

распределения электроэнергии по сетям не корректно.

Поэтому правильно будет учитывать этот недоучет как технологические потери измерительного тракта. В частности, в Московской области такие потери составляют около 15% [2].

В соответствии с методикой расчета нормативных характеристик технологических потерь электроэнергии, разработанной в ОАО «ВНИИЭ» д.т.н. Ю.С.Железко [1], недоучет электроэнергии, обусловленный погрешностями индукционного счетчика, определяют по формуле:

$$\Delta_{c\cdot} = 0.2 T_{нов} K_{c\cdot} ,$$

где $T_{нов}$ – нормативный межповерочный интервал (в годах). Обычно он равен 8 годам; $K_{c\cdot}$ – класс точности прибора учета. Обычно класс точности индукционного счетчика равен 2,5.

При определении норматив-

ного недоучета значение $T_{нов}$ не должно превышать нормативного межповерочного интервала. Для электронного счетчика принимают $\Delta_{c\cdot} = 0$.

В пояснительной записке к Методике расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях, разработанной в ОАО «ВНИИЭ» д.т.н. Ю.С. Железко сказано, что «... нормативы потерь, обусловленных погрешностями учета, также подлежат учету».

Данная составляющая потеря вызывает наибольшие споры, в основном из-за непонимания постановки задачи.

Обычные рассуждения заключаются в следующем: почему недоучет, на некоторых точках может быть переучет и т.п.

Выводы

1. Фактически складываю-

щийся небаланс между отпуском в сеть и реализацией электроэнергии у энергоснабжающих организаций (ЭСО) Кузбасса включает все потери, которые распределяются в диапазоне от 14,8 до 38,0% от объема отпуска в сеть. В частности, у ООО «Металлэнергофинанс» за 2003 г. они составили 25,34 % от объема отпуска.

2. Потери измерительного тракта из-за погрешности индукционных электросчетчиков в проверенных горэлектросетях составили в среднем 6,8 % от объема отпуска электроэнергии в сеть. Поэтому необходимо ускорить замену индукционных счетчиков на электронные приборы учета электроэнергии.

3. Существенным фактором снижения потерь от недоучета потребленной электроэнергии является внедрение локальных и системных АСКУЭ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Железко Ю.А. Нормирование технологических потерь электроэнергии в сетях. Новая методология расчета. «Новости электротехники». – 2003 – № 5. С. 23-27.
2. Прохоров Е.Е. Капитальный ремонт оборудования обходится на порядок дешевле, чем приобретение нового. Ж. «Новости электротехники» – 2003 – № 6. С. 18-21.
3. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. – М: СПО ОРГРЭС, 1995.

□ Авторы статьи:

Никешин
Борис Сергеевич
- канд. техн. наук, консультант
Региональной Энергетической
Комиссии

Фильков
Сергей Иванович
- главный инженер ООО
«Металлэнергофинанс».

Никешин
Юрий Борисович
- эксперт ОАО
«Кузбассэнергосервис»

УДК 621.1.017

А.В. Огородников, Ю.Б. Никешин, Т.Ф. Малахова

О ПОТЕРЯХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ КУЗБАССА

Электроэнергия, передаваемая по электрическим сетям, является таким видом продукции, которая для своего перемещения расходует часть самой себя, не требуя для этого других ресурсов. Этот расход традиционно называют потерями электроэнергии. Подобный термин в

среде неспециалистов вызывает представление о плохо организованном процессе транспортировки электроэнергии, ассоциируясь с потерями при перевозке зерна, угля и пр. товаров.

Производство электроэнергии требует определенных затрат, поэтому стоимость «поте-

рянных» киловатт-часов должна быть компенсирована через увеличение стоимости электроэнергии, дошедшей до потребителя. Фактически это представляет собой оплату услуг сети, транспортировавшей электроэнергию от электростанции до мест ее продажи потребителям.

Следует иметь в виду, что покупатель электроэнергии не может, как в случае с другим товаром, выбрать более дешевую транспортную контору и законы рынка в отношении цены ее услуг не действуют. Поэтому проверку обоснованности этой цены (т.е. уровень потерь) делают государственные органы – региональные энергетические комиссии (РЭК). Как они могут осуществить такую проверку?

Единственной величиной, известной достоверно и не требующей проверки, являются фактические (отчетные) потери. Они представляют собой простую разность между количеством электроэнергии, полученной сетью, и электроэнергией, оплаченной потребителями **полностью** или на 100 %.

Например, если получено 100 млн. кВт.ч, а оплачено 84 млн. кВт.ч., то потери вроде бы составили 16 млн. кВт.ч. Означает ли это, что стоимость энергии, получаемой потребителем, должна быть увеличена в $100/84 = 1,19$ раза по сравнению с ее отпускной ценой с электростанции? Ведь вполне возможен такой вариант, что из 16 млн. кВт.ч, часть электроэнергии приходится на несвоевременно оплаченную ее часть, т.е. дебиторскую задолженность, часть – ее транспортный расход, а часть – хищения электроэнергии. И их предлагают оплатить всем законопослушным потребителям.

Если бы в тариф включались все фактические потери, энергоснабжающей организации (ЭСО) не надо было бы особо заниматься поиском хищений, - все равно, те, кто платит, оплатят электроэнергию и за тех, кто ворует. Именно здесь

и проявляется поле деятельности РЭК, которая должна оценить, соответствует ли уровень потерь, предлагаемый ЭСО для включения в тариф, техническим параметрам оборудования сети или покрывает и часть хищений.

Структура норматива потерь

Структура потерь может быть представлена с различной степенью детализации. В соответствии с этим фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1. Технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Технические потери получают расчетным путем на основе известных законов электротехники.

2. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

3. Потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов.

4. Безучетные потери, ранее они назывались коммерческие, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием оплаты за нее бытовыми потребителями показаниям счет-

чиков и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением электроэнергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих, представляющих собой технологические потери.

В соответствии со статьями 247, 252, 253 и 254 главы 25 Налогового кодекса РФ, норматив потерь электроэнергии в электрических сетях можно определить как экономически обоснованный и документально подтвержденный технологический расход электроэнергии при ее транспортировке с учетом условия, что этот расход произведен для осуществления деятельности, направленной для получения дохода.

Из указанного положения следует, что безучетные потери не могут быть отнесены на издержки, а должны оплачиваться из прибыли ЭСО.

Согласно Постановления ФЭК РФ № 37-Э/1 от 14.05.2003 в норматив потерь должны включаться:

- потери холостого хода в трансформаторах, батареях статических конденсаторов и статических компенсаторах, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах и генераторах, работающих в режиме СК;
- потери на корону