

Министерство образования Российской Федерации
Ивановский государственный энергетический университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск 5

*Под редакцией
доктора техн. наук, профессора В.А. Шуина,
доктора техн. наук, профессора М.Ш. Мисриханова*

Москва
Энергоатомиздат
2002

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Рецензенты:

*д-р техн. наук, проф. Т.А. Филиппова (Новосибирский
государственный технический университет - НЭТИ);*

д-р техн. наук, проф. В.А. Семенов (СО-ЦДУ ЕЭС России);

д-р техн. наук, проф. Г.И. Ванюрихин (МГУ им. М.В. Ломоносова).

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 5 /
Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат,
2002. – 520 с.

ISBN 5-283-02588-8

Материал сборника включает разделы, посвященные общим проблемами и экономическим аспектам управления функционированием и развитием электроэнергетики России и регионов, вопросам расчета и моделирования установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетических системах и их элементах, эксплуатации, диагностики и производства электрооборудования для электрических станций, подстанций и сетей, релейной защиты, автоматики и противоаварийного управления электроэнергетическими системами, совершенствования оборудования и методов строительства гидроэлектростанций.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся исследованием, разработкой, проектированием и эксплуатацией электроэнергетических систем, электрических станций, подстанций и сетей, комплексов и устройств их автоматического управления.

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,

д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,

д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,

д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,

д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. Ю.Я. Щелькалов,

д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец.

ISBN 5-283-02588-8

© Авторы, 2003

УДК 621.31.:338.46

Проблемы управляемости ЕЭС России в условиях рынка энергии и развития международного энергетического сотрудничества

*В.А. Коротков, Г.П. Кутовой, В.И. Решетов, кандидаты техн. наук,
М.Ш. Мисриханов, С.В. Смоловик, доктора техн. наук*

Повышение управляемости ЕЭС России в условиях неизбежных ограничений технологической инфраструктуры оптового рынка энергии является одним из основных факторов, содействующих снижению его издержек и рисков. Актуальность указанной проблемы существенно возрастает в связи с перспективами развития международного энергетического сотрудничества на территории Евразии при осуществлении синхронной работы ЕЭС России, энергосистем Западной Европы, Скандинавских стран и других государств.

К технологическим ограничениям рынка энергии относятся требования обеспечения заданного качества электрической энергии по частоте и уровням напряжения, допустимые режимы эксплуатации оборудования, в том числе по условиям устойчивости параллельной работы электростанций в нормальных и аварийных режимах энергосистем, условия использования гидроресурсов, выбросы вредных веществ в окружающую среду при работе ТЭС и иные факторы.

В условиях присутствия на рынке энергии поставщиков и потребителей энергии различных форм собственности возрастает актуальность совместного привлечения к оперативно-диспетчерскому и автоматическому управлению нормальными и аварийными режимами энергосистем электростанций, электросетевых структур и потребителей-регуляторов на условиях управляемости, регламентированных правилами параллельной работы, присоединения их к электрической сети, а также на основе взаимовыгодных коммерческих стимулов тарифной политики регулируемого рынка.

Для обеспечения тарифного стимулирования повышения управляемости ЕЭС России в соответствии с Постановлением Правительства РФ

№ 226 от 2 апреля 2002 г. «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии» специально предусмотрена плата за услуги, оказываемые на оптовом рынке энергии по обеспечению системной надежности ЕЭС России. Порядок и условия оплаты при этом утверждаются Федеральной энергетической комиссией РФ.

В связи с этим необходимо ускорить разработку методических указаний по вопросам расчетов тарифного стимулирования для повышения управляемости субъектов оптового рынка энергии России с учетом их реальных издержек, компенсации экономически обоснованных расходов и получения прибыли.

В настоящей работе проведен анализ состояния и предложена концепция повышения управляемости ЕЭС России на основе экономически обоснованных затрат на ее развитие.

Критерием оптимальности

$$J = J(Z, C)$$

при этом является дисконтированное соотношение затрат Z на повышение управляемости ЕЭС России и снижение издержек C рынка энергии, показателем которых может служить равновесная цена на рынке энергии с учетом оплаты услуг его участников для обеспечения системной надежности ЕЭС России.

Чувствительность критерия оптимальности

$$R_{\text{чувств}} = \frac{\partial J}{\partial M_i}$$

к возможным мероприятиям M_i ($i = 1, \dots, n$) для повышения управляемости ЕЭС России определит стратегию их итеративного, поэтапного осуществления.

Оптимальные мероприятия обеспечат минимизацию критерия J на этапе их проектного ресурса, т. е.

$$\min_{M \in \Omega} J(M_i) = J,$$

где Ω — область допустимых вариантов решения.

Структура вектора M возможных мероприятий для повышения управляемости ЕЭС России весьма разнообразна и требует совместного решения как теоретических, так и практических проблем с учетом их объективной взаимной связи.

С позиций теории оптимального управления динамическими системами успешность их осуществления зависит от наблюдаемости и управляемости ЕЭС России, являющейся основой рынка энергии СНГ.

Основным техническим мероприятием для обеспечения управляемости энергообъединений, как известно, является целенаправленное изменение в соответствии с принимаемыми алгоритмами:

- мощности турбин электростанций, котлов ТЭС и реакторов АЭС;
- токов возбуждения генераторов электростанций;
- параметров электрической сети, в том числе коммутация ЛЭП, шунтирующих реакторов, отпаек трансформаторов, устройств емкостной компенсации, трансформаторов с продольно-поперечным регулированием напряжения и др.;

- мощности потребителей электрической энергии.

Основными проблемами управляемости ЕЭС России являются:

- создание первичных средств изменения состояния технологических объектов рынка энергии;
- создание средств телекоммуникаций, обработки и отображения информации в человеко-машинных комплексах управления его технологическими режимами.

К теоретическим проблемам повышения управляемости ЕЭС России относится создание:

- теории и алгоритмов оптимального управления технологическими режимами субъектов рынка энергии;
- математических моделей технологической инфраструктуры рынка энергии и ее настройка в реальном масштабе времени;
- программно-аппаратных комплексов для оптимального оперативного диспетчерского и автоматического управления режимами энергообъединений.

Как показал опыт эксплуатации ЕЭС России, основные случаи нарушений электрических режимов (более 90 %) происходили из-за развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями в электрической сети энергосистем с последующим снижением ее пропускной способности и нарушением устойчивости параллельной работы электростанций из-за недостаточной управляемости и несовершенством алгоритмов управления. Недопустимые отклонения частоты и перетоков мощности при этом возникали как следствие развития указанных аварий.

В связи с этим исследование и разработка мероприятий для повышения устойчивости энергосистем является одним из основных направлений, определяющих задачи повышения управляемости ЕЭС России.

В настоящее время изучается вопрос объединения на параллельную работу ЕЭС России и энергообъединения стран Западной Европы УСТЕ, валовая выручка от реализации электроэнергии при котором может достигать \$300 млн в год. Планируется осуществить комплекс работ для выполнения приказа РАО «ЕЭС России» от 03.07.00 № 368 «О мероприятиях по выполнению на электростанциях требования ПТЭ по регулированию частоты» и других директивных материалов, содействующих решению общей задачи повышения управляемости ЕЭС России и энергосистем стран СНГ с учетом различия стандартов на качество электроэнергии в России и энергообъединении Западной Европы УСТЕ. Допустимое отклонение частоты в УСТЕ в нормальном режиме не должно превышать $\pm 0,05$ Гц.

При исследовании вопросов и разработке мероприятий для оптимизации регулирования частоты в ЕЭС России целесообразно учитывать следующее. Существующие требования к частоте в соответствии с ГОСТ 13109-98, применяемым на территории СНГ, регламентируют нормальное допустимое ее отклонение в диапазоне 0,4 Гц ($\pm 0,2$ Гц) и предельно допустимое отклонение в диапазоне 0,8 Гц ($\pm 0,4$ Гц). Измерение частоты осуществляется на интервале усреднения 20 с, длительность периода изменения принимается 24 ч. Частота соответствует ГОСТ 13109-98, если в течение 95 % времени периода измерения ее отклонение не превышает $\pm 0,2$ Гц, а также если отсутствуют отклонения, превышающие $\pm 0,4$ Гц.

Указанные требования к частоте являются более жесткими по отношению к требованиям ранее существовавшего ГОСТ 13109-87, регламентировавшего ее значения только в нормальных режимах энергосистем. Отклонения частоты от ГОСТ 13109-87, возникающие в аварийных режимах энергосистем, им не регламентировались. В условиях развития рыночных отношений в энергетике ограниченная управляемость ЕЭС России, приводящая к отклонениям частоты от ГОСТ 13109-98, может явиться основанием для предъявления исков потребителей энергии к энергообеспечивающим организациям по причине нарушения качества электроснабжения.

Проблема регулирования частоты и мощности в ЕЭС России и энергообъединениях государств СНГ с учетом ГОСТ 13109-98 имеет непосредственную связь с задачами развития их автоматической частотной разгрузки (АЧР). При разработке правил параллельной работы энергообъединений СНГ необходимо скорректировать ранее принятую концепцию построения системы АЧР энергосистем России и государств СНГ, согласовавших применение на их территории ГОСТ 13109-98.

В первую очередь необходимо исследовать возможность увеличения принятых в настоящее время уставок по частоте АЧР-1 и АЧР-2, близких к 49 Гц, а также снижения уставок по времени устройств АЧР-2 длительностью более 10 с.

Для повышения управляемости ЕЭС России и энергосистем стран СНГ в условиях рынка энергии необходимо развивать сочетание подходов обязательного участия потребителей в системе АЧР и САОН и его экономического стимулирования при этом, например, путем оплаты потребителю его участия в АЧР и САОН по тарифным ставкам, близким к оплате резервной мощности электростанций (около 70 руб. за 1 кВт мощности в месяц). В настоящее время существуют технические средства телекоммуникаций на участке «последней мили», позволяющие обеспечить селективное телеуправление неотвеченными электроприемниками потребителей на уровне 0,4 кВ, а для целей развития АЧР осваивается выпуск недорогих отечественных реле частоты.

Проблема повышения управляемости электростанций, потребителей и электрических сетей в ЕЭС России в ближайший период может существенно обостриться в связи с уменьшением административного ресурса РАО «ЕЭС России» по причине его разделения на отдельные структуры, каждая из которых не владеет полностью ситуацией в части управления режимами субъектов рынка энергии. Технологические возможности создаваемого системного оператора в указанном вопросе окончательно не определены, экономические механизмы стимулирования участия субъектов рынка в оказании ему системных услуг не созданы.

В связи с этим необходимо ускорить разработку технологических и нормативно-правовых документов в части управляемости электростанций и потребителей, присоединяемых к электрической сети рынка энергии, компенсации издержек их участия в процессе управления как с использованием тарифного и ценового регулирования, так и по линии государственной поддержки, например, через налоговые механизмы, содействующие развитию ресурсоэнергосбережения и экологических программ.

В условиях рынка энергии мероприятия, направленные на повышение управляемости и наблюдаемости ЕЭС России, наряду с необходимыми требованиями к участникам рынка по обеспечению их показателями должны обладать инвестиционной привлекательностью для ее поэтапной оптимизации на основе современных технологий. При этом с учетом наукоемкости рассматриваемой проблемы должны быть использованы последние достижения фундаментальных и прикладных исследований, теории управления, технического прогресса в энергомашиностроении, циф-

ровой техники, систем телекоммуникаций, теории и практики создания человеко-машинных систем управления в различных отраслях промышленности.

В методическом аспекте для управления нормальными и аварийными режимами ЕЭС России необходимо в полной мере использовать оптимальное сочетание программных (разомкнутых) и стабилизирующих (на основе принципа обратной связи) замкнутых алгоритмов управления с измерением взаимных углов векторов напряжений электростанций с использованием спутниковых систем единого времени. При этом целесообразно применять существующую методику анализа и синтеза управляемости энергосистем с использованием прямого метода Ляпунова — основного метода фундаментальной теории устойчивости, позволяющего определять критерии статической и динамической устойчивости энергосистем на основе единого методического подхода, использующего функции Ляпунова.

Алгоритмы и технические средства для реализации указанных подходов к настоящему времени разработаны рядом организаций. Их внедрение в ЕЭС России и странах СНГ позволит повысить допустимую загрузку ЛЭП по условиям устойчивости параллельной работы электростанций на 5-10 %, уменьшит вероятность развития каскадных системных аварий, обеспечит развитие способов автоматической синхронизации частей энергообъединения без участия человека в контуре управления. Указанные алгоритмы и технические средства могут быть предметом «ноу-хау» для их патентования как в странах СНГ, так и в странах дальнего зарубежья для снижения издержек на рынках энергии (например, имевших место при системных авариях в энергосистемах США в 1965, 1977 гг., в июле и августе 1996 г. с погашением потребителей суммарной мощностью до 30000 МВт на время более пяти часов).

На первом этапе создания оптимальной системы автоматического управления мощностью электростанций в нормальных и аварийных режимах ЕЭС России с использованием указанных стабилизирующих замкнутых алгоритмов управления измерение взаимных углов векторов напряжений необходимо осуществлять на рекомендованных РАО «ЕЭС России» для первоочередной реконструкции системах технологической автоматики (включая САУМ) на пятидесяти шести энергоблоках 300-800 МВт КЭС суммарной мощностью 22800 МВт. В последующем для развития управления мощностью в ЕЭС России с использованием замкнутых алгоритмов управления систему измерения взаимных углов следует расширить подключением к ней ТЭЦ и КЭС с энергоблоками 80-250 МВт, ГЭС и АЭС с изменением их мощности в допустимом для них регулируемом диапазоне.

По предварительным оценкам стоимость модернизации систем регулирования мощности энергоблоков для целей регулирования частоты и мощности в ЕЭС России с учетом задач ее объединения с UCTE составит около \$45 млн из расчета приблизительно \$1,5 на 1 кВт мощности энергоблока.

Одним из основных направлений работ по повышению управляемости ЕЭС России является анализ и развитие маневренности электростанций для решения широкого спектра задач управления электрическими режимами энергосистем (управление диспетчерским графиком, участие на рынке резервов мощности, регулирование частоты и мощности в нормальных и аварийных режимах энергосистем). Для указанных целей необходимо осуществлять постоянный мониторинг показателей маневренности электростанций на основе методов «пассивного» и «активного» эксперимента, а также разработать специальную аппаратуру и методики проведения экспресс-анализа в реальном масштабе времени.

Значительный комплекс работ по проведению натурных испытаний управляемости энергоблоков ТЭС, АЭС и ГЭС, а также по разработке технических требований к их маневренности был выполнен в СССР в период 1972-1990 гг.

Указанную работу необходимо продолжить с учетом современных руководящих материалов по определению остаточного ресурса оборудования, анализа его экономичности в переменных режимах с оценкой издержек управления (постоянных и переменных затрат на дополнительные ремонты, потери топлива и гидроресурсов, увеличения вредных выбросов в окружающую среду и др.).

Специального исследования требует вопрос выдачи технических заданий на проектирование нового оборудования заводам-изготовителям для оптимизации его конструктивных показателей и уменьшения стоимости в целях повышения конкурентоспособности на рынках энергии с учетом его работы в реальных условиях переменных режимов энергосистем. Концепция указанного подхода рассматривалась ранее и обсуждается в настоящее время концерном «Росэнергоатом» и АО «ЛМЗ» для создания нового типа оборудования для АЭС и ТЭС России.

При разработке рекомендаций, направленных на повышение управляемости электростанций, необходимо в полной мере использовать фундаментальные работы по управляемости энергоблоков ТЭС, выполненные отечественными организациями, учитывать опыт их эксплуатации, накопленный в период создания ЕЭС СССР, а также к настоящему времени в России и других странах СНГ.

С учетом указанного существенный интерес представляют натурные испытания и комплекс работ по наладке и развитию систем регулирования турбин и котлоагрегатов энергоблоков 300-500 МВт, проведенные в 1976-1990 гг. на Ермаковской ГРЭС и Экибастузской ГРЭС-1 для развития системы противоаварийной автоматики восточной части ЕЭС СССР и обеспечения надежной работы электрического транзита ВЛ 500-1150 кВ Урал — Казахстан — Сибирь. Полученные результаты и выводы могут быть использованы для объединения рынков энергии России, Западной Европы, Скандинавских стран и других государств Евразии.

В процессе натуральных испытаний на указанных пылеугольных ТЭС было осуществлено более 60 опытов импульсной разгрузки турбин. При этом получены динамические характеристики турбин К-300-240 ХТГЗ и К-500-240 ЛМЗ для их привлечения к противоаварийному управлению в энергосистемах, разработаны и реализованы схемы всережимных регуляторов мощности энергоблоков, в том числе для осуществления вторичного регулирования частоты. Показана возможность устойчивого получения скоростей разгрузки турбин, достигающих 250 % номинальной мощности в секунду, для целей противоаварийного управления, что является достаточным для практического решения задач повышения динамической устойчивости энергосистем без отключения энергоблоков от сети, а также возможность отработки системой регулирования турбин оптимальных стабилизирующих управляющих воздействий с диапазоном разгрузки до 50 % номинальной мощности с частотой сигнала до 0,7 Гц.

Эффективному обмену опытом работ в указанном направлении содействовали научно-технические совещания по рассматриваемой тематике, проводимые под эгидой Казахского Республиканского управления НТОЭ и ЭП (в период 1976-1985 гг.).

По имеющимся сведениям работы для повышения управляемости энергоблоков ТЭС и АЭС ведутся также на Украине (АО «Турбоатом», г. Харьков, Львовский ОРГРЭС) и в странах Балтии учениками проф. СПбГТУ В.И. Иванова с использованием его научных разработок.

Повышение управляемости ЕЭС России для осуществления устойчивого функционирования рынков энергии в условиях технологических ограничений энергосистем в значительной степени зависит от оптимального управления возбуждением генераторов электростанций.

Указанное мероприятие используется для выполнения множества функций управления реактивной мощностью электростанций и оказания ими системных услуг рынку энергии, в том числе для:

- обеспечения нормативных показателей качества напряжения в электрической сети энергосистем и потребителей;
- снижения потерь электрической энергии на основе оптимизации потоков реактивной мощности;
- демпфирования электромеханических переходных процессов в энергосистемах для уменьшения колебаний частоты и негативного влияния связанных с этим факторов на оборудование энергосистем и потребителей (повышенного износа турбин, снижения экономичности их работы из-за отклонений давления и температуры пара на входе турбин при действии регуляторов скорости и др.);
- повышения допустимой загрузки ЛЭП по условиям устойчивости параллельной работы электростанций при аварийных возмущениях в энергосистемах и предотвращения эффектов их «самораскачивания»;
- выравнивания напряжений при синхронизации генераторов и энергосистем;
- предотвращения недопустимых условий технической эксплуатации генераторов (защиты обмоток от перегрева в аномальных режимах, гашения поля возбуждения при коротких замыканиях и др.).

Системы управления возбуждением генераторов характеризуются высокой экономической эффективностью их использования в энергосистемах. Удельные капитальные затраты на их установку и эксплуатацию в составе общих затрат на оборудование энергосистем являются незначительными и составляют примерно \$0,7-1,0 на 1 кВт мощности электростанций, в то время как эффект от автоматического регулирования напряжения в энергосистеме может превысить \$12 за 1 квар потребляемой или выдаваемой генератором реактивной мощности в пересчете на стоимость необходимых устройств компенсации реактивной мощности (шунтирующих реакторов или батарей статических конденсаторов) для установки на ПС при недостаточном уровне их развития в энергосистемах.

В настоящее время появились дополнительные возможности для повышения эффективности управления возбуждением генераторов на основе освоенных промышленностью синхронных генераторов с расширенным диапазоном приема реактивной мощности (турбогенераторы серии У), а также для продления ресурса и модернизации высокочастотных систем возбуждения при условии их допустимого технического состояния и экономической целесообразности смещения сроков замены на тиристорные системы возбуждения, например, на электростанциях с малым остаточным ресурсом генераторов. Для сравнения следует указать на то,

что стоимость вновь устанавливаемой тиристорной системы возбуждения составляет около \$70 за 1 кВт мощности возбудителя, стоимость модернизации высокочастотной системы возбуждения в 5-7 раз ниже.

По предварительным оценкам необходимые затраты на замену высокочастотных систем возбуждения генераторов на 20 % электростанций России могут составить около \$40 млн.

Следует указать на то обстоятельство, что стоимость замены статоров турбогенераторов 300 МВт существующих электростанций на статоры новых типов с расширенным диапазоном потребления реактивной мощности (до 180 Мвар) составляет около \$1,5 на 1 кВт мощности (по опыту реконструкции трех турбогенераторов Киришской ГРЭС). Указанная реконструкция турбогенераторов расширяет возможности участия ТЭС в оказании ими системных услуг в части обеспечения нормативных уровней напряжения в электрической сети в минимальных режимах энергосистем. При этом может быть обеспечено снижение затрат на установку шунтирующих реакторов на ПС энергосистем, удельная стоимость которых достигает \$12 на 1 квар мощности. Установка шунтирующих реакторов в значительном числе случаев необходима для предотвращения отключений ВЛ напряжением 220 кВ и выше, осуществляемого в целях снижения недопустимо высоких уровней напряжения в минимальных режимах энергосистем ЕЭС России, что приводит к увеличению потерь энергии и снижению надежности энергоснабжения.

В связи с указанным в современных условиях управляемость возбуждением генераторов электростанций может рассматриваться как необходимое условие для их присоединения к электрической сети энергосистем, а также как оплачиваемый вид дополнительных системных услуг рынку энергии.

Одним из направлений работ по развитию управляемости реактивной мощностью ЕЭС России в целях повышения устойчивости параллельной работы электростанций и снижения издержек рынка энергии следует считать развитие методики синтеза оптимальных алгоритмов автоматического регулирования возбуждения генераторов с адаптацией структуры и параметров используемых в них законов регулирования к текущему состоянию и режимам энергообъединений в реальном масштабе времени.

Наряду с управлением активной и реактивной мощностью электростанций в условиях рынка энергии повышается актуальность управления электрической мощностью потребителей электрической энергии в нормальных и аварийных режимах энергосистем.

При разработке мероприятий для создания сети потребителей-регуляторов нагрузки (ПРН) ЕЭС России и механизмов их экономического стимулирования целесообразно учитывать следующее.

В качестве основных типов электроприемников для создания сети ПРН необходимо в первую очередь использовать установки потребителей, обладающих способностью аккумулирования теплоты и холода (установки электрообогрева и электродкотлы различных типов, холодильники, кондиционеры, электрические печи и др.) в период минимальных нагрузок энергосистем (в ночные часы, в воскресные и праздничные дни). По предварительным оценкам мощность таких электроприемников в ЕЭС России составляет около 4 % ее максимума нагрузки (т.е. около 5200 МВт). Указанная мощность значительно превышает величину необходимого регулировочного диапазона электростанций ЕЭС России для первичного и вторичного регулирования частоты (± 3000 МВт). «Вытеснение» указанной нагрузки из пиковой части графика ЕЭС России, использование ее для снижения величины резервной мощности, размещаемой на электростанциях, а также в системах противоаварийной автоматики отключения нагрузки и АЧР, позволит уменьшить затраты на оплату резервной и пиковой мощности электростанций, уменьшить потери в электрических сетях и, как следствие, снизить тариф на рынке энергии (плата за мощность для электростанций при двухставочном тарифе в настоящее время составляет около 70 руб. за 1 кВт в месяц, для потребителей около 110 руб. за 1 кВт в месяц). Привлечение ПРН к регулированию частоты и мощности в ЕЭС России уменьшит интенсивность воздействий на электростанции, снизит их издержки на ремонты и пережог топлива.

Для повышения управляемости потребителей энергии в СПбГТУ разработаны конструкции и изготовлены образцы для целей обогрева тепловых аккумуляторов сухого типа номинальной мощностью от 1,7 до 10 кВт (способных аккумулировать тепловую энергию в ночной период с 23 до 7 часов), позволяющие отключать их от сети при дефиците мощности в энергосистемах. В качестве теплоаккумулятора используется недорогой экологически чистый материал с теплоемкостью 0,26 ккал/(кг·°С).

Удельная стоимость 1 кВт мощности указанных электротепловых аккумуляторов (ЭТА) на порядок ниже по сравнению с импортными аналогами (например, теплоаккумуляторов фирмы Ольсберг — Германия) и составляет \$5-30 на 1 кВт мощности. Для сравнения следует указать на то, что стоимость ввода 1 кВт мощности на тепловой электростанции составляет \$800-1400 (в зависимости от типа топлива), на АЭС \$1500-2000.

В настоящее время разработана также автоматика, позволяющая использовать указанные электротепловые аккумуляторы и другие установки потребителей-регуляторов нагрузки для целей регулирования частоты в ЕЭС России (малогабаритные реле частоты невысокой стоимости и бесконтактные устройства коммутации ТЭНов). Спецификой создания эффективной сети ПРН на основе установок накопления теплоты является необходимость их массового внедрения (при единичной мощности до 7 кВт целесообразно установить около 20 тыс. штук ЭТА в г. Санкт-Петербурге, 40 тыс. штук в г. Москве, около 500 тыс. штук в ЕЭС России).

Для решения задач телеуправления неотвественными электроприемниками ПРН в масштабе АО-энерго и ЕЭС России СПбГТУ совместно с АО «Марсэнерго», АО «Анком», ООО «НИРЭ» разработаны и изготовлены устройства и системы телеуправления электроприемниками ПРН в сети 0,4 кВ с передачей информации по каналам пейджерной сети, силовой электрической сети 0,4 кВ, по каналам телефонных и радиотрансляционных сетей. Проведены испытания указанных систем телекоммуникаций в г. Москве (в ЦДУ — в 2001 г., в городской радиотрансляционной сети — 1998 г.) и в г. Санкт-Петербурге, получены необходимые сертификаты соответствия.

Указанные устройства телекоммуникации на участке «последней мили» до потребителя совместно с цифровыми каналами ЕЭС России и других поставщиков телекоммуникационных услуг в России (Ростелеком, МПС, Газпром и др.) позволят создать эффективные системы регулирования частоты и мощности оптового рынка энергии России с использованием потребителей-регуляторов нагрузки энергосистем и повысят управляемость межгосударственных энергообъединений.

Развитие сети ПРН наряду со снижением затрат на создание новых пиковых мощностей электростанций позволит снизить издержки переменных режимов электростанций для оптимизации диспетчерских графиков, регулирования частоты и мощности в нормальных и аварийных режимах энергосистем. По предварительным оценкам дополнительные затраты условного топлива на осуществление переменных режимов суточного графика тепловых электростанций могут достигать 20 г/(кВт·ч), на регулирование частоты (при выведенном регуляторе давления пара перед турбиной — регуляторе «до себя») до 3-4 г/(кВт·ч). Комплексное регулирование частоты в ЕЭС России на основе сочетания ПРН и ТЭС позволит уменьшить расход топлива на них на 0,4-0,5 %, снизит на 800 млн руб. затраты на топливо в ЕЭС России (в ценах 2000 г.)

Внедрение ПРН для целей регулирования частоты и мощности позволит также снизить затраты на дополнительные ремонты, связанные с повышением износа оборудования гидравлических и тепловых электро-

станций, привлекаемых к централизованному регулированию частоты, участвующих в ее первичном, вторичном и иных видах регулирования (по уровню 2000 г. средние удельные годовые затраты на ремонт оборудования ТЭС составили около 90 руб/кВт). По предварительным оценкам устранение негативного влияния отклонений давления и температуры при регулировании частоты и суточного графика нагрузки может обеспечить снижение фактического ремонта оборудования ТЭС и ГЭС на 5-10 %, т. е. на 5-9 руб. на 1 кВт установленной мощности (снижение затрат на ремонты электростанций в масштабе ЕЭС России при этом может составить около 1 млрд руб. в год).

Ориентировочные затраты на создание потребителей-регуляторов частоты и мощности в ЕЭС России с суммарной мощностью подключенной нагрузки около 4 % ее максимальной нагрузки (около 5200 МВт) составят порядка 3 млрд руб. (из расчета затрат \$20 на 1 кВт для создания управляемой нагрузки).

В условиях существующих в настоящее время избытков генерирующих мощности в ЕЭС России срок окупаемости затрат на создание потребителей-регуляторов нагрузки энергосистем может составить 1,5-2 года.

На этапе исчерпания ресурса оборудования электростанций в ЕЭС России в период до 2015 г. при необходимости ввода новых генерирующих мощностей экономический эффект от создания сети потребителей-регуляторов нагрузки суммарной мощностью около 5200 МВт может быть оценен в размере \$3-4 млрд (при затратах на создание сети ПРН около \$200 млн). Дополнительный экономический эффект от аккумуляции тепловой энергии в ночной период может быть получен на основе увеличения объемов реализации электроэнергии и загрузки электрической сети ЕЭС России в ночные часы. Суммарные показатели экономической эффективности создания сети потребителей-регуляторов нагрузки в масштабе СНГ будут значительно выше приведенных оценок.

Следует указать на то, что в настоящее время в России в связи с затратным принципом формирования тарифов на энергию и отсутствием реальных рыночных механизмов, стимулирующих снижение затрат на электроэнергию в сфере производства и услуг, создание потребителей-регуляторов нагрузки энергосистем не нашло распространение.

Бурный рост интереса к указанной проблеме следует ожидать через 3-5 лет при возрастании цен на топливо и энергию в ощутимых размерах и при исчерпании ресурса значительной части оборудования электростанций.

Специальным вопросом, оказывающим существенное влияние на показатели управляемости ЕЭС России при ее совместной работе с рын-

ком энергии СНГ, государств Балтии, сопредельных государств и NORDEL, а также в последующем с западноевропейским объединением UCTE, является определение экономической целесообразности и технологической возможности их объединения на переменном токе по существующим и проектируемым линиям электропередач напряжением 220, 330, 400, 500, 750 и 1150 кВ. Техническая реализация такого объединения может быть выполнена на основе традиционных систем управления режимами энергообъединений с их дополнением устройствами автоматики, использующими телеизмерение взаимных углов напряжений электростанций на основе спутниковых систем единого времени, с оцениванием текущего состояния и запасов устойчивости энергообъединений в реальном масштабе времени. Предпосылкой для успешного решения указанной задачи может служить положительный опыт параллельной работы на переменном токе электростанций ЕЭС СССР и стран-участниц СЭВ, а также существующего в настоящее время энергообъединения на основе ЕЭС России с территорией электроснабжения от западных границ Украины до Улан-Батора с шестью часовыми поясами и протяженностью более 10000 км с Запада на Восток, а также от Мурманска до Ташкента в широтном направлении.

Одним из вопросов для снижения издержек при экспорте энергии из России является необходимость исследования экономической целесообразности параллельной работы ЕЭС России и энергообъединения Скандинавских стран NORDEL с их объединением через Выборгский преобразовательный комплекс (год ввода ВПК — 1981) и шунтирующую его сеть переменного тока 330/400 кВ. Предпосылкой для такого режима работы являются близкие показатели качества частоты в ЕЭС России и NORDEL в последние годы и специфика, связанная с выделением на Финляндию энергоблока мощностью 450 МВт Северо-Западной ТЭЦ в г. Санкт-Петербурге.

Следует указать на то, что в ряде случаев повышение и снижение частоты в NORDEL превышает отклонения частоты в ЕЭС России. С учетом указанного в настоящее время СПбГТУ совместно с университетами Швеции и энергокомпанией NORDEL разрабатывается программа выполнения комплекса научно-исследовательских и экспериментальных работ для анализа показателей изменения частоты и характеристик ЕЭС России и NORDEL и разработки алгоритмов оптимального управления ими в нормальных и аварийных режимах для их объединения на синхронную работу по ЛЭП 330-400 кВ переменного тока при различных условиях передачи мощности через Выборгский преобразовательный комплекс.

Дополнительного исследования в условиях рынка энергии для повышения управляемости электрической сети ЕЭС России требует также оценка эффективности развития различных способов продольно-поперечного регулирования трансформаторов на ПС федеральной сетевой компании, обеспечивающих возможность перераспределения потоков мощности в межсистемных сечениях между ЛЭП различных классов напряжения. При этом может быть повышена фактическая загрузка ЛЭП более высоких классов напряжения, что обеспечит снижение потерь и увеличит допустимые перетоки мощности по ним по условиям устойчивости энергосистем.

При этом может быть получен экономический эффект от снижения капитальных затрат на развитие ЛЭП, на ввод шунтирующих реакторов, на установку батарей статических конденсаторов на ПС энергосистем при оптимальном распределении потоков мощности. При его оценке следует учитывать удельную стоимость затрат на ЛЭП с ПС в зависимости от классов напряжения, которая может быть ориентировочно принята в размере \$120-160 за 1 кВт передаваемой мощности, и затраты на устройства продольно-поперечного регулирования, составляющие около \$8-10 на 1 кВт мощности.

Одной из составляющих успешного решения задач оптимального управления электрическими режимами оптового рынка энергии является необходимость развития наблюдаемости ЕЭС России в реальном масштабе времени. Указанное целесообразно осуществлять на основе создания интегрированных сетей телекоммуникаций различных собственников (РАО «ЕЭС России», РАО «Газпром», МПС и др.) с учетом их пропускных способностей и трафика.

Объединение и оптимальное использование существующих средств телекоммуникаций естественных монополий страны и независимых поставщиков услуг связи позволит снизить издержки на их развитие и эксплуатацию, что обеспечит резерв для оптимизации тарифов на их продукцию и услуги. При этом необходим комплексный подход к созданию иерархической структуры передачи и обработки информации в ЕЭС России, в том числе на участке «последней мили», для управления потребителями-регуляторами частоты и мощности энергообъединений, присоединяемыми к сети 0,4 кВ.

В настоящее время системы телемеханики для целей регулирования частоты и мощности ЕЭС России выполнены в большинстве случаев на морально устаревшей аппаратуре, что требует их развития с использованием современных устройств.

Так, например, существующая центральная координирующая система (ЦКС) автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) ЕЭС России, воздействующая на ГЭС Волжского каскада, содержит технические средства разработки начала 1980-х годов (комплексы УТК-1, ТМ-512 и др.). В аналогичном состоянии находится комплекс телемеханики для телеуправления мощностью Киришской ГРЭС и других электростанций. Общие затраты на развитие наблюдаемости ЕЭС России в период до 2015 г. могут быть оценены в размере \$200 млн. Увеличение составляющих затрат на систему телекоммуникаций в масштабе ЕЭС России может привести к объективному повышению тарифа на электроэнергию в стране на 0,7-1 к. (около 1,5-2 % тарифа 2002 г.), что составляет незначительную долю от ожидаемого общего повышения тарифов на энергию к 2010 г. в 2-3 раза, обусловленного в основном уровнем инфляции (около 15 % в год) и ростом стоимости топлива.

Для оптимизации указанных затрат необходимо скорректировать разработанную ранее концепцию построения системы телекоммуникации РАО «ЕЭС России» с учетом развития рынка услуг в указанном направлении, а также с учетом реформирования РАО «ЕЭС России» (создания АТС, ФСК, СО, ГК, региональных структур рынка), использующих как специализированные, так и общие для рынка энергии потоки информации. Координация постоянных и переменных затрат на создание и оплату услуг интегрированной системы телекоммуникаций для решения технологических и коммерческих задач рынка энергии с учетом технологической специфики потоков информации, требований к их надежности, точности, быстрдействию, к возможности их разделения во времени с учетом оптимального периода времени, необходимого для обновления информации, а также ряда других показателей может снизить издержки каждого из участников рынка энергии на систему телекоммуникаций (ориентировочно на 10-15 %).

