

• **Нормированию потерь электроэнергии в электрических сетях в нашем журнале было уделено пристальное внимание [см. «Новости ЭлектроТехники» № 5(23) 2003, № 6(24) 2003 или www.news.elteh.ru].**

Наши авторы подробно рассказали о составляющих технологических и коммерческих потерь, представили две методики расчета норматива потерь. Как изменилась ситуация за прошедший год, как учитывать коммерческие потери при установлении тарифов на передачу электроэнергии, какими методиками при этом пользоваться, что показало практическое обследование работы предприятия электрических сетей в части учета потерь электроэнергии? Об этом – в материале, подготовленном группой авторов из Москвы и Челябинска.

Валерий Овсейчук,
профессор, д.экон.н.

Николай Дворников, доцент, к.т.н.,
ЗАО ПФ компания «СКАФ», г. Москва

Мargarита Калинин, к.т.н.,
ОАО «ВНИИЭ», г. Москва

Павел Киселев,
ОАО «Челябэнерго», г. Челябинск

Стоимость технологических потерь (расходов) электроэнергии на её передачу (транспорт) по электрическим сетям на современном уровне достигает 25–30% от общих затрат на передачу. После «распаковки» АО-энерго, когда будут разделены бизнес-процессы по передаче и сбыту электроэнергии, уровень технологических и остаточных коммерческих потерь электроэнергии, возрастет до 35–40% затрат на передачу. Убытки от коммерческих потерь в электрических сетях РАО «ЕЭС России» оцениваются около 30 млрд. руб./год. Недоимка по налогообложению прибыли в бюджеты всех уровней превышает 7 млрд. руб./год.

Оптимизация потерь (расходов) электроэнергии в электрических сетях на передачу, разработка технико-экономических обоснований их уменьшения являются важным направлением мероприятий по снижению издержек и увеличению прибыли электросетевых компаний.

ТАРИФНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ

При установлении тарифа на передачу электроэнергии региональные энергетические комиссии (РЭК) анализируют уровень потерь, включаемых в тариф. Очевидно, что включение в тарифы на электроэнергию фактического уровня потерь не стимулирует энергоснабжающие организации (ЭСО) к проведению экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь.

Поэтому возникает задача определения нормативных уровней потерь, включение которых в тариф обосновано. В этом случае «сверхнормативные» потери, не вошедшие в тариф, включаются по балансу в полезное потребление и, очевидно, что, если они не будут выявлены ЭСО и оплачены потребителем, их стоимость будет покрываться за счет прибыли энергоснабжающих организаций.

Норматив потерь электроэнергии для каждой ЭСО представляет собой индивидуальное значение, которое определяется на основе схем режимов работы электрических сетей, особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии.

Следует подтвердить общепризнанное теоретическое положение о невозможности нормирования потерь энергии как единого по величине показателя для всех ЭСО в различных регионах. Ведь для каж-

дой отдельной энергосистемы характерны свои условия балансов энергии, расположение узлов электропотребления по отношению к источникам энергии, концентрация выработки и потребления, плотность нагрузки, уровень эксплуатации и т.п. Поэтому понятия «нормирование», «прогнозирование» потерь имеют относительный смысл применительно к конкретной ЭСО.

Из изложенного очевидно, что нормирование потерь, в том числе учет коммерческих потерь электроэнергии при тарифном регулировании, – это обоснование для рассматриваемого периода времени приемлемого по экономическим критериям уровня потерь (нормирование потерь). Его значение определяется на основе анализа в планируемом периоде фактической структуры каждой составляющей потерь, расчета технических потерь, погрешностей измерительного комплекса и реальных возможностей снижения всех составляющих потерь.

По сути, нормирование потерь электроэнергии на регулируемый период – это технически, экономически и социально обоснованное соглашение между регулируемой организацией (ЭСО) и регулирующим региональным органом власти субъекта Федерации по приемлемому уровню потерь (расходов) электроэнергии на передачу с учетом технически и экономически обоснованной Программы энергосбережения, включая Программу снижения коммерческих потерь электроэнергии и недопущения их образования.

