очередь устройств компенсации реактивной мощности и средств регулирования напряжения;
- совершенствование и автоматизацию средств и систем учета электроэнергии;
- совершенствование и внедрение новых информационных технологий для расчетов фактических и прогнозных балансов электроэнергии в электрических сетях, технических и коммерческих потерь, разработку и оценку эффективности мероприятий по снижению потерь;
- научно-исследовательские, проектные и опытно-конструкторские работы, связанные с расчетами, анализом, нормированием и снижением потерь электроэнергии в электрических сетях, разработкой и совершенствованием нормативных документов.

Для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях³ на 1 млрд.кВт.ч. необходимо затратить от 0,8 до 3,0 млрд. руб. со сроком окупаемости затрат от 2 до 8 и более лет.

Результаты снижения ПЭЭС

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях позволяет:

- уменьшить убытки электросетевых организаций из-за сокращения оплаты сверхнормативных потерь и аккумулировать дополнительные средства на дальнейшее снижение потерь;
- разгрузить электрические сети от дополнительных потоков мощности и тем самым обеспечить возможность подключения дополнительной мощности к электрическим сетям;

- снизить расход топлива и вредные выбросы на электрических станциях за счет снижения выработки электроэнергии для компенсации потерь;
- снизить объемы строительства генерирующих мощностей для надежного электроснабжения потребителей при намечающемся дефиците активной мощности;
- уменьшить тарифы на услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям и тарифы на электроэнергию для конечных потребителей.

Продолжение читайте в следующем номере, где будут представлены энергосберегающие мероприятия, позволяющие снизить ПЭЭС.

Литература

1. ***Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринев Е.П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах // Электрические станции.– 1998.– № 9.***
2. *Treatment of Losses by Network Operators – ERGEG Position Paper Ref: E08-ENM-04–0315 July. 2008.*

¹ Достоверные данные о суммарных потерях электроэнергии в электрических сетях России за 2010–2013 годы пока отсутствуют.

² Оставшиеся 22% – это потери в электрических сетях ОАО «Татэнерго», ОАО «Башкирэнерго», ОАО «Иркутская электросетевая компания», ОАО «Новосибирскэнерго», ряде крупных муниципальных электрических сетей и т. п., которые напрямую учитываются Росстатом в балансе электроэнергии страны.

³ По предварительным оценкам специалистов ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

Снижение потерь электроэнергии – важнейший путь энергосбережения в электрических сетях

В. Э. Воротницкий, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Определив², что в российских электросетях имеется тенденция к росту потерь электрической энергии, предлагаем ознакомиться с основными энергосберегающими мероприятиями, позволяющими изменить ситуацию к лучшему.

Снижение технических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше

Типовой перечень мероприятий по снижению технических потерь электроэнергии в электрических сетях и методы оценки их экономической эффективности представлены в [1-3].

Из сравнения полученного за 2010-2011 годы эффекта от реализации основных мероприятий² по снижению технических потерь электроэнергии (табл. 3 [4]) с динамикой потерь электроэнергии (табл. 2)¹ видно, что номенклатура мероприятий и их эффективность явно недостаточны для заметного влияния на величину потерь электроэнергии.

Таблица 3 Эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии в ЕНЭС

Наименование мероприятий	Эффект от реализации мероприятий, млн кВт·ч	
	2010 год	2011 год
Оптимизация установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения	40,645	42,067
Отключение в режимах малых нагрузок электросетевого оборудования	75,794	14,698
Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования, в том числе выполнение работ под напряжением	26,852	0,075
Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	67,050	58,653
Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности	2,880	0,410
Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях	2,181	12,063
Замена измерительных трансформаторов тока	71,522	1,400
Оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства линий и подстанций	4,760	8,324
Итого	291,640	137,690

■ Основной эффект снижения технических потерь в электрических сетях 220-750 кВ в размере 400-500 млн. кВт·ч. в год, как показывает энергетическое обследование ОАО «ФСК ЕЭС», опыт зарубежных электросетевых компаний и анализ режимов работы ЕНЭС, может быть получен за счет соответствующих усилий по оптимизации установившихся режимов работы электрической сети по реактивной мощности и уровням напряжения [5].

² См. статью в журнале «Энергосбережение» № 3, 2014.