Для повышения управляемости ЕЭС России специального решения требует также развитие комплексов программ для расчетов в реальном времени оптимальных управляющих воздействий в энергообъединениях с учетом требований их сертификации по международным стандартам.

С учетом вышеизложенного целесообразно оценить необходимые затраты для повышения управляемости ЕЭС России. В связи со значительной неопределенностью информации для осуществления их конкретного расчета целесообразно принять диапазон указанных затрат на основе существующего уровня и верхней оценки ожидаемого снижения издержек рынка энергии.

Общий объем ежегодной валовой выручки от реализации электрической энергии в ЕЭС России с учетом экспорта электроэнергии может быть оценен в размере \$14 млрд (из расчета годовой выработки электроэнергии около 820 млрд кВт·ч при цене \$0,017 за 1 кВт·ч).

Оценим затраты на повышение управляемости ЕЭС России. Примем, что оценка возможного снижения издержек рынка энергии (в том числе страхование рисков от нарушения энергоснабжения) при повышении управляемости ЕЭС России составит 10 % от текущего значения его валовой выручки, т.е. примерно \$14 млн. Указанную оценку примем в качестве среднегодовой равновесной цены спроса и предложения на наукоемкие технологии для повышения управляемости ЕЭС России. Период технического ресурса предлагаемых мероприятий равен 10 годам. Примем также следующие оценки структуры капитальных затрат для повышения управляемости ЕЭС России в течение периода их ресурса:

- на повышение управляемости электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) суммарной мощностью 60000 МВт (для обеспечения регулировочного диапазона 10 %, т.е. 6000 МВт) в размере \$240 млн (из расчета капитальных затрат \$1 на 1 кВт для модернизации турбин, \$1 на 1 кВт — электрической части электростанций, \$2 на 1 кВт — котлов, что составляет в сумме около 0,5 % стоимости 1 кВт мощности на вновь вводимых электростанциях);

- на создание сети потребителей-регуляторов нагрузки суммарной мощностью около 5000 МВт и каналов связи для указанных целей в размере \$104 млн (из расчета \$20 на 1 кВт);

- на развитие управляемости электрической сети, систем телекоммуникаций \$200 млн (по опыту проектирования техпереворужения средств связи и АСУТП МЭС и ОДУ России);

- на развитие системной автоматики и систем АРЧМ \$100 млн (по опыту проектирования).

- на развитие теоретических методов, алгоритмов управления и программно-аппаратных комплексов для управления режимами рынка энергии — \$60 млн (по опыту составления программ НИОКР РАО «ЕЭС России»).

С учетом указанного укрупненные показатели затрат для повышения управляемости ЕЭС России могут быть оценены в размере \$900 млн. Дополнительные затраты на монтажные и наладочные работы могут быть оценены в размере \$450 млн (около 50 % от стоимости капитальных затрат).

Указанный баланс затрат на повышение управляемости ЕЭС России требует оптимизации расходов на техническое перевооружение действующего оборудования энергосистем, поставляемого на основе конкуренции и тендеров, с учетом его остаточного ресурса, стоимости необходимых комплектующих отечественного и зарубежного производства.

Таким образом, проблема повышения технической управляемости субъектов рынка энергии и ее тарифное стимулирование является необходимым условием снижения издержек и выполнения договоров на рынке энергии и требует консолидации работ научных, эксплуатирующих и проектных организаций для внедрения их результатов в ЕЭС России и энергообъединениях сопредельных государств.

УДК 621.31:347.21

О государственной регистрации прав на недвижимое имущество электроэнергетики

*М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, В.П. Гречин, канд. техн. наук,
В.В. Бури, юрист*

Введение. Одним из важнейших условий эффективного управления собственностью в энергетике не только как фактическим объектом владения и использования, но и как объектом, обладающим правом на него, является принятая в России система государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним. Качество ее проведения определяет степень защиты прав российских и иностранных граждан и организаций, а также реального наполнения бюджета государства и его регионов за счет налогообложения на недвижимость.

Государственная регистрация дает субъектам юридический титул собственности – законное право на недвижимость, которое регламентирует владельцу его права и соответствующие обязанности, например, нести расходы по содержанию объектов, платить установленные государством налоги на них и т.д.

Государственная регистрация объектов электроэнергетики необходима при создании соответствующих юридических лиц (предприятий ФСК, РСК и обособленных обществ по видам деятельности в АО-энерго) в целях определения их недвижимого имущества в соответствии с приказом РАО «ЕЭС России» по реструктуризации электроэнергетики «О задачах по реализации проектов реформирования АО-энерго в 2002 году» от 5.04.2002 г., № 200.

Данная статья посвящена некоторым проблемам, возникающим при государственной регистрации недвижимого имущества – объектов электроэнергетики, для установления общих закономерностей регулирования данного правового акта.

Государственная регистрация прав на недвижимое имущество электроэнергетики. К недвижимому имуществу в энергетике, права на которое регистрируются в Едином государственном реестре прав, относятся объекты, указанные в [1-3], независимо от их статуса (собственность, аренда, сервитут). Такими объектами являются:

- земельные участки, занятые существующими или строящимися энергообъектами (электростанции, подстанции, воздушные и кабельные ЛЭП, РП, ТП и т.д.);
- здания и сооружения, принадлежащие энергетическим организациям или арендуемые ими;
- предприятия энергетики как имущественный комплекс;
- объекты незавершенного энергетического строительства, не являющиеся предметом действующего договора строительного подряда.

Право собственности – это совокупность гражданско-правовых норм, регламентирующих и охраняющих состояние принадлежности имущества субъектам права: государству (федерации и регионам), муниципалитету, юридическим и физическим лицам.

Правомочиями собственника являются: владеть, пользоваться, распоряжаться движимым и недвижимым своим имуществом.

В [1] дано уточненное понятие недвижимого имущества, которое исходит из двух критериев. В первом случае речь идет о недвижимости по природе, а во втором – отнесении к недвижимости в силу закона. Недвижимое имущество – это понятие юридическое, а не физическое или фактическое. Недвижимостью в [1] признается не любое имущество, отвечающее признаку связанности с землей, а то, которое, обладая такими признаками, может быть объектом гражданских прав.

Земля занимает доминирующее положение по отношению к другим объектам недвижимости, т.к. именно она является основным критерием, по которому тот или иной объект гражданских прав может относиться к категории недвижимого имущества. Поэтому в основу разграничения имущества на недвижимое и движимое положен традиционный фактический критерий – возможность отсоединить от земли и переместить определенное имущество без несоразмерного ущерба его назначению.

Государственная регистрация – это юридический акт, которым государство признает и подтверждает возникновение, ограничение, переход или прекращение прав на недвижимое имущество. Согласно [2] государственная регистрация является единственным доказательством существования зарегистрированного права на недвижимое имущество и сделок с ним, которое может быть оспорено только в судебном порядке.

Принятая в настоящее время в России европейская система государственной регистрации прав на недвижимость отличается от выполнявшейся ранее простой регистрации собственности в виде учета правоустанавливающих документов на недвижимое имущество.

До 1992 г. земля и большая часть зданий и сооружений (в том числе и объекты энергетики) находились в государственной (народной) собственности, поэтому гражданский оборот недвижимого имущества был существенно ограничен. Ведущее место занимали не вопросы правового статуса имущества, а проблемы его учета и особенно инвентаризации, обычно относимые к государственной регистрации. Поэтому учет государственной собственности, разделенной между ведомствами, носил отраслевой, объектный или территориальный характер, что исключало потребность в единой государственной системе регистрации прав на нее.

Завершаемый в России процесс государственной регистрации прав на объекты ТЭК, в том числе на основные средства электроэнергетики, позволит получить реальную капитализацию собственности энергетики, расширить оборот энергетической недвижимости, развить рынок энергообъектов и сформировать единое экономическое энергетическое пространство. По Конституции «в РФ гарантируются единство экономического пространства, свободное перемещение товаров, услуг и финансовых средств, поддержка конкуренции, свобода экономической деятельности», что возможно только при проведении государственной регистрации прав на недвижимое имущество.

Подъем экономики невозможен без эффективного, широкого вовлечения в гражданский оборот недвижимого имущества, в том числе и земли, развития современного рынка недвижимости и создания конкурентной среды во всех отраслях, включая отрасли ТЭК. Такой рынок требует выполнения предусмотренных законом процедур, обеспечивающих и защищающих права собственности и иные вещные права на недвижимое имущество. Стремление собственников получить от государства и общества признание и защиту их прав на недвижимость, развитие системы регистрации права поддерживаются также фискальными интересами госу-

дарства, так как государственная регистрация позволяет легко установить плательщика налога на недвижимое имущество.

В России создана независимая система регистрирующих учреждений Минюста РФ, формирующая единое правовое поле отечественного рынка недвижимости [2]. Успешное проведение государственной регистрации объектов электроэнергетики позволит достичь следующих целей:

- надлежащим образом защитить имущественные права субъектов гражданского оборота (акционеров объектов энергетики – российских и зарубежных физических и юридических лиц), и прежде всего инвесторов и банков, осуществляющих финансирование строящихся и реконструируемых объектов ТЭК;
- гарантировать интересы государства в вопросах управления недвижимым имуществом.

Государственная регистрация позволит сосредоточить в государственных органах большой объем правовой и технической информации, касающейся недвижимого имущества ТЭК. Эти данные могут быть использованы в целях территориального (регионального) планирования, обеспечения рационального использования земельных ресурсов, перспективного развития ТЭК и т.д.

Анализ литературы [1-7] показал, что имеется разобщенность в публикациях по отдельным проблемам, связанным с регистрацией прав и сделок с недвижимостью отраслей ТЭК. В настоящее время отсутствуют работы, представляющие в систематизированном виде действующее законодательство в сфере государственной регистрации в отрасли «Электроэнергетика» и освещающие имеющиеся проблемы в этой области.

При рассмотрении и анализе данной проблемы следует сделать два замечания.

Во-первых, представляется неправомерным отнесение в [2] ряда объектов к собственности, не имеющей права называться недвижимым имуществом и, соответственно, претендовать на государственную регистрацию. По нашему мнению, к объектам недвижимости необходимо дополнительно отнести наземные энергетические объекты, обладающие временным признаком. Объекты электроэнергетики, предназначенные (запроектированные) для постоянной эксплуатации в течение не менее 25 лет следует считать недвижимым имуществом с соответствующими правами на государственную регистрацию.

Таковыми объектами являются:

- плавучие (судовые) электростанции;

- комплектные трансформаторные подстанции (КТП), в том числе и отрываемые от земли подъемными кранами, любого класса напряжения;
- естественные и искусственные водохранилища ГЭС;
- ЛЭП 0,4 -1150 кВ и возможно другие.

Под постоянной эксплуатацией понимается завершенное строительство (с возможной подачей только охранного напряжения) со сдачей в эксплуатацию или уже функционирующий энергетический объект (предприятие), связанный с производством, преобразованием, транспортировкой или распределением промышленного электричества.

Во-вторых, на наш взгляд, недостаточно определенно решен вопрос о месте регистрации так называемых протяженных объектов – воздушных и кабельных ЛЭП, составляющих единое целое. В [3, п. 4] приводятся сведения об объектах имущества, образующих единое целое (с неясными признаками неделимости: физическими, технологическими или другими). Отсутствует четкое понятие электросетевого комплекса, что затрудняет его универсальное применение в практике государственной регистрации протяженных объектов на всей территории России. В [1-3] трактуется, что регистрация прав осуществляется по месту нахождения недвижимости. С воздушными и кабельными ЛЭП напряжением 0,4–110 кВ данный вопрос можно решить достаточно просто, так как эти протяженные объекты (по физическим параметрам) далее городской или районной черты и тем более границы субъекта РФ обычно не простираются. Для подобных объектов, если ЛЭП 0,4-110 кВ проходит по двум и более районам, регистрация проводится в городском или региональном центре государственного учреждения юстиции по государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним.

Для межсистемных ЛЭП 110–220 кВ и выше (проходящих по территории нескольких регистрационных округов), находящихся в собственности ФСК ЕЭС или других энергетических компаний, этот вопрос может иметь разные принципиальные решения.

Существуют два основных ответа на вопрос о месте регистрации собственности на ЛЭП (если они признаются недвижимым имуществом). Согласно [4] регистрация осуществляется следующим образом: «собственник регистрирует линии электропередачи в *любом* (выделено авторами данной статьи) из округов и высылает в другой округ извещение о такой регистрации с указанием присвоенного кадастрового номера. Кадастровый номер данного объекта недвижимости будет единым на всем протяжении линии электропередачи».

В этом случае возникает ряд не решаемых формализованным способом вопросов (при прохождении регистрируемой ЛЭП по двум и более округам – регионам), в частности, не ясно, *кто и как выбирает этот любой округ?*

Кто – это юридическое лицо регионального значения или настоящий собственник в Москве (например, ФСК ЕЭС)? Кому отдать предпочтение быть первым (основным и единственным) регистратором, принимая во внимание, что каждый регион хотел бы иметь эту собственность (недвижимость) у себя для взимания платы за использование недвижимости (самого объекта и земли)? Необходимо исключить определенно неразрешимую в любом регионе ситуацию – все должно быть формализовано и открыто.

Поэтому возможны следующие варианты:

- регистрацию (начало) проводить в избранном регионе (например, избранный регион тот, кого определит жребий или другой признак);
- регистрацию проводить по месту начала потокораспределения по регистрируемой ЛЭП до потребителя или до точки устойчивого токораздела.

В этом случае также возникают дополнительные, но в принципе решаемые вопросы.

Вопрос первый: *Кого считать потребителем?*

Конечного по этой линии потребителя, ограниченного приемными шинами электроустановки того же напряжения. В этом случае наименование ЛЭП определено названиями подстанций (ПС): первая ПС – вторая ПС. При этом принимается ЛЭП в одноцепном исполнении с указанием, при необходимости, номера распределительного устройства или номера системы шин. Здесь опять возникают вопросы: куда отнести ответвления на этой ЛЭП и как учитывать двухцепные линии, имеющие общие опоры (определенное расстояние трассы) с последующим расхождением этих цепей-линий в разные регионы?

Предлагается следующий вариант: регистрация ЛЭП проводится со всеми ответвлениями и жесткими, некоммутируемыми присоединениями. При этом необходимо решить, должен ли зарегистрированный собственник заниматься ремонтно-эксплуатационным обслуживанием своего энергообъекта, находящегося на чужой территории или сдавать его в аренду?

Вопрос второй: *Что делать в случае изменения точки токораздела при нормальной эксплуатации?*

Последовательно за этими отклонениями менять кадастровый номер объекта недвижимости? Это не рационально (потому что может происхо-

дальше достаточно часто) и может внести путаницу при анализе прав собственности на данный объект.

Предлагаются следующие варианты для определения места регистрации объектов электроэнергетики, входящих в перечень объектов недвижимого имущества, права на которые регистрируются в Едином государственном реестре прав.

1. Регистрацию прав на протяженные объекты электроэнергетики, а именно ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения, проводить частями по месту (территории) нахождения регистрируемого объекта – в региональном центре государственной регистрации. В этом случае регистрируемая ЛЭП приобретает статус сложной вещи [1], которую можно делить на части.

В то же время существуют же в Едином государственном реестре прав постоянные по Конституции России границы регионов – субъектов РФ и их частей, непосредственно связанные с землей.

Кроме того, обоснованием для этого может быть следующее обстоятельство - объемы ремонтно-эксплуатационного обслуживания объектов, входящих в состав ФСК и РСК, определяются границами регионов–субъектов РФ. Юридическую ответственность за нормальную работу этих ЛЭП несут региональные предприятия ФСК или РСК (согласно Уставу или Положению этих предприятий).

В связи с проводимым уточнением капитализации собственности ряд АО-энерго принимают свои местные незаконные положения по государственной регистрации прав на недвижимое имущество электроэнергетики.

2. Регистрацию всех ЛЭП 220 кВ и выше, проходящих по двум и более регионам, проводить в г. Москве (юридический адрес ФСК ЕЭС) с последующей передачей в аренду территориальным региональным предприятиям ФСК (рекомендуемый вариант).

3. Регистрацию межрегиональных ЛЭП 110 кВ и ниже проводить в регионе начала потокораспределения на момент регистрации и в будущем при изменении или реверсивном характере потока мощности во времени кадастровый номер (без особой необходимости) не менять.

Единый государственный реестр прав является открытым – любое лицо имеет право получить информацию, причем информация предоставляется в любом органе, осуществляющем регистрацию недвижимости, независимо от места совершения регистрации [1], т.е. государственная регистрация носит публичный, открытый характер. Это положение зна-

чимо для защиты прав собственника, приобретателя или инвестора, а также для формирования рыночной цены на объект недвижимости.

Согласно [2] любое юридическое или физическое лицо может получить информацию о состоянии прав на зарегистрированный объект недвижимости, но не об истории вопроса и не о самих документах – основаниях проведения регистрации.

Более подробные сведения предоставляются: самим правообладателем; руководителям органов местного самоуправления и государственной власти, налоговым и правоохранительным органам, лицам, имеющим право на наследование имущества. Согласно [2] регистрирующий орган обязан по запросу правообладателя предоставлять информацию о лицах, которые получали сведения об объекте.

Несмотря на то, что система государственной регистрации энергетической собственности требует некоторой корректировки, в целом она создает определенную нормативную базу для ее осуществления по общим правилам на всей территории РФ.

Регистрация незавершенного строительства. На территории России находятся много энергообъектов незавершенного строительства, особенно ЛЭП 220-500 кВ. По закону незавершенный строительством объект по общему правилу является движимым имуществом. Это вытекает из [1], где записано, что право собственности на недвижимость возникает лишь с момента государственной регистрации.

В [1, 2] указано, что объекты, незавершенные строительством, регистрации не подлежат. В то же время, если недостроенный и (или) не сданный в эксплуатацию объект будет отчуждаться (например, продаваться), государственная регистрация должна проводиться.

Такое решение, вводящее регистрацию некоторых объектов незавершенного строительства, связано со стремлением заинтересовать потенциальных инвесторов и покупателей в финансировании и приобретении недостроенных объектов ТЭК, в том числе и с помощью формализации государственного признания и защиты прав потребителя сразу же, не дожидаясь окончания строительства объекта. Однако следует отметить, что сам незавершенный строительством объект недвижимым имуществом не называется, так как не существует никаких правовых оснований решать по-разному вопрос об отнесении к недвижимости этих объектов в зависимости от того, кому они принадлежат.

То есть регистрация прав на незавершенные строительством объекты допускается, но лишь в исключительном случае, а именно при необходи-

мости отчуждения такого объекта. При этом возможность регистрации обусловлена, кроме представления документов, подтверждающих право застройщика на земельный участок, выполнением значительного числа других формальных требований [2].

Муниципальная собственность объектов электро- и теплоэнергетики не является разновидностью государственной собственности. Однако с учетом признака ее публичного характера структура этой собственности во многом схожа с государственной.

Субъектами данной формы собственности являются муниципальные образования, представленные в виде городов и других населенных пунктов и их подразделений (предприятий), являющихся юридическими лицами (например, городские электрические сети, предприятия теплоэнерго). Муниципальная собственность также должна пройти государственную регистрацию и получить кадастровый номер.

По общему правилу в собственности юридических и физических лиц может находиться любое имущество [1], в том числе и электроустановка. Вместе с тем законодательством РФ установлен ряд ограничений, обусловленных наложением на собственников или арендаторов электроустановок дополнительных требований, таких как наличие лицензии, сертификации и аккредитации, получение которых неэнергетическим организациям достаточно затруднительно. Это вызвано высокой значимостью объектов и систем энергетики для экономики и обеспечения необходимыми ресурсами населения страны, достаточной сложностью достижения нормальной и устойчивой работы и повышенной опасностью при эксплуатации энергетических установок.

Кроме того, необходимо узаконить следующие положения для электроэнергетики:

- установить перечень видов имущества, которые в силу определенных признаков должны находиться только в государственной или муниципальной собственности;
- ограничить количество и стоимость имущества, которое может находиться в собственности граждан и юридических лиц. Введение таких ограничений необходимо для защиты конституционного строя, безопасности, прав и законных интересов других лиц.

Сервитут подразумевает право пользования чужой вещью в известном ограниченном отношении. В [1–3] под сервитутом понимается право ограниченного пользования чужим объектом недвижимости (в основном, земли) для прохода, прокладки и эксплуатации коммуникаций (например,

воздушных и кабельных ЛЭП) и иных нужд, которые не могут быть обеспечены без установления публичного сервитута.

Необходимо определиться для протяженных объектов (ЛЭП с учетом охранных зон), какая форма права (аренда или сервитут) земельных участков (возможно, дифференцированная для разных организаций) должна быть при прохождении трасс линий с точки зрения оплаты за использование земли.

Согласно письму Госналогслужбы России и Роскомзема от 13.01.1995 г. № НН-6-02/26, 5-16/58 «О нормах отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» эти нормы достаточно велики, что не создает оптимальных условий для развития электрических сетей. По нашему мнению, опоры ЛЭП и все, что стоит на земле, – это аренда, а то, что находится в воздухе (над землей согласно нормам), – это *сервитут* (желательно, безвозмездный) с соответствующим налогообложением.

Сервитуты, как и аренда, также подлежат государственной регистрации и вступают в силу после их занесения в Единый государственный реестр прав.

Ограничения вещных прав, подлежащие государственной регистрации. К таким ограничениям можно отнести аренду, сервитуты, доверительное управление и другие.

По [1] собственник имеет право передавать имущество в доверительное управление другому лицу – доверительному управляющему. В данном случае передача имущества не влечет перехода права собственности к доверительному управляющему. Цель заключения договора о доверительном управлении состоит в том, чтобы путем передачи собственником своего имущества управляющему – профессиональному менеджеру добиться эффективного его использования в интересах самого собственника.

Известно, что энергетика при нормальной платежеспособности потребителей тепло- и электроэнергии была всегда эффективным бизнесом. Это исходит из определения стоимости энергии (тарифа), которая состоит из себестоимости выработки и (или) транспортировки и распределения энергии, включающей все зарегистрированные в Уставе предприятия затраты, плюс прибыль на развитие и модернизацию электростанций и электрических сетей, то есть инвестиционную составляющую.

Поэтому объекты, принадлежащие энергосистемам, при получении 100% оплаты за потребленную энергию, в обозримом будущем не будут передаваться в доверительное управление. Другое дело – перепродавцы энергии. Таковыми являются некоторые предприятия и организации,

имеющие субабонентов, и некоторые городские электрические и тепловые сети, собственником которых выступает муниципалитет или региональная администрация. В дальнейшем возможно нахождение электропоставляющей организации в коллективной или частной собственности.

В [2] устанавливается, что любые права на недвижимое имущество, связанные с распоряжением им на условиях доверительного управления или опеки, должны регистрироваться только на основании документов, определяющих такие отношения, в том числе на основании договоров или решения суда.

Заключение. Государственная регистрация энергетических объектов, находящихся в собственности субъектов различной организационно-правовой формы, является необходимой процедурой для создания единого правового и экономического поля электроэнергетики России.

В работе рассмотрены теоретические и практические вопросы, возникающие при государственной регистрации прав на недвижимое имущество, находящееся в отрасли «Электроэнергетика», имеющее свои специфические особенности: физические, технологические, территориальные и административные.

Даны предложения для внесения их в законодательные документы по регистрации.

Исключение всех противоречий в осуществлении понятной и «прозрачной» государственной регистрации объектов ТЭК и создание полного реестра прав на недвижимое имущество и сделок с ним позволят любому инвестору иметь достаточно полную информацию об объектах недвижимого имущества в отрасли «Электроэнергетика». При этом учреждение юстиции по государственной регистрации станет гарантом защиты прав собственности российских и иностранных физических и юридических лиц от неопределенности, посягательств и злоупотреблений со стороны третьих лиц.

Библиографический список

1. **Гражданский** кодекс РФ. Части I, II. – М., 1998.
2. **Федеральный** закон РФ «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним» от 21.07.1997 г. – №122-ФЗ.
3. **Земельный** кодекс Российской Федерации. Принят 25.10.2001 г. – № 136-ФЗ.
4. **Методические** рекомендации о порядке проведения государственной регистрации прав на объекты недвижимого имущества – энергетические производственно-технологические комплексы электростанций и электросетевые комплексы: Приказ Минюста РФ, Мин-

экономразвития РФ, Минимущества РФ, Госкомитета РФ по стройжилкомкомплексу от 30.10.2001 г. – № 289/422/224/243.

5. **Инструкция** о государственной регистрации прав и сделок с объектами недвижимого имущества, расположенными на территории нескольких регистрационных округов: Приказ Минюста РФ, Минимущества РФ, Госкомитета РФ по стройжилкомкомплексу, Федеральной службы земельного кадастра России от 3.07.2000 г. – № 193/17/2/169.

6. **Сысоева В.В.** Государственная регистрация прав на недвижимое имущество // Энергетик. – 2001. – № 3. – С. 11.

7. **Камышанский В.П.** Право собственности: пределы и ограничения. – М.: ЮНИТИ-ДАНА. – Закон и право, 2000. – 303 с.

8. **Законодательство** о государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним / Сост. П.В. Крашенинников. – М.: Спарк, 2002. – 300 с.

9. **Вопросы** государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним. Материалы Всероссийского совещания-семинара // Бюл. Минюста. – 1998. – № 1.

УДК 621. 315.05

Метод оценки сетевых потерь в тарифе на транспорт электроэнергии

М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук, В.П. Гречин, канд. техн. наук

Введение. Важнейшей задачей, решение которой необходимо для реального подъема российской экономики, является создание и дальнейшее развитие цивилизованных рыночных отношений в большинстве сфер человеческой деятельности, в том числе в естественных монополиях, и в частности в электроэнергетике.

Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 одобрены «Основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации», целью которых является повышение эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии и обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей любых форм собственности на всем энергетическом пространстве России.

Реструктуризация отрасли «Электроэнергетика», направленная на создание независимых федеральных и региональных компаний и фирм (генерирующих, сетевых, диспетчерских, ремонтно-строительных, бытовых, сервисных и других), должна обеспечить базу для повышения эф-

фективности энергетического производства на основе проведения реконструкции и технического перевооружения действующих энергообъектов, создания конкурентной среды и активизации привлечения крупных инвестиций (в основном зарубежных, в том числе частных) в электроэнергетику.

При создании независимых энергетических компаний возникают две главные проблемы, от успешного решения которых зависит их эффективное функционирование и развитие:

- определение, описание и правовая регистрация всей собственности (то есть владения, пользования и распоряжения объектами) этих компаний, необходимая для получения истинной капитализации РАО «ЕЭС России» и его частей;
- разработка и утверждение понятных и достоверных методик определения реальной стоимости энергетической продукции – первичных и вторичных энергоресурсов – на всем протяжении их технологического жизненного цикла от разведки, добычи, транспортировки и преобразования до полноценного использования с учетом оценки мероприятий по обеспечению надежности, качества, охраны окружающей природной среды и т.д.

Обоснованная, реальная и «прозрачная» ценовая политика в области топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) всегда была важнейшей частью и параметром управления эффективностью функционирования и устойчивого развития энергетики и экономики регионов и страны в целом. При этом тарифы на собственную и покупную электроэнергию являются одними из основных (для энергоемких предприятий – главными) составляющих стоимости промышленной продукции, услуг и жизнеобеспечения населения.

Для создаваемых электросетевых компаний одной из наиболее трудных проблем является разработка и внедрение понятных и «прозрачных» методов расчета затрат на транспорт энергии или оплаты за использование электрических сетей (ЭС), так называемый *сетевых тарифов*, удовлетворяющих как покупателей, так и продавцов (поставщиков) электроэнергии, являющихся субъектами рыночных отношений.

Сетевой тариф, предназначенный для возмещения всех затрат сетевой компании, вызванных созданием необходимых организационных, технологических и экологических условий для оптимальной транспортировки мощности и энергии, и обеспечения балансовой прибыли (до отчисления налогов) на развитие и оптимизацию электрической сети и другие уставные цели, регулируется энергетической комиссией (в настоящее время ЕТО – единым тарифным органом).

Поставленная проблема определения сетевых потерь является актуальной для следующих поставщиков и потребителей электроэнергии:

- федеральной сетевой компании (ФСК), объединяющей объекты напряжением 220 кВ и выше, являющиеся основными приемными и транспортными системами электрической энергии от крупных электростанций;

- дефицитных по электроэнергии региональных сетевых компаний (РСК), непосредственно реализующих электроэнергию потребителям (абонентам и субабонентам);

- крупных потребителей, выведенных непосредственно на ФОРЭМ.

Доходная часть бюджета электросетевой компании (или обслуживающих ее финансовые ресурсы компаний и фирм) должна состоять из пяти основных составляющих:

- 1) платы за присоединение к электрической сети (как источников, так и потребителей электроэнергии), так называемой абонентной платы;

- 2) платы, которая основана на затратах по поддержанию устойчивой и безопасной работы сетевых энергообъектов (использование сетевых ресурсов потребителями);

- 3) платы за непрерывное оптимальное развитие сети (строительство новых, реконструкция и модернизация существующих электроустановок), позволяющее снижать сетевые потери и, как следствие, общий тариф на транспорт для потребителей–покупателей электроэнергии;

- 4) платы за потребленную электроэнергию (по утвержденному ЕТО тарифу);

- 5) платы за страховой риск – возможные форс-мажорные и другие обстоятельства, вызывающие нарушение электроснабжения потребителей (существуют менее эффективные предложения – производить оплату риска отдельной страховой компании, независимой от энергетики, т.е. предложения, не позволяющие аккумулировать дополнительные денежные ресурсы для инвестирования в строительство и реконструкцию объектов энергетики).

Электроэнергетика, предназначенная для надежного и качественного выполнения своих социально-экономических функций по обеспечению отечественного хозяйства и населения приемлемой по стоимости электроэнергией, должна иметь реальную возможность устойчивого и оптимального функционирования и развития для сохранения и повышения энергетической безопасности регионов и России в целом.

Для осуществления этих проектов рыночные условия предоставляют электроэнергетике функции бизнеса и коммерции. Реализация продукции – электроэнергии при оптимальных тарифах, удовлетворяющих покупа-

теля и продавца, всегда являлась достаточно эффективным бизнесом для наполнения бюджета энергопредприятий (в том числе и сетевых компаний), который содержит известные составляющие затрат на производство, транспорт и реализацию электроэнергии. Соответственно возрастает доходная часть бюджета региона, что увеличивает потенциальные возможности инвестирования в развитие территориальной энергетики (например, городских муниципальных или государственных сельскохозяйственных электрических сетей).

Важнейшей составляющей сетевого тарифа является величина потерь на передачу (транспорт) электроэнергии (мощности) от одной или многих, параллельно работающих, электростанций (или поставщиков-продавцов электроэнергии) до подстанций АО-энерго (в будущем РСК), являющихся центрами питания обобщенных узлов нагрузки, или до конкретного потребителя-покупателя.

Понятной и достоверной методики решения данной проблемы, удовлетворяющей все заинтересованные стороны, не существует. В [1–3] приведены зональные укрупненные нормативы для расчета потерь электроэнергии (учитывающие потери холостого хода в трансформаторах, на корону и др.), разделенные по диапазонам напряжения. Это упрощенные оценочные методы расчета *сетевых потерь* (СП), основаны на использовании удельных показателей, полученных по статистическим (отчетным, эмпирическим) и обобщенным данным для определенной ЭЭС. При этом методика определения нормативных показателей на основе использования статистической обработки данных не оценивала в полной мере достоверность реального анализа при разграничении технических и экономических (коммерческих) сетевых потерь, а также метрологических погрешностей этих измерений.

Предлагаемые для расчета сетевых тарифов способы, использующие «методы обобщенных коэффициентов распределения нагрузки и мощности», основанные на теореме суперпозиции при принятии аддитивности распределения мощности по сети, не выдерживают серьезной критики хотя бы потому, что пренебрегают расчетными потерями в сети.

Краткий обзор способов оплаты сетевых потерь за рубежом. Ряд экономически развитых стран мира для определения величины платы за пользование электрическими сетями используют следующие способы [4–6]:

- *метод единой почтовой марки* (США, Норвегия, Канада) – все потребители электроэнергии вносят одинаковую плату за доступ к сети,

пропорционально их участию в максимуме нагрузки;

- *принцип, учитывающий расстояние передачи электроэнергии* (Англия, Швеция) – свою долю расходов на содержание и развитие сети, включая потери, каждый потребитель оплачивает пропорционально произведению передаваемой мощности на расстояние между точками поставки и получения электроэнергии;

- *зональный или узловый принцип* (северные графства Англии) – оплата осуществляется исходя из места (района) подключения потребителя. Районы дифференцируются в зависимости от величины избытка или дефицита электроэнергии.

Эти, достаточно упрощенные, методы допустимы только для непротяженных сетей небольших по территории государств.

Оптимизация структуры сетевого тарифа в электроэнергетике Скандинавии рассматривается в [5], где приведены имеющиеся проблемы и предложения по созданию одинаковых условий для конкуренции между энергетическими компаниями, производящими или транспортирующими электроэнергию.

В странах с развитой рыночной экономикой большое распространение получают биржи электроэнергии, реализующие в основном два вида рынка электроэнергии: спотовый (оперативный) и фьючерсный (на перспективу). Используются также опционы и сделки. Использование бирж электроэнергии позволяет организационно-экономически развести источники и потребителей между собой, включив в цепь «производство – реализация электроэнергии» юридическую структуру (энергобиржу с Третейским судом), которая принимает на себя решение всех организационно-правовых вопросов, связанных с приобретением электроэнергии и поставкой ее субъектам (членам) биржи.

Целью оптимизации тарифов во всех странах (в том числе и в России) является повышение эффективности работы ЭЭС и энергокомпаний, а также необходимость повышения доверия участников энергорынка, базирующегося на «прозрачности» тарифообразования в электроэнергетике, в том числе и на услуги, оказываемые электросетевыми компаниями.

Для российской национальной электроэнергетики, имеющей:

- протяженные и разветвленные электрические сети различных классов напряжений, позволяющие поддерживать достаточный уровень надежности и качества поставляемой энергии;
- магистральные ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжений, охватывающие огромные территории страны и объединяющие крупные источники энергоресурсов с энергоемкими и энергодефицитными регионами;

- большое количество разнотипных по виду и мощности электростанций и подстанций, а также другие показатели, характеризующие большие системы энергетики, необходимы свои подходы к решению проблем функционирования и развития ЭЭС.

Определение тарифа на транспорт электроэнергии также должно учитывать разнообразие объектовых технических, экономических и политических структур, участвующих в ее выработке, передаче, распределении, реализации и потреблении.

Постановка задачи. Требуется разработать обобщенный метод определения переменных (технических) потерь на передачу (поставку) адресному потребителю электроэнергии от заказанного этим потребителем источника (электростанции или продавца электроэнергии) или от органа, объединяющего всех поставщиков, являющихся реальными субъектами энергорынка (ФОРЭМ, энергобиржа).