СОСТАВЛЯЮЩИЕ ОТЧЕТНЫХ ПОТЕРЬ

Для отчетных потерь электроэнергии (ΔW_0) в электрических сетях может быть записано уравнение:

$$\Delta W_0 = \Delta W_T + \Delta W_{CH} + \Delta W_K = \Delta W_T + \Delta W_{CH} + \Delta W_Y + \Delta W_K^{\circ} \quad (1)$$

где ΔW_T – технические потери электроэнергии по всей сети электропитания (определяются расчетным путем);

ΔW_{CH} – расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;

ΔW_K – коммерческие потери электроэнергии, имеющие сложную структуру, включающую в себя две основные составляющие:

ΔW_Y – допустимые метрологические (учетные) потери электроэнергии из-за погрешностей измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса (ИК) электроэнергии;

ΔW_K° – «очищенные» или остаточные коммерческие потери в основе которых три составляющие:

- коммерческие потери из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками службы ИК;
- коммерческие потери, обусловленные задолженностью при востребовании оплаты за электроэнергию – задержками в оплате населением позже установленной даты;
- коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности, – потери от хищений электроэнергии в связи с незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета и др.

Вышеприведенная структура коммерческих потерь принята исходя из Методических указаний ФЭК (ФСТ) по учету нормативов потерь электроэнергии на передачу (технологические и коммерческие потери электроэнергии).

В настоящее время представляется недостаточным лишь констатировать фактические значения коммерческих потерь и полученные отчетные результаты по их снижению. Необходимо, во-первых, оценить их возможные (расчетные) величины по каждому из параметров, а во-вторых, планировать мероприятия для обеспечения задаваемого уровня снижения (по основным составляющим структуры коммерческих потерь). Рассмотрим две основные составляющие потерь электроэнергии.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ

Технические потери электроэнергии ΔW_T , равные сумме переменных (нагрузочных) ΔW_{HP} и условно-постоянных (практически не зависящих от нагрузки) $\Delta W_{YП}$ составляющих, обусловлены физическими процессами передачи электроэнергии по электрическим сетям и выражаются в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах электрической сети, а также в расходе части электроэнергии на технологическое функционирование электрической сети:

$$\Delta W_T = \Delta W_{HP} + \Delta W_{YП} \quad (2)$$

Все структурные составляющие технических потерь электроэнергии, за исключением расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, определяются расчетным путем.

Переменные (нагрузочные) технические потери электроэнергии, определяемые расчетным путем, зависят от протекающего электрического тока по элементам электрической сети:

- в меди силовых трансформаторов и автотрансформаторов, в том числе трансформаторов собственных нужд;
- в линиях электропередачи;
- в токоограничивающих реакторах;
- в обмотках синхронных компенсаторов.

Условно-постоянные технические потери электроэнергии, определяемые расчетным путем, практически не зависят от протекающего электрического тока в сети. Их составляют потери электроэнергии:

- в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов, в том числе трансформаторов собственных нужд;
- в шунтирующих реакторах;
- в воздушных линиях на корону;
- в изоляции кабельных линий;
- в компенсирующих устройствах: батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, синхронных компенсаторах;

- в ограничителях перенапряжения, вентильных разрядниках, устройствах ВЧ-связи;
- в измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках электроэнергии;
- потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

К условно-постоянным техническим потерям электроэнергии относится также расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{\text{сн}}$, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и выполнения должностных обязанностей персонала, обслуживающего эти подстанции. Он определяется по показаниям счетчиков собственных нужд подстанций 35-500 кВ и укрупненным нормативам для подстанций 10(6) кВ и РП 10(6) кВ.

КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ

Коммерческие потери электроэнергии ΔW_k в электрических сетях ЭСО равны разности между отчетными (фактическими) потерями электроэнергии и расчетными техническими потерями в оборудовании электрических сетей (включая расход на собственные нужды подстанций).

На современном этапе в электрических сетях АО-энерго России коммерческие потери электроэнергии составляют около 40% от отчетных и напрямую зависят от уровня тарифов и социально-экономических условий жизни населения.

В энергосистемах, в которых специалисты ЗАО ПФ компании «СКАФ» выполняли работы по энергетическому обследованию и экспертизе тарифов, величина коммерческого расхода (потерь) электроэнергии от общих потерь составляет от 20 до 56%. Например, в электрических сетях ОАО «Челябэнерго» из 2,5 млрд кВт·ч потерь электроэнергии около 1,4 млрд кВт·ч (56%) приходится на коммерческие потери.