² Включаются в соответствующие ежегодные программы ОАО «ФСК ЕЭС».

■ Второе наиболее реальное и перспективное направление снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях 220-750 кВ -это снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. К числу основных³ мероприятий относится, например, оптимизация продолжительности работы вентиляторов обдува трансформаторов и автотрансформаторов и режимов работы компрессоров воздушных выключателей, а также внедрение микропроцессорных систем автоматического управления обдувом трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов и систем частотного регулирования и плавного пуска электропривода вентиляторов, центробежных насосов и т. п.

Предварительные результаты энергетического обследования подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» показывают, что практическая реализация перечисленных мероприятий позволит получить дополнительную экономию электроэнергии в размере 133-135 млн. кВт.ч. в год.

Таким образом, суммарный потенциал снижения технических потерь электроэнергии от активизации работ по оптимизации установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения и внедрению дополнительных мероприятий по снижению расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций может составить 500-800 млн. кВт.ч. в год.

Снижение технических потерь электроэнергии при ее распределении по электросетям 0,Ф-110,0 кВ

К целевым мероприятиям (экономическая эффективность представлена в табл. 4) по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Холдинг МРСК» относятся в основном традиционные, наиболее распространенные в условиях эксплуатации сетей мероприятия, например замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП, перегруженных и недогруженных трансформаторов, ответвлений в жилые дома на СИП, отключение трансформаторов на подстанциях с заданной нагрузкой, проведение рейдов по выявлению неучтенного и бездоговорного потребления электроэнергии и т.д.

Таблица 4 Эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Холдинг МРСК» за 2011 год

Наименование групп мероприятий	Эффект	
	млн кВт·ч	млн руб.
Целевые мероприятия, в том числе:	1 342,9	3 239,5
– по снижению потерь электроэнергии,	1 313,2	3 117,8
– иные целевые проекты	29,7	121,7
Нецелевые (сопутствующие) мероприятия, в том числе программы:	681,3	1 213,2
– развития систем учета,	617,1	1 094,2
– реновации,	46,2	75,6
– перспективного развития распределительной сети,	16,0	41,5
– иное	2,0	1,9
Итого	2 024,2	4 452,7

Для электрических сетей 0,4-35,0 кВ в дополнение к вышеназванным мероприятиям следует назвать те мероприятия типового перечня, которые пока не находят широкого применения на практике:

-оптимизацию мест размыкания линий 6-35 кВ с двусторонним питанием;

³ Подробный перечень мероприятий по снижению этого расхода с их описанием рассмотрен в [6].

- оптимизацию рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- установку и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности;
- установку и ввод в работу вольтодобавочных регулировочных трансформаторов;
- разукрупнение распределительных линий 0,4-35,0 кВ;
- перевод электрических сетей 6-10 кВ на 20 кВ в районах с высокой плотностью нагрузки.

Реконструкция, оптимизация развития электрических сетей

Снижение ПЭЭС всех ступеней напряжения до уровня потерь в сетях промышленно развитых стран невозможно без реконструкции, оптимизации инновационного развития электросетевого комплекса, внедрения новой техники и технологий, предусматривающих следующие меры [6]:

- создание системообразующих и распределительных сетей с использованием современных инновационных технологий, силовой электроники, электромашиноventильных систем, современных систем диагностики, вычислительных комплексов;

- применение прорывных технологий, таких как высокотемпературная сверхпроводимость для изготовления компактных, высоконадежных и экономичных кабелей, трансформаторов, токоограничителей и др.;

- широкое вовлечение в баланс децентрализованных источников электроэнергии с обеспечением их свободного доступа к электрическим сетям и соблюдением необходимых условий их устойчивого и надежного функционирования;

- оснащение электрических сетей современными быстродействующими регулируемые системы компенсации реактивной мощности, средствами повышения пропускной способности существующих линий электропередачи, перераспределения потоков мощности по этим линиям;

- вовлечение потребителей в регулирование балансов и режимов работы электрических сетей, интеллектуальное управление нагрузкой;

- создание и внедрение новых поколений интеллектуальных систем учета электроэнергии и управления электропотреблением, расчетов за потребленную электроэнергию;

- внедрение прогрессивных систем хранения (накопления) электроэнергии для снижения пиковых нагрузок, повышения устойчивости работы системообразующих сетей, надежности электроснабжения, качества электроэнергии у потребителей, снижения потерь в сетях;

- развитие автоматизированной системы технологического управления электрическими сетями (АСТУ), разработка и внедрение полностью автоматизированных электрических подстанций, переход от автоматизированного управления сетями к автоматическому на базе современных программно-технических комплексов.