В первом случае электроэнергия должна быть как бы «меченой», то есть получаемой от заданного производителя (продавца). Во-втором – обобщенной (эквивалентной), принимаемой одним (выделенным) потребителем от всех электростанций, имеющих с ним неразрывную электрическую связь в расчетном режиме (при установлении сетевого тарифа).

Исходные данные. Диспетчерская схема, утверждаемая на расчетный период, является основой для создания схемы замещения для расчета нормального установившегося электрического режима максимальных или минимальных нагрузок (на определенный период времени) электроэнергетической системы (ЭЭС) или сетевой компании, имеющих оптовый и (или) розничный рынок электроэнергии (мощности).

В качестве активных узлов принимается любой источник или поставщик электроэнергии (электростанция, генератор, балансирующие узлы, моделирующие приемную или генерирующую энергосистему, шины подстанций и т.д.), достаточно влияющий на режим исследуемой ЭЭС или ее части, где находится выделенный потребитель (нагрузка).

Метод решения. Рассмотрим сложную электрическую систему (рис. 1, а), состоящую из n генераторных и m нагрузочных узлов, связанных между собой электрической сетью любой конфигурации.

В зависимости от используемого для расчета комплекса прикладных электроэнергетических программ элементы в схеме замещения представляются (рис. 1, б):

- активными узлами – ЭДС за расчетным сопротивлением или заданной мощностью;

- узлами нагрузки – заданными мгновенными значениями активной и реактивной мощностей (возможно также, задающими токами или заземленными сопротивлениями) в максимальном или минимальном режиме нагрузок.

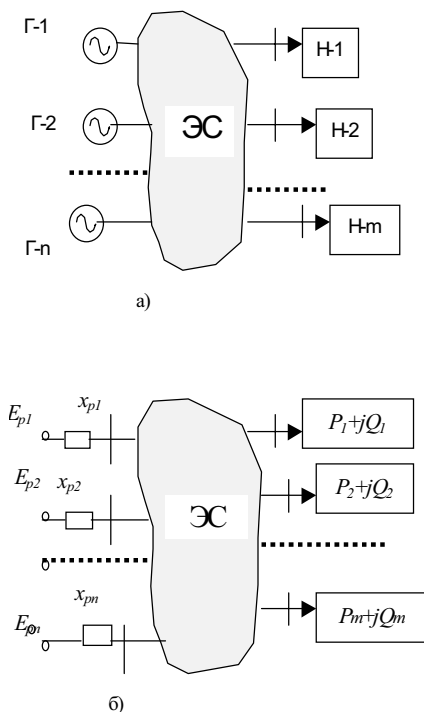


Рис. 1. Электроэнергетическая система (а) и ее схема замещения (б)

Ветви (ЛЭП, трансформаторы и другие условно-пассивные элементы) представляются комплексными сопротивлениями, значения которых заданы или получены из каталожных справочников марок проводов и кабелей, типов трансформаторов и другого оборудования, содержащихся в информационно-поисковых системах (базах данных).

Электрическая сеть в итоге моделируется схемами замещения с комплексными значениями собственных и взаимных сопротивлений относительно заявленных активных (или всех источников, обобщенных в виде шин эквивалентного напряжения) и выделенных узлов нагрузки.

В данной работе рассматривается расчетное определение сетевых потерь только активной мощности. Существующая в настоящее время неопределенность в экономической оценке влияния реактивной мощности на эффективность передачи и потребления электроэнергии требует дополнительных исследований и принятия соответствующих решений.

Например, невзимание в настоящее время платы за потребляемую реактивную мощность вызывает у предприятий отсутствие заинтересованности в необходимой компенсации реактивной мощности в узле нагрузки (в поддержании заданного $\cos \varphi$), что может повлечь ненормативное снижение уровней напряжения и повышение потерь активной мощности от перетока по сетям реактивной мощности, т.е. появление дополнительных затрат и др.

В предлагаемой методике расчета сетевых потерь используется метод декомпозиционного эквивалентирования [7], согласно которому вся ЭЭС может быть представлена совокупностью расчетных математических моделей (М) в виде одной из двух простейших схем (рис. 2):

- М-1 - «выделенная нагрузка – шины эквивалентного напряжения»;
- М-2 - «выделенная нагрузка – шины напряжения заявленного источника».

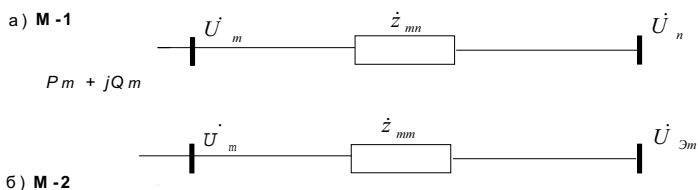


Рис.2. Схемы моделирования сложной системы относительно нагрузки m :
 а – М-1 – мощность нагрузки покрывается одним источником p ; б – М-2 – мощность нагрузки покрывается всеми источниками ЭЭС (эквивалентным узлом – ε)

Под «выделенной нагрузкой» понимается узел ЭС, являющийся приемными шинами электроустановки (ПС, РП, ТП) какого-либо адресного потребителя (покупателя) или объединенного узла нагрузки.

Напряжение на эквивалентных шинах (являющихся балансирующим узлом при определении сетевых потерь по двухузловой схеме типа М-2)

отражает влияние на выделенную нагрузку всех остальных элементов электрической системы. В такой схеме «выделенную нагрузку» можно представить полной математической моделью, позволяющей учесть влияние всех внешних факторов по отношению к узлу нагрузки m , например, для исследования компенсации реактивной мощности в узле комплексной нагрузки, определения потерь электроэнергии при известном временном графике нагрузки и т.д.

В этом случае сложная электрическая система (рис. 1, б) приводится к схеме вида рис. 2, б, в которой «выделенная нагрузка» m связана с шинами эквивалентного напряжения через комплексное сопротивление Z_{mm} . В качестве «выделенной нагрузки» может быть принят любой нагрузочный узел исходной схемы ЭЭС.

Найдем соотношения между параметрами эквивалентной (рис. 2, б) и полной (рис. 1, б) схем замещения электрической системы.

Используя принцип наложения в схеме сложной ЭЭС (рис. 1, б), выражение для тока какой-либо нагрузки, например m , через обобщенные режимные параметры и параметры схемы можно записать как

$$I_m = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^n E_{pk} y_{mk}, \quad (1)$$

где I_m - обобщенный ток нагрузки m ; y_{mk} - взаимные проводимости относительно точки приложения напряжения нагрузки m .

Напряжение на шинах нагрузки m (U_m) можно определить по расчету установившегося стационарного режима базовой ЭЭС на период расчетного определения сетевого тарифа.

Приняв, что за сопротивлением Z_{mm} находятся эквивалентные шины, определим напряжение на этих шинах в виде

$$U_{\varepsilon m} = U_m - I_m Z_{mm} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^n I_k Z_{mk}, \quad (2)$$

где Z_{mm} - собственное сопротивление всей системы относительно узла m ; I_m , I_k - задающие токи соответственно в узлах m и k ; Z_{mk} - взаимное сопротивление между узлами m и k .

Моделирование ЭЭС по схеме рис. 2, б имеет основную особенность, которая заключается в том, что напряжение на эквивалентных шинах $U_{эм}$ практически не зависит от параметров режима работы нагрузки m [7].

Полученные уравнения будут справедливы для любого нагрузочного узла сложной ЭЭС. Поэтому для всех таких узлов в исходной схеме рис. 1, а можно определить напряжение на эквивалентных шинах по уравнению (2).

В матричной форме для всех $n + m$ узлов можно записать

$$U_{э} = U - ZI = Z_{эз} I, \quad (3)$$

где $U_{э}$, U и I – матрицы-столбцы соответствующих параметров режима; Z – диагональная матрица собственных сопротивлений (Z_{mm} , Z_{nn}); $Z_{эз}$ – полная матрица взаимных сопротивлений, в которой Z_{mm} и $Z_{nn} = 0$.

Описание и анализ схемы по рис. 2, а известны из вузовских учебников по электрическим системам и сетям и поэтому здесь не приводятся.

В результате расчетов по схеме замещения, моделирующей исходную ЭЭС, необходимо получить собственные и взаимные сопротивления и уровни напряжения (расчет потокораспределения в ЭЭС) для всех заявленных активных (генераторных) и выделенных нагрузочных (потребительских) узлов.

При этом принимаются следующие допущения:

- активная и реактивная мощности источников и узлов комплексной нагрузки остаются инвариантными при любых (в том числе и отличных от исходной схемы) разрывах и соединениях сети на расчетный период заключения договора;
- расчетный режим считается допустимым и соответствующим нормативам по надежности, качеству, экономичности и безопасности;
- используемые расчетные значения собственных и взаимных сопротивлений узлов получены для определенного заданного исходного режима ЭЭС, постоянны на планируемый финансовый период утверждения сетевого тарифа;
- пассивные и активные элементы электрической сети (ЛЭП, трансформаторы, УПК, СК, реакторы и т.д.) моделируются комплексными значениями сопротивлений;
- расчет производится только на период определения сетевого тарифа одновременно для всех заявленных источников и потребителей.

При изменении режима работы одного или нескольких источников и

(или) потребителей перерасчет тарифа на сверстанный финансовый период не производится (кроме случаев непредвиденных значительных изменений в схеме ЭЭС и решения тарифного органа).

Изменения режима работы источников, питающих всех потребителей, в том числе и выделенного (адресного), на результирующие расчетные параметры двухузловой схемы влияют достаточно мало по причине сохранения энергетического баланса в ЭЭС, работающей при нормативной частоте.

Таким образом, электрическую систему любой сложности для определения сетевых потерь можно представить относительно выделенного нагрузочного узла m следующим образом:

- 1) напряжением на шинах заданного источника (электростанции), удаленного от него на величину взаимного сопротивления (схема **М-1**);
- 2) эквивалентным напряжением на шинах, удаленных от него на величину собственного сопротивления (схема **М-2**).

Проводя расчеты по простейшим двухузловым схемам (**М**), задавая постоянное значение или график нагрузки выделенного узла m , можно определить потери мощности и электроэнергии на любой временной период.

Используя расчетные величины стоимости сетевых потерь на транспорт электроэнергии, можно по определенной методике подсчитать величину сетевого тарифа и составить матрицу стоимости транспорта электроэнергии на текущий период C_{mn} , где m – количество источников (продавцов) электроэнергии (наименования); n – количество потребителей (покупателей) электроэнергии (наименования).

Данная матрица (таблица) должна быть рабочим инструментом, должны быть опубликована на сайте энергобиржи в Интернете и визуально наблюдаться на стендах операционного зала биржи, где заключаются договоры и сделки на поставку и реализацию электроэнергии.

Таблиц может быть несколько – соответствующих периоду времени действия стоимости сетевого тарифа.

Цена продукции (электроэнергии) состоит из двух главных составляющих: издержки плюс прибыль. Одним из главных факторов поддержания конкурентоспособности электросетевой компании является уменьшение переменных издержек (уменьшение прибыли до величины, меньше необходимой, означает начало гибели компании (ее распродажа, банкротство и т.д.), из числа которых сетевые потери являются главными рычагами снижения сетевого тарифа. Не будем останавливаться на методах и способах снижения сетевых потерь, многие из них известны [9], отметим только, что знание величины сетевых потерь для адресного потре-

бителя повысит степень конкурентоспособности поставщиков электроэнергии и позволит активизировать деятельность производителей электроэнергии, направленную на уменьшение себестоимости ее выработки.

В дальнейших проработках необходимо также рассмотреть:

- величину сетевых потерь, вызываемых потоками «меченой» мощности, зафиксированной для заданного потребителя, и параллельным прохождением мощностей для покрытия нагрузок других потребителей – взаимовлияние совместных потоков мощности по одному проводнику;
- повышение качества, надежности и живучести энергоснабжения, как дополнительного вида услуги, оказываемой потребителю (покупателю) при транспортировке и распределении электроэнергии;
- влияние конфигурации электрической сети (близость источников выработки энергии и центров питания – крупных подстанций) и места подключения заданной нагрузки;
- географические (природные и экологические) аспекты территории местонахождения электрических сетей, осуществляющих транспортировку электроэнергии.

Заключение. Определение сетевых потерь в тарифе на транспорт электроэнергии при заключении прямых договоров субъектов рынка по предложенной методике позволит:

1. Создать условия для ограничения тарифного монополизма сетевых компаний или АО-энерго как единственных поставщиков электроэнергии.
2. Создать равные условия всем потребителям-покупателям и продавцам электроэнергии, зарегистрированным как субъекты оптового рынка или энергобиржи, по заключению взаимовыгодных договоров на получение электроэнергии от любого реального поставщика. Подобное достигается тем, что методика расчета сетевого тарифа является идентичной для всех субъектов, а договоренность по объемам и ценам между поставщиком и потребителем электроэнергии – это рыночная категория, регулируемая при необходимости антимонопольным законодательством, а также федеральным или региональным тарифным органом.
3. Повысить эффективность использования основных фондов ЭСС в целях уменьшения сетевых технических потерь электроэнергии.
4. Создать конкурентное поле среди производителей (электростанции) и поставщиков (оптовые рынки энергии и мощности, энергобиржи) электроэнергии для соревнования за минимизацию стоимости отпускае-

мой продукции, так как полная стоимость электроэнергии содержит основные составляющие: себестоимость производства и затраты на транспорт, в которые входят потери по передаче и распределению электроэнергии.

Здесь велика опасность использования существующего монопольного положения сетевых компаний–посредников для осуществления своих интересов в ущерб интересам основных субъектов рынка.

Для ликвидации или нивелирования указанного выше положения требуется разбиение федеральной и региональных сетевых компаний на районы, объединяющие источники и тяготеющие к ним нагрузки, с использованием методов оптимального районирования сложных ЭЭС.

Что предстоит сделать? Необходимо нормативно решить следующие организационно-правовые вопросы:

- Какие электростанции (тип, мощность, местоположение, наличие экспортных поставок, монополия выработки энергии в регионе, класс напряжения выдачи основной мощности, вид собственности и т.д.) можно выводить на свободную продажу собственной продукции - электроэнергии? При этом следует создать методику по нормированию объемов и тарифов госзаказа и свободной продажи, для соответствующих временных периодов;

- Каким потребителям по категории (производственная, социальная, ОПК и др.), по виду собственности (федеральная, муниципальная, акционерная, частная и т.д.), режимным параметрам (максимум потребляемой мощности и его совпадение с максимумом нагрузки ЭЭС, равномерность и заполнение графика нагрузки и др.) разрешается заключать прямые договора с поставщиками–продавцами электроэнергии?

- Будет ли являться обязательным для всех продавцов и потребителей, желающих заключить прямые договоры на поставку электроэнергии, наличие разрешения (или лицензии) на вхождение их в состав субъектов оптового рынка (федерального или регионального ОРЭМ)?

- Какие права и возможности по данному вопросу будут иметь разрешительные и контролирующие ведомства: например, антимонопольные комитеты и единый тарифный орган, включающий РЭК?

- Какова будет роль энергосбытовых компаний при заключении прямых договоров, т.е. кто и как будет собирать деньги за потребленную электроэнергию и передавать их производителям (продавцам)?

Библиографический список

1. **Методика** расчета размера платы за услуги по передаче электрической энергии.– Постановление ФЭК от 12.05.2000 г. – № 25/3. – М., 2000.

2. **Об утверждении** нормативов технологического расхода электрической энергии (мощности) на ее передачу (потерь), принимаемых для целей расчета и регулирования тарифов на электрическую энергию (размера платы за услуги по ее передаче). Постановление ФЭК РФ от 17.03.2000 г. – № 14/10. – М., 2000.
3. **Федеральный закон** «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14.04.1995 г. – № 41-ФЗ. – М. – 1995.
4. **Опыт** оплаты использования основных электрических сетей. /По материалам СИГРЭ // Энергетика за рубежом. – 2000. – С. 16–17.
5. **Оптимизация** системы тарифов в электроэнергетике Скандинавии. / По материалам Nord Pool. Подготовил А.Н. Вигура // Энергетика за рубежом. – 2002. – Вып. 1.
6. **Семенов В.А.** Обзор зарубежных оптовых рынков электроэнергии. Управление электрической нагрузкой // Энергетика за рубежом. – 2000. – Вып. 1.
7. **Вихрев Ю.В.** Биржи электроэнергии. Торговля электроэнергией через Интернет. Снижение цен на электроэнергию в Скандинавии // Энергетика за рубежом. – 2000. – Вып. 1.
8. **Гречин В.П.** Декомпозиция при исследовании переходных режимов в сложной энергосистеме // Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 1/ Под ред. А.В. Мошкарина, В.А. Шуина. – Иваново, 1997. – С. 167–169.
9. **Скотт Марк К.** Факторы стоимости: Руководство для менеджеров по выявлению рычагов создания стоимости: Пер. с англ.– М.: ЗАО «Олимп–Бизнес», 2000. – 432 с.
10. **Поспелов Г.Е., Сыч Н.М.** Потери мощности и энергии в электрических сетях.– М.: Энергоиздат. – 1981. – 216 с.

УДК 621.311

Проблемы рисков в электроэнергетике

Б.В. Папков, д-р техн. наук

Введение. Функционирование электроэнергетики в условиях рыночной экономики неизбежно связано с риском, вызываемым как неопределенностью будущих условий работы, так и возможными ошибочными решениями, принимаемыми на разных уровнях технического, экономического и организационного управления. При переходе к рыночной экономике производители, продавцы, покупатели электроэнергетической продукции начинают действовать в условиях конкуренции, а их финансовое будущее становится плохо предсказуемым. Поэтому эффективная работа электроэнергетической отрасли в условиях формирования и развития рынка зависит от использования всех возможностей современного менеджмента. Это связано с разработкой и практической реализацией спе-

циальных программ, имеющих стратегический характер и позволяющих действовать в условиях риска. Следует особо отметить, что вопросы, связанные с риском в деятельности электроэнергетической отрасли в целом и субъектов рыночных отношений в частности, интересуют не только их самих, но и акционеров, инвесторов, административные органы и конечных потребителей, включая население. В этой связи необходим детальный теоретический и инженерный анализ возможных ситуаций, приводящих к повышению риска, мер по его уменьшению и затрат на компенсацию возможных последствий.

Постановка задачи. Под риском понимается потенциальная, численно измеримая возможность возникновения неблагоприятных ситуаций, способных дезорганизовать деятельность субъектов электроэнергетического рынка и связанных с этим последствий в виде снижения эффективности функционирования из-за разных видов потерь и (или) структурных изменений.

В теоретическом плане риск $C = C(s, y)$ некоторого действия субъекта рыночных отношений есть функция от состояния среды s , представленного m -мерной случайной величиной $s \equiv (s_1, s_2, \dots, s_m)$, и решения y , представленного r -мерной величиной $y \equiv (y_1, y_2, \dots, y_r)$. Решение y принимается на основе информации x , представленной n -мерной случайной величиной $x \equiv (x_1, x_2, \dots, x_n)$, которая связана с состоянием среды s через совместное распределение $f(s, x)$. Функция риска C совместно с распределением $f(s, x)$ представляет действие каждого субъекта рынка для любой комбинации состояния среды s и решения y . Таким образом, задача состоит в минимизации ожидаемого риска $C = C(s, y) \rightarrow \min$ путем оптимального выбора решающей функции $y(x)$.

Подходы к практическому решению. Разумеется, что сложность как внешних связей энергетики с другими отраслями, так и внутренних (между субъектами рыночных отношений) вряд ли позволит корректно и быстро оценить, какая из конкретных причин привела к росту риска. Конкретизация должна начинаться с информации о заинтересованных субъектах рынка электроэнергии, оказывающих наибольшее влияние друг на друга и на нормальное функционирование отрасли в целом. Таким образом определяется поле рисков – системно организованных сведений о возможных рисках. При этом необходима разработка сбалансированной системы управления рисками – совокупности методов анализа и нейтра-

лизации факторов риска (риск-менеджмент), объединенных в систему планирования, мониторинга и корректирующих воздействий. Следовательно, управление рисками в электроэнергетике есть комплекс мероприятий, направленных на решение следующих задач:

- создание конкурентоспособной энергетики, обеспечивающей селективный отбор субъектов рыночных отношений, наилучшим образом вписывающихся в сложившуюся структуру разделения труда и использования ресурсов;
- выявление степени риска, как вероятности наступления неблагоприятного события и их совокупности;
- уменьшение или полную нейтрализацию негативных последствий проявившихся рисков;
- использование оставшегося в распоряжении субъекта рынка потенциала для ликвидации основных причин проявившихся рисков;
- использование положительных аспектов риска для наилучшей адаптации и (или) сохранения субъектов рыночных отношений к изменившимся условиям функционирования рынка;
- формирование условий, альтернативных монополизации отдельных сегментов электроэнергетического рынка и тормозящих развитие конкуренции при усилении диктата отдельных субъектов рыночных отношений.

Выполнение комплекса мероприятий по управлению рисками определяет главные задачи менеджера в этой области. Они связаны с преодолением неопределенности в ситуации, когда необходимо оценить вероятности достижения предполагаемого результата, неудач и отклонений от поставленной цели. Это позволит перейти к определению способности противостоять неблагоприятным ситуациям субъектов электроэнергетического рынка и обеспечить стабилизацию условий их функционирования. Главное здесь не сложность расчетов и точность вычислений, а способность лица, принимающего решение, к системному анализу причин, факторов и последствий риска. Для этого требуется проведение исследований, связанных с решением следующих задач:

- выявлением наиболее полного перечня возможных рисков, их систематизацией и анализом;
- определением вероятностей их возникновения (оценкой степени риска);
- оценкой приемлемых уровней риска по отдельным факторам и выделением областей повышенного риска;

- оценкой возможных последствий возникновения неблагоприятных ситуаций;
- разработкой и принятием организационных мер, предупреждающих и (или) минимизирующих риск.

Отдельно стоит проблема поиска источников покрытия затрат на все эти работы.

Поскольку поставленная задача имеет достаточно большую размерность и требует проведения длительных исследований, в данной работе представлены результаты предварительного этапа, связанного с классификацией рисков субъектов электроэнергетического рынка и оценкой способов их минимизации.

Представление результатов. В соответствии с общей классификацией [1, 2] применительно к электроэнергетике необходимо выделить риски, связанные с опасностью для жизни людей, природные, экологические, правовые, социально-политические, финансово-экономические, информационные, коммерческие, производственно-технологические. Однако здесь необходима дополнительная конкретизация, связанная с особенностями работы электроэнергетической отрасли в условиях конкурентного рынка. Некоторые сведения о видах рисков и способах их минимизации приводятся в отдельных элементах модели конкурентного розничного рынка электроэнергии, разработанной Департаментом энергосбытовой деятельности РАО «ЕЭС России», но эту работу тоже нельзя считать законченной. Результатом проведенных исследований стала таблица (см. приложение), в которой представлена уточненная классификация рисков субъектов электроэнергетического рынка, показаны возможные способы защиты от них и пути минимизации риска.

Выводы

1. Сложность классификации рисков заключается, с одной стороны, в их многообразии, а с другой – в наличии множества связей как внутри отдельных групп, так и между ними.
2. Сделана попытка систематизации рисков субъектов электроэнергетического рынка, намечены возможные способы защиты и показаны пути минимизации последствий их возникновения.
3. Управление риском даже на качественном уровне повышает шансы субъектов электроэнергетического рынка добиться успеха в долгосрочной перспективе и уменьшить опасность возможных потерь.

4. Важно не только выявить потенциальные риски, но и оценить их влияние, своевременно приняв решения по управлению рисками на всех уровнях технологической, экономической и административной иерархии.

Библиографический список

1. **Управление** проектами / И.И. Мазур, В.Д. Шапиро и др. Справочное пособие / Под ред. И.И. Мазура и В.Д. Шапиро. – М.: Высш. шк. – 2001. – 875 с.
2. **Менеджмент** в электроэнергетике: Учеб. пособие / А.Ф. Дьяков и др.; Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во МЭИ. – 2000. – 448 с.

Приложение

Примерная классификация рисков субъектов электроэнергетического рынка и возможные пути их минимизации

Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
1. Риски для энергосбытовой компании (ЭСК) от воздействия других субъектов рынка	
<i>Структурные риски</i>	
Дискриминация ЭСК со стороны распределительной компании (РК)	Существующее антимонопольное законодательство. Снижение стимулов у РК к осуществлению дискриминации. Запрет РК заниматься энергосбытовой деятельностью
Ограничение свободного входа на рынок, энергосбытовой деятельности со стороны какой-либо существующей вертикально интегрированной компании	Существующее антимонопольное законодательство. Внесение требований по недискриминационному доступу к сетям в закон «Об электроэнергетике»
<i>Финансовые риски</i>	
Банкротство из-за неквалифицированного (рискового) поведения на оптовом рынке	Страхование ЭСК своих финансовых контрактов
Неплатежи потребителей	Своевременные отключения потребителей с условием отмены перечня неотключаемых потребителей (за исключением объектов стратегического назначения)
Неправильный учет потребления	Оперативный контроль. Замена устаревших приборов коммерческого учета. Внедрение АСКУЭ
2. Риски от деятельности ЭСК для других субъектов	
<i>Для поставщиков электроэнергии и оптового рынка</i>	
Неплатежи за поставленную электроэнергию	Механизм предоставления ЭСК финансовых гарантий или заключения финансовых договоров с предоплатой

Продолжение таблицы

Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
Социально-политический риск при работе ЭСК с населением в случае финансовой ненадежности ЭСК	Механизм предоставления ЭСК финансовых гарантий или заключения финансовых договоров с предоплатой
Утрата АО-энерго платежеспособных потребителей	Введение эффективной системы государственного регулирования деятельности ЭСК.
Повышение тарифа для потребителей, оставшихся на обслуживании АО-энерго за счет ликвидации механизма перекрестного субсидирования	Разработка методологии проведения оптимальной тарифной политики и назначения объективных тарифных ставок
<i>Для распределительных компаний (РК)</i>	
Неплатежи по распределительному тарифу	Механизм предоставления ЭСК финансовых гарантий для РК
Занижение объема потребленной электроэнергии	Контроль со стороны РК и администратора торговой системы (АТС) (через оператора учета)
<i>Для потребителей и глав администраций субъектов Федерации</i>	
Недоставка электроэнергии	Положения договора купли-продажи, судебные иски
Обман потребителей и увод финансовых ресурсов (потеря авансовых платежей, внесенных в разорившуюся ЭСК)	Эффективных способов снижения риска для потребителя нет
Частая смена сбытовых компаний, социально-политическая нестабильность	Эффективных способов снижения риска для потребителя нет
Монополизация рынка электроэнергии на территории и установление чрезмерно высоких цен	Существующее антимонопольное законодательство. Наличие гарантирующего поставщика (ГП). Механизм преодоления барьеров для выхода на конкурентный рынок
Монополизация рынка электроэнергии на территории вследствие строительства (приобретения) сетей	Законодательное запрещение для РК деятельности по конкурентному сбыту электроэнергии
3. Риски от деятельности гарантирующего поставщика (ГП)	
Обман ГП своих клиентов: ГП получает авансовые платежи от собственных потребителей и не платит оптовому рынку, в результате чего потребители теряют деньги и не получают электроэнергию	Установление высоких квалификационных требований при назначении ГП. Судебные иски
Банкротство ГП, которое может привести к отключению большого числа потребителей (напоминает ситуацию с некоторыми оптовыми потребителями-перепродавцами (ОПП))	Разработка, введение и использование эффективной финансовой модели осуществления функции ГП, которая снижала бы до минимума риски ее ценовой игры на оптовом рынке; риски неплатежей; стимулы к «удержанию» экономически привлекательных потребителей неконкурентными методами

Продолжение таблицы

Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
Неэффективная организация компанией выполнения функций ГП, выражающаяся в низком качестве услуг КП (очереди при оплате счетов, недостаточная разъяснительная работа и т.п.)	Введение экспериментальной эффективной структуры модели ГП для ограниченного числа потребителей (единственный ГП для каждого отдельного потребителя)
Неоправданно высокая стоимость услуг компании по выполнению функций ГП	

4. Риски для деятельности ГП

Неплатежи ГП («увод» на сторону платежей за электроэнергию, поступающих от конечных потребителей (КП), обслуживаемых ГП	Введение «жестких» имущественно-финансовых требований к компании, выполняющей функции ГП. Не допускать
Неэффективное осуществление ГП покупок электроэнергии на оптовом рынке; заявки недостаточных объемов на покупку электроэнергии; принудительные закупки недостающих объемов электроэнергии на балансирующем рынке по заведомо более высоким ценам; заключение договоров прямого платежа, предусматривающих поставку электроэнергии по более высоким ценам и т.п.	Назначение на исполнение функций ГП «ненадежной» компании (в отношении активов и финансовых потоков), которая в любой момент времени сможет беспрепятственно уйти с рынка и (или) с которой невозможно будет взыскать задолженность поставщикам за поставленную ими электроэнергию, РК за распределительный тариф или потребителям по собранным авансовым платежам
Неплатежи КП, обслуживаемых ГП, за электроэнергию и неотключение их ГП	Этот вид риска особенно высок в переходный период функционирования оптового рынка электроэнергии, когда практически не действует механизм финансовых гарантий, а платежи осуществляются по факту поставки электроэнергии
Недостаточные объемы сбора платежей за электроэнергию по причине несовершенной организации ГП учета потребленной электроэнергии, выставления счетов, неэффективного управления собственными финансовыми потоками, некачественной работы с потребителями и т.д.	
Неэффективное государственное регулирование (искусственное занижение тарифов, приводящее к разорению ГП и отключению от электроснабжения потребителей (ситуация в Калифорнии); введение и (или) сохранение механизма перекрестного субсидирования тарифов и т.п.)	Введение эффективной системы государственного регулирования деятельности ГП

5. Риски от деятельности распределительных компаний (РК) для других субъектов рынка

<i>Хозяйственные</i>	
Риск развития конкуренции на рынке электроэнергии, заключающийся в несоблюдении принципа недискриминационного доступа к сети и (или) злоупотреблении монопольным положением на рынке	Государственный контроль над деятельностью РК, включая лицензирование, утверждение технологических правил функционирования сетевого оборудования и техники безопасности при проведении на нем раз-

Проблемы рисков в электроэнергетике

Продолжение таблицы	
Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
	ного рода работ, методик ценообразования, нормирование возможных последствий экологического воздействия
<i>Финансовые</i>	
Неплатежи оптовому рынку за потери электроэнергии в сетях РК	Введение обязательного требования предоставления финансовых гарантий оптовому рынку и объектам малой генерации по платежам от РК. Утверждение Правительством РФ специального механизма банкротства РК
Неплатежи объектам малой генерации.	
Завышенная стоимость сетевых услуг	
6. Риски для РК	
<i>Хозяйственные</i>	
Намеренное искажение показателей потребления электроэнергии потребителями, приводящее к увеличению потерь и расходов РК	Закрепление за РК права предоставления сетевых услуг потребителям, оснащенным соответствующими приборами коммерческого учета электроэнергии в точках присоединения к сети РК
Незаконное подключение к сетям РК потребителей сетевых услуг, получающих бесплатную электроэнергию (при отсутствии договора с ЭСК или ГП)	Легитимизация на федеральном уровне отключений от поставки электроэнергии за неоплату стоимости сетевых услуг
Неуплата потребителями сетевых услуг РК распределительного тарифа	Предоставление возможности РК самостоятельного сбора платы с потребителей за сетевые услуги. Оказание сетевых услуг потребителям с ненадежной кредитной историей или при ее отсутствии на условиях предоставления финансовых гарантий
<i>Организационно-экономические</i>	
Недостаточное покрытие затрат на осуществление деятельности РК, утверждаемое РЭК	Разработка и утверждение федеральными органами государственного регулирования единой методики установления платы за услуги РК. Разработка и принятие эффективного механизма обжалования РК действий региональных органов государственного регулирования
Недостаточность величины прибыли РК, закладываемой в тариф для развития сетей РК	
Занижение величины нормативных потерь РК	
<i>Внешние</i>	
Уменьшение или потеря клиентской базы в результате сооружения и (или) ввода в эксплуатацию альтернативной сети другим владельцем	Государственный контроль над деятельностью РК. Лицензирование деятельности РК органом, уполномоченным Правительством РФ. Квалификационная сертификация и проведение регулярных аттестаций РК органом, уполномоченным Правительством РФ
Нарушение целостности сети РК из-за сооружения участков сети, принадлежащих другой компании, внутри сетей РК	

Проблемы рисков в электроэнергетике

Продолжение таблицы	
Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
<i>Связанные с функцией ГП</i>	
Злоупотребления органа государственного регулирования при установлении платы за услуги ГП и конечной цены электроэнергии, поставляемой ГП потребителям	Разработка и утверждение федеральными органами государственного регулирования единой методики установления платы за сетевые услуги. Разработка и принятие эффективного механизма обжалования РК действий региональных органов государственного регулирования. Судебные иски
Отсутствие возможности отключения всех потребителей-неплательщиков	Разработка, введение и использование дифференцированных по категориям потребителей механизмов обеспечения финансовых гарантий оплаты электроэнергии
<i>Социально-экологические риски</i>	
Экологические риски	Приобретение субъектами рынка страховки рисков от деятельности РК
Риск для жизни людей из-за несоблюдения правил эксплуатации и техники безопасности	
7. Риски от деятельности регионального диспетчерского управления (РДУ) для других субъектов рынка	
<i>Технологические риски</i>	
Разрушение инфраструктуры диспетчерского управления	Приобретение РДУ страховки гражданской ответственности
<i>Экономические риски</i>	
Завышение цены на электроэнергию на оптовом и розничном рынках из-за неэффективных плановых графиков и ведения режимов РД	Государственный контроль над деятельностью РДУ. Лицензирование деятельности РДУ органом, уполномоченным Правительством РФ. Квалификационная сертификация и проведение регулярных аттестаций оперативно-диспетчерского персонала органом, уполномоченным Правительством РФ
Формирование режимов, увеличивающих технические потери в сетях РК	
Дополнительные затраты субъектов рынка, связанные с существенными отклонениями. Фактически заданных РДУ режимов от запланированных	Введение системы стимулирования РДУ к качественному и эффективному выполнению своих функций путем установления зависимости получаемой РДУ прибыли от качества выполнения работ
<i>Социальные риски</i>	
Угроза здоровью людей из-за некачественного исполнения своих обязательств (аварии, должностная халатность и т.п.). Неоправданно частые отключения от электроснабжения, неподдержание параметров качества поставляемой потребителю электроэнергии	Приобретение субъектами рынка страховки рисков от деятельности РДУ. Введение системы стимулирования РДУ к качественному и эффективному выполнению своих функций путем установления зависимости получаемой РДУ прибыли от качества выполнения работ

Продолжение таблицы

Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
----------------	---

8. Риски для деятельности РДУ

Хозяйственные

Субъекты розничного рынка не заключают договор или не подчиняются оперативным командам диспетчеров РДУ	Субъекты рынка должны нести ответственность за неисполнение команд РДУ, установленную либо в законодательных актах, либо в договоре между субъектом рынка и РДУ или системным оператором
Субъекты розничного рынка не оплачивают услуги РДУ	Разработка и утверждение федеральными органами государственного регулирования единой методики установления платы за услуги РДУ. Разработка и принятие эффективного механизма обжалования РДУ действий региональных органов государственного регулирования

Организационно-экономические

РЭК не обеспечивает покрытие экономически обоснованных затрат на осуществление деятельности РДУ	Разработка и утверждение федеральными органами государственного регулирования единой методики установления платы за услуги РДУ. Разработка и принятие эффективного механизма обжалования РДУ действий региональных органов государственного регулирования
Величина прибыли РДУ недостаточна для развития основных средств РДУ, включая программно-аппаратный комплекс, средства связи, релейной защиты и автоматики	

9. Риски для потребителей со стороны остальных субъектов рынка

Отсутствие ЭСК, желающей принять потребителей на обслуживание (в результате банкротства или ухода с рынка предыдущей ЭСК и (или) по причине несоответствия параметров потребителей бизнес-интересам ЭСК и (или) неготовность ЭСК взять на обслуживание определенный класс потребителей)	Введение института ГП, обеспечивающего потребителям надежную и бесперебойную поставку электроэнергии за плату, определяемую на основании открытого, прозрачного и по возможности конкурентного механизма органами государственного регулирования
Поставка электроэнергии ненадлежащего качества по сравнению с нормативными характеристиками, определенными в договоре энергоснабжения	Разработка и введение механизма гарантии качества и легитимная процедура разрешения споров по оплате электроэнергии, не соответствующей стандартам, закрепленным в договоре энергоснабжения
Отключения потребителей и ограничения в поставках электроэнергии и мощности, вызванные обстоятельствами, отличными от форс-мажорных (уход ЭСК с рынка, банкротство и т.п.)	Введение института ГП на весь период функционирования рынка
Неоправданно высокие цены за электроэнергию, взимаемые ГП по сравнению с ценами, установленными ЭСК	Государственное регулирование максимального размера сбытовой надбавки ГП

*Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области*

Окончание таблицы

Сущность риска	Способы защиты и (или) пути минимизации риска
Неоправданно высокие цены за электроэнергию, взимаемые ЭСК	Введение института ГП, цена электроэнергии у которого будет естественным верхним пределом для конкурентных ЭСК
Финансовая недобросовестность ГП	Разработка, введение и использование механизма предъявления жестких требований (включая финансово-имущественные) к компании, выполняющей функции ГП. Введение и использование финансовых гарантий оплаты потребляемой электроэнергии (предоплата, пополняемый депозит, инкассовое поручение, страхование, банковская гарантия (аккредитив). Судебные иски
Отсутствие денежных средств для оплаты электроэнергии (для организаций, финансируемых из бюджетов разных уровней)	Разработка, введение и использование механизма обеспечения гарантий своевременной и полной оплаты потребленной электроэнергии со стороны бюджетов соответствующих уровней; утверждение бюджетов соответствующих уровней на основании реальных нормативов потребления электроэнергии и прогнозов изменения цен на электроэнергию в бюджетном году
10. Риски для остальных субъектов рынка со стороны потребителей	
Полная, неполная и (или) несвоевременная оплата потребляемой электроэнергии со стороны потребителей	Разработка, введение и использование дифференцированных по категориям потребителей механизмов обеспечения финансовых гарантий оплаты электроэнергии

УДК 621.311

**Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области**

В.А. Савельев, д-р техн. наук

Происходящие в России реформы и начавшаяся реструктуризация энергетики обострили ситуацию и вызвали повышенный интерес к проблемам региональной энергетики. Это обусловлено растущей ролью регионов в формировании собственной энергетической политики, которая призвана обеспечить необходимые и достаточные условия для социально-экономического развития территории за счет перехода к энергоэффективным технологиям повышения надежности энергоснабжения потребителей [1].