Такому пренебрежительному отношению к коммерческим потерям способствует существующая система отчетности (ф. 46 ЭС, 2 РЕГ), в которой не отражается реальная структура потерь электроэнергии и вообще отсутствует составляющая коммерческих потерь.

Например, в ф. 46 ЭС (Отчет о балансе электроэнергии – ежеквартальный и годовой) имеется строка «Технологический расход электроэнергии на транспорт по электрическим сетям», куда включается весь расход (потери) электроэнергии, в т.ч. коммерческие потери.

В ежеквартальной ф. 2 РЕГ, введенной Госкомстатом в конце 2000 г., «Сведения о потерях в электрических сетях по диапазонам напряжения» указываются за отчетный период два показателя: «Отпуск в сеть» и «Величина электрических потерь в сетях» (не совсем удачный термин) с расшифровкой по сетям ВН, СН, НН.

Следовательно, в формах Госкомстата термины потерь электроэнергии разнятся. Кроме того, нет расшифровки расхода (потерь) электроэнергии на ее транспорт по структуре (технические, коммерческие, в т.ч. допустимые метрологические потери, расход на СН подстанций).

На наш взгляд, необходимо упорядочить терминологию в области расхода (потерь) электроэнергии на транспорт в электрических сетях исходя из физической сущности расходов электроэнергии на ее передачу, распределение, учет, контроль и сбыт потребителям с внесением соответствующих корректировок в официальную статотчетность.

Очевидно, неучет коммерческих потерь электроэнергии наносит значительный финансовый ущерб ЭСО. По нашим расчетам, величина «очищенных» (остаточных, не включаемых в тариф) коммерческих потерь столь велика, что соизмерима с затратами на содержание энергосбыта ЭСО.

ТРЕБУЕТСЯ МЕТОДИКА УЧЕТА

Каким же образом учитывать коммерческие потери электроэнергии в сетях при установлении тарифов на передачу?

В настоящее время отсутствует методика учета коммерческих потерь электроэнергии для их оценки и учета при тарифном регулировании. И это несмотря на то, что составляющая коммерческих потерь реально присутствует в отчетных потерях электроэнергии, составляет до 40–50% от величины полных потерь электроэнергии в сетях и имеет тенденцию к росту. В связи с изложенным ФЭК России поручил выполнить ряд «пилотных» работ по оценке уровня коммерческих потерь в электрических сетях электроснабжающих организаций с целью отработки методических подходов по учету коммерческих потерь электроэнергии в сетях при тарифном регулировании.

Консорциум ЗАО ПФК «СКАФ» совместно с ОАО «ВНИИЭ» выполнил для ОАО «Оренбургэнерго», ОАО «Облкоммунэнерго» (г. Саратов), ОАО «Электросеть» (г. Тольятти) и других экономических обследований работы электрических сетей и получил следующие результаты по учету потерь электроэнергии, в том числе коммерческих, при тарифном регулировании стоимости передачи электроэнергии в электрических сетях.

1. Для объективной оценки коммерческих потерь и последующей их структуризации необходимо технические потери определять (рассчитывать) с использованием только схемно-технических методов по сертифицированным программным продуктам.

Укрупненные нормативы для расчета потерь по Постановлению ФЭК России № 14/10 от 17.03.2000 являются оценочными и не учитывают значительное число факторов, влияющих на реальную структуру потерь электроэнергии в электрических сетях и их численные значе-

ния по ступеням напряжения. В результате существенно искажаются величины технических потерь, особенно по сетям среднего и низкого напряжений.

Применительно к муниципальным распределительным электрическим сетям 10(6)–0,38 кВ укрупненные нормативы ФЭК вообще не могут быть использованы, т.к. расхождение в величинах потерь по сравнению со схемно-техническим методом расчетов составляет 2–8 раз (завышение потерь в сетях 10-6 кВ и существенное занижение в сетях 0,38 кВ).