Более подробно основные инновационные пути, технические средства и технологии повышения эффективности и управляемости электрических сетей 220-750 кВ рассмотрены в [2, 6].

По сравнению с системообразующими электрическими сетями распределительные сети в еще большей степени нуждаются в реконструкции, модернизации и оптимизации развития в связи с большим физическим и моральным износом. К инновационным мероприятиям, технике и технологиям повышения энергетической эффективности в распределительных электрических сетях следует отнести следующие:

- сокращение протяженности электрических сетей 0,4 кВ за счет приближения к

потребителям напряжения 6-20 кВ путем применения столбовых трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ;

-применение энергоэффективного электротехнического оборудования, в том числе распределительных трансформаторов с магнитоприводами из аморфной стали и уменьшенными потерями холостого хода, а также трансформаторов с симметрирующими обмотками;

-применение новых типов регулируемых компенсирующих и симметрирующих устройств, в том числе симметрирующих компенсирующих устройств;

-применение новых типов высокотехнологичных проводов с повышенной проводимостью и более гладкой поверхностью;

-применение компактных и газоизолированных линий электропередачи;

- внедрение управляемых автоматически секционируемых электрических сетей с применением реклоузеров;

-внедрение распределенных генерирующих источников и систем управления нагрузкой на основе разработки, создания и внедрения интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid) и интеллектуальных систем учета электроэнергии (Smart Metering).

По предварительным оценкам практическая реализация инновационных мероприятий позволит снизить относительные потери электроэнергии к 2017 году в ЕНЭС с 4,6 до 3,5% от отпуска электроэнергии из сети и в сетях МРСК - с 8,4 до 7,5% от отпуска электроэнергии в сеть.

Совершенствование систем учета электроэнергии

Совершенствование систем расчетного и технического учета электроэнергии проводится с целью повышения достоверности информации о структуре балансов электроэнергии в электрических сетях, снижения коммерческих потерь электроэнергии.

Стратегический путь совершенствования учета электроэнергии - создание и внедрение полнофункциональной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электроэнергии (в ЕНЭС) и АИИС КУЭ бытовых потребителей (БП) на розничном рынке. Совершенствование и модернизация систем учета включают следующие 4 группы мероприятий:

- обеспечение нормированных условий применения средств измерений;
- ремонт и замену морально и физически устаревших средств учета;
- установку дополнительных приборов учета, в том числе приборов высоковольтного учета (с измерительными трансформаторами напряжения) и счетчиков с предоплатой;
- защиту приборов от несанкционированного доступа и безучетного потребления электроэнергии.

К мероприятиям по организации системы учета электроэнергии относятся следующие:

- оценка существующего состояния систем учета по границам сетевых компаний;
- оснащение (модернизация) приборами учета электрической энергии по точкам поставки сетевых компаний (ликвидация безучетного потребления);
- формирование требований (по периодичности, составу работ, характеру мероприятий и пр.) к производственным программам филиалов в части выполнения задач по реализации услуг по передаче электрической энергии;
- создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям для контроля за

динамикой потребления электроэнергии по месяцам и годам и ее соответствия динамике объема выпускаемой продукции, расчета и анализа фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям;

■ организация развития систем учета электрической энергии в сетевых компаниях с учетом концепции Smart Metering, позволяющей решать следующие задачи:

-обеспечение удаленного автоматизированного сбора учетных данных;

-обеспечение возможности для потребителя применения при расчетах за электроэнергию многотарифного меню;

-обеспечение возможности применения функции предоплаты и функции контроля оплаты;

-обеспечение ведения журнала событий в приборе учета электрической энергии (включения, отключения электропитания, режимы и объемы потребления и пр.) с привязкой ко времени;

-обеспечение возможности управления режимом потребления электрической энергии (дистанционное ограничение, отключение потребителя);

■ организация оснащения (модернизации) объектов производственных и хозяйственных нужд сетевых компаний приборами учета энергетических ресурсов;

■ организация перехода на расчеты за потребленные энергетические ресурсы на объектах производственных и хозяйственных нужд электросетевых организаций на основании показаний приборов учета энергетических ресурсов.