При формировании новой региональной политики особое место должно отводиться вопросам энергетической безопасности. Это обусловлено возможностью возникновения критических природно-климатических и социально-политических ситуаций в регионе, состоянием систем энергоснабжения, процессами децентрализации управления в экономике, расширением самостоятельности региона.

Для оценки состояния энергетической безопасности (ЭБ) Ивановской области необходимо:

- выявить состав, характер и остроту угроз ЭБ, определить конкретные проявления этих угроз в настоящее время и в перспективе;
- оценить существующий и ожидаемый уровень ЭБ и степень защищенности «энергетических интересов» области.

Анализ состояния энергетической безопасности позволит обоснованно выбрать решения, направленные на укрепление энергетической безопасности, на предупреждение и противодействие угрозам ЭБ, обосновать стратегию и тактику развития энергетики в области.

Энергетическая безопасность (ЭБ) – это состояние защищенности жизненно важных «энергетических интересов» личности, общества и региона от внутренних и внешних угроз. Эти интересы сводятся к бесперебойному обеспечению потребителей экономически доступными топливно-экономическими ресурсами приемлемого качества. В нормальных условиях это обеспечение в полном объеме обоснованных потребностей, а в чрезвычайных ситуациях – гарантированное обеспечение минимально необходимого объема потребностей [2].

Важная роль энергетики в обеспечении жизнедеятельности населения, ее тесная связь с экономикой требуют определения состава угроз ЭБ. При этом под угрозой ЭБ понимается совокупность условий и факторов, создающих экстремальные ситуации в системах топливо- и энергоснабжения потребителей, представляющих опасность для нормального функционирования этих систем и затрагивающих жизненно важные интересы личности, общества и государства [2].

Структура основных угроз энергетической безопасности региона и возможные последствия их реализации приведены в табл. 1.

Чтобы представить степень опасности и возможные последствия этих угроз, рассмотрим производственный потенциал области, реальное состояние в региональной энергетике. Общее число промышленных предприятий разных форм собственности в 2001 г. в области составляло около 3000, причем негосударственный сектор превышает 90 %, как по числу, так и по объему выпускаемой продукции.

*Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области*

Таблица 1. Структура основных угроз ЭБ региона

Сущность угроз	Главные последствия для ЭБ
1. Острый дефицит инвестиционных ресурсов, недофинансирование капиталовложений в энергетику и в энергосбережение	Недостаточные объемы ввода новых мощностей и реконструкции объектов энергетики, недостаточность резервов мощностей и запасов топлива
2. Финансовая дестабилизация, рост неплатежей и задолженности предприятий энергетики	Трудности с приобретением материалов и топлива, нарушение технологических процессов
3. Неэффективное использование энергоресурсов потребителями	Напряженность и дефицит энергобалансов
4. Монополизм на энергетических рынках	Диктат в тарифах на энергоресурсы и их качество
5. Низкие цены на тепло- и электроэнергию по сравнению с ценами на энергоресурсы	Рост кредиторской задолженности энергетики, недостаток средств на зарплату, топливо и инвестиции
6. Необоснованное соотношение цен на разные энергоресурсы	Дефицит и недопоставки энергоресурсов
7. Низкое качество продукции отечественного энергомашиностроения	Низкий технологический уровень энергетики и надежности оборудования
8. Несбалансированность регионов по энергоресурсам	Ограниченность взаимопомощи регионов и маневра резервами
9. Неравномерная концентрация производства и энергоресурсов	Вероятность крупных каскадных аварий, чрезмерная протяженность коммуникаций
10. Чрезмерная централизация теплоснабжения и отчасти электроснабжения	Недостаточная надежность и управляемость систем энергоснабжения
11. Слабая диверсифицированность энергоснабжения	Нарушения в поставках монопольного энергоносителя
12. Опережающий спрос на энергоресурсы по сравнению с ростом предложения	Энергетический кризис
13. Низкая квалификация персонала и руководящих кадров энергетики, слабая забота об интересах региона	Несвоевременное или неполное принятие мер по обеспечению ЭБ, усиление угроз 2, 3, 4
14. Криминализация «энергетического бизнеса», приобретение мафиозными структурами веса в решении энергетических проблем	Пренебрежение энергетических предприятий требованиями ЭБ, отвлечение прибыли от решения инвестиционных задач, усиление угроз 2, 3, 4
15. Стихийные бедствия: ураганы, наводнения, оползни, гололедные явления, суровые зимы, наложения на аварийные ситуации	Дефицит тепловой энергии, недопустимое снижение температуры в помещениях, ускоренное истощение запасов топлива
16. Ошибки в реализации экономической и социальной политики региона	Усиление угроз 1, 2, 5, 6, 9, 10, 14
17. Неэффективность энергосберегающей политики и слабость механизмов ее реализации	Усиление угрозы 3
18. Низкий уровень управления тепловым хозяйством	Усиление угроз 1, 2, 3, 7, 10, 11

Структура производства в регионе за десятилетний период перестройки существенно изменилась, что видно из табл. 2, где показана доля отраслей в процентах от общего объема продукции [3].

Таблица 2. Доля отраслей в процентах от общего объема продукции

Отрасль промышленности	1990 г.	2000 г.
1. Машиностроение	72,8	35,8
2. Легкая	1,0	18,7
3. Электроэнергетика	0,2	0,1
4. Топливная	11,9	15,4
5. Пищевая	5,3	13,1
6. Промстройматериалов	3,4	4,9
7. Химическая	1,9	3,9
8. Лесная, целлюлозно-бумажная и деревообрабатывающая	1,5	3,7
9. Мукомольно-комбикормовая	1,6	2,2
10. Прочие производства	0,4	2,2

Из табл. 2 также видно, что удельный вес легкой промышленности в общем объеме промышленной продукции снизился более чем в 2 раза, существенно увеличилась доля электроэнергетики и пищевой промышленности и очень мала доля топливной промышленности.

Структура отраслей по их доле в общей стоимости основных фондов отражает материально-техническую базу промышленности области. Эта доля в процентах от общей стоимости основных фондов показана в табл. 3. Из табл. 3 видно, что доля основных фондов также претерпела изменения. Теперь основная доля приходится не на легкую промышленность, а на машиностроение. В этой же таблице в знаменателе показана степень износа фондов в 2000 г. Износ фондов в большинстве отраслей либо превышает, либо близок к 60 %.

Таблица 3. Структура отраслей по их доле в общей стоимости основных фондов

Отрасль промышленности	1990 г.	2000 г.
1. Машиностроение	21,5	27,0/60,7
2. Легкая	51,8	25,9/57,8
3. Электроэнергетика	10,8	21,4/59,4

*Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области*

Продолжение табл. 3

Отрасль промышленности	1990 г.	2000 г.
4. Топливная	0,8	0,9/67,7
5. Пищевая	3,6	9,5/35,2
6. Промстройматериалов	2,8	4,8/52,1
7. Химическая	3,8	4,7/73,1
8. Лесная, целлюлозно-бумажная и деревообрабатывающая	2,9	3,4/61,4
9. Мукомольно-комбикормовая	1,2	1,8/65,8
10. Прочие производства		

На развитие промышленности Ивановской области в 2000 г. было направлено 32,1 % от всех инвестиций в экономику области, в сумме равных 543,7 млн руб. При этом в пищевую промышленность было направлено 54,1 % (в 1990 г. – 5,7 %), в легкую промышленность – 13,9 % (в 1999 г. – 50 %), в электроэнергетику – 11,2 %, в топливную – 0 %, в химическую – 2,2 %, в машиностроение – 12,9 %, в лесную и промстройматериалов – по 2,1 %.

Выработку электроэнергии в регионе осуществляют ИвТЭЦ-2 и ИвТЭЦ-3, входящая в состав АО «Ивэнерго». ИвГРЭС с 1996 г. электроэнергию не вырабатывает. Тепловая энергия вырабатывается ИвТЭЦ-2, ИвТЭЦ-3, Ивгортеплосетью и ИвГРЭС. Установленная мощность собственных электростанций равна 683 МВт, в том числе – 172 МВт пиковых мощностей на ИвГРЭС.

Ивановский регион является дефицитным, и поэтому АО «Ивэнерго» вынуждено до 70 % электроэнергии покупать за пределами области. Так, например, электростанции области выработали в 2000 году 1352,4 млн кВт·ч (31,4 % потребленной электроэнергии по сравнению с 2671 млн кВт·ч (39,9 %) в 1990 г. При этом из-за пределов области было получено 3338,9 млн кВт·ч электроэнергии. По отношению к 1990 г. объем промышленного производства в электроэнергетике снизился на 33,3 %.

Поступление электроэнергии извне на 96 % осуществляется от Костромской ГРЭС. АО «Ивэнерго» также имеет межсистемные связи с АО «Владимирэнерго», АО «Костромаэнерго» и АО «Нижновэнерго».

Динамика отпуска потребителям электро- и теплоэнергии за 1991-2000 гг. показана в табл. 4.

*Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области*

Таблица 4. Динамика отпуска потребителям электро- и теплоэнергии

Вид энергии	1991 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Электроэнергия (млн кВт·ч)	5855,1	3545,1	3459	3576,1	3348,3	3400,4	3636,8
Теплоэнергия (тыс. Гкал)	5431,5 5	4019,2	4145,1	4105,3	3276,1	2126,7	2525,0
Электроэнергия, млн кВт·ч (про- изводство)		1907	2030	1964	1713	1272	1352

В структуре электропотребления Ивановской области около 45 % занимают промышленные потребители. Остальная доля электропотребления приходится на непромышленных потребителей, городской транспорт и население. Потери в сетях составляют 16 % от потребленной энергии (в 1990 г. – 8 %).

В состав Ивановской сетевой компании входят 145 трансформаторных подстанций напряжением 220-110-35 кВ суммарной трансформаторной мощностью 3626 кВ·А, 4517 трансформаторных подстанций (ТП) сельскохозяйственного назначения напряжением 10-6/0,4 кВ, а также 19897 км ВЛ напряжением 0,4–220 кВ. Протяженность тепловых сетей, эксплуатируемых АО «Ивэнерго» в городах Иванове и Комсомольске, составляет 104,0 км.

Инвестиции в основной капитал электроэнергетики по годам составили в 1995 г. – 5 %, 1991 г. – 10 %, 1997 г. – 13 %, 1998 г. – 8 % и в 2000 г. – 4 % к итогу.

Особую озабоченность вызывает возможность резкого сокращения поставок природного газа из-за проводимой АО «Газпром» политики сокращения поставок для энергетики России.

Потребление природного газа «Ивэнерго» по годам приведено в табл. 5.

Таблица 5. Потребление природного газа АО «Ивэнерго»

Год	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Фактическое потребление природного газа, млн м ³	1108	1110	915,3	610	735,7	627	527,1	486,7	521,6

Такая тенденция значительно ухудшит экологическую обстановку в областном центре и потребует дополнительных затрат на приемку, хранение, переработку твердого топлива и утилизацию золошлаковых отходов.

Говоря о состоянии энергетического оборудования на предприятиях, следует отметить, что оборудование Ивгорэлектросети изношено на 100 %, котлы Ивановской ГРЭС работают с 30-х годов. Главные паропроводы ТЭЦ-2 работают с 50-х годов, а котлы и турбогенераторы ИвТЭЦ – 3 с конца 70-х годов. Около 22 км магистральных тепловых сетей эксплуатируются более 20 лет.

Близкое к предельному техническое состояние имеют порядка 1800 км воздушных линий напряжением 0,4–10 кВ и порядка 400 трансформаторных пунктов 6-10/0,4 кВ.

На подстанциях 110–220 кВ около 30 трансформаторов имеют срок службы более 25 лет. Более 1000 шт. коммутационных аппаратов и порядка 900 шт. высоковольтных вводов требуют замены, а их отказы несут опасность взрывов, пожаров и значительных перерывов в электроснабжении. К тяжелым последствиям могут привести и отказы устройств защиты и автоматики, которые также морально и физически изношены.

Анализ ЭБ региона осуществлялся по 27 показателям, сгруппированным в 8 блоков с учетом возможных угроз, отмеченных в табл. 1. Уровни ЭБ формулировались по трем классам: нормальное состояние; предкризисное и кризисное состояния. При расчетах рассматривались ситуации, сложившиеся в энергетике области в 1990–2000 гг. За базисный год был взят 1990 г., а за контрольные – 1998, 1999 и 2000 годы. При расчетах приоритет был отдан экспертным оценкам с элементами формализации и нормализации процесса технологического и экономического обоснования с учетом вероятности возникновения различных угроз энергетической безопасности.

Методология нормирования пороговых значений индикаторов ЭБ основывалась на сопоставлении материального ущерба от низкого уровня ЭБ с затратами, необходимыми для снижения этого ущерба.

В табл. 6 представлен состав и наиболее значимые индикаторы ЭБ области с указанием их пороговых значений.

Анализ результатов расчетов, приведенных в табл. 6, показывает, что электропотребление в регионе за период с 1990 по 1998 гг. сократилось на 43 %. Начиная с 1998 г. наблюдается его рост на 52,1 млн кВт·ч в 1999 г. и на 288,5 млн кВт·ч в 2000 г. относительно потребления в 1998 г.

Доля покупной электроэнергии в регионе составляла в 1998 г. 48,8 %, в 1999 г. – 62,6 % и в 2000 г. – 62,8 % от суммарного потребления

*Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области*

в соответствующем году. Наблюдается значительная и растущая зависимость производства электрической энергии от других регионов из-за слабого развития собственных генерирующих мощностей и интенсивного старения ОФП. Следует отметить, что данная ситуация развивалась на фоне роста среднегодовой численности персонала в электроэнергетике, которая составляла: в 1995 г. – 6014 чел., 1996 г. – 6547 чел., 1997 г. – 6549 чел., 1998 г. – 6715 чел., 1999 г. – 6757 чел. и в 2000 г. – 6885 чел.

Таблица 6. Состав и наиболее значимые индикаторы ЭБ Ивановской области

Индикатор	Значение индикатора по годам, %			Пороговое критическое или предельно допустимое значение
	1998	1999	2000	
1. Душевое потребление электроэнергии в регионе / в РФ, кВт·ч	2665,4 5500	2729,1 5850	2942,6 5850	6082
2. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии, кг/тыс. (кВт·ч)	342,2	370,3	369,8	
3. Доля собственных источников в балансе электроэнергии на территории области с учетом изменения износа основных производственных фондов в электроэнергетике	34,3	23,9	23,1	60-70
4. Душевое потребление тепловой энергии, Гкал	2,6080	1,7072	2,0445	
5. Изменение фактического душевого потребления тепловой энергии по сравнению с 1990 г.	-38	-58,5	-50,1	Критическое сокращение тепловых нагрузок на 30-40 %
6. Доля покрытия потребности в тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения к суммарному потреблению	89,9			60-70
7. Изменение фактического душевого потребления всех видов топлива (в т.ч.) по сравнению с 1990 г., в т.ч.:	-27,7			Предельно допустимое сокращение объемов поставок топлива от потребления в нормальных условиях: в промышленности – 50-55 %, в коммунально-бытовом секторе – 15-20%
- газа	-30,1	25,1	-45	
- угля	-34,5	-39,8	-10,3	
- мазута	-50,4	18,7	86,2	

*Методика оценки энергетической безопасности регионов
на примере Ивановской области*

Продолжение табл. 6

Индикатор, %	Годы			Пороговое критическое или предельно допустимое значение
	1998.	1999	2000	
8. Доля доминирующего топливного ресурса в потреблении: - газ - уголь - мазут			52 25,1 22,9	50-60
9. Доля наиболее крупной электростанции в суммарной установленной мощности станций региона	48,3	48,3	48,3	15-20
10. Доля износа оборудования: -в электроэнергетике -в топливной отрасли	55,0 67,4	58,2 68,8	59,4 67,7	40-45
11. Доля сброса загрязненных (без очистки) вод в общих сбросах вод от промышленных объектов	0,96	2,69	4,29	2-3
12. Средний удельный расход топлива на производство тепловой энергии (кг у.т./Гкал)	170,8	183,3	177,6	180-190
13. Выброс вредных веществ в атмосферу на единицу площади, т/км ²	2,87	3,25	3,82	5-6

Индексы изменения душевого потребления электроэнергии на территории области составили соответственно в 1998 г. 80,8 %, а в 1999 г. – 65,6 %. Это соответствует предкризисной начальной ситуации по энергетической безопасности.

Душевое потребление электрической энергии в коммунально-бытовом секторе по сравнению с 1990 г. снизилось на 8–10 %. По сравнению же с душевым потреблением в коммунально-бытовом секторе в РФ в целом это изменение хуже, чем в среднем по РФ, и составляет 11 %. По доле собственных источников в балансе электроэнергии на территории области с учетом износа основных производственных фондов ситуация уже в 1990 г. была ниже порогового значения 70 % и с 47,7 % в 1998 г. упала до 23,1 %, что соответствует угрожающей кризисной ситуации.

В целом обеспеченность региона электрической энергией следует оценивать как кризисную угрожающую ситуацию из-за низкой доли собственных источников в балансе электрической энергии. Выход из этой ситуации один – строительство собственных генерирующих мощностей и реконструкция существующих.

Фактическое душевое потребление тепловой энергии по сравнению с 1990 г. сократилось в 1998 г. на 38 %, в 1999 г. – на 58,5 % и в 2000 г. – на 50,1 %. Доля покрытия потребности в тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения по отношению к суммарному потреблению на территории высока и составляет 89,9 % при пороговом значении в 60-70 %. Это положительный с экономической точки зрения фактор и отрицательный с позиций энергетической безопасности, т.к. выход из строя в случае аварии одного теплоисточника или участка теплосети затронет значительное количество населения. Обращает на себя внимание ухудшающаяся ситуация в обеспечении теплом населения, связанная с состоянием тепловых сетей и с их возможностями в регулировании режимов.

Фактическое душевое потребление всех видов топлива (т у.т.) по сравнению с 1990 г. сократилось в 1998 г. на 25,7 %, а в 1999 г. – на 25,1 %. Потребление газа сократилось в 1998 г. на 30,1 %, в 1999 г. – на 39,8 % и в 2000 г. – более чем на 45 %.

Потребление угля сократилось в 1998 г. на 34,5 %, в 1999 г. – на 18,7 % и в 2000 г. – на 10,3 % по сравнению с 1990 г. Самое значительное сокращение по сравнению с 1990 г. наблюдается в потреблении мазута. Так в 1998 г. это потребление снизилось на 50,4 %, а в 2000 г. на 86,2 %.

Доминирующим топливным ресурсом является газ. Его доля в общем топливном балансе составляла в 2000 г. 52 % и не должна превышать пороговой величины 50-60 %. Учитывая тенденцию к сокращению лимитов на газ, перспективу его удорожания, а также растущую вероятность ограничений на его поставку, в плане обеспечения энергетической безопасности необходимо принятие мер по диверсификации топливных ресурсов, по изысканию собственных топливных ресурсов, хотя бы в качестве аварийного резерва, а также развитию нетрадиционных и автономных источников электрической энергии.

Доля мощности наиболее крупной электростанции в суммарной установленной мощности в регионе равна 48,3 %.

Кризисная ситуация в энергетике области сложилась в силу неправильной стратегии развития энергетики области, ошибок в тарифной политике, во взаимном субсидировании тепловой и электрической

энергии. В этих условиях стало выгоднее покупать электрическую энергию в других регионах, чем производить свою, это отрицательно сказывается и на отчислениях в бюджет области, т.к. доля энергетики в последнем составляет 25 %.

Отношение капиталовложений в предприятия электроэнергетики региона к годовому объему реализации их продукции с учетом соотношения величины износа ОПФ в электроэнергетике и топливной промышленности в РФ и в регионе составила: в электроэнергетике в 1998 г. – 7,24 %, а в 2000 г. – всего 2 %; в топливной промышленности в 2000 г. только 4,78 %. Это ниже, чем отношение годовых инвестиций к стоимости основных производственных фондов, при пороговом значении, равном 4–5 %, что указывает на ошибки менеджмента АО «Ивэнерго».

Анализируя динамику выбросов вредных веществ в атмосферу (т/км^2) с учетом изменения экологической эффективности производства электрической и тепловой энергии в исследуемом году по отношению к базовому 1990 г. и с учетом реально выработанной электроэнергии в эти годы, можно видеть, что при кажущемся улучшении ситуации с выбросами реальная обстановка не улучшилась, так как данная динамика развивается на фоне снижения собственной выработки электроэнергии с 2,7966 млрд кВт·ч в 1990 г. до 1,3524 млрд кВт·ч в 2000 г. и снижения выработки тепловой энергии как для промышленных предприятий, так и для коммунально-бытового сектора. Следует заметить, что по сравнению с обстановкой в РФ ситуация в регионе значительно лучше, так как показатель для РФ составляет 5,2–5,7 %, а в области 2,87–3,82 %.

Ситуация со сбросом загрязненных вод в регионе находится по классификации ЭБ в кризисной угрожающей ситуации, т.к. в среднем по РФ этот показатель равен 2 %, в то время как в области составляет в 1990 г. 13,1 %, в 1998 г. – 0,96 %, в 1999 г. – 2,68 %, в 2000 г. – 4,29%.

Заключение

1. При формировании новой региональной энергетической политики следует учитывать, что в условиях разделения властных функций и прав собственности ответственность за топливо, тепло- и энергообеспечение в условиях децентрализации управления народным хозяйством и расширения экономической самостоятельности полностью несут региональные власти. При этом региональная энергетическая политика должна стремиться к максимальной самообеспеченности энергоносителями с сохранением единства топливно-энергетического комплекса России в целом.

2. Объективной материальной основой региональной энергетической политики с учетом ее энергодефицитности является объединение интересов с энергоизбыточными регионами. При этом учитываются тенденции начавшихся изменений условий энергообеспечения и структуры топливно-энергетических балансов.

3. Реализация региональной энергетической политики должна осуществляться прежде всего через ценовую и налоговую политику путем формирования конкурентной среды, создания системы стимулов и условий для энергосбережения; экономическую политику в инвестиционной сфере; нормативно-законодательскую деятельность, которая в регионе практически отсутствует.

4. Во избежание ошибок в принятии концептуальных решений при формировании оптимальной региональной энергетической политики необходимо создать компетентную комиссию и на основе новейших методических разработок осуществить основанный на количественных оценках многовариантный анализ возможных путей развития и последствий возможных крупномасштабных аварий в электро- и теплоснабжающих системах региона и в системах ТЭК.

5. Учитывая перспективу удорожания газа и ограничения в его поставках, необходимо принять меры к изысканию собственных топливно-энергетических ресурсов (торфа), к развитию нетрадиционных источников энергии, к увеличению запасов других видов органического топлива и проведения мероприятий по диверсификации топлива в регионе. При этом следует учитывать, что замена газа мазутом и углем приведет к росту тарифов на электрическую и тепловую энергию и заметному ухудшению экологической обстановки в регионе.

6. Целый ряд индикаторов энергетической безопасности при сегодняшнем положении в энергетике перешли пороговые кризисные значения. Это касается доли собственных источников в балансе электроэнергии, изменения душевого потребления тепловой и электрической энергии, уровня обеспеченности топливом от собственных источников, доли покрытия потребности в тепловой энергии от централизованных источников, доли доминирующего топливного ресурса (газа), доли наиболее крупной станции в суммарной установленной мощности, степени износа оборудования в электроэнергетике, доли сброса без очистки вод в общих сбросах, полноты действующего законодательства в регионе.

7. Главное опасение за энергетическую безопасность области сегодня и в будущем связано с тем, что как только спад производства и финансово-экономический кризис сменится экономическим ростом, энерге-

тика, глубоко изношенная, не имеющая заделов, технически отсталая, в целом деградирующая, окажется не в состоянии удовлетворить возросший спрос на энергоресурсы, особенно с учетом значительной расточительности в потреблении энергоресурсов отраслями промышленного производства в регионе, а также большой инерционности и высокой капиталоемкости. Если не принять срочных мер по повышению уровня энергетической безопасности в регионе, то уже к 2004–2005 году энергетика будет тормозом экономического развития региона.

Библиографический список

1. **Новая** энергетическая политика России. – М.: Энергоатомиздат. – 1995. – 512 с.
2. **Славин Г.Б., Чельцов М.Б.** Энергетическая безопасность: Термины и определения /Под. ред. Н.И. Воропая; ИСЭМСО РАН. Препр. № 4. – Иркутск. – 1999. – 31 с.
3. **Ивановская область в 2000 году:** Стат. сб. / Ивановский областной комитет государственной статистики. – Иваново, 2001. – 356 с.
4. **Аналитический** обзор состояния Ивановской энергосистемы и перспективы ее развития до 2005 года / АО «Ивэнерго». – Иваново, 2000. – 26 с.
5. **Отчет** о производственно-хозяйственной деятельности АО «Ивэнерго» за 1990 год. – Иваново, 1990.
6. **Савельев В.А.** Состояние и пути выхода электроэнергетики России из кризиса // Повышение эффективности работы ТЭС и энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып 1. Иваново. – 1997. – С. 151-154.
7. **Савельев В.А.** Пути выхода из кризиса региональной энергетики // Тез. докл. науч.-техн. конф. «Организация обслуживания долгов в энергетике как фактор стабилизации ее функционирования». – Киев, 1996. – С. 12-15.
8. **Савельев В.А. Гречин В.П.** Проблемы обеспечения энергетической безопасности Ивановского региона и возможные пути ее повышения // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики РАН. Вып. 48. – Мурманск, 1996. – С. 236-240.
9. **Савельев В.А.** Как преодолеть энергетический голод // Слово правды. - 17 янв. 2001.

УДК 331.2:332.758.4

Особенности материальной мотивации различных групп работников холдинговых компаний

Г.Ф. Красноженова, д-р соц. наук, К.В. Аксенов, асп.

Многие исследователи механизмов трудовой мотивации сходятся в том, что люди идут работать по найму прежде всего с целью получения

материального вознаграждения. В то же время только материальными причинами нельзя объяснить факт работы людей производительно, с полной самоотдачей. Существует множество теорий, пытающихся объяснить механизм трудовой мотивации, но ни одна из них не стала единственно общепринятой, однако все сходятся в том, что материальное вознаграждение работников играет в мотивации исключительно важную роль. По данным статистики около 60 % работающих не имеют других источников дохода, кроме заработной платы. На Западе заработная плата служит основой обеспечения нормальной жизнедеятельности работника, составляя 60-70 % всех его доходов.

Цели организации системы материального поощрения.

Привлечение персонала в организацию. Существует необходимость привлечения нужных специалистов, предложение которых на рынке труда может быть ограничено. Чем выше зарплата, тем соответственно больше желающих на это место. Величина заработной платы при найме на работу является важнейшим показателем, следовательно, существует возможность выбора наиболее предпочтительного работника.

Сохранение сотрудников в организации, уменьшение «текучки» кадров. Конкурентоспособное вознаграждение обеспечивает продолжение работниками трудовой деятельности на предприятии в течение долгого времени. Неэффективная система материального вознаграждения может привести к уходу работников.

Стимулирование производительной работы. Материальное вознаграждение направляет действия работников в сторону, необходимую для успешной деятельности организации.

Реализуя вышеприведенные цели, система материального стимулирования должна в то же время отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать контроль над издержками на рабочую силу. Издержки на оплату труда являются важнейшей статьёй затрат как для большинства западных фирм, так и для все большего и большего количества отечественных предприятий;
- быть эффективной, простой, понятной, гибкой, не требовать значительных затрат ресурсов для своего функционирования;
- отвечать требованиям трудового и гражданского законодательства;
- удовлетворять требованиям сложившегося рынка труда, т.е. быть конкурентоспособной.

В основе данной статьи лежат результаты разработки и исследования опыта функционирования системы материального стимулирования, существующей в реально действующей отечественной холдинговой ком-

пании, работающей в области производства и поставки узкого спектра энергетического оборудования. В зависимости от вида трудовой деятельности выделены четыре группы сотрудников: производственные рабочие, научно-технические работники, работники коммерческого управления, высшие менеджеры. Для каждой из этих групп представлены как общие, так и специфические факторы материального стимулирования и обоснована необходимость их выбора.

Система материального стимулирования, действующая на предприятии, включает в себя несколько составляющих, как общих, так и применяемых к определенным категориям работников. В число этих составляющих входят должностной оклад, установленный штатным расписанием, дополнительная выплата, зависящая от результатов труда как конкретного работника, так и всего коллектива, различные четко определенные виды доплат к окладу, а также определенный набор льгот. При этом, хотя льготы и не являются денежным вознаграждением, реально им соответствует вполне определенный денежный эквивалент.

Ниже приводятся четыре разновидности систем материального стимулирования, применяемых для различных категорий работников.

Производственные рабочие. Система материального стимулирования труда производственных рабочих сочетает в себе повременную (исходя из установленного штатным расписанием оклада) и сдельную формы заработной платы. Таким образом, заработная плата каждого рабочего включает постоянную и переменную составляющие. Постоянная составляющая определяется как произведение числа фактически отработанных рабочих дней и суммы оклада.

К этой величине может быть добавлена доплата за стаж работы на предприятии. Ее максимальный размер составляет 10 % от суммы оклада. Жесткие критерии присвоения такой доплаты не установлены (возраст фирм, входящих в холдинг, не превышает 5 лет) и определяются в индивидуальном порядке. Таким образом, поощряются наиболее опытные работники, являющиеся костяком коллектива, формируется привязанность к предприятию.

Переменная составляющая заработной платы рабочих представляет собой дополнительную выплату. Она определяется как произведение определенного числа единиц из общего количества выпущенной за месяц готовой продукции на установленную для каждого вида продукции базовую сумму. Базовая сумма определяется из обоснованной трудоемкости изготовления изделия. Она рассчитывается нормировщиками, согласовывается со специалистами экономического отдела и утверждается главным

инженером. При определении расчетного числа единиц выпущенной продукции используется количество единиц, превышающее 90% от установленной нормы выработки. С течением времени нормы могут быть скорректированы. План-задание выдается производственным подразделениям ежемесячно и включает в себя плановую норму месячной выработки на человека, плановую трудоемкость и базовую расчетную сумму по каждому виду изделий.

Такой подход позволяет стимулировать повышение производительности труда и стремление к выполнению плана-задания. Специфика производственного процесса (он состоит из минимального числа этапов и в большинстве случаев может быть выполнен одним рабочим) позволяет напрямую и явным образом заинтересовать каждого рабочего в конечном результате его труда. Важным моментом в такой схеме является контроль качества продукции, ограничивающий количество выпускаемой продукции установленными рамками качества.

По опыту последних месяцев переменная часть материального вознаграждения составляет от 10 до 50 % от постоянной части.

К рабочим применяется ряд практикуемых на предприятии видов льгот. Материальная помощь выдается в исключительных случаях по ходатайству вышестоящего начальника и только при наличии материальных возможностей. Как и прочие сотрудники, рабочие обеспечиваются за счет предприятия бесплатными обедами, стоимость которых определяется в пределах установленных руководством предприятия сумм. Интересным моментом является то, что, хотя со стороны предприятия затраты на обеды фактически можно отнести к расходам на оплату труда, многими рабочими это как льгота не воспринимается, с течением времени становясь чем-то самим собой разумеющимся.

Научно-технические работники. Заработная плата научно-технических работников является постоянной величиной и в основном состоит из должностного оклада, установленного штатным расписанием. В качестве дополнения к окладу устанавливаются доплаты за квалификацию с учетом стажа работы в отрасли, наличия званий и ученых степеней. Конкретные ставки определяются специальным Положением, где определены четкие и объективные критерии оценки квалификации. Наличие таких критериев не только поощряет повышение квалификации работников, но и предупреждает конфликты между членами коллектива. Доплата за квалификацию не превышает 10 % от установленного оклада.