Кроме того, в распределительных сетях 10–6–0,38 кВ необходимо учитывать:

- потери в нулевом проводе при несимметричной загрузке фаз 0,38/0,22 кВ;
- потери от токов нулевой последовательности в трансформаторах 10(6) кВ;
- собственные нужды ПС 10(6) кВ и РП 10(6) кВ;
- потери в ответвлениях абонентских сетей ЖКХ, обслуживаемых ЭСО, но им не принадлежащих по балансу;
- потери в контактных соединениях электрических сетей, особенно на напряжении 0,38 кВ;
- показатели нормативного качества электроэнергии у потребителей и др.

Некоторые из указанных составляющих технических потерь не учитываются при расчетах по существующим программным продуктам, поэтому их оценка выполняется прямым расчетом по специальным авторским методикам.

Предложен методический подход экспресс-оценки технических потерь на регулируемый период по показателям балансов электроэнергии, значениям условно-постоянных и переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии в базовом (отчетном) периоде регулирования.

Оработана методика и алгоритм построения зависимостей технических потерь электроэнергии в сетях различных классов напряжений (альбом потерь) в зависимости от отпуска электроэнергии в сеть. Из рис. 1 видно, что, применительно к электрическим сетям одного из АО-энерго, технический оптимум (минимум) потерь в сетях пройден при отпуске в сети около 8 млрд кВт·ч. В дальнейшем, при неизменной топологии сети, как абсолютные, так и относительные потери будут постепенно расти. Необходимо проведение соответствующих мероприятий и их технико-экономическое обоснование по снижению технических потерь.

2. Разработан расчетно-балансовый метод оценки коммерческих потерь и предложены алгоритм и методика расчета структурных составляющих коммерческих потерь для их учета при тарифном регулировании:

- допустимые метрологические потери или нормативная погрешность приборов контроля и учета электроэнергии определяются по «Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее произ-

водстве, передаче и распределении (РД 34.09.101.-94); РД 34.34.11.321.-96; РД 34.11.133.-97.

- «очищенные» остаточные коммерческие потери (без нормативной составляющей метрологических потерь) рассчитываются как разница между полными потерями электроэнергии и технологическими потерями (технические плюс нормативные метрологические потери); величина остаточных коммерческих потерь по предложенной методике структурируется по составляющим (сверхнормативная погрешность приборов контроля и учета электроэнергии; безучетное потребление; отложенные платежи населением; хищения электроэнергии), учет которых при тарифном регулировании предлагается через экономически обоснованные региональные Программы энергосбережения.

МЕТОДИКА РАВНА 7 МИЛЛИАРДАМ

Сейчас, согласно разъяснениям ФЭК России к «Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, «коммерческие потери электрической энергии, за исключением потерь, связанных с погрешностью показаний приборов коммерческого учета, не учитываются в тарифах на электроэнергию. При этом региональные энергетические комиссии учитывают в тарифах на электроэнергию обоснованные расходы, необходимые регулируемым организациям для недопущения образования коммерческих потерь».

В силу невозможности разовой ликвидации всех коммерческих потерь региональные энергетические комиссии могут часть этих потерь учитывать в тарифах на электроэнергию путем прибавления к технологическим потерям, выделяя при этом коммерческие потери отдельной строкой. В этом случае обязательным требованием является разработка ЭСО (региональной электрической сетью) программы поэтапного сокращения коммерческих потерь и согласования её с РЭК. Коммерческие потери рекомендуются учитывать только при выполнении (либо досрочном выполнении) указанных программ».

По нашей оценке, ущерб от коммерческих потерь, ежегодно возникающий в виде недосбора средств с потребителей, на современном уровне в электрических сетях ПАО «ЕЭС России» составляет более 30 млрд рублей, что эквивалентно недосбору средств в федеральный и региональные бюджеты России в сумме более 7 млрд рублей. Это актуализирует необходимость разработки Методики учета коммерческих потерь электроэнергии при тарифном регулировании.

В I полугодии 2005 г. после выполнения нескольких работ по крупным ЭСО будет представлена для рассмотрения в ФСТ России «Методика оценки коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях для тарифного регулирования».

Рис. 1 ■

Суммарные технические потери электроэнергии, ΔW_T , в целом по АО-энерго ПАО «ЕЭС России» в абсолютных и относительных единицах.