Создание и совершенствование нормативной базы

Для снижения ПЭЭС необходимо наличие нормативной базы, отвечающей современным задачам. Назовем лишь некоторые первоочередные мероприятия по развитию нормативной базы:

■ Внесение дополнений и уточнений в законодательство РФ, постановления Правительства РФ, приказы Минэнерго России по нормированию технологических потерь электроэнергии на ее передачу в условиях RAB-регулирования тарифов, а также по учету в нормативах потерь дополнительных влияющих факторов: технического состояния электрических сетей, качества электроэнергии и т.п.

■ Разработка регламента корректировки нормативов технологических потерь электроэнергии при наличии влияющих факторов, не зависящих от деятельности персонала электрических сетей.

■ Ужесточение мер уголовной и административной ответственности за бездоговорное и безучетное потребление электроэнергии.

■ Разработка методики и корпоративных регламентов формирования прогнозных балансов электроэнергии электросетевых организаций и их структурных подразделений на период 3-5 лет.

■ Совершенствование регламента и финансового механизма материального стимулирования персонала электрических сетей за выполнение нормативов и программ снижения потерь электроэнергии в электрических сетях.

■ Создание унифицированной автоматизированной системы мониторинга и отчетности электросетевых организаций по балансам электроэнергии в электрических сетях, потерям электроэнергии и их структуре, по эффективности энергосберегающих мероприятий.

■ Создание типового энергетического паспорта и энергосервисного контракта для электросетевых организаций, принятие мер по минимизации рисков энергосервисных и инвестиционных компаний в ходе реализации программ энергосбережения и повышения

энергетической эффективности в электрических сетях.

Итак, как показали предварительные результаты энергетического обследования, в ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» имеются существенные резервы по снижению потерь электроэнергии. Практическая реализация этих резервов, снижение потерь до технико-экономически обоснованного уровня требуют активных, квалифицированных и согласованных усилий всего персонала электросетевых компаний, начиная с исполнительного аппарата и заканчивая ремонтно-эксплуатационным и оперативным персоналом.

Снижение потерь электроэнергии должно осуществляться в увязке с оптимизацией перспективного инновационного развития электрических сетей, с их модернизацией и техническим перевооружением, с применением самых современных техники и технологий управления электросетевым комплексом, поэтому, к работам по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электрических сетях, должны активно привлекаться проектные, научно-исследовательские и подрядные организации, поставщики современного энергосберегающего оборудования.

Практика передовых электросетевых компаний промышленно развитых стран показывает, что снижение потерь как основная часть энергосбережения в электрических сетях - это не только технологический процесс внедрения соответствующих организационных и технических мероприятий, но и важнейший элемент культуры производственного процесса компании, организации этого процесса, четкости распределения обязанностей исполнителей программы энергосбережения и их ответственности за своевременное и полное выполнение целевых показателей. Человеческий фактор в энергосбережении имеет решающее значение, поэтому очень важно оптимальное соотношение применения экономических стимулов активизации деятельности персонала, мониторинга эффективности этой деятельности и нормативного принуждения к этой работе через разработку четких корпоративных регламентов и служебных инструкций, а также информационной системы контроля эффективности выполнения программ по энергосбережению.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - это непрерывный процесс совершенствования техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, требующий постоянного внимания, ответственности и неформального отношения к делу.

Литература

- 1. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. И34-70-028. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.*
- 2. Методика оценки экономической эффективности мероприятий по снижению потерь электрической энергии в ЕНЭС (утв. Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24 октября 2008 года № 458).*
- 3. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29-240.019-2009.*
- 4. Годовой отчет ОАО «ФСК ЕЭС» за 2011 год. www.fsk-ees.ru.*
- 5. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение.- 2012.- № 2 (11), март-апрель.*
- 6. Бударгин О. М., Бердников Р. Н., Перстнев П. А., Шимко М. Б., Воротницкий В. Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Единой национальной электрической сети. Красноярск: ИПК «Платина», 2013. ■*