Ко всем научно-техническим работникам применяется доплата за стаж работы на предприятии. Ее максимальный размер составляет 10 %

от суммы оклада. С каждым годом работы на предприятии, начиная со второго, к окладу работника добавляется 2 %.

К научно-техническим работникам применяются льготы, аналогичные применяемым по отношению к производственным рабочим.

Заработную плату научно-технических работников в условиях предприятия, за редким исключением, трудно привязать к конкретным результатам их деятельности, поэтому система их материального стимулирования направлена на поощрение повышения квалификации и снижение текучести кадров за счет формирования привязанности работников к предприятию.

Сотрудники коммерческого управления. В системе материального стимулирования сотрудников коммерческого управления реализуется схема “оклад плюс процент”. В ее основу положены следующие принципы:

- прямая связь размера денежного вознаграждения с результатами труда отдельного работника и всего коммерческого управления;
- базовый премиальный показатель, соответствующий основной текущей цели: максимизации объема сбыта при сохранении рентабельности не ниже заданной;
- максимальная понятность, «прозрачность» и четкость.

Расчетной базой фиксированного процента является величина чистой прибыли по конкретным проведенным сделкам. При расчете чистой прибыли учитываются не только прямые расходы по сделке, но и доля постоянных затрат всего предприятия, равная доле сделки в общем объеме реализации. Проценты выплачиваются ежемесячно по факту проведения конкретных сделок осуществившим их менеджерам. В целях расширения рынка сбыта размер процента увеличивается в два раза при осуществлении первой сделки с каждым новым покупателем.

Обязательным условием выплаты процентов менеджерам является выполнение установленного плана-минимума по сбыту. Установленная планка плана-минимума ненамного превышает объем сбыта, соответствующий точке безубыточности.

Исходя из опыта, можно утверждать, что величина выплачиваемого процента у опытного успешного менеджера может составлять до 400 % от суммы оклада. В определенные периоды общее вознаграждение лучших менеджеров может превышать вознаграждение руководителей предприятия.

В исключительных случаях, при проведении особо важных сделок, менеджеру может выплачиваться премия, представляющая собой дополнительное вознаграждение.

Учитывая особую важность для предприятия сотрудников «добывающего» коммерческого управления, к ним возможно применить почти все виды используемых в организации льгот:

- дополнительное медицинское страхование (в индивидуальном порядке);
- материальную помощь и выдачу денежных ссуд (в индивидуальном порядке);
- бесплатное питание.

Топ-менеджеры. При функционировании холдинговых структур одна из основных проблем сферы управления персоналом относится именно к управленцам высшего звена. Недостаток опытных и квалифицированных работников этого направления является одной из основных проблем развития бизнеса в России. Предложение таких специалистов на рынке труда очень ограничено, ведь в холдинге топ-менеджер фактически должен быть в какой-то мере и предпринимателем, развивающим свое направление бизнеса. Требования к квалификации управленцев высшего звена также очень высоки из-за большой цены возможно допущенной им ошибки. После нахождения такого специалиста встает проблема его удержания в компании и обеспечения его лояльности к фирме. Она особенно актуальна вследствие того, что подразделения холдинга могут формировать свою корпоративную культуру, отличную от общехолдинговой, существует опасность "увода" как бизнеса, так и команды, замкнутой на своего лидера.

Мотивация таких специалистов должна быть наиболее сложной и комплексной, огромную роль здесь играют нематериальные методы мотивации, а также контрактная система. Что же касается системы материального стимулирования топ-менеджеров, то она включает две составляющие.

Денежный оклад. Оклады таких работников имеют наибольшую величину среди всех сотрудников организации.

Ежемесячная премия по результатам деятельности предприятия за прошедший месяц. Формула расчетов в качестве переменных использует показатели величины чистой прибыли. В среднем сумма премии примерно равна величине оклада.

В настоящее время ведется разработка схемы стимулирования топ-менеджеров, предусматривающая возможность передачи им определенной доли акций при выполнении ими ряда условий, характеризующих эффективность работы предприятия. С развитием предприятия стоимость этих акций должна расти. Теоретически очень интересным является путь

предоставления опциона как договора о праве менеджера в определенный срок купить по фиксированной цене определенное количество акций компании и продать их по цене текущих рыночных котировок, однако его реализация в данный момент неосуществима из-за того, что акции большинства российских предприятий, в том числе и рассматриваемого, на фондовом рынке свободно не котируются и точная оценка их рыночной стоимости весьма затруднительна.

Высшие менеджеры компании используют все виды льгот, применяемые на предприятии:

- дополнительное медицинское страхование;
- оказание материальной помощи и выдачу ссуд (в индивидуальном порядке);
- бесплатное питание;
- использование служебного автотранспорта (в индивидуальном порядке);
- услуги мобильной связи за счет предприятия.

В описанной системе материального стимулирования работников можно найти ряд недостатков, однако в основном они обусловлены объективными причинами и спецификой предприятия. Достоинства ее проявляются в том, что, будучи специально разработанной, а не «естественно сложившейся», она достаточно эффективно решает поставленные задачи при соответствии заявленным принципам, соответствуя особенностям различных групп работников предприятия. Описания этой системы носят иллюстративный характер, а ряд ее элементов, в общем широко известных, могут быть применены в других организациях с учетом их специфики и поставленных задач.

УДК 621.311:338

Методика нормирования коммерческих потерь

Г.Ф. Горбачев, Н.И. Дворников, Б.Б. Кобец, кандидаты техн. наук

Оценивая работу энергосистем по показателю «потери электроэнергии - $\Delta Э$ », принято считать, что при уровне потерь $\Delta Э < 10 \% \Delta Э_{oc}$ от пуска в сеть система характеризуется прекрасной организацией работы в

данном направлении, при потерях, равных $\Delta\mathcal{E} \sim 10\% \Delta\mathcal{E}_{oc}$, – организация хорошая, а при уровне потерь в пределах $10\% \leq \Delta\mathcal{E} \leq 15\%$ – организация допустимая, но в системе имеют место значительные коммерческие потери [1]. В сложившейся практике фактические коммерческие потери оцениваются по остаточному принципу как разность суммарных и технических потерь. Последние определяются расчетным путем, и, естественно, точность расчетов, корректность используемых программ, достоверность исходной информации и полнота учитываемых параметров существенно влияют на уровень технических и, как следствие, коммерческих потерь.

Достоверно оценить, а тем более осуществлять нормирование коммерческих потерь крайне сложно, поскольку это многофакторная задача, и каждый из влияющих параметров может быть определен только с некоторой вероятностью.

Некоторые авторы [2] предлагают оценивать нормативные коммерческие потери по допустимому небалансу на ПС энергосистемы по выражению

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{ком.норм.}} = \text{НБ}_{\text{доп.}} \cdot X \Delta\mathcal{E}_{oc}, \quad (1)$$

где $\text{НБ}_{\text{доп.}}$ – допустимый небаланс по ПС; $\Delta\mathcal{E}_{oc}$ – отпуск электроэнергии в энергосистему.

Безусловно, полученные по данному выражению значения потерь можно считать коммерческими потерями, но только лишь как одну из составляющих, но никак не суммарными или же нормативными.

Помимо этой составляющей в энергосистеме обязательно присутствуют и другие, обусловленные недоплатой населением и прочими потребителями, хищениями электроэнергии, не возмещаемыми государством и незаложенными в тарифы льготами на пользование энергией, ошибками при выписывании счетов и проведении оплаты, существенным влиянием изменяющихся тарифов в течение одного-двух месяцев после введения новых тарифов и пр.

Все перечисленные и иные факторы, определяющие коммерческие потери, могут быть определены с той или иной достоверностью на основе анализа статистической информации конкретной энергосистемы или ее электросетевого предприятия (ПЭС).

Поскольку каждая составляющая коммерческих потерь является величиной случайной, характеризующейся соответствующей вероятностью, то и суммарные коммерческие потери также являются случайной величиной и должны оцениваться на основе вероятностно-статистической модели.

Сложность задачи нормирования коммерческих потерь заключается еще и в том, что различные энергосистемы характеризуются совершенно различными уровнями коммерческих потерь, т.е. стартовые условия в энергосистемах не одинаковы. Именно поэтому представляется логичным рассматривать изменение коммерческих потерь в некотором временном интервале, в пределах которого определяется конкретная цель – достижение соответствующего уровня коммерческих потерь, исходя из реальных условий данной энергосистемы в начальный момент времени.

Очевидно, что наиболее приемлемой при отмеченных посылках будет экспоненциальная зависимость коммерческих потерь в функции времени

$$W_t = \exp(-W \cdot t), \quad (2)$$

где W - параметр потока суммарных коммерческих потерь, обусловленных выделенными влияющими факторами; t – текущая координата времени; W_t – нормируемая величина коммерческих потерь в соответствующий период времени.

Под предельным значением величины суммарных коммерческих потерь при $t = \infty$ подразумевается величина $\Delta \mathcal{E}_{\text{ком.норм}}$, полученная по выражению (1), которая не может быть минимизирована до 0 и обязательно будет присутствовать.

Поэтому выражение (2) преобразуется к виду

$$W_t = \Delta \mathcal{E}_{\text{ком.норм}} + \exp(-W \cdot t). \quad (3)$$

Не претендуя на бесспорность сделанного вывода, поскольку требуются исследования и анализ, отметим, что выражение (3) позволяет сформулировать задачу минимизации и определить нормируемый уровень коммерческих потерь для каждой конкретной энергосистемы или ПЭС с учетом ее особенностей (возможности модернизации средств учета, финансового состояния системы и пр.).

Алгоритм решения данной задачи следующий:

1. На основе статистических данных выбираются наиболее значимые для данной энергосистемы факторы, определяющие уровень коммерческих потерь.
2. Определяется параметр потока коммерческих потерь по выделенным факторам.
3. По выражению (1) оценивается уровень коммерческих потерь, обусловленных допустимым небалансом на ПС.

4. Формируется зависимость по выражению (3).

5. Задается соответствующий период минимизации потерь (t) и определяется их уровень W_t .

Анализируя составляющие W_t , исходя из реальных возможностей энергосистемы в достижении тех или иных поставленных целей, способствующих снижению коммерческих потерь, выделяются несколько доминирующих, реализация которых позволяет обеспечить расчетный уровень W_t .

Задавая конкретным временным интервалом (например $t = 1$ год) и определив уровень $\Delta \mathcal{E}_{\text{ком.норм}}$ на основе анализа второго слагаемого в выражении (4) можно выделить из принятых к рассмотрению одну, две или более целей, достижение которых обеспечит соответствие коммерческих потерь нормируемым на данном этапе минимизации.

Именно такой подход (реализация задачи во временном интервале) к нормированию коммерческих потерь представляется наиболее рациональным, поскольку учитывает фактический уровень потерь в энергосистеме (по статистическим данным влияющих факторов).

Библиографический список

1. Потери энергии // Management stovies, № 14. EDF – GDF. – Paris, 1996. – 22 с.
2. Воротицкий В.Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях // Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Междунар. научн.-техн. семинар. – М., 2000.

УДК 621.31:658

К вопросу о применении логистического подхода к системе расчетов между участниками процесса “производство – потребление электрической энергии”

Е.В. Филочева, канд. экон. наук

В настоящее время Правительством РФ предложен целый комплекс мероприятий по совершенствованию системы управления электроэнергетикой России и развитию эффективных экономических отношений между ее компонентами. Правительственной программой реформирования элек-

троэнергетики и РАО “ЕЭС России” предусматривается максимальное развитие рыночных взаимоотношений при сохранении государственного контроля в отрасли. Целями реформирования являются обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей. Основные направления первого этапа проведения реформ и реструктуризации отрасли – подготовка нормативно-законодательной базы, создание участников оптового рынка электроэнергии и начало реформирования АО-энерго [1].

Уже сейчас многие проекты нормативных актов находятся на конечных стадиях согласования, некоторые приняты. Для организации работы конкурентного оптового рынка электроэнергии создан Администратор торговой системы в форме некоммерческого партнерства участников оптового рынка электроэнергии. С целью отработки конкурентных механизмов, формирования инфраструктуры рынка и определения с помощью рыночных механизмов реальной стоимости электроэнергии ведется работа по организации торговли электроэнергией по свободным ценам в рамках выделенного на ФОРЭМ сектора. На базе РАО “ЕЭС России” создана Федеральная сетевая компания, Системный оператор и генерирующие компании. Реформирование АО-энерго начинается с выделения из их состава элементов естественно-монопольной деятельности (передача и диспетчеризация электроэнергии) [2].

Однако существует ряд проблем, от своевременного решения которых зависит эффективность функционирования отрасли. Развитие рыночных отношений и конкуренции в электроэнергетике, являющейся естественной монополией, привело к тому, что действующий механизм экономических связей субъектов – участников процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии (мощности) оказался не в полной мере приспособленным к изменившимся условиям. Система государственного нормативного регулирования отрасли в ходе реформ оказалась практически полностью разрушенной, в отрасли действуют нормы, не соответствующие новому экономическому укладу: монополизация рынков электроэнергии и топлива на федеральном и региональном уровнях, сосредоточение функций производства, передачи и распределения в одних руках, привязка потребителя к определенному поставщику энергии (АО-энерго). Существующие подходы к построению системы расчетов в электроэнергетике (реализуемой в основном через тарифы), базирующиеся на затратном принципе формирования тарифов, не

обеспечивают комплексного учета интересов как производителя, так и потребителя электроэнергии. В свою очередь, это приводит к отсутствию стимулов к уменьшению затрат производителя и стимулов к повышению эффективности их производства, а также к недостаточному уровню стимулирования энергосбережения у потребителей. Тем самым усугубляется проблема удовлетворения спроса на электроэнергию отраслей народного хозяйства. Проводится жесткая тарифная политика. Регулирование тарифов часто зависит от политической конъюнктуры в ущерб экономическим принципам регулирования [3].

Проблема совершенствования механизма экономических связей участников рассматриваемого процесса, функционирующих в рыночных условиях, несмотря на свою актуальность, не является в достаточной мере проработанной. Отсутствуют целостные решения задачи организации системы экономических отношений с учетом проводимой реструктуризации как на уровне правительственных нормативно-законодательных документов, так и на уровне разработок и проектов специалистов, занимающихся вопросами теории и практики в электроэнергетической отрасли.

Развитие рынка электроэнергии, структурное реформирование электроэнергетической отрасли привело к изменению взглядов на механизм управления экономическими отношениями участников процесса “производство–потребление электроэнергии”. Основные принципы организации системы экономических отношений в настоящих условиях:

- народнохозяйственный эффект;
- равноценный учет интересов всех участвующих субъектов, включая интересы производителей и потребителей электроэнергии;
- рациональное сочетание рыночных механизмов и государственного регулирования.

Основываясь на этих принципах, с учетом реформирования системы управления отраслью предлагается использовать для решения задач, связанных с совершенствованием основной составляющей механизма экономических связей участников процесса “производство–потребление электроэнергии” – системы расчетов, логистический подход [4].

В методологическом плане концепция логистики представляет собой систему взглядов на рационализацию хозяйственной деятельности путем оптимизации потоковых процессов. Реализация логистического подхода к исследованию механизма экономических взаимоотношений участников рассматриваемого процесса, функционирующих в рыночных условиях, требует соблюдения следующих принципов.

1. Соблюдение целостного подхода к анализу системы экономических расчетов, характеризуемой наличием трех уровней экономических связей участников процесса “производство–потребление электроэнергии”, основанного на использовании для решения специфических задач каждого уровня разработанных моделей и алгоритмов расчета, взаимосвязанных между собой.

2. Взаимосвязанное рассмотрение всех стадий процесса “производство–потребление электроэнергии” (производство, передача, распределение и потребление электрической энергии и мощности), согласование экономических интересов участников на каждой из указанных стадий.

3. Учет при исследовании потоков электроэнергии оптового и регионального рынков уровня дефицитности энергосистем, показателей развития производства и внедрения новых технологий.

4. Выделение, исследование и оптимизация на каждой стадии рассматриваемого процесса трех типов потоков: энергоматериальных, финансово-расчетных и информационных.

5. Учет при разработке экономико-математических моделей и алгоритмов расчетов, описывающих взаимосвязи участников процесса “производство–потребление электроэнергии”, системы приоритетов: в сфере “производство–потребление” – интерес потребителя; в сфере управления – государственное регулирование; в сфере организации производства – энергосбережение; в области финансов – финансовую устойчивость энергосистемы в целом.

В отличие от существующих подходов предлагается рассматривать функционирование не только субъектов электроэнергетической отрасли, а также и конечного потребителя энергии – предприятия. В структуре системы экономических расчетов выделены следующие уровни: уровень оптового рынка, уровень энергосистемы (региональный рынок) и уровень предприятия-потребителя. При применении логистического подхода в электроэнергетике предметом исследований являются:

1) на уровне оптового рынка (межсистемных связей):

- взаимоотношения потребителей, производителей электроэнергии и сетевых организаций на оптовом рынке (спрос и предложение, тарифы, плата за использование межсистемных сетей ПАО “ЕЭС России”);
- возможность поставки электроэнергии конкретному потребителю;
- надежность электроснабжения потребителя;

2) на уровне энергосистемы:

К вопросу о применении логистического подхода к системе расчетов между участниками процесса «производство – потребление электрической энергии»

- взаимоотношения потребителей, производителей электроэнергии и сетевых организаций на региональном рынке (спрос и предложение, тарифы, плата за использование распределительных сетей АО-энерго);
 - способность энергосистемы обеспечить электроэнергией своих потребителей;
 - возможность снижения затрат электростанций АО-энерго на производство электроэнергии;
 - надежность электроснабжения потребителя;
- 3) на уровне предприятия-потребителя:
- электропотребление;
 - возможности снижения затрат, связанных с приобретением и использованием электрической энергии и мощности.

На каждом уровне решаются специфические задачи с помощью экономико-математического моделирования (см. табл. 1).

Таблица 1. Задачи, решаемые на иерархических уровнях системы экономических расчетов между участниками процесса “производство-потребление электроэнергии”

Уровень	Задачи	Показатели эффективности
Оптовый рынок	<ol style="list-style-type: none"> 1) исследование и анализ спроса на электроэнергию и мощность энергосистем и предприятий-потребителей, предложения производителей и поставщиков энергии; 2) управление спросом на энергию; 3) формирование баланса спроса и предложения на оптовом рынке; 4) управление электроснабжением; 5) регулирование тарифов на электроэнергию и мощность; 6) финансовый контроль 	<ol style="list-style-type: none"> 1) минимизация себестоимости производства электроэнергии; 2) минимизация затрат на передачу энергии; 3) оптимизация системы управления потоками электроэнергии, направляемой в энергосистемы; 4) достижение требуемого уровня надежности и получение сопутствующих процессу электроснабжения услуг
Энергосистема	<ol style="list-style-type: none"> 1) исследование и анализ спроса на электроэнергию и мощность предприятий-потребителей, предложения производителей; 2) управление спросом на энергию; 3) формирование баланса спроса и предложения на региональном рынке; 4) управление электроснабжением; 5) регулирование тарифов на электроэнергию и мощность; 6) финансовый контроль 	<ol style="list-style-type: none"> 1) минимизация затрат на покупку энергии и мощности; 2) оптимизация системы управления потоками электроэнергии оптового рынка, направляемой потребителям; 3) достижение требуемого уровня надежности и получение сопутствующих процессу электроснабжения услуг

К вопросу о применении логистического подхода к системе расчетов между участниками процесса «производство – потребление электрической энергии»

Продолжение табл. 1

Уровень	Задачи	Показатели эффективности
Потребитель	1) управленческий учет электроэнергии; 2) анализ уровня тарифов и их динамики у различных производителей и поставщиков энергии, организаций, занимающихся передачей и распределением энергии; 3) управление электропотреблением; 4) планирование объема энергии и мощности; 5) прогнозирование финансовых потерь от некачественного планирования необходимого объема энергии и мощности; 6) планирование платы за энергию и мощность; 7) финансовый контроль за использованием энергии и мощности	1) минимизация затрат на приобретение электроэнергии за счет эффективного планирования электропотребления и выбора поставщиков электроэнергии; 2) минимизация финансовых потерь предприятия от отклонений заявленных и фактических величин электроэнергии и мощности; 3) достижение требуемого уровня надежности и получение сопутствующих процессу электроснабжения услуг

Особенность предлагаемого способа организации экономических расчетов – комплексное рассмотрение всего процесса производства, передачи, распределения, потребления электрической энергии (мощности), согласование интересов всех его участников на каждой стадии процесса. Система экономических расчетов охватывает весь процесс потребления электроэнергии: от анализа спроса и предложения на энергию до анализа использования энергии на предприятии.

Однако каждую энергосистему можно охарактеризовать с различных позиций: дефицитность или избыточность, внедрение мероприятий по энергосбережению, охране окружающей среды и новых технологий. Перечисленные показатели имеют значение для всей отрасли и экономики в целом. Учитывая ухудшающуюся с каждым годом экологическую обстановку, невозобновляемость топливно-энергетических ресурсов, необходимо стимулировать потребителей к рациональному использованию электроэнергии и участию в государственных и региональных энергосберегающих программах. Принимая это во внимание, можно отметить, что в предлагаемой системе экономических расчетов реализован *принцип обратной взаимосвязи* (рассматривается только экономический аспект влияния конечного потребителя энергии на механизм экономических взаимосвязей участников процесса “производство–потребление электроэнергии”). Обратная связь предполагает учет влияния показателей функционирования предприятия и показателей эффективности использования электроэнергии и мощности на процессы управления потоками электро-

энергии оптового и регионального рынков, формирования тарифов на электрическую энергию (мощность), передачу и распределение электроэнергии. Таким образом, обеспечивается целостность системы экономических расчетов и взаимосвязь моделей, описывающих функционирование участников процесса на каждом уровне.

На каждой стадии процесса “производство–потребление электроэнергии” можно выделить следующие основные потоки, которые следует оптимизировать в первую очередь (см. рис. 1).

1. *Энергоматериальные* - потоки электрической энергии и мощности, направляемые от производителя энергии по межсистемным и распределительным сетям к конечному потребителю, а также потоки услуг, сопутствующих процессу электроснабжения. При этом участниками рассматриваемого процесса передачи электроэнергии также являются посреднические организации (сетевая компания, АО-энерго, оптовые потребители-перепродавцы на федеральном и региональном уровнях). При анализе данного типа потоков следует исходить из следующих критериев оптимальности:

- соблюдения интересов потребителя (получение требуемого объема электроэнергии и услуг, сопутствующих процессу электроснабжения);
- надежности электроснабжения;
- устранения дефицитности энергосистем.

2. *Финансово-расчетные* - все участники процесса “производство–потребление электроэнергии” связаны между собой системой расчетов за электроэнергию (система тарифных ставок на энергию и мощность, абонентная плата за услуги по передаче электроэнергии по сетям РАО “ЕЭС России”, распределительным сетям АО-энерго), в основе которой лежит возмещение затрат и получение нормальной прибыли. Критерии оптимизации данного типа потоков:

- сокращение затрат всех участников процесса “производство–потребление электроэнергии” на каждой стадии;
- своевременность и точность проведения расчетов.

3. *Информационные* – взаимодействие участников процесса “производство–потребление электроэнергии” предполагает оперативное и своевременное предоставление необходимых данных для проведения расчетов. Критерии оптимизации информационных потоков:

- “прозрачность” расчетов;
- своевременность и точность данных.

К вопросу о применении логистического подхода к системе расчетов между участниками процесса «производство – потребление электрической энергии»

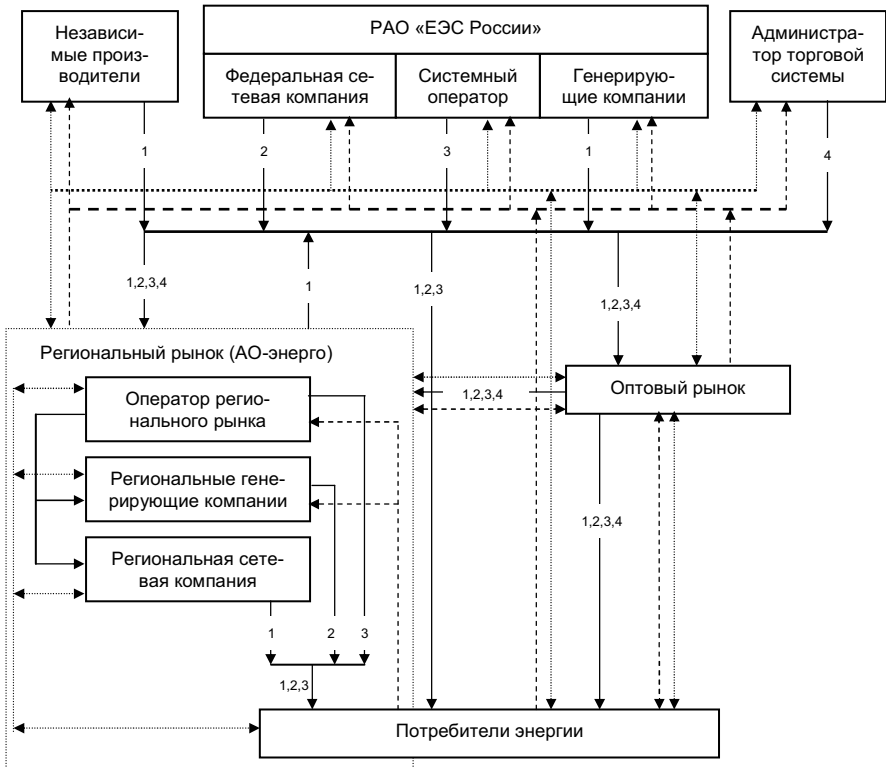


Рис. 1. Схема циркуляции потоков между участниками процесса «производство-потребление электроэнергии»:

- 1 – потоки электроэнергетики и мощности;
- 2 – услуги по передаче электроэнергии, обеспечению надежности электроснабжения;
- 3 – услуги по управлению режимами работы, прогнозированию производства и потребления;
- 4 – услуги по организации торговли;
- ▶ - энергоматериальные потоки;
- - -▶ - финансово-расчетные потоки;
-▶ - информационные потоки

В основу предлагаемого способа организации системы экономических расчетов между участниками процесса “производство-потребление электроэнергии (мощности)” заложены следующие приоритеты (с учетом

специфики применения логистических принципов управления в электроэнергетической отрасли).

1. В сфере «производство-потребление» - приоритет потребителя. Задачей производителя является удовлетворение существующего спроса на данный вид товара. Потребитель приобретает право выбора поставщика, наиболее полно удовлетворяющего требуемые условия приобретения электрической энергии и мощности (объем, сроки, стоимость приобретения и передачи энергии, наличие и стоимость услуг, сопутствующих процессу электроснабжения), право заключения прямых договоров с поставщиками и доступ к сетям без ограничений.

2. В сфере управления, исходя из специфики отрасли, - государственное управление. Являясь естественной монополией, электроэнергетическая отрасль нуждается в сохранении государственного управления в целях защиты потребителя от необоснованного роста тарифов производителей и сетевых организаций, контроля за потоками электроэнергии оптового и региональных рынков. Роль государственного регулирования состоит также в определении эффективности механизма экономических связей для электроэнергетики и экономики страны в целом.

3. В сфере организации - приоритет энергосбережения. Проблема удовлетворения растущего спроса на электрическую энергию является актуальной. Один из путей ее решения – повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов на предприятиях – конечных потребителях электроэнергии.

4. В сфере финансов - финансовая устойчивость энергосистемы в целом. В рамках обеспечения функционирования единой энергосистемы России необходима поддержка дефицитных энергосистем, неэффективных ТЭС (сохранение которых важно для единой энергетической системы и государства в целом).

В табл. 2 приведен экономический, технологический и производственный эффект, получаемый каждым участником процесса “производство-потребление электроэнергии” от внедрения логистического подхода к организации системы экономических расчетов.

Таблица 2. Эффект от внедрения логистического подхода

Участник процесса	Эффект
Потребитель	<ul style="list-style-type: none">• сокращение расходов, связанных с приобретением и использованием электроэнергии и мощности;• достижение требуемого уровня надежности электроснабжения;

К вопросу о применении логистического подхода к системе расчетов между участниками процесса «производство – потребление электрической энергии»

Продолжение табл. 2

Участник процесса	Эффект
	<ul style="list-style-type: none"> • удовлетворение спроса на комплекс услуг по электроснабжению; • прямые договорные отношения с производителями и поставщиками; • доступ к сетям без ограничений; • оптимизация режима электропотребления; • наличие стимула к развитию производства; • экономия затрат будущих периодов за счет внедрения энергосберегающих технологий и новых методов управления; • экономия суммарных затрат предприятия на энергоресурсы за счет эффективного планирования показателей деятельности и электропотребления
Энергосистема (и единая энергосистема в целом)	<ul style="list-style-type: none"> • наличие стимула к внедрению энергосберегающих технологий и новых методов управления; • наличие стимула к загрузке собственных производственных мощностей энергосистем; • оптимизация режима электроснабжения потребителей; • минимизация суммарных затрат потребителей на покупку электроэнергии (мощности); • наличие равных возможностей энергосистем по покупке электроэнергии на оптовом рынке; • гибкая система экономических отношений, восприимчивая к изменениям в отрасли и экономике страны
Производитель	<ul style="list-style-type: none"> • выход на оптовый рынок; • прямые договорные отношения с потребителем; • снижение нагрузки в пиковой зоне суток за счет оптимизации режима электроснабжения потребителей

Выводы

Предложенный способ организации системы экономических расчетов между участниками процесса “производство-потребление электроэнергии”, основанный на принципах теории логистики, позволяет:

1) комплексно учитывать влияние показателей деятельности конечного потребителя и показателей эффективности использования электроэнергии и мощности на механизм управления потоками энергии оптового и регионального рынков и, соответственно, экономические интересы всех участников процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии и мощности;

2) реализовать целостный подход к совершенствованию системы экономических расчетов в электроэнергетике (характеризуемой наличием трех уровней экономических связей участников процесса “производство-потребление электроэнергии”, для каждого из которых разработаны эконо-

мико-математические модели и алгоритмы расчета, взаимосвязанные между собой).

Библиографический список

1. **Основные** направления реформирования электроэнергетики РФ // Пром. энергетика. – 2002. - № 1. – С. 2-7.
2. **Синюгин В.Ю.** Реформирование отрасли уже началось // Энергетик. – 2002. – № 3. - С. 2-3.
3. **Тришин Е.П., Окорочков В.Р.** Региональный энергетический рынок. - СПб: Изд-во Северная звезда, 2001.
4. **Филичева Е.В.** Методические вопросы организации системы экономических отношений в электроэнергетике с использованием концепции логистики // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2001. – С. 425-428.

УДК 621.31:65

Оптимизация системы принятия управленческих решений в электроэнергетической отрасли

Е.В. Филичева, канд. экон. наук

Реализация механизма экономических взаимосвязей участников процесса производство, передача, распределение, потребление электрической энергии (“производство-потребление электроэнергии”) с использованием логистического подхода [1] предполагает соблюдение определенной иерархии: иерархия уровней системы экономических отношений участников процесса; иерархия задач, характерных для каждого уровня; иерархия алгоритмов расчета и экономико-математических моделей, описывающих функционирование участников процесса на каждом уровне системы; иерархия системы предоставления данных; иерархия системы обмена информацией между уровнями, участниками и т.п.

Способ организации системы экономических связей участников процесса, основанный на концепции логистики, предполагает выделение трех уровней экономических отношений: уровень предприятия, уровень регионального рынка (энергосистема) и уровень оптового рынка. Для каждого уровня характерны специфические задачи, от решения которых за-

висит функционирование следующего согласно иерархии уровня (см. рис. 1). Все уровни объединены системой информационного обмена: передача данных, результатов расчетов, нормативно-законодательных материалов, обмен мнениями, проектами, разработками и т.д.

В статье рассматривается механизм принятия управленческих решений, связанных с регулированием потоков электроэнергии (мощности) оптового и региональных рынков, а также с повышением эффективности управления электропотреблением на предприятии – конечном звене процесса “производство-потребление электроэнергии”. Механизм принятия управленческих решений в электроэнергетике представляет собой определенную последовательность решения задач, стоящих перед каждым участником процесса (см. рис.1).

С помощью экономико-математических моделей решаются следующие задачи, относящиеся к заданной области исследования.

1. Участники оптового рынка: анализ заявок на электроэнергию и мощность оптового рынка от энергосистем и прямых потребителей; расчет и управление режимами электроснабжения; анализ функционирования энергосистем; расчет и регулирование потоков электроэнергии и мощности оптового рынка.

2. Участники регионального рынка: анализ заявок на электроэнергию и мощность оптового и регионального рынков от потребителей; расчет и управление режимами электроснабжения; анализ функционирования энергосистемы и деятельности предприятий-потребителей; расчет и регулирование потоков энергии и мощности оптового и регионального рынков.

3. Потребители: расчет объема электропотребления; прогнозирование неизбежных финансовых потерь от неэффективного планирования электропотребления; выбор поставщиков и расчет объемов поставки от каждого поставщика; планирование и минимизация платы за энергию и мощность; расчет показателей деятельности и эффективности использования энерго-ресурсов.

На основе расчетов по предлагаемым экономико-математическим моделям и алгоритмам на каждом этапе рассматриваемого процесса принимается ряд управленческих решений, которые определяют поведение каждого субъекта – участника процесса и их взаимоотношения. Общий алгоритм реализации системы принятия управленческих решений представлен на рис.2.

Рассмотрим подробнее этапы алгоритма.

*Оптимизация системы принятия управленческих решений
в электроэнергетической отрасли*

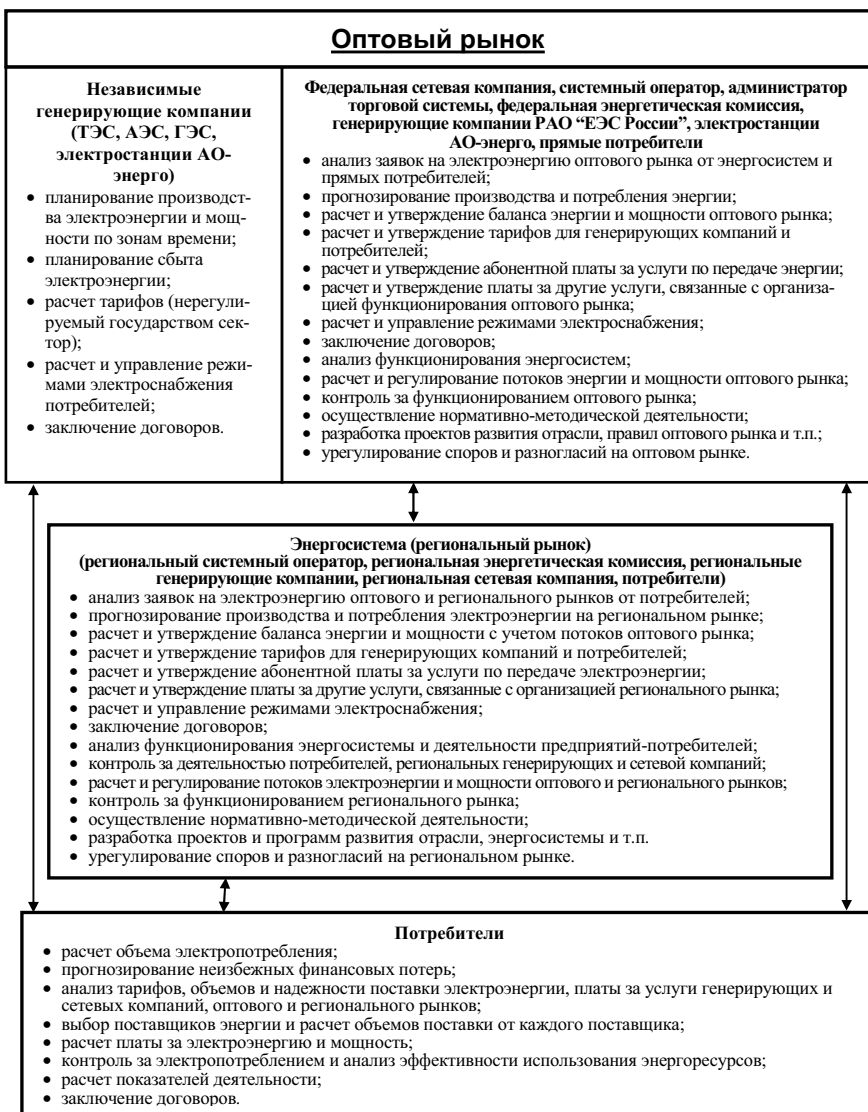


Рис. 1. Задачи, решаемые участниками процесса «производство-потребление электроэнергии»: \longleftrightarrow - информационные взаимосвязи



Рис. 2. Алгоритм реализации системы принятия управленческих решений

I. Планирование электропотребления предприятия-потребителя.

Задачи. Анализ данных об использовании энергоресурсов; анализ влияния тарифной политики на электропотребление; прогнозирование неизбежных финансовых потерь от неэффективного планирования электропотребления; планирование объема электропотребления.

Осуществляется на предприятии.

Особенности. Учет при планировании необходимого объема электроэнергии (мощности) на расчетный период коэффициента влияния структуры производимой продукции; учет при планировании финансовых потерь вероятности возникновения следующих ситуаций: превышение фактической мощности и энергии над договорными величинами, их равенство и недоиспользование заявленной мощности и энергии, а также учет коэффициента штрафных санкций в каждом конкретном случае.

Экономико-математические модели.

1. Экономико-математическая модель планирования необходимого объема электрической энергии на расчетный период с использованием методов математической статистики, позволяющая сократить затраты потребителя за счет качественного планирования электропотребления [2]:

$$\mathcal{E}^{номп} = \beta_1 + \beta_2 \times \sum_{i=1}^n (\mathcal{E}_i \cdot O_{m.n.i}^{нам} \cdot K_{acc_i}) + \beta_3 \cdot \mathcal{E}_{ком_j} + \beta_4 \cdot \mathcal{E}_{суб_j} + \xi_j, \quad (1)$$

где $\mathcal{E}^{номп}$ - объем электропотребления предприятия; \mathcal{E} - норма электропотребления для производства i -го вида продукции; $O_{m.n.}^{нам}$ - объем производства (в натуральном выражении по видам продукции - i); K_{acc} - коэффициент влияния структуры производимой продукции на общий объем

электропотребления; $\mathcal{E}_{кот}$ и $\mathcal{E}_{суб}$ – объем электропотребления котельной и субабонентов; n – количество видов производимой продукции; j – период статистической выборки; ξ – допустимая величина погрешности.

2. Экономико-математическая модель расчета платы предприятия за электроэнергию (мощность) по критерию минимизации неизбежных финансовых потерь, возникающих вследствие отклонений договорных (заявленных) величин электрической энергии и мощности от их фактических значений [3]:

$$\begin{aligned}
 & \Pi_l = \Pi_{l_m} \cdot P\{M_{заявл} \geq M_{факт}\} + \text{Пот}_m^{M_{заявл} < M_{факт}} \cdot P\{M_{заявл} < M_{факт}\} + \\
 & \left[\Pi_{l_3} \cdot P\{\mathcal{E}_{заявл} = \mathcal{E}_{факт}\} + \right. \\
 & \left. + (\Pi_{l_3} + \text{Пот}_3^{\mathcal{E}_{заявл} > \mathcal{E}_{факт}}) \cdot P\{\mathcal{E}_{заявл} > \mathcal{E}_{факт}\} \right] \times \\
 & \times P\{\mathcal{E}_{заявл} \geq \mathcal{E}_{факт}\} + \text{Пот}_3^{\mathcal{E}_{заявл} < \mathcal{E}_{факт}} \cdot P\{\mathcal{E}_{заявл} < \mathcal{E}_{факт}\} \Rightarrow \min \quad \text{при} \\
 & \left\{ \begin{aligned}
 & \Pi_{l_m} = M_{заявл} \cdot T_m; \quad \Pi_{l_3} = \mathcal{E}_{заявл} \cdot T_3; \\
 & P\{M_{заявл} \geq M_{факт}\} + P\{M_{заявл} < M_{факт}\} = 1; \\
 & P\{\mathcal{E}_{заявл} \geq \mathcal{E}_{факт}\} + P\{\mathcal{E}_{заявл} < \mathcal{E}_{факт}\} = 1; \\
 & P\{\mathcal{E}_{заявл} = \mathcal{E}_{факт}\} + P\{\mathcal{E}_{заявл} > \mathcal{E}_{факт}\} = 1; \\
 & \text{Пот}_m^{M_{заявл} < M_{факт}} = k_m^{инт} \cdot T_m \cdot (M_{факт} - M_{заявл}); \\
 & \text{Пот}_3^{\mathcal{E}_{заявл} < \mathcal{E}_{факт}} = k_3^{инт} \cdot T_3 \cdot (\mathcal{E}_{факт} - \mathcal{E}_{заявл}); \\
 & \text{Пот}_3^{\mathcal{E}_{заявл} > \mathcal{E}_{факт}} = (C_3 - 3_{топл} - 0,4 \cdot 3_3^{пок}) \times (\mathcal{E}_{заявл} - \mathcal{E}_{факт}),
 \end{aligned} \right. \quad (2)
 \end{aligned}$$

где Π_{l_m} и Π_{l_3} – плата потребителя за мощность и энергию по соответствующим тарифным ставкам T_m и T_3 ; $P\{M_{заявл} \geq M_{факт}\}$ – вероятность того, что фактическая мощность не превысит заявленную; $P\{M_{заявл} < M_{факт}\}$ – вероятность обратного события; $\text{Пот}_m^{M_{заявл} < M_{факт}}$ – потери от превышения фактической мощности над заявленной; $P\{\mathcal{E}_{заявл} = \mathcal{E}_{факт}\}$ – вероятность равенства фактической и заявленной величин энергии; $P\{\mathcal{E}_{заявл} > \mathcal{E}_{факт}\}$ – вероятность превышения заявленного значения энергии над фактическим; $P\{\mathcal{E}_{заявл} \geq \mathcal{E}_{факт}\}$ – вероятность того, что фактическое значение энергии не превысит заявленное; $P\{\mathcal{E}_{заявл} < \mathcal{E}_{факт}\}$ – вероятность превышения фактической величины энергии над заявленной; $\text{Пот}_3^{\mathcal{E}_{заявл} > \mathcal{E}_{факт}}$ – потери от недо-

использования заявленного объема энергии; $P_{отз}^{Эзаявл < Эфакт}$ – потери от превышения фактической величины энергии над заявленной; $k_m^{штр}$ и $k_3^{штр}$ – штрафные санкции за превышение фактических значений мощности и энергии над договорными; $Эзаявл$ и $Эфакт$ – заявленный и фактический объем энергии; $M_{заявл}$ и $M_{факт}$ – заявленная и фактическая мощность; C_3 – себестоимость производства энергии; $Z_{топл}$ – затраты на топливо при производстве энергии; $Z_3^{нок}$ – затраты энергосистемы на покупную энергию.

Результат. Принимается решение на уровне предприятия о необходимом объеме электрической энергии (мощности), при котором плата за энергию с учетом неизбежных финансовых потерь будет минимальной.

II. Планирование потребителем закупок энергии у различных производителей и поставщиков на основе критерия минимизации платы.

Задачи. Анализ динамики тарифов на электроэнергию (мощность) у различных производителей и поставщиков энергии, а также затрат за использование межсистемных и распределительных сетей РАО “ЕЭС России” и АО-энерго.

Осуществляется на предприятии.

Особенности. Рассматривается возможность использования потребителем нескольких источников электроснабжения (независимые производители энергии, оптовый рынок, энергосистема потребителя, собственное производство энергии); учитывается наличие сетей между производителем и потребителем энергии, их радиус и надежность передачи энергии по этим сетям.

Экономико-математическая модель расчета затрат потребителя по критерию минимизации платы за услуги по электроснабжению, учитывающая принцип свободы выбора поставщика и позволяющая уменьшить затраты на ее приобретение при требуемом уровне надежности электроснабжения [4], определяется приведенной ниже системой уравнений (3).

Результат. Принимается решение на уровне предприятия о возможных поставщиках и объемах энергии (мощности), приобретаемой у конкретных поставщиков, при которых суммарная плата потребителя будет минимальной.

III. Регулирование и контроль потоков энергии оптового рынка.

Задача. Составление баланса энергии и мощности на оптовом рынке.

Осуществляется на оптовом рынке.

Особенности. Учет показателей дефицитности энергосистем, экономичности собственного производства энергии в энергосистеме, “способности” энергосистемы к развитию и внедрению новых энергосберегающих технологий и методов управления.

$$\begin{aligned}
 \Pi_l = & \sum_{j=1}^m \left[\left(T_{M_j}^{\text{произв}} \cdot M_j^{\text{произв}} + T_{\mathcal{E}_j}^{\text{произв}} \cdot \mathcal{E}_j^{\text{произв}} \right) + \right. \\
 & \left. \left(T_{\text{тп}_{j,l}}^{\text{ЭЭС}} \cdot \beta_{j,l} \cdot (1 + \alpha_{j,l}) \cdot l_{j,l} + \text{АбПл}^{\text{ЭЭС}} + \text{АбПл}^{\text{ЭС}} \right) \cdot \mathcal{E}_j^{\text{произв}} \right] + \\
 & + T_M^{\text{OP}} \cdot M^{\text{OP}} + \left(T_{\mathcal{E}}^{\text{OP}} \cdot \beta_{j,l} \cdot (1 + \alpha_{j,l}) \cdot l_{j,l} + \text{АбПл}^{\text{ЭЭС}} + \text{АбПл}^{\text{ЭС}} \right) \cdot \mathcal{E}^{\text{OP}} + \\
 & + T_M^{\text{ЭС}} \cdot M^{\text{ЭС}} + \left(T_{\mathcal{E}}^{\text{ЭС}} + \text{АбПл}^{\text{ЭЭС}} + \text{АбПл}^{\text{ЭС}} \right) \cdot \mathcal{E}^{\text{ЭС}} + \\
 & + \mathcal{E}^{\text{собств}} \cdot \mathcal{E}^{\text{собств}} \Rightarrow \min \quad \text{при}
 \end{aligned}$$

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \sum_{j=1}^m \mathcal{E}_j^{\text{произв}} = \mathcal{E}^{\text{произв}}; \quad \sum_{j=1}^m M_j^{\text{произв}} = M^{\text{произв}}; \\
 \mathcal{E}^{\text{произв}} + \mathcal{E}^{\text{OP}} + \mathcal{E}^{\text{ЭС}} + \mathcal{E}^{\text{собств}} = \mathcal{E}^{\text{потр}}; \\
 M^{\text{произв}} + M^{\text{OP}} + M^{\text{ЭС}} = M^{\text{потр}}; \\
 \mathcal{E}_j^{\text{произв}} \geq 0; \quad M_j^{\text{произв}} \geq 0; \quad \mathcal{E}^{\text{OP}} \geq 0; \quad M^{\text{OP}} \geq 0; \\
 \mathcal{E}^{\text{ЭС}} \geq 0; \quad M^{\text{ЭС}} \geq 0; \quad \mathcal{E}^{\text{собств}} \geq 0,
 \end{array} \right. \quad (3)$$

где $T_M^{\text{произв}}$ и $T_{\mathcal{E}}^{\text{произв}}$, T_M^{OP} и $T_{\mathcal{E}}^{\text{OP}}$, $T_M^{\text{ЭС}}$ и $T_{\mathcal{E}}^{\text{ЭС}}$ – тарифные ставки на мощность и энергию у независимых производителей, на оптовом рынке и в энергосистеме; j – количество независимых производителей ($j = \overline{1, m}$); $M^{\text{произв}}$, M^{OP} , $M^{\text{ЭС}}$ – мощность, приобретаемая в различных источниках энергоснабжения (независимые производители, оптовый рынок, энергосистема); $\mathcal{E}^{\text{произв}}$, \mathcal{E}^{OP} , $\mathcal{E}^{\text{ЭС}}$, $\mathcal{E}^{\text{собств}}$ – энергия, приобретаемая в различных источниках энергоснабжения (независимые производители, оптовый рынок, энергосистема, собственное производство); $\mathcal{E}^{\text{потр}}$, $M^{\text{потр}}$ – энергия и мощность, необходимая потребителю; $T_{\text{тп}}^{\text{ЭЭС}}$ – тариф на передачу энергии по межсистемным сетям; β – матрица наличия сетей передачи энергии от поставщика к потребителю; α – матрица надежности сетей передачи энергии; l – радиус передачи энергии от поставщика к потребителю; выражение $\overline{j, l}$ означает передачу энергии из начального пункта j (производителя) до конечного пункта l (потребителя); $\text{АбПл}^{\text{ЭЭС}}$ и $\text{АбПл}^{\text{ЭС}}$ – абонентная плата за содержание и эксплуатацию меж-

системных и распределительных сетей энергосистемы; $\mathcal{Z}^{собств}$ – затраты потребителя при собственном производстве энергии.

Экономико-математические модели и алгоритмы расчета потоков электроэнергии, направляемой с оптового рынка энергосистемам и предприятиям, с учетом ряда факторов, имеющих экономическое значение для энергосистемы, электроэнергетики и государственных органов контроля и управления, определяются уравнениями (4)-(7).

Объем электроэнергии, направляемой с оптового рынка энергосистеме:

$$\mathcal{E}^{\mathcal{E}C} = \mathcal{E}^{OP} \cdot K_{\text{деф}}^{\mathcal{E}C} \cdot K_{\text{эк.пр}}^{\mathcal{E}C} \cdot K_{\text{разв}}^{\mathcal{E}C}(t_p), \quad (4)$$

где \mathcal{E}^{OP} – объем электроэнергии оптового рынка; $K_{\text{деф}}^{\mathcal{E}C}$ – показатель дефицитности энергосистемы; $K_{\text{эк.пр}}^{\mathcal{E}C}$ – показатель экономичности работы собственных электростанций энергосистемы; $K_{\text{разв}}^{\mathcal{E}C}(t_p)$ – показатель развития энергосистемы на момент периода регулирования t_p .

$$K_{\text{деф}}^{\mathcal{E}C} = f\{M_{\text{спрос}}^{\mathcal{E}C}, M_{\text{произв}}^{\mathcal{E}C}\}; \quad (5)$$

$$K_{\text{эк.пр}}^{\mathcal{E}C} = f\{C_{\text{произв}}^{\mathcal{E}C}, \mathcal{E}_{\text{спрос}}^{\mathcal{E}C}, M_{\text{спрос}}^{\mathcal{E}C}, T_m^{OP}, T_{\mathcal{E}}^{OP}\}; \quad (6)$$

$$K_{\text{разв}}^{\mathcal{E}C}(t_p) = f\{K_{\text{погаш}}^{\mathcal{E}C}(t_p), K_{\text{эк}}^{\mathcal{E}C}(t_p)\}, \quad (7)$$

где $M_{\text{спрос}}^{\mathcal{E}C}$ – спрос на мощность потребителей энергосистемы; $M_{\text{произв}}^{\mathcal{E}C}$ и $C_{\text{произв}}^{\mathcal{E}C}$ – объем и себестоимость производства электрической мощности собственными электростанциями энергосистемы; $\mathcal{E}_{\text{спрос}}^{\mathcal{E}C}$ – спрос на энергию потребителей энергосистемы; T_m^{OP} , $T_{\mathcal{E}}^{OP}$ – тарифные ставки на мощность и энергию, действующие на оптовом рынке для данной энергосистемы; $K_{\text{погаш}}^{\mathcal{E}C}(t_p)$ – коэффициент, отражающий меру погашения капитальных затрат на внедрение новых объектов электроэнергетики и энергосберегающих технологий на момент периода регулирования (зависит от эффекта, получаемого энергосистемой от внедрения, капитальных затрат и их срока окупаемости); $K_{\text{эк}}^{\mathcal{E}C}(t_p)$ – коэффициент реальной экономии электроэнергии на момент периода регулирования (зависит от объема электроэнергии, потребляемой энергосистемой в предыдущем и рассматриваемом периодах регулирования).

Результат. Принимается решение на уровне органа управления взаимоотношениями и организации торговли на оптовом рынке (администратор торговой системы) об объемах энергии (мощности), поставляемой с оптового рынка энергосистемам, подавшим заявки на электроснабжение с оптового рынка.

IV. Регулирование и контроль потоков электроэнергии оптового рынка внутри конкретной энергосистемы (на региональном рынке).

Задача. Составление баланса электроэнергии и мощности энергосистемы.

Осуществляется в энергосистеме (на региональном рынке).

Особенности. Учет показателей режима электропотребления предприятия, эффективности использования электрической энергии и мощности на предприятии, “способности” предприятия к развитию, внедрению новых энергосберегающих технологий и методов управления.

Экономико-математическая модель и алгоритм расчета потоков электрической энергии, направляемой с оптового рынка предприятиям энергосистемы, с учетом ряда факторов, имеющих экономическое значение для потребителей, электроэнергетики и государственных органов контроля и управления.

Объем электроэнергии, направляемой с оптового рынка предприятиям-потребителям:

$$\mathcal{E}^{nomp} = \mathcal{E}^{\mathcal{E}C} \cdot K_{\text{эн}}^{nomp} \cdot K_{\text{разв}}^{nomp}(t_p) \cdot K_{\text{эн.сбер}}^{nomp}(t_p), \quad (8)$$

где $\mathcal{E}^{\mathcal{E}C}$ – объем электроэнергии оптового рынка, поставляемой энергосистеме; $K_{\text{эн}}^{nomp}$ – доля потребителя в общем объеме электропотребления в энергосистеме; $K_{\text{разв}}^{nomp}(t_p)$ – показатель, отражающий “склонность” предприятия к развитию на момент периода регулирования t_p ; $K_{\text{эн.сбер}}^{nomp}(t_p)$ – показатель, характеризующий политику потребителя в области энергосбережения.

$$K_{\text{разв}}^{nomp}(t_p) = f\{P^{\text{факт}}(t_p - 1), P^{\text{пл}}(t_p - 1), P^{\text{пл}}(t_p)\}; \quad (9)$$

$$K_{\text{эн.сбер}}^{nomp}(t_p) = f\{K_{\text{погаш}}^{nomp}(t_p), K_{\text{эк}}^{nomp}(t_p)\}, \quad (10)$$

где $P^{\text{факт}}(t_p - 1)$ и $P^{\text{пл}}(t_p - 1)$ – фактический и плановый темпы роста производства предприятия в предыдущем периоде регулирования; $P^{\text{пл}}(t_p)$ – плановый темп роста производства предприятия в текущем периоде регулирования; $K_{\text{погаш}}^{nomp}(t_p)$ – коэффициент, отражающий меру погашения капитальных затрат на внедрение энергосберегающих технологий на момент периода регулирования (зависит от эффекта, получаемого предприятием от внедрения, капитальных затрат и их срока окупаемости); $K_{\text{эк}}^{nomp}(t_p)$ – коэффициент реальной экономии электроэнергии на момент периода регулирования (зависит от объема электроэнергии, потребляемой предприятием в предыдущем и рассматриваемом периодах регулирования).

Результат. Принимается решение на уровне органа управления взаимоотношениями и организации торговли на региональном рынке об объемах электроэнергии, поставляемой каждому предприятию энергосистемы с оптового рынка, подавшему соответствующую заявку на электропитание.

Обратная связь.

1. Корректировка расчетов этапа 2 (объемов покупки электроэнергии потребителем у различных поставщиков) с учетом полученных результатов.

2. Корректировка баланса электрической энергии и мощности оптового рынка (этап 3) с учетом полученных результатов.

Оптимизация системы принятия управленческих решений достигается:

1) за счет оптимального управления потоками энергии, направляемой в энергосистемы и предприятиям-потребителям на оптовом и региональном рынках (по критерию эффективности для всей отрасли и экономики);

2) определения способности поставки независимыми производителями, оптовым рынком и электростанциями энергосистемы необходимого объема электрической энергии (мощности) потребителям, достижения требуемого уровня надежности электроснабжения;

3) сокращения затрат на каждой стадии рассматриваемого процесса, в частности расходов потребителя, связанных с приобретением и использованием электрической энергии и мощности.

Выводы

Предлагаемая система оптимизации принятия управленческих решений в области регулирования потоков электроэнергии и мощности оптового и регионального рынков, а также эффективного управления электропотреблением предприятия на основе разработанных экономико-математических моделей и алгоритмов позволяет сократить затраты на каждой стадии процесса “производство-потребление электроэнергии”, повысить эффективность использования электрической энергии (мощности) на предприятиях.

Библиографический список

1. **Филичева Е.В.** Методические вопросы организации системы экономических отношений в электроэнергетике с использованием концепции логистики // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2001. – С. 425 - 428.

2. **Филичева Е.В.** Факторы, влияющие на электропотребление предприятия. Модель электропотребления // Проблемы и перспективы функционирования российских предприятий в современных условиях: Сб. науч. тр. / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2000. – С. 265 - 268.

3. **Филичева Е.В.** Финансовые аспекты электропотребления на предприятии: планирование потерь // Проблемы и перспективы функционирования российских предприятий в современных условиях: Сб.науч.тр. ИГЭУ / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2000. – С. 260 - 264.

4. **Филичева Е.В.** Модель платы потребителя за электроэнергию // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ: Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2001. – С. 413 - 416.

УДК 621.315.6

Состояние, перспективы развития и структурной перестройки арматурно-изоляционной подотрасли России. Современные конструкции полимерных изоляторов и перспективы их совершенствования

М.Ш. Мисриханов, В.А. Аксенов, доктора техн. наук

До распада СССР потребность электросетевого строительства и эксплуатирующих организаций в изоляторах и арматуре ЛЭП полностью обеспечивалась в стране работой предприятий Всесоюзного производственного объединения "Электросетьизоляция". Научными организациями объединения были разработаны и поставлены на серийное производство на промышленных предприятиях объединения широкая номенклатура линейной арматуры и изоляторов, полностью удовлетворяющая все запросы потенциальных потребителей.

Потеря Россией 70 % мощностей арматурно–изоляционной подотрасли при отделении Украины ставит перед отраслью задачу выработки собственной концепции обеспечения отечественной энергетики линейными изоляторами и арматурой. Восстановление потенциала направления следует обеспечить путем развития потенциала отечественной арматурно–изоляционной подотрасли и планомерной реализации ясной и технически обоснованной программы восстановления потенциала отечественной изоляторной промышленности.

Приоритет в развитии отечественной арматурно–изоляционной подотрасли должен отдаваться следующим основным направлениям:

1. Проведенный технико–экономический анализ традиционных и полимерных изоляторов показывает целесообразность восполнения по-

тенциала отечественной изоляторной подотрасли за счет развития в России мощного производства полимерных изоляторов типа ЛК.

2. Наряду с развитием производственных мощностей по выпуску полимерных изоляторов серьезное внимание следует уделить организации производства соответствующих современному техническому уровню фарфоровых линейных подвесных изоляторов, применение которых необходимо в особо тяжелых условиях эксплуатации.

3. Необходимо расширение производства линейной арматуры для ЛЭП в целях восполнения прежде всего той части номенклатуры арматуры, которая ранее выпускалась заводами Украины.

4. Важным элементом работ по восстановлению потенциала является структурная перестройка арматурно–изоляционной подотрасли России.

Задача определения собственной концепции и приоритетов развития этого сектора энергетики приобретает особую остроту в современных условиях, когда все более отчетливо проявляются элементы хаотичности и неуправляемости в стихийно идущей структурной перестройке изоляторной подотрасли. Это проявляется, например, в том, что целая группа коммерческих структур сегодня активно выходят на рынок с полимерными изоляторами и линейной арматурой, применяя при этом неапробированные конструктивные решения, неотработанные технологии и материалы, зачастую используя полученную нелегитимным путем техническую документацию. В деятельности этих предприятий, как правило, игнорируются требования отечественных стандартов и, прежде всего, ГОСТ 15001, регламентирующего порядок постановки изделий на производство и в значительной степени ранее сдерживавшего постановку на производство несовершенных изделий.

Действующая сегодня система сертификации также далека от совершенства и не представляет собой эффективного барьера на пути поставки некачественного оборудования в энергосистемы. Потенциально это весьма опасно, т.к. тем самым закладываются предпосылки будущих проблем в эксплуатации такого оборудования, аварий и т.д.

В этих условиях ОАО «Специальное конструкторско–технологическое бюро (СКТБ) по изоляторам и арматуре», являясь правопреемником разработок конструкций изоляторов и арматуры и держателем подлинников конструкторской документации, занимает последовательную и принципиальную позицию, активно содействует работе добросовестных производителей и принимает меры в отношении незаконного производства арматуры и изоляторов.

С восстановлением конструкторского архива по изоляторам и арматуре завершена работа по юридическо–правовому обеспечению работ по

развитию потенциала изоляторной подотрасли России. Одновременно создан и аккредитован Госстандартом РФ специализированный орган сертификации изоляторов и арматуры «Армсерт». Это создает серьезную организационно–правовую базу для совершенствования производственной структуры подотрасли.

В ОАО "СКТБ по изоляторам и арматуре" проведена значительная работа с предприятиями ВПК в целях определения возможной базы производства полимерных изоляторов и подготовлены ряд предложений по размещению новых мощностей в различных регионах России, в том числе в Нижнем Новгороде, Саратове, Сергиев Посаде и др.

Особенностью такого подхода является необходимость сравнительно небольших инвестиций в создание производства полимерных изоляторов в России. Размер этих инвестиций, по нашим оценкам, значительно меньше размеров инвестиций, необходимых для восстановления имеющегося потенциала арматурно–изоляционной промышленности на Украине. Очень важно также и то, что указанные инвестиции будут направлены на создание отечественного энергетического потенциала и рабочих мест в России.

Таким образом, имеются все предпосылки для планомерной организационно–технической деятельности в целях восстановления потенциала отечественного изоляторостроения с одновременной структурной перестройкой изоляторной подотрасли. Структурная перестройка изоляторной подотрасли, заключающаяся в приоритетном развитии мощностей по производству полимерных кремнийорганических изоляторов типа ЛК, представляет серьезное развитие потенциала отечественной энергетики, является составным элементом общей работы по обеспечению энергетической безопасности страны и по своему значению не уступает структурной перестройке подотрасли в 60 – 70–х годах, связанной с переходом отрасли на производство изоляторов из закаленного стекла взамен выпускаемых ранее фарфоровых.

Конструкции и характеристики полимерных изоляторов, находящихся в эксплуатации. Разработанные АО "ПО Электросетьизоляция" полимерные конструкции предназначены для эксплуатации в районах с I – III степенью загрязненности атмосферы и температурой окружающего воздуха от -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Специальные конструкции кремнийорганических изоляторов созданы для районов IV – VII СЗА.

Полимерные изоляторы имеют следующие преимущества перед традиционными:

- высокую механическую прочность (до 1000 кН);

- небольшую массу (один изолятор массой 32 кг заменяет фарфоровую гирлянду массой 548 кг);
- технологичность и высокую производительность при изготовлении;
- малую потребность в площадях, малоэнергоёмкое оборудование;
- экономию металла, возрастающую с ростом класса напряжения;
- низкую загрязняемость, что даёт экономию при использовании в районах с загрязнённой атмосферой;
- высокую надёжность изоляционных конструкций, достигаемую при стабильном производстве.

Стержневые полимерные изоляторы состоят из трёх основных конструктивных элементов: несущего стержня, защитной оболочки, металлических оконцевателей, а также экранной арматуры, предназначенной для выравнивания напряжённости электрического поля и снижения напряжённости внутри стеклопластикового стержня до уровня, допустимого по условиям возникновения частичных разрядов.

Основным элементом в полимерном изоляторе, воспринимающим механическую нагрузку от проводов, является несущий стержень, выполняемый обычно из стеклопластикового стержня круглого сечения с однонаправленным осевым расположением стеклянных нитей, являющийся диэлектриком.

Защитная оболочка – цельная или составная изоляционная деталь, обеспечивающая защиту стеклопластикового стержня от воздействия климатических факторов (увлажнения, ультрафиолетовой радиации и т.д.), а также формирующая требуемую длину пути тока утечки изолятора. Защитная оболочка выполняется из полимерных материалов и может иметь гладкую или ребристую поверхность.

Защитная оболочка является важнейшим элементом полимерного изолятора и воспринимает всю гамму неблагоприятных внешних факторов, действующих на изолятор, защищает наиболее уязвимый к ним стеклопластиковый стержень. Материал защитной оболочки должен обладать высокой трекинго–эрозионной стойкостью, дугостойкостью, устойчивостью к гидролизу, агрессивным средам и ультрафиолетовому облучению солнца и т.д.

Установлено, что этим показателям наилучшим образом удовлетворяют полиолефиновые композиции, кремнийорганические эластомеры, этиленпропиленовые материалы. В отечественных изоляторах типа ЛК, разработанных "ПО Электросетьизоляция" для ВЛ 35–1150 кВ, по целому ряду причин после многолетних работ в качестве материала защитной оболочки выбрана кремнийорганическая резина. В АО "Полимеризоляция"

тор" разработаны и выпускаются изоляторы с полиолефиновой оболочкой типа ЛП.

Для надежной защиты стеклопластика от проникновения влаги оболочка не должна терять герметичности в течение всего срока службы. Потеря герметичности может быть связана с возникновением трещин в самом материале оболочки, а также с расслоениями в местах стыка изоляционных элементов (ребер) друг с другом и в месте соединения оболочки с металлическими оконцевателями. Трещины в материале оболочки могут возникать в результате образования термоусадочных напряжений в процессе изготовления изоляторов (эпоксидные и другие литые изоляторы), во время транспортировки и монтажа, от воздействия на материал агрессивных сред (озона, атомарного кислорода, атмосферных загрязнений и т.д.).

Расслоения и трещины между отдельными элементами возникают при вытяжке стеклопластика и сползании оконцевателей под длительным воздействием тяжения проводов, а также при резких сбросах нагрузки (обрыв провода, «пляска» проводов, сброс гололеда), особенно у натяжных изоляторов.

Большое значение для полимерных изоляторов имеет возможность получения оболочек с химическим соединением стеклопластикового стержня и оболочки, т.к. ввиду неблагоприятного расположения границы раздела по отношению к направлению электрического поля в пустотах между стержнем и оболочкой могут возникать внутренние частичные разряды, развиваться трекинг и незавершенные каналы пробоя, приводящие к быстрому старению и разрушению изолятора.

Оконцеватели – металлические детали конструкции изолятора, закрепляемые на концах стеклопластикового стержня, предназначены для присоединения изолятора к проводам и опоре линии электропередачи. Полимерные изоляторы могут использоваться как в виде самостоятельного изделия (подвесной или натяжной изолятор), так и в качестве отдельных элементов траверс, распорок, растяжек и т.д.

Для защиты стеклопластика от проникновения влаги и исключения частичных разрядов в пустотах, образующихся между составными частями изолятора при сборке изоляторов, используются различные герметизирующие и клеящие материалы: эпоксидные компаунды, кремнийорганические пасты, вазелины, силиконовые компаунды холодного отверждения и т.д.

Простота технологии производства полимерных изоляторов дает возможность создания семейства самых разнообразных изолирующих конструкций разного назначения для ЛЭП и подстанций.

Так для ограничения амплитуды колебаний проводов, предотвращения их схлестывания и сближения до расстояний, при которых возможен пробой промежутка между проводами, разработана междуфазовая изолирующая распорка. Распорка содержит два изоляционных элемента, соединенных между собой металлической вставкой, изменяя длину которой можно регулировать длину распорки в зависимости от расстояния между проводами, указываемого заказчиком. На концах изолирующих элементов шарнирно закреплены узлы для крепления распорок к проводам. Предусмотрено крепление обоих проводов на каждой из соединяемых фаз, расщепленных на два провода. Конструктивно изолирующие элементы выполнены подобно полимерным стержневым изоляторам, но отличаются формой присоединительных частей оконцевателей.

Экранная арматура изолятора предназначена для ограничения напряженности электрического поля у оконцевателей до допустимых величин.

Отмеченные выше положительные качества полимерных изолирующих конструкций открывают пути к созданию прогрессивных проектов компактных ЛЭП, обеспечивающих увеличение длины пролета при небольших стрелах провеса проводов; сокращение полосы отчуждения; увеличение передаваемых мощностей путем применения сверхвысоких и ультравысоких напряжений и проводов увеличенного диаметра; увеличение надежности; эстетичности линий.

Благодаря малому весу полимерные изоляторы можно использовать как распорки, ограничивающие расстояние между фазами. Это позволяет предотвращать «пляску» проводов, а также создавать компактные линии электропередач повышенной пропускной способности (УСВЛ, КВЛ и т.д.).

По данным зарубежных фирм, наибольший экономический эффект предполагается получить от применения полимерных изоляторов на ВЛ сверхвысокого и ультравысокого напряжения, где удается совместить высокую несущую механическую нагрузку вантовой траверсы промежуточной опоры с линейной изоляцией. Поэтому все фирмы ставят одной из главных задач создание полимерных изоляторов для ВЛ сверхвысокого и ультравысокого напряжения. Однако в настоящее время основное внимание они стали уделять созданию надежных изоляторов для ВЛ 35–220 кВ.

Некоторые основные технические данные и характеристики полимерных изоляторов типа ЛК, ЛП и распорок РМИ, находящихся в эксплуатации, приведены в табл. 1, 2, 3.

Перечисленные выше изоляционные конструкции (см. табл. 1, 2, 3) в процессе разработки были в полном объеме испытаны на соответствие

всем требованиям "Программы и методики приемочных испытаний опытных образцов полимерных изоляторов". При таких испытаниях, наряду с определением электрических и механических характеристик, изоляторы были подвергнуты моделированию действия основных эксплуатационных нагрузок и режимов, а именно:

- испытанию на стойкость к поверхностным частичным разрядам (трекинг-эрозионная стойкость);
- испытанию термомеханическими циклическими нагрузками;
- воздействию мощных электрических разрядов (дугостойкость);
- кипячению в течение 48 часов;
- длительному приложению растягивающих сил;
- испытанию импульсами с крутым фронтом волны.

В результате испытаний были получены данные о соответствии разработанных изоляторов требованиям к изоляции ВЛ и показана принципиальная возможность применения полимерных изоляторов на ВЛ. Но результаты лабораторных испытаний и исследований не позволяют прогнозировать важнейшие показатели надежности: срок службы и удельный уровень отказов полимерных изоляторов из-за невозможности воспроизвести эффект совокупного и продолжительного действия всех эксплуатационных нагрузок и режимов.

Эти две характеристики (срок службы и показатели надежности), определяющие работоспособность изоляторов, могут быть найдены только в результате обработки данных эксплуатации, полученных при исследованиях изоляторов в реальных условиях.

С этой целью ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре» проводит на постоянной основе работу по изучению и обобщению опыта эксплуатации полимерных изоляторов в России и за рубежом.

Таблица 1. Технические характеристики полимерных изоляторов с кремнийорганической защитной оболочкой

Тип изолятора	Строительная высота $H_{стр}$, мм	Высота изолирующей части, мм	Длина пути утечки L , мм	Диаметр изолятора, мм	Диаметр ребра D , мм	Масса, кг
ЛК 70/35-3	590	340	900	29	90	1,7
ЛК 70/35-7	657	424	1300	29	105/75	1,7
ЛК 70/110-3	1246	1008	2640	29	90	3,65
ЛК 70/110-7	1327	1136	3450	29	105/75	3,7
ЛК 70/220-3	2096	1858	4800	29	90	5,5
ЛК 160/220-3	2178	1835	4680	37	110	9,1

Состояние, перспективы развития и структурной перестройки арматурно-изоляционной подотрасли России. Современные конструкции полимерных изоляторов и перспективы их совершенствования

Продолжение табл. 1

Тип изолятора	Строительная высота $H_{стр}$, мм	Высота изолирующей части, мм	Длина пути утечки L , мм	Диаметр изолятора, мм	Диаметр ребра D , мм	Масса, кг
ЛК 70/220-7	2380	2141	6860	29	105/75	6,0
ЛК 160/220-7	2448	2168	6900	29	115/85	8,7
ЛК 70 /330-3	2878	2640	6700	29	90	7,6
ЛК 160/330-3	3036	2693	7200	37	110	12,4
ЛК 300/330-3	2998	2600	6850	44	130	17,5
ЛК 600/330-3	3140	2660	7200	44	150/120	31,2
ЛК 70/330-7	2933	2700	8650	29	115/75	7,8
ЛК 160/500-3	3890	3551	9500	37	110	16,0
ЛК 300/500-3	3844	3432	9130	44	130	21,8
ЛК 300/500-A3	3995	3585	11100	46	130/95	22,5
ЛК 300/500-6	3982	3600	13500	44	135/95	21,4
ЛК 160/750-3	6190	5172	14400	3,7	110	26,8
ЛК 300/750-3	6L72	5386	1370	4,4	130	40,6

Таблица 2. Технические характеристики полимерных междуфазовых распорок с кремнийорганической защитной оболочкой

Тип распорки	Строительная высота, мм	Изоляционная высота, мм	Длина пути утечки L , мм	Масса, кг	Выдерживаемое напряжение частотой 50 Гц, кВ		Напряжение коммутационного импульса с формой волны 250/2500 мкс, кВ	
					в сухом состоян.	под дождем	в сухом состоян.	под дождем
РМИ10	1500	1305	1470	2,8	75	55	—	—
РМИ10У	337	213	540	0,7	80	65	—	—
РМИ35	2500	708	1700	9,0	230	200	—	—
РМИ110-2	3500	2270	5040	17,8	—	—	1030	950
РМИ220-1	5500	3720	10080	24,5	—	—	—	1184
РМИ110К	1500	1307	3500	7,9	—	—	630	630
РМИ110К1	1643	1307	3500	4,4	—	—	580	580

Передовые производители полимерных изоляторов ориентируются на новое поколение полимерных изоляторов, с цельнолитой кремнийорганической защитной оболочкой. Значительный объем работ в этом направлении выполнен специалистами ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре», разработавшими конструкции и промышленную технологию производства литых изоляторов нового поколения.

Таблица 3. Технические характеристики полимерных изоляторов с полиолефиновой защитной оболочкой

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кВ	Строительная высота, мм	Изоляционная высота, мм	Масса, кг	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая нагрузка при растяжении, кН
ЛП 70/35–ГIV	35	687	400	1,5	230	70
ЛП70/110–ГIV	110	1315	1005	2,5	520	70
ЛП70/110–УШ	110	1135	850	2,4	480	70
ЛП170/220–AIV	220	2170	1805	6,5	1000	70
ЛП70/220–УШ	220	1970	1605	6,2	950	70
ЛП120/220–AIV	220	2200	1805	6,9	1000	120
ЛП120/220–УШ	220	2000	1605	6,5	950	120
ЛП160/220–AIV	220	2200	1805	7,0	1000	160
ЛП160/220–БVII	220	2445	2050	7,2	1000	160

Работа по освоению производства полимерных кремнийорганических изоляторов успешно проводится на ряде предприятий, имеющих всю необходимую производственную инфраструктуру для стабильного производства этого вида продукции. Очень важно, что некоторые из предприятий предпринимают энергичные шаги для начала освоения наиболее прогрессивных полимерных изоляторов с цельнолитой кремнийорганической защитной оболочкой.

Зарубежный и отечественный опыт показывает большие перспективы полимерных изоляторов, однако становление этого направления в России сталкивается с целым рядом объективных и субъективных трудностей. Поэтому неотъемлемым элементом структурной перестройки арматурно–изоляционной промышленности является упорядочение работы с производителями изоляторов и арматуры с использованием рыночных механизмов и регулирование рынка в целях исключения возможностей поставок в энергосистемы недоброкачественной продукции, ужесточения условий сертификации, проведение единой отраслевой научно–технической политики в этой области.

УДК 621.315.616

Проблемы испытаний, постановки на производство и сертификации полимерных изоляторов

*М.М. Аршанский, В.А. Аксенов, В.А. Макаров, М.Ш. Мисриханов,
доктора техн. наук*

В рамках общего процесса упорядочения подходов к сертификации продукции в России Госстандартом РФ в 2000 г. была проведена работа по включению в номенклатуру продукции и услуг, в отношении которых законодательными актами РФ предусмотрена их обязательная сертификация, обширного ряда высоковольтной аппаратуры, в том числе изоляторов и линейной арматуры. Приказом № 229 от 16.11.1998 г. «О подтверждении соответствия приобретаемого энергетического оборудования требованиям РАО «ЕЭС России» также ужесточен отраслевой подход к производителям оборудования в целях повышения надежности работы электроустановок и электрических сетей.

Планируется дальнейшее совершенствование отраслевой системы сертификации продукции. В отрасли четко наметилась тенденция создания специализированных органов сертификации, действующих, как правило, при головных научных организациях по соответствующим направлениям.

В рамках этих процессов решением от 28.03.2000 г. Госстандарт РФ аккредитовал специализированный орган по сертификации изоляции и арматуры ЛЭП «Армсерт», созданный на базе ЗАО «Электросеть-изоляциясервис» с областью аккредитации, охватывающей полную номенклатуру линейной изоляции и арматуры. В состав органа по сертификации «Армсерт» вошли высококвалифицированные специалисты этого направления (доктора и кандидаты технических наук), аккредитованные в системе Госстандарта РФ в качестве экспертов по высоковольтной аппаратуре, обладающие большим опытом по разработке НТД, проектированию, эксплуатации и сертификационным испытаниям изоляторов и арматуры.

Сертификация серийно выпускаемых изоляторов и арматуры проводится по схемам 3, За, 9а и 10а согласно порядку проведения сертификации продукции в РФ. Выбор схемы сертификации для серийно выпускаемого электрооборудования осуществляет орган по сертификации, руководствуясь следующими соображениями:

- информацией о возможности обеспечения при производстве продукции стабильных характеристик;
- объемом выборки для испытаний в целях получения объективной оценки качества;
- габаритами продукции, определяющими возможность ее транспортировки;
- сертификацией однородной продукции, выпускаемой по одному технологическому процессу;
- сроками проведения испытаний.

Схема 3 (сертификация продукции серийного производства) предусматривает проведение испытаний типового образца в аккредитованной Госстандартом РФ испытательной лаборатории на соответствие показателям НТД и последующий инспекционный контроль за сертифицируемой продукцией путем испытаний ее образца, отобранного у изготовителя.

Схема 3а (сертификация производства) дополняет предыдущую схему анализом состояния производства сертифицируемой продукции как на этапе выдачи сертификата, так и на этапе инспекционного контроля. При этом при положительных результатах анализа производства в процессе проведения инспекционного контроля допускается рассматривать протоколы испытаний на испытательной базе изготовителя.

Проведение сертификации по схеме 9а предусматривает использование декларации о соответствии с прилагаемыми к ней документами, подтверждающими соответствие продукции требованиям НТД и дающими полное представление о состоянии производства.

Схема 10а дополняет предыдущую схему инспекционным контролем.

Порядок проведения сертификации включает идентификацию и испытания изоляторов и арматуры. Идентификация состоит в сравнении основных характеристик образцов, указанных в заявке, с фактическими и приведенными в сопроводительной документации.

При идентификации проверяются: наименование, тип, модель и модификация изделия; наименование изготовителя; НТД, по которому выпускается продукция; показатели назначения и другие основные показатели; принадлежность к данной партии, к данному техпроцессу; функционирование изделия при испытаниях.

Идентификацию проводит эксперт или испытательная лаборатория.

Испытания проводятся в лабораториях, аккредитованных Госстандартом РФ на техническую компетентность и независимость, на образцах, конструкция и технология которых должны быть аналогичными продукции, поставляемой потребителю. Число образцов для проведения испыта-

ний в целях сертификации определяется требованиями НТД на конкретную продукцию и неразрушающими методами испытаний. Отбор образцов осуществляет либо представитель испытательной лаборатории, либо эксперт органа по сертификации в присутствии ответственных лиц изготовителя методом случайной выборки в соответствии с документом Госстандарта РФ ПР 50.3.002.-95 «Общий порядок обращения с образцами...». Контрольные образцы хранятся в течение срока действия сертификата. Результаты испытаний оформляются протоколом, содержащим полную информацию о продукции, изготовителе, лаборатории, результатах испытаний, НТД на продукцию и методы испытаний, заключение о соответствии (или несоответствии) требованиям НТД.

Орган по сертификации «Армсерт» ЗАО «Электросетьизоляциясервис» проводит постоянные консультации и работу с изготовителями и потребителями высоковольтных изоляторов и арматуры по вопросам сертификации продукции.

УДК 621.315.616

Опыт эксплуатации полимерных изоляторов в различных регионах России и стран СНГ

*В.А. Аксенов, М.Ш. Мисриханов, В.Р. Шеленберг,
доктора техн. наук*

Изолирующие конструкции из композиционных и полимерных материалов предоставляют широкие возможности для реализации новых перспективных технических решений в электросетевом строительстве, а переход промышленности к их крупносерийному производству представляет собой важный этап структурной перестройки отечественной изоляторной подотрасли, значительный успех во внутренних наукоемких энергосберегающих конкурентных технологиях.

В течение длительного времени в России выполнен значительный объем НИР и ОКР по созданию новых трекинго–эрозионностойких полимерных композиций и полимерных изолирующих конструкций, сочетающих высокие технологические, механические и электрофизические

характеристики. Ведутся разработки новых технологий изготовления различных полимерных изолирующих конструкций.

В течение всего периода разработки и становления полимерной изоляции в России центром работ стало Специальное конструкторско-технологическое бюро по изоляторам и арматуре, которым проводились работы по анализу результатов эксплуатации всех разрабатываемых вновь типов полимерной изоляции. В настоящее время эти работы проводит его правопреемник ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре».

Опыт эксплуатации изоляторов из традиционных материалов в разных районах с загрязненной атмосферой показал, что отложения пыли, грязи, сажи и других уносов промышленных предприятий, а также солевых загрязнений вблизи морских побережий и в пустынях резко снижают их разрядные напряжения, в значительной степени влияют на аварийность ВЛ. Эти же проблемы, как показала практика, являются ключевыми и для полимерной изоляции.

Сущность перекрытия изоляторов с загрязненной и увлажненной поверхностью состоит в следующем: между двумя электродами (например, стержнем и шапкой или оконцевателем) вследствие увеличения проводимости увлажненного осадка протекают токи утечки, подсушивающие отдельные участки загрязнения. Поверхность стеклянных и фарфоровых изоляторов является смачиваемой. Вследствие этого по этим поверхностям протекают большие токи утечки, так как сопротивление увлажненного слоя небольшое. Протекающие по увлажненному слою токи утечки достигают довольно большой величины, они нагревают поверхность стекла и фарфора до высоких температур.

Температура структуризации фарфоровой массы $t_{cmp.} = 1150-1300^{\circ}\text{C}$, а стекла $t_{cmp.} = 650-750^{\circ}\text{C}$. Следовательно, фарфор может выдерживать значительные термические воздействия поверхностных частичных разрядов, действующих на материал изолятора в районах с загрязненной атмосферой. Температуры, которые материал фарфорового изолятора может выдерживать без разрушений, достигают 1000°C .

Изоляторы из закаленного стекла менее стойки к действию поверхностных частичных разрядов, поэтому их применение рекомендуется в районах без цементирующихся загрязнений. Последнее ограничение связано с тем, что при цементирующихся загрязнениях возникают условия фиксации поверхностных частичных разрядов на поверхности и тепловая нагрузка последних на материал изолятора резко увеличивается. В этих условиях целесообразно применять фарфоровые изоляторы.

Температура полимеризации полимерных материалов $t = 250^{\circ}\text{C}$, но эти материалы имеют несмачиваемую (гидрофобную) поверхность. Гидрофобность поверхности кремнийорганических резин приводит к тому, что осаждающаяся на поверхности изоляторов влага собирается в капли и скатывается, не создавая сплошной пленки увлажнения (как происходит для фарфора и стекла). Вследствие этого сопротивление увлажненного поверхностного слоя загрязнения значительно больше (на порядок и более), а ток меньше, следовательно, и температура нагрева поверхности от поверхностных частичных разрядов ниже.

Полимерные кремнийорганические изоляторы рекомендуется использовать в труднодоступных районах, где имеются трудности монтажа, транспортировки, акты вандализма, вибронагрузки (контактная железнодорожная сеть) и т.д. Опыт эксплуатации показывает, что в последнее время они все чаще применяются и в загрязненных районах.

Первые полимерные изоляторы были изготовлены из эпоксидных диановых смол. Как показал опыт эксплуатации, после 1–3 лет работы из-за действия внешних факторов такие изоляторы потеряли свойства гидрофобности поверхности и, как следствие, начались массовые процессы отказов опытных образцов эпоксидных изоляторов.

Затем в качестве защитной оболочки стали применять циклоалифатические смолы, более стойкие к воздействию ультрафиолетового облучения и температурным внешним факторам. Эти изоляторы стали утрачивать свойства гидрофобности через 4–6 лет эксплуатации, т.к. под действием солнечной радиации и действия поверхностных частичных разрядов изменились свойства поверхности защитной циклоалифатической оболочки изоляторов.

В результате многолетних исследований, выполненных СКТБ "ПО Электросетьизоляция", были найдены материалы и технические решения, которые позволили создать надежные полимерные кремнийорганические изоляторы типа ЛК для линий электропередач.

Наиболее объективную оценку работоспособности и надежности полимерных изоляторов и конструкций может дать анализ данных, накопленных в процессе эксплуатации в энергосистемах.

Систематизация данных опытной эксплуатации достигается тем, что СКТБ с участием других научных организаций путем запросов в энергосистемах обеспечивает максимальную возможность охвата потребителей в целях получения от них данных об эксплуатации полимерных изоляторов. Таким образом накапливаются данные об изменении, сохранении начальных свойств и надежности конструкций в конкретных условиях экс-

платации. Обобщение опыта эксплуатации производится на основании анализа данных, полученных в различных энергосистемах, разных природно-климатических регионах, районах СЗА и т.п.

В результате обобщения опыта эксплуатации проводится контроль за состоянием полимерной изоляции на ЛЭП и корректируются рекомендации по дальнейшему применению и развитию полимерной изоляции.

Эта проблема очень актуальна в новых экономических условиях, когда значительное число частных фирм без соблюдения необходимой процедуры технической экспертизы и приемки полимерных изоляторов проводят разными путями поставки полимерной изоляции в энергосистемы.

Кроме определения показателей надежности, опытная эксплуатация позволяет выявить экономически целесообразные области применения различных полимерных конструкций и зоны их рискованной эксплуатации, а также разобраться в физических явлениях, приводящих к возникновению условий рискованной эксплуатации полимерных изоляторов.

Общая характеристика районов и объема опыта эксплуатации полимерных изолирующих конструкций. В настоящее время энергосистемам страны передано значительное количество кремнийорганических изоляторов, достаточное для проведения серьезной работы по оценке опыта эксплуатации полимерных изоляторов (см. табл. 1 и 2).

Таблица 1. **Обобщенные данные по линейным полимерным кремнийорганическим изоляторам типа ЛК, находящимся в эксплуатации**

Класс напряжения, кВ	Количество установленных образцов, шт.	Наработка, изоляторо-лет	Начало эксплуатации	Продолжительность эксплуатации, лет
35	37441	189634	1980	1–16
110	60978	292138	1981	1–15
220	10955	40745	1982	1–14
330	925	3929	1983	2–13
500	147	1623	1984	3–12
750	87	778	1985	1–11
1150	152	766	1986	3–10
Всего:	110685	529613	1980	до 16 лет

Распределение изоляторов и расporок по климатическим зонам выглядит следующим образом:

– районы с умеренным климатом (центр европейской части России, Украина, Беларусь, Молдова, Страны Балтии и др.) – 63475 шт.;

- районы с холодным климатом (Сибирь, Дальний Восток, Урал, Сахалин, Камчатка и др.) – 31086 шт.;
- районы с арктическим климатом – 11866 шт.;
- районы с климатом, близким к сухому тропическому (Туркменистан, Таджикистан, высокогорные районы Киргызстана), – 7652 шт.

Таблица 2. Обобщенные данные по междуфазовым изолирующим кремнийорганическим распоркам, разработанным "ПО Электросетьизоляция" и находящимся в эксплуатации

Класс напряжения, кВ	Количество установленных образцов, шт.	Наработка, изолятор–лет	Начало эксплуатации	Продолжительность эксплуатации, лет
10	654	5528	1983	8–13
35	148	1428	1983	9–13
110	2356	7158	1982	1–14
220	194	510	1990	1–6
330	42	142	1988	3–8
Всего:	3394	14766	1982	до 14 лет

Распределение изоляторов и распорок по районам с различным уровнем загрязнений (по МЭК классификации 815):

- низкий уровень – 78979 шт.;
- средний уровень – 15600 шт.;
- высокий уровень – 10500 шт.;
- очень высокий уровень – 9000 шт.

В условиях промышленных загрязнений эксплуатируется 35100 штук изоляторов и распорок, в том числе на территории промышленных предприятий – 1500 шт. В условиях природных загрязнений – 78979 шт.

Распределение изоляторов и распорок по отношению геометрической длины пути утечки к наибольшему фазному напряжению следующее:

- 3,0–3,3 см/кВ – 1011 шт.;
- 3,3–3,8 см/кВ – 100239 шт.;
- 4,3–4,7 см/кВ – 7953 шт. 5,6 см/кВ – 1482 шт.

Распределение кремнийорганических изоляторов по энергосистемам приведено в табл. 3.

Таблица 3. Количество полимерных изоляторов ЛК, распорок, траверс напряжением 3,3 – 1150 кВ в энергосистемах СНГ

Энергосистема	Тип конструкции	Класс напряжения	Кол-во установленных конструкций, шт.
Амурэнерго	СТИ 10–2	10	6
	СТИ 10–4	10	120

*Опыт эксплуатации полимерных изоляторов
в различных регионах России и стран СНГ*

Продолжение табл. 3

Энергосистема	Тип конструкции	Класс напряжения	Кол-во установленных конструкций, шт.	
Астраханьэнерго	СТИ 10 М1	10	250	
	СТИ 35	35	80	
	ТС-М1	10	50	
Азглавэнерго	СТИ 10 М1	10	200	
	ЛК70/110-3	110	33	
Башкирэнерго	ЛК70/110-3	110	24	
	ЛК70/220-3	220	50	
Брянскэнерго	ЛК70/35-3	35	226,6	
	ЛК70/110-3	110	1188	
	ЛК70/220-3	220	66	
Вологдаэнерго	ЛК70/110-3	110	25	
	ЛК70/220-3	220	3	
Владимирэнерго	ЛК70/110-3	110	140	
Витебскэнерго	ЛК70/110-3	110	256	
Грозэнерго	ЛК70/35-3	35	100	
	ЛК70/110-3	110	50	
Горэнерго	ЛК70/110-7	110	193	
Дальэнерго	ЛК70/110-3	110	9	
Донбассэнерго	СТИ 10 М	10	20	
	СТИ 10-4М	10	16	
	СТИ 10 М1	10	15	
	ЛК70/35-3	35	412	
	ЛК70/35-7	35	166	
	ЛК70/110-3	110	365	
	ЛК70/110-7	110	125	
	ЛК70/220-3	220	89	
	ЛК70/220-7	220	146	
	ЛК160/330-6	330	88	
	Калининэнерго (г.Тверь)	ЛК70/35-3	35	290
		ЛК70/110-3	110	60
		ЛК70/220-3	220	24
	Камчатскэнерго	ЛК70/110-3	110	4
ЛК70/35-3		35	49	
Краснодарэнерго	ЛК70/110Г3	110	64	
	ЛК70/110-7	110	258	
	ЛК70/220-3	220	111	
	ЛК160/220-3	220	7	
	РМИ 110-2	110	5	
Кустанайэнерго	СТИ 10М1	10	210	
	ЛК70/110-3	110	184	
Красноярскэнерго	ЛК70/220-3	220	39	
	ЛК70/35-3	35	338	
	ЛК70/110-3	110	12	
	ЛК70/220-3	220	51	
	ЛК70/330-3	330	6	

*Опыт эксплуатации полимерных изоляторов
в различных регионах России и стран СНГ*

Продолжение табл. 3

Энергосистема	Тип конструкции	Класс напряжения	Кол-во установленных конструкций, шт.
Карелэнерго	ЛК70/35-3	35	303
Новосибирскэнерго	ЛК70/110-3	110	39
Новгородэнерго	ЛК70/110-3	110	240
Ленэнерго	ЛК70/330-3	330	60
	ЛК160/330-3	330	150
Мосэнерго	СТИ 10М1	10	80
	ТИЛ 35	35	25
Молдэнерго	РМИ 10У	10	266
	ЛК70/110-3	110	460
Пермьэнерго	ЛК70/110-3	110	136
	ЛК70/110-7	110	45
Рязаньэнерго	ТИЛ 35	35	20
Смоленскэнерго	РМИ 110К1	110	115
	ЛК70/110-3	110	190
Ставропольэнерго	ЛК70/110-3	110	354
	СТИ 10М1	10	102
	ПКЖ70/27,5	35	3
Севергазэлектромонтаж	СТИ 10М1	10	35
Сургутнефтегаз	РМИ 10	10	100
Тюменьэнерго	ЛК70/110-3	110	333
	ЛК160/500-3	500	27
Тулаэнерго	ЛК70/110-3	110	500
Челябэнерго	ЛК70/110-7	110	30
Эстонэнерго	ЛК70/35-7	35	8
	ЛК70/110-3	110	12
	ОСК 110-1	110	3
	ЛК70/220-3	220	12
	ЛК70/220-7	220	12
	ЛК70/330-3	330	9
	ЛК70/330-7	330	30
ПО "Дальние электропередачи"	ЛК160/500-3	500	39
	ЛК300/500-3	500	49
	ЛК160/750-3	750	21
	ЛК300/750-3	750	54
СибНИИЭ	ЛК70/220-3	220	21
МЭИ	ЛК70/35-3	35	10
НИИ Электрокерамики	ЛК70/110-7	110	12
Норильский ГМК	РМИ 110-2	110	87
Новоросцемент	СК0,6/60-ЭФ	60	30
	СК90/60-ЭФ	60	165
МПС	ПЖК 70/27,5	27,5	473
	НСК 120/3,3-4	3,3	376
	НСК 120/27,5-3	27,5	578
	НСК 120/27,5-4	27,5	3817
	НСК 120/27,5-5	27,5	14

*Опыт эксплуатации полимерных изоляторов
в различных регионах России и стран СНГ*

Окончание табл. 3

Энергосистема	Тип конструкции	Класс напряжения	Кол-во установленных конструкций, шт.
МПС	НСК 120/27,5-7	27,5	506
	ПСК 120/3,3-3	3,3	15
	ПСК 120/27,5-3	27,5	1178
	ПСК 120/27,5-5	27,5	813
	ПСК 120/27,5-7	27,5	330
	КСК 70/27,5-3	27,5	210
	КСК 70/27,5-А3	27,5	796
	КСК 70/27,5-Б3	27,5	194
	ФСК 70/27,5	27,5	150
	ФСК 70/27,5-А3	27,5	854
	ФСК 70/27,5-В3	27,5	478
	ОСК 27,5-3	27,5	40
	ОСК 27,5-20-3	27,5	50
	ОСК 27,5-8-А34	27,5	330
	НСК 120/27,5-3	27,5	13100
	НСК 120/27,5-4	27,5	5900
ФСК 70/27,5	27,5	80	
Экибастузуголь	КПК 5/3,3-4	3,3	4146
	ИСК 120/3,3-4	3,3	370

Производство полиолефиновых изоляторов начато на АО "Полимеризолитор", и к настоящему времени изоляторы типа ЛП класса 35–220 кВ эксплуатируются в ряде энергосистем. Сведения о поставках изоляторов типа ЛП представлены в табл. 4.

Таблица 4. Данные о поставках в энергосистемы в 1990–1995 гг. изоляторов серии ЛП, выпущенных АО "Полимеризолитор"

Эксплуатирующая организация	Тип изоляторов	Количество, шт.	Дата поставки	
Для ВЛ 110 кВ				
1	АО "Иркутскэнерго"	ЛП 70/110-В3	1000	01.90
2	АО "Янтарьэнерго"		300	09.92
3	АО "Владимирэнерго"		60	01.93
4	АО "Тамбовэнерго"		100	01.93
5	АО "Карелэнерго"		200	04.93
6	АО "Мордовэнерго"		187	04.93
7	АО "Нижегэнерго"		500	04.93
8	АО "Челябэнерго"		500	04.93
9	АО "Псковэнерго"		700	04.93
10	АО "Владимирэнерго"		100	05.93

*Опыт эксплуатации полимерных изоляторов
в различных регионах России и стран СНГ*

Продолжение табл. 4

	Эксплуатирующая организация	Тип изоляторов	Количество, шт.	Дата поставки
11	АО "Омскэнерго"		300	05.93
12	АО "Кировэнерго"		700	05.93
13	АО "Тверьэнерго"		600	05.93
14	АО "Краснодарэнерго"		600	06.93
15	АО "Ленэнерго"		1000	06.93
16	АО "Янтарьэнерго"		600	07.93
17	АО "Свердловэнерго"		600	07.93
18	АО "Татэнерго"		1000	07.93
19	АО "Башкирэнерго"		500	07.93
20	АО "Комизэнерго"		300	08.93
21	АО "Башкирэнерго"		300	08.93
22	Таджикэнерго		216	09.93
23	АО "Комизэнерго"		260	09.93
24	АО "Колэнерго"		500	10.93
25	АО "Башкирэнерго"		500	10.93
26	АО "Молдовэнерго"		250	10.93
27	АО "Тверьэнерго"		100	11.93
28	Челябинский металлургический комбинат		40	11.93
29			40	11.93
30	АО "Саратовэнерго"		500	12.93
31	АО "Читаэнерго"		1000	01.94
32	АО "Омскэнерго"		300	01.94
33	Узбекэнерго		375	01.94
34	АО "Амурэнерго"		120	02.94
35	АО "Владимирэнерго"		60	03.94
36	АО "Краснодарэнерго"		1000	03.94
37	АО "Нижевоэнерго"		1000	03.94
38	АО "Владимирэнерго"		1501	03.94
39	АО "Свердловэнерго"		1000	04.94
40	АО "Хакасэнерго"		243	04.94
41	АО "Нижевоэнерго"	ЛП 70/100–ГIV	340	05.94
42	АО "Свердловэнерго"		750	05.94
43	АО "Тамбовэнерго"		900	05.94
44	АО "Хакасэнерго"		600	06.94
45	АО "Свердловэнерго"		600	06.94
46	АО "Владимирэнерго"		780	07.94
47	АО "Татэнерго"		650	07.94
48	АО "Ульяновскэнерго"		3200	08.94
49	АО "Саратовэнерго"		700	09.94
50	АО "Саратовэнерго"		1000	09.94
51	АО " Кубаньэнерго"		300	10.94
52	АО "Ленэнерго"		500	10.94
53	АО "Нижевоэнерго"		4520	10.94
54	АО "Саратовэнерго"		520	10.94
55	АО "Воронежэнерго"		1300	11.94

*Опыт эксплуатации полимерных изоляторов
в различных регионах России и стран СНГ*

Продолжение табл. 4

	Эксплуатирующая организация	Тип изоляторов	Количество, шт.	Дата поставки
56	АО "Саратовэнерго"		1000	12.94
57	АО "Башкирэнерго"		1000	01.95
58	"Молдглавэнерго"		360	02.95
59	АО "Калугаэнерго"		300	03.95
60	АО "Карелэнерго"		750	04.95
61	АОЗТ "Востоктехэнерго"		300	04.95
62	АО "Башкирэнерго"		360	04.95
63	АО "Ставропольэнерго"		100	05.95
64	АО "Вологдаэнерго"		600	05.95
65	АО "Калугаэнерго"		1000	05.95
66	АО "Кубаньэнерго"		100	05.95
67	АО "Иркутскэнерго"		132	05.95
68	АО "Тверьэнерго"		500	05.95
69	АО "Кубаньэнерго"		600	05.95
70	АО "Калининградэнерго"		360	06.95
71	АО "Ставропольэнерго"		700	06.95
72	АО "Грозэнерго"		360	07.95
73	АО "Ставропольэнерго"		468	07.95
74	АО "Нижевэнерго"		680	08.95
75	"Киргизэнерго"		440	08.95
76	АО "Брянскэнерго"		443	08.95
77	АО "Псковэнерго"		360	08.95
78	АО "Ставропольэнерго"		422	08.95
	АО "Брянскэнерго"			
Итого:			47095	

Для ВЛ 35 кВ

1	АО "Саратовэнерго"	ЛП 70/35–ГIV	40	11.93
2	АО "Омскэнерго"		100	01.94
3	Узбекэнерго		3000	01.94
4	АО "Владимирэнерго"		100	02.94
5	АО "Ленэнерго"		80	02.94
6	АО "Владимирэнерго"		400	03.94
7	АО "Владимирэнерго"		400	06.94
8	АО "Татэнерго"		480	07.94
9	Узбекэнерго		1520	10.94
10	АО "Саратовэнерго"		1520	10.94
11	АО "Мосэнерго"		325	02.95
12	Узбекэнерго		2000	03.95
13	АО "Комизэнерго"		120	04.95
14	Узбекэнерго		1920	04.95
15	АО "Вологдаэнерго"		320	05.95
16	АО "Тверьэнерго"		60	05.95

Эксплуатирующая организация	Тип изоляторов	Количество, шт.	Дата поставки
17 АО «Грозэнерго»	ЛП 70/110–ГIV	300	06.95
18 Узбекэнерго		404	07.95
19 АО "Брянскэнерго"		760	09.95
Итого:		13849	

Организация информационных запросов. В рамках выполнения первого этапа работы подготовлена форма запросов в эксплуатирующие организации, которая с сопроводительным письмом отправлена в энергосистемы по списку.

Дополнительно проводится работа по обобщению опыта эксплуатации изоляторов с полиолефиновой защитной оболочкой производства ЗАО "Полимеризолятор". Поскольку изоляторы типа ЛП находятся в опытно–промышленной эксплуатации, разработан специальный вопросник для изоляторов этого типа.

Выводы

1. Приведенные данные по опыту эксплуатации полимерных изоляторов свидетельствуют о широком применении их в энергосистемах России.
2. Следует подчеркнуть успешную работу полимерных кремнийорганических изоляторов в зонах с сильными загрязнениями.
3. Имеющиеся данные по опыту эксплуатации полиолефиновых изоляторов типа ЛП (отказы изоляторов в АО «Мосэнерго», АО «Янтарьэнерго» и др.) показывают необходимость дальнейшего изучения опыта эксплуатации полиолефиновых изоляторов и позволяют рекомендовать ограничить их использование рамками опытно–промышленной эксплуатации.
4. Изучением опыта эксплуатации установлено, что существуют зоны рискованной эксплуатации полимерных изоляторов, связанные с наличием в районе эксплуатации особого сочетания загрязняющих веществ.
5. Следует обратить внимание на появление значительного числа производителей полимерных изоляторов, выпускающих продукцию с нарушением Государственных стандартов и отраслевых нормативных документов.
6. Для исключения ошибок при выборе производителя и решении вопросов применения полимерных изоляторов потребителям рекомендуется привлекать специализированные научные организации.

УДК 621.315

Арматурно-изоляционная подотрасль энергетики: современное состояние и пути развития потенциала

Г.Ф. Красноженова, д-р соц. наук, К.В. Аксенов, асп.

Всесоюзное производственное объединение (ВПО) «Союзэлектро-сетьизоляция» в советское время являлось единственным в странах бывшего СССР поставщиком линейных изоляторов и арматуры для строящихся и эксплуатируемых линий электропередач всех напряжений. Заказчиками продукции объединения являлись более 70 министерств и ведомств страны. При этом поставки ВПО для Министерства энергетики СССР составляли по отдельным классам изоляторов от 70 до 100%, а по арматуре для линий электропередач - более 90% от общего объема выпуска. Таким образом, в структуре отечественной энергетики ВПО представляло собой отдельную подотрасль со специфическим обособленным направлением деятельности.

Обеспечивая потребность в арматурно-изоляционной продукции внутри страны, предприятия ВПО выполняли поставки изоляторов и арматуры на экспорт. Например, согласно отчетным данным, поставки на экспорт подвесных линейных изоляторов из стекла в целом по ВПО составили в 1985 г. – 13 %, а в 1989 г. – 12,5 % от общего объема изоляторов данной группы в стоимостном измерении. В то же время по линейной арматуре подобные показатели были крайне незначительны и находились в пределах 0,08-0,1 %.

В состав объединения входили до распада СССР шесть действующих заводов:

- Славянский арматурно-изоляционный завод;
- Южноуральский арматурно-изоляционный завод;
- Харцызский литейный завод «Армлит»;
- Львовский изоляционный завод;
- Товарковский завод высоковольтной арматуры;
- Новосельцевский завод линейной и подстанционной арматуры (объем профильной продукции составлял лишь 0,5% от товарного выпуска).

Кроме того, в ВПО входили Специальное конструкторско-технологическое бюро (г. Славянск), Московский отдел СКТБ, строительное управление, автотранспортное предприятие, центральный аппа-

*Арматурно-изоляционная подотрасль энергетики:
современное состояние и пути развития потенциала*

рат ВПО. В 1989 г. численность работников подотрасли составляла около 13000 человек.

Каждый завод производил арматуру и изоляторы своего ассортимента, не пересекающегося с другими заводами подотрасли. Ещё в 1977 г. в связи с нехваткой мощностей заводов подотрасли приказом Минэнерго СССР от 08.12.77 № 200 намечалось строительство нового завода по выпуску изоляторов и арматуры и экспериментальной базы в Московской области.

Приведенные ниже таблицы содержат ряд отчетных показателей ВПО за 1987, 1989 и 1990 гг.:

Таблица 1. Производственно-экономические показатели предприятий ВПО «Союзэлектросетьизоляция»

Наименование предприятий и производств	Объем выпуска товарной продукции, тыс. руб.	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, тыс. руб.	Фондоотдача, руб.	Численность работающих, чел.	
				Всего	В т.ч. рабочих
ПО «Союзэлектросетьизоляция»	146845	123229	1,19	12995	9942
САИЗ	38279	39156	0,98	4121	3169
ЮАИЗ	35463	36495	0,97	3366	2389
ЛИЗ	34453	25939	1,33	2033	1670
ХЛЗ «Армлит»	15024	10942	1,37	1582	1172
ТЗВА	19316	8291	2,33	1685	1197
НОЛЗПА	4310 (в т.ч. ЛА- 20)	2406	1,79	208	145

Таблица 2. Объем выпуска товарной продукции предприятий ВПО «Союзэлектросетьизоляция»

Наименование предприятий и производств	Объем выпуска товарной продукции, тыс. руб. (в ценах 1982г.)	
	1987 г.	1990 г.
ВПО «Союзэлектросетьизоляция»	137800	152950
САИЗ	35300	37000
ЮАИЗ	33700	38450
ЛИЗ	31610	36000
ХЛЗ «Армлит»	15040	17000
ТЗВА	17600	20500
НОЛЗПА	4125	4000

Распад СССР внес существенные коррективы в структуру арматурно-изоляционной подотрасли. Фактически в прежнем виде прекратило свое существование ВПО «Союзэлектросетьизоляция». На территории России осталось два действующих завода: Южноуральский арматурно-изоляционный завод и Товарковский завод высоковольтной арматуры. Как видно из табл. 2, оставшиеся в России заводы производили около 38% от общего объема выпуска бывшего ВПО в денежном выражении. При этом стоит учитывать, что резкое снижение объема выпуска отечественных изоляторов и линейной арматуры было в начале и середине 90-х годов несколько скомпенсировано снижением платежеспособного спроса (вызванного общим развалом в стране и застоем в энергетике, что выражалось в прекращении не только строительства новых, но и реконструкции старых линий). Однако это не решило проблему закрытия пробелов в номенклатуре продукции ввиду отсутствия отечественного производства многих изделий. Этот вопрос приобрел особую важность после того, как иссякли запасы, а импорт из Украины постепенно снизился из-за ухудшения экономического положения, а затем и остановки ЛИЗ, САИЗ и ХЛЗ. Таким образом, освоение этой продукции отечественными производителями имело характер выполнения стратегической задачи переноса производств с Украины в Россию и обеспечения энергетической безопасности нашей страны.

В настоящее время состояние отечественной арматурно-изоляционной подотрасли можно охарактеризовать следующими основными признаками.

В организационной сфере:

а) реализация структурной перестройки подотрасли, разобшение предприятий и организаций, входивших ранее в ВПО «Союзэлектросетьизоляция», окончательная трансформация сохранившихся предприятий в независимые самостоятельные акционерные общества;

б) появление в России ряда новых предприятий, активно выходящих на рынок изоляторов и арматуры, привлеченных кажущейся простотой изготовления изоляторов (особенно полимерных) и линейной арматуры, нетребовательностью к размерам инвестиций, привлекательностью этой продукции для рынка;

в) значительные успехи в области обеспечения независимости России от поставок арматуры и изоляторов, произведенных украинскими заводами.

В промышленно-производственной сфере:

а) многократное увеличение номенклатуры традиционных российских производителей (ЮАИЗ и ТЗВА);

б) широкая кооперация новых производителей с промышленными предприятиями, ранее не производившими выпуск линейной арматуры и изоляторов, прежде всего с бывшими оборонными заводами, что обеспечивает наличие заказов у таких предприятий и вносит вклад в стабилизацию социальной обстановки и подъем отечественного производства, способствует снижению себестоимости продукции;

в) участвовавшие нарушения установленного порядка постановки изделий на производство рядом производителей, сомнительное качество выполняемых ими работ, используемых материалов и конструкций, низкий уровень входного контроля материалов и выходного контроля изделий.

В рыночной сфере:

а) начало нормальной работы рыночных механизмов в подотрасли: высокий уровень ценовой конкуренции, что способствует снижению издержек предприятий энергетики на закупку арматурно-изоляционной продукции, применению новых технологий и научно-технических решений в производстве, переход от суррогатных к денежным формам расчетов;

б) значительный потенциальный рост рынка, связанный с тем, что потребность в изоляторах для нужд эксплуатации обеспечивалась в последние годы лишь на 15-20 %, в энергосистемах накопилось порядка 100 миллионов штук изоляторов старых типов, имеющих срок службы 20 лет и подлежащих замене, а также ростом платежеспособности электроэнергетических предприятий.

В научно-технической сфере:

а) начало перехода от производства изоляторов старого поколения из фарфора и закаленного стекла к современной, соответствующей техническому уровню полимерной изоляции, применение которой позволит повысить надежность изоляции линий электропередач, существенно снизить эксплуатационные расходы, а также капитальные затраты на новое сетевое строительство. Этому способствует то, что по себестоимости отечественные полимерные изоляторы стремительно приближаются к стеклянным, а их эксплуатационные и технические преимущества очевидны. По своему значению такой переход не уступает структурной перестройке подотрасли в 60 - 70-х годах, связанной с переходом на выпуск изоляторов из закаленного стекла взамен выпускаемых ранее фарфоровых [1];

б) нелегальное («пиратское») использование рядом производителей конструкторско-технической документации, чему способствует еще не оформившаяся в РАО «ЕЭС России» система соответствующего контроля, организационно-нормативных мер, механизмов наказания нарушителей. В свою очередь это приводит, с одной стороны, к конструкторско-

технологическим нарушениям процесса изготовления продукции, с другой стороны, – к некоторому снижению издержек «пиратов» по сравнению с честными производителями.

Исходя из вышеперечисленных признаков, можно наметить следующие основные направления и меры, реализация которых позволит укрепить и развить потенциал отечественной арматурно-изоляционной подотрасли.

1. Завершение процесса становления РАО «ЕЭС России» как организации, обеспечивающей проведение научно-технической и производственной политики в подотрасли, обеспечивающей, прежде всего, интересы энергопредприятий РАО и АО-энерго по оснащению электрических сетей высоковольтными изоляторами и линейной арматурой.

2. Упорядочение со стороны РАО «ЕЭС России» работы с производителями изоляторов и арматуры с использованием рыночных механизмов и регулирование рынка в целях исключения возможностей поставок в энергосистемы недоброкачественной продукции, ужесточение условий сертификации, проведение единой отраслевой научно-технической политики.

3. Завершение структурной перестройки арматурно-изоляционной подотрасли, сохранение традиционных российских производителей (ЮАИЗ, ТЗВА), создание новых крупных холдинговых структур с развитыми научно-техническими и производственными составляющими (МАИЗ и др.), сохранение на рынке мелких производителей в целях поддержания конкуренции при обязательном условии соблюдения ими правовых и технических требований и стандартов качества.

4. Продолжение и завершение перехода от производства изоляторов старого поколения из фарфора и закаленного стекла к современным полимерным изоляторам, модернизация линейной арматуры (некоторые конструкторские разработки которой относятся к 50-м годам) в направлениях применения новых материалов и технологий, улучшения технических характеристик, снижения трудоемкости изготовления и себестоимости.

5. Восстановление сотрудничества с зарубежными (прежде всего, с сохранившимися украинскими) производителями, исходя из принципов экономической целесообразности и технической необходимости, развитие экспортного потенциала арматурно-изоляционной подотрасли, в первую очередь, в направлении восстановления связей с традиционными партнерами из ближнего зарубежья - Казахстаном, Молдавией, а также с Ираком, Вьетнамом, Кубой.

В результате осуществления такого подхода и завершения структурной перестройки отечественного производства изоляторов и линейной

арматуры получит серьезное развитие потенциал арматурно-изоляционной подотрасли, что является составным элементом общей работы по реализации стратегической задачи обеспечения энергетической безопасности России.

УДК 621.315:334.758.4

Развитие холдинговой компании в рамках арматурно-изоляционной подотрасли энергетики

Г.Ф. Красноженова, д-р соц. наук, К.В. Аксенов, асп.

Всесоюзное производственное объединение «Союзэлектросетьизоляция» в советское время являлось единственным в странах бывшего СССР поставщиком линейных изоляторов и арматуры для линий электропередач. В структуре отечественной энергетики ВПО являло собой отдельную подотрасль со специфическим обособленным направлением деятельности. В состав объединения входили до распада СССР шесть действующих заводов, Специальное конструкторско-технологическое бюро (г. Славянск), Московский отдел СКТЬ, строительное управление, автотранспортное предприятие и центральный аппарат. В 1989г. численность работников ВПО составляла около 13000 человек [1].

Распад СССР внес существенные коррективы в структуру арматурно-изоляционной подотрасли. Фактически в прежнем виде прекратило свое существование ВПО «Союзэлектросетьизоляция». На территории России из ранее действовавших предприятий осталось два действующих завода, производящих линейную арматуру и изоляторы и трансформировавшихся в независимые самостоятельные акционерные общества. В то же время появились десятки малых и средних фирм, активно выходящих на рынок изоляторов и арматуры, привлеченных кажущейся простотой изготовления части продукции, нетребовательностью к размерам инвестиций, привлекательность этой продукции для рынка.

Ниже сделана попытка на основании осмысления процесса и результатов функционирования группы разнопрофильных компаний арматурно-изоляционной подотрасли представить оптимальную организационно-структурную модель организации, способной действовать на данном

рынке с максимальной эффективностью. Под моделью здесь понимаются состав и взаимосвязи участников организации. При этом имеется в виду не реструктуризация ранее существовавших предприятий, связанная с приватизацией и другими изменениями, часто навязанная извне или имеющая внеэкономический характер, а система мер, направленных на сохранение и развитие существующей группы родственных предприятий в условиях рынка. В группу входят несколько производственных предприятий, конструкторское бюро и научно-техническая организация.

Изменение внешних условий, увеличение объемов сбыта продукции и выполнения работ, рост производства, улучшение финансового состояния, потребность в изыскании внутренних и привлечении внешних инвестиционных ресурсов, стремление к снижению издержек потребовали выработки новых подходов к сочетанию централизованного и децентрализованного управления внутри группы компаний. Главной идеей представляется трансформация группы формально независимых компаний в холдинговую структуру с развитыми коммерческой, научно-технической и производственной составляющими в целях максимально эффективного использования наличных ресурсов для получения наибольшей прибыли. В основе этой идеи лежит сочетание стратегии развития группы компаний и анализа внешней среды (рынков сбыта и ресурсов).

Конкурентными преимуществами группы предприятий являются:

- наличие высококвалифицированных уникальных специалистов в конструкторском бюро;
- обладание правами на уникальную научно-техническую документацию;
- обладание правами на известную в подотрасли и хорошо зарекомендовавшую себя торговую марку;
- значительный опыт работы в данной области большей части сотрудников;
- отлаженные связи и взаимодействие с государственными органами и сертификационным центром;
- мобильность и гибкость производственных бизнес-единиц, отсутствие не связанных с производством объектов инфраструктуры, современное оборудование.

Среди факторов внешней среды, оказывающих воздействие на формирование структуры группы компаний и связанных с имеющимися конкурентными преимуществами, имеет смысл выделить два фактора.

Первый фактор - для научно-технической составляющей: постепенное усиление контроля соответствующих государственных и отраслевых органов за качеством продукции в подотрасли и ее соответствием установленным нормам качества, стандартам и нормативно-технической документации. Помимо отсева ряда конкурентов и повышения издержек у других, это ведет к увеличению объема рынка сбыта услуг, оказываемых научно-технической организацией и конструкторским бюро.

Второй фактор - для производственной составляющей: при существующем избытке производственных мощностей в стране (прежде всего, за счет резкого снижения выпуска продукции оборонными заводами) имеется возможность снижать инвестиционные затраты на производство, размещая заказы на производственные операции, требующие значительных вложений (например, чугунное и стальное литье, штамповка) на контрактной основе на стороне, пользуясь тем, что на рынке таких услуг предложение значительно превышает спрос. Кроме того, при наличии необходимости на части таких предприятий можно приобрести нужное оборудование с незначительной степенью износа по остаточным ценам

Выработанная и приведенная ниже стратегия развития группы компаний опирается на конкурентные преимущества, основывается на социальных факторах предпринимательской деятельности (рост имущества, получение и максимизация дохода в краткосрочном и долгосрочном аспектах, рост социального статуса и т.п.) в сочетании со сложившейся привязанностью участников группы компаний к деятельности, связанной с рынком линейной арматуры и изоляторов.

Область деятельности:

1. Производство линейной арматуры и изоляторов для ЛЭП.
2. Комплексные поставки линейной арматуры и изоляторов как собственного, так и стороннего производства, для отечественных и зарубежных заказчиков.
3. Выполнение научных и конструкторских работ, оказание консультационных, технических, сертификационных услуг.

Внешняя стратегия: удовлетворение потребностей российских и зарубежных клиентов в линейной арматуре и изоляторах, связанных с этим научно-технических, конструкторских, сертификационных работах. Приоритетным является закрепление и расширение круга постоянных клиентов.

Внутренняя стратегия по отношению к акционерам: за счет накопленного потенциала и ресурсов, отлаженной системы управления создать долговременно, эффективно и результативно работающую организацию.

Внутренняя стратегия по отношению к сотрудникам:

- четкая постановка задач и поощрение сотрудников в зависимости от выполнения главной задачи и от общего финансового результата работы фирмы;
- приоритетная поддержка постоянных и наиболее ценных сотрудников.

Продуктовая стратегия:

- расширение номенклатуры продукции собственного производства за счет высоколиквидных изделий, пользующихся повышенным спросом;
- ориентация на удовлетворение потребностей клиентов во всех видах профильных изделий за счет собственного производства, закупок на внутреннем рынке и импортных закупок.

Операционная стратегия:

- централизация функций доставки и хранения товаров в холдинге, подписания контрактов на закупки товаров;
- исключение дублирования функций сбыта бизнес-единицами, переход к реализации товаров и услуг через специализированное предприятие холдинга, представляющее продукты всех его участников;
- разделение между бизнес-единицами производственного, торгового и научно-технического направлений деятельности.

Финансовые принципы:

- прохождение всех финансовых потоков и привлечение кредитных ресурсов через единый центр холдинга;
- ведение финансового и нефинансового учета в корпоративном стандарте холдинга и его оперативная доступность для менеджмента и акционеров;
- согласование функций финансового управления и контроля компаний с функциями финансового управления и контроля холдинга;
- бюджетирование деятельности компаний в рамках общего бюджетирования деятельности холдинга.

Инвестиционные принципы: согласование инвестиционной деятельности (закупка, продажа, учет основных средств и нематериальных активов) с соответствующей стратегией холдинга.

Экономические принципы:

- оказание услуг внутри холдинга производится по себестоимости с учетом произведенных расходов на поддержание жизнедеятельности подразделения;

- реализация товаров и услуг между фирмами холдинга для перепродажи покупателям производится с минимальной согласованной наценкой.

Управление холдингом будет осуществляться управляющей компанией, которая, наряду с управлением финансами и капиталом, персоналом, стратегией развития, будет осуществлять функции сбыта продукции. Механизм реализации акционерами своих решений основывается на том, что основные акционеры управляющей компании холдинга имеют большинство и на собрании акционеров, и в советах директоров, и могут таким образом провести все необходимые им решения.

Образование холдинга позволит предприятиям повысить общую эффективность, снизить издержки и расширить сектора рынка, что будет способствовать росту капитализации компаний. Эффективность будет повышена за счет следующих показателей [2]:

- четкой координации движения денежных потоков;
- упрощения привлечения кредитных ресурсов и возможности перекрестного кредитования;
- эффекта масштаба операций области реализации как товаров, так и работ и услуг;
- роста оборачиваемости капитала;
- снижения транзакционных издержек;
- сближения научно-технической и производственной составляющих и широкого применения научных знаний в производстве;
- фактической диверсификации, пусть и в рамках одной подотрасли, видов деятельности холдинговой компании;
- эффекта внутренней конкуренции между составляющими холдинга;
- синергетического эффекта как результата взаимодействия и совместного использования ресурсов бизнес-единицами, входящими в холдинг.

Синергетический эффект можно условно разделить на несколько составляющих:

- *инвестиционную синергию* в виде совместного использования офисов, складов, транспорта и вспомогательных служб;
- *сбытовую синергию* как возможность использования для сбыта товаров и услуг бизнес-единиц сбытовых каналов торговой компании с развитой распределительно-сбытовой сетью и известной товарной маркой, расширение ассортимента и взаимное обогащение клиентурой;
- *производственную синергию* в виде совместного использования производственных и научно-технических составляющих;

- *синергию управления* – в виде взаимных консультаций и обмена специалистами.

В то же время предприятия холдинга, оставаясь в значительной мере независимыми, смогут использовать и сильные стороны такой независимости:

- во внутренней структуре;
- внутренней культуре;
- разработке новых продуктов, базирующихся на детальном знании своего субрынка.

Каждая организация имеет высокую норму управляемости и ответственности. Руководители предприятий, входящих в холдинг, имеют значительную свободу действий, возможности для поощрения инициативы, чутко реагируют на все изменения окружающих факторов.

Организованная, исходя из вышеприведенных предпосылок и принципов, и реально формирующаяся в настоящее время холдинговая структура не будет иметь аналогов в подотрасли по широте и комплексности оказываемых услуг, что в сочетании с общим подъемом профильного рынка будет способствовать ее коммерческим успехам и достижению поставленных руководством холдинга задач.

Библиографический список

1. **СКТБ** ВПО «Союзэлектросетьизоляция». Анализ и перспективы развития арматурно-изоляторного производства ВПО «Союзэлектросетьизоляция». – Славянск, 1990.
2. **Организационная** структура предприятий / Д.Г. Коноков, М.А. Рожков, А.О. Смирнов, О.Н. Яниковская. – М.: ИСАРП, 1999.

УДК 681.3.016

Информационно-аналитическая система по мониторингу и оценке энергоэффективности образовательных учреждений

И.Д.Ратманова, канд. техн. наук, М.А. Козырев, асп.

Введение. Энергосбережение является важнейшим фактором сбалансированного развития экономики, повышения технико-экономических показателей деятельности предприятий и организаций. Проблема эффективного решения задач энергосбережения становится

весьма актуальной в настоящее время, когда в новых условиях функционирования экономики возникли значительные трудности в обеспечении топливом, теплом, электроэнергией. Правительством РФ принята Федеральная целевая программа “Энергосбережение России на период 2000 – 2010 гг.”, основной задачей которой является реализация эффективных отечественных и зарубежных технологий и применение соответствующего оборудования в сфере производства и потребления топливо-энергетических ресурсов, приводящих к существенной экономии этих ресурсов. Для эффективной реализации всего комплекса работ по энергосбережению требуется значительное повышение уровня информационного обеспечения всех предусмотренных мероприятий.

В настоящее время наблюдается небывалый подъем комплексной компьютеризации корпораций и целых отраслей, причем первостепенная роль при этом отводится построению автоматизированных систем поддержки принятия решений на основе накопленных информационных ресурсов в хранилищах данных [1]. Хранилища данных (Data Warehouse) - это архитектура построения корпоративных информационных систем, получившая развитие вследствие желания конечных пользователей иметь непосредственный единообразный доступ к необходимым им данным, источники происхождения которых организационно и территориально распределены и анализ которых может способствовать принятию решений. В этом контексте наиболее актуальной проблемой является обеспечение интегрированного взгляда на сложный объект управления в целом, комплексного анализа собранных о нем сведений и извлечения из огромного объема детализированных данных некоторой полезной информации - знаний о закономерностях его развития.

В региональных центрах энергосбережения Минобразования России накопился достаточный для анализа фонд материалов по результатам энергоаудита образовательных учреждений [2]. Необходимо разработать компьютерную технологию и соответствующую компьютерную систему, обеспечивающую интеграцию этих информационных ресурсов и доступ к ним в целях принятия решений по повышению эффективности использования энергоресурсов и снижению финансовых затрат на энергоносители в образовательных учреждениях на основе разработки и внедрения высокоэффективных энергосберегающих мероприятий и лимитов на энергоснабжение.

Целью создания системы является повышение эффективности принимаемых решений на основе многоаспектной аналитической обработки информации о состоянии системы жизнеобеспечения образовательных

учреждений, сведений по ее эксплуатации, а также результатов мероприятий по энергосбережению используемых ресурсов. При этом автоматизация поддержки принимаемых решений базируется на концепции хранилища данных, в котором интегрируется информация:

- по имеющимся в ведении соответствующих учреждений ресурсам, включая качественные и количественные характеристики зданий и сооружений, а также систем их жизнеобеспечения;
- по результатам энергетических обследований организаций;
- по показателям деятельности, характеризующим финансовые затраты на поддержание систем жизнеобеспечения, инвестиции в мероприятия по энергосбережению, результаты деятельности в плане предоставления общеобразовательных услуг;
- по факторам внешней среды, включая информацию по тарифам, по бюджетному финансированию, по взаимоотношениям с поставщиками ресурсов (электроэнергии, тепла, топлива, воды и др.).

Хранилище данных. Реализуется в виде реляционной базы данных, совокупность сущностей которой определена на основе анализа бизнес-процессов, которые имеют место при поддержании системы жизнеобеспечения образовательных учреждений. В хранилище на уровне метаданных поддерживается ряд аналитических моделей, ориентированных на организацию многомерной обработки информации в следующих направлениях:

- сравнительный анализ ресурсоэффективности организаций по данным энергетического паспорта (измерения: «Показатели годовые по организации», «Организация», «Группа зданий», «Год»);
- мониторинг ресурсопотребления (измерения: «Показатели мониторинга», «Здание», «Год», «Месяц»);
- анализ балансов потребления электроэнергии (измерения: «Показатели баланса электроэнергии», «Здание», «Вид электроприемника», «Год»);
- анализ эффективности энергосберегающих мероприятий (измерения: «Показатели по энергосберегающим мероприятиям», «Здание», «Энергосберегающее мероприятие», «Год»).

Основу хранилища (рис. 1) составляет ряд информационных объектов типа “звезда”, посредством которых поддерживается многомерная аналитическая обработка накопленной информации. В основе каждой звезды лежит сущность (таблица фактов), содержащая значения определенных показателей по определенным объектам за определенный период времени. В хранилище данных таблицами фактов являются: «Данные го-

*Информационно-аналитическая система по мониторингу
и оценке энергоэффективности образовательных учреждений*

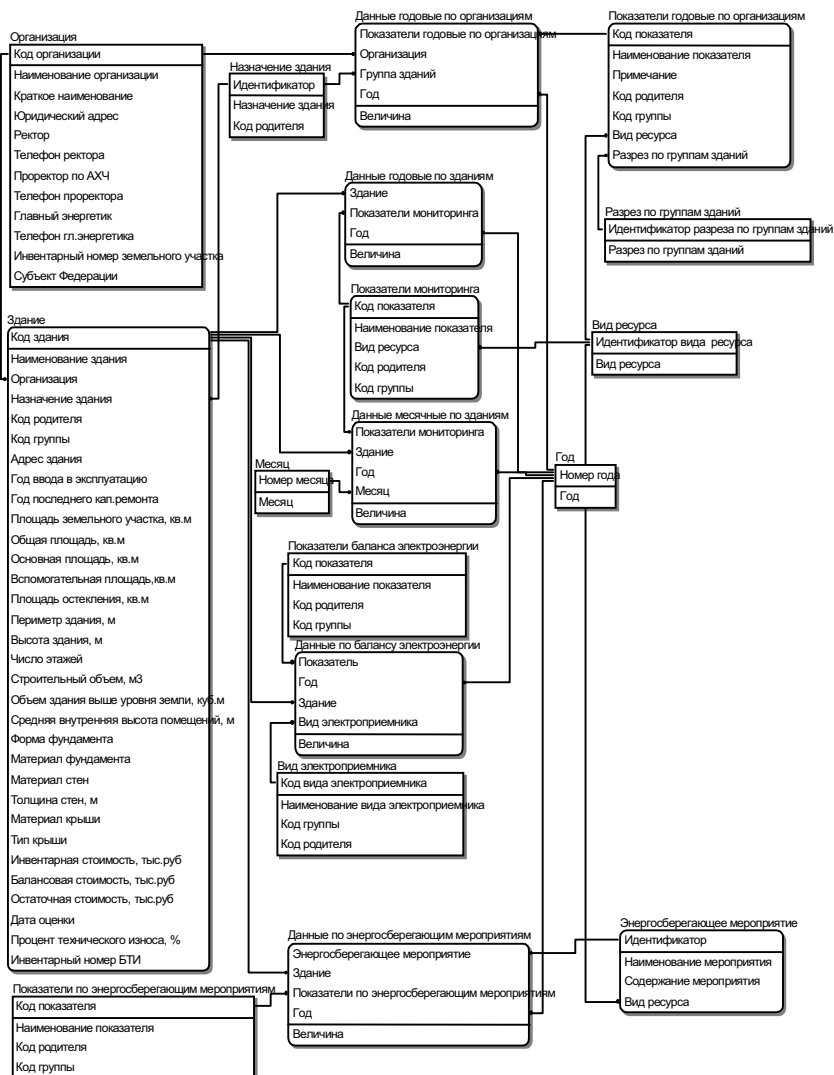


Рис.1. Модель хранилища данных для мониторинга и оценки энергоэффективности образовательных учреждений

довые по организациям»; «Данные годовые по зданиям»; «Данные месячные по зданиям»; «Данные по балансам электроэнергии»; «Данные по энергосберегающим мероприятиям». Фактографические данные в таблицы вводятся, а также при необходимости корректируются и удаляются администратором информационной системы с помощью подготовленной в терминах метаданных хранилища системы форм загрузки в формате электронных таблиц Excel. Другое множество сущностей хранилища составляют таблицы измерений и вспомогательные таблицы. По таблицам измерений непосредственно выполняется многомерная обработка информации из таблиц фактов, а вспомогательные таблицы требуются для нормализации атрибутов таблиц измерений и удобства навигации по измерениям в процессе использования хранилища данных.

Унификация форм для сбора и загрузки информации. Для поддержания хранилища данных по мониторингу и оценке энергоэффективности образовательных учреждений в актуальном состоянии необходимо обеспечить его периодическое пополнение новой информацией. При этом для принятия решений на уровне регионального центра энергосбережения необходимо организовать целевой энергетический мониторинг за состоянием системы жизнеобеспечения конкретных (эталонных) организаций. Следует также отработать систему форм, на основе которых будет осуществляться сбор информации как по результатам энергообследований, так и целевого мониторинга.

В рамках описываемой системы отработана технология сбора информации на основе унифицированной системы форм, подготавливаемых на основе метаданных хранилища. При этом входные формы представляют собой файлы формата Microsoft Excel. Один из листов формы содержит описание измерений аналитической модели, в рамках которой собираются данные. Возможна организация дистанционной загрузки данных в среде Интернет/Интранет с использованием XML-технологии.

Аналитическая обработка информации. Для организации поддержки принятия решений по мониторингу и оценке энергоэффективности образовательных учреждений в системе реализован ряд многомерных аналитических моделей - «виртуальных звезд», позволяющих извлекать из хранилища данных обобщенную численную информацию в многомерном базисе измерений. В хранилище используется несколько аналитических моделей, различающихся уровнями обобщения и характером решаемых задач.

Модель «Энергетический паспорт» предназначена для сравнительного анализа ресурсоэффективности организаций. В ней используются

годовые данные по ресурсопотреблению в натуральном и стоимостном выражении и общие сведения в целом по организации и по группам зданий. Унификация и наличие общих сведений по организации (численность, площадь и т.д.) позволяет проводить сравнение организаций по ряду удельных показателей. Модель «Мониторинг ресурсопотребления» предназначена для детального анализа и структуры и динамики ресурсопотребления наблюдаемой организации. В ней используются годовые и месячные данные по ресурсопотреблению в натуральном выражении по конкретным объектам (зданиям) организации. Показатели для данной модели имеют структурный разрез с выделением фактических и расчетно-нормативных показателей. Модель «Баланс потребления электроэнергии» решает часть задачи мониторинга ресурсопотребления обследуемой организации, реализуя специфическую разрезность по видам электроприемников.

Для пользователя-аналитика на основе описанных выше аналитических моделей организован прозрачный интерфейс, обеспечивающий оперативную аналитическую обработку накопленной в хранилище данных информации. Он позволяет проводить анализ с использованием нерегламентированных запросов по всему базису измерений соответствующей многомерной модели с произвольными уровнями обобщения. При этом используются средства формирования кросс-табличных отчетов, диаграмм деловой графики, картограмм, а также встроенные в интерфейс средства интеллектуального анализа данных для поиска закономерностей, выполнения классификации и прогнозирования.

Аналитическая часть ориентирована на выполнение многоаспектного анализа накопленной информации по системам жизнеобеспечения объектов в сфере образования и принятие на основе этого анализа эффективных решений, включая:

- определение фактических удельных показателей и рекомендаций по нормированию энергопотребления объектами образовательных учреждений на основе накопленной в ретроспективе информации;
- разработку предложений по прогнозированию показателей энергопотребления;
- разработку рекомендаций по энергосберегающим мероприятиям, применяемым на объектах образовательных учреждений.

Обработка данных может выполняться не только в режиме многомерной аналитической обработки, но и с помощью автоматической генерации заранее подготовленных отчетов, составляющих основу информационной системы руководителя организации. Заранее построенные отчетные формы заполняются информацией из хранилища данных и могут

использоваться в качестве документов для предоставления информационных справок и для публикации в сети. Реализованная технология позволяет на основе предварительно сформированных сценария и шаблона в любой момент получить актуальный отчет для заданных аргументов сценария.

При этом обеспечивается возможность горизонтального (временного) анализа в целях выявления тенденций, закономерностей, аномальных явлений в динамических рядах показателей; сравнительного (пространственного) анализа с различными уровнями обобщения «страна–регион–организация–здание» методами ранжирования, группировки, нормирования, многофакторного анализа. Реализованная система отчетов охватывает оценку электроэффективности организаций, сравнительный анализ показателей энергетического паспорта выбранной организации во времени, сравнение договорных и расчетно-нормативных показателей, мониторинг месячной динамики выбранного показателя в течение нескольких лет, баланс потребления электроэнергии объектами организации в выбранном году, анализ структуры электропотребления по электроприемникам выбранного объекта организации и т. д.

Организация аналитической обработки информации в корпоративном портале Минобразования России. В настоящее время продолжается рост и качественное обновление компьютерных систем корпораций и целых отраслей. Если ранее это были закрытые корпоративные системы, то теперь, в связи с большой популярностью Интернет и открытых стандартов и технологий, актуальным становится построение крупных информационных порталов, являющихся универсальными решениями для доступа удаленных пользователей к данным и программным приложениям.

Информационный ресурс регионального центра энергосбережения Ивановского государственного энергетического университета (РЦЭ ИГЭУ) встроено в корпоративный портал Минобразования России «Энергосбережение и энергоэффективность». В рамках портала организован доступ к следующим видам анализа информации:

- оперативной аналитической обработке данных по описанным выше аналитическим моделям;
- аналитической отчетности, подготовленной на основе информационной системы руководителя РЦЭ;
- специфической отчетности, реализующей возможность интеграции информации, накопленной в хранилище данных с информацией, предоставляемой пользователями аналитического ресурса.

Технологическая основа разработки. Информационно-аналитическая система по мониторингу и оценке энергоэффективности образовательных учреждений организована на основе Комплекса инструментальных средств для автоматизации поддержки принятия решений *ИнфоВизор* [3]. В состав комплекса входит система администрирования хранилища данных *ИнфоВизор ER-Дизайнер*, система навигации по хранилищу данных и генерации нерегламентированных запросов *ИнфоВизор Навигатор*, система администрирования многомерных аналитических моделей *ИнфоВизор OLAP-Дизайнер*, система многомерного анализа данных *ИнфоВизор Аналитик*, система организации сбора информации для хранилища данных *ИнфоВизор Интегратор*, система табличной загрузки в базы данных структуры «звезды» *ИнфоВизор Комбайнер*, система генерации информационных сводок для руководства *ИнфоВизор Репортер*, система генерации форм *ИнфоВизор Формер*.

На основе комплекса реализован ряд информационно-аналитических систем в сфере региональной информатики, энергетики, а также ряда областей нематериального производства (здравоохранение, образование, наука и инновации). При этом накоплен большой опыт автоматизации поддержки принятия управленческих решений на основе концепции хранилищ данных, многомерной аналитической обработки информации, статистического и интеллектуального анализа данных. Унифицирован подход к инструментальности, на основе которой можно организовывать информационную поддержку управленческих решений.

Заключение. В настоящее время разработана технология ведения хранилища данных на основе информации, предоставленной региональным центром энергосбережения Ивановского государственного энергетического университета. Отработан подход к интеграции данных, получаемых по результатам энергообследований, к унификации принципов сбора и загрузки информации. Организована аналитическая обработка информации, обеспечивающая сравнительную оценку ресурсоэффективности организаций, а также мониторинг состояния системы жизнеобеспечения. Созданная аналитическая система встроена в корпоративный портал Минобрнауки России "Энергосбережение и энергоэффективность".

С методологической точки зрения для дальнейшего развития системы необходимы: наличие единой методики проведения энергоаудита учреждений в сфере образования; обоснование и разработка обобщенного критерия оценки состояния системы жизнеобеспечения в сфере образования; разработка рекомендаций по проведению мониторинга системы жизнеобеспечения, по оценке эффективности проведенных энерго-

сберегающих мероприятий; отработка принципов анализа информации для выработки управленческих решений для эффективного использования системы жизнеобеспечения; определение подходов к формированию научно-обоснованных лимитов энергопотребления образовательными учреждениями.

В качестве направлений дальнейшего развития рассмотренной системы следует выделить следующее. Необходимо организовать мониторинг эффективности проводимых в образовательных учреждениях энергосберегающих мероприятий и развить в связи с этим структуру хранилища данных и технологию сбора и загрузки информации. Для повышения эффективности принимаемых решений предполагается разработать методологию интеллектуального анализа накопленной в хранилище данных информации с применением методов прикладной статистики .

Библиографический список

- 1. Спирли Э.** Корпоративные хранилища данных. Планирование, разработка, реализация. Том.1.: Пер. с англ.- М.: Издательский дом "Вильямс", 2001. – 400 с.
- 2. Методика** проведения энергетических обследований бюджетных организаций. Н.Новгород: НИЦЭ, 1999.
- 3. Решение** проблемы комплексного оперативного анализа информации хранилищ данных / С.Д. Коровкин, И.А. Левенец, И.Д. Ратманова, В.А. Старых, Л.В. Щавелёв // СУБД. – 1997. – № 5-6. – С. 47-51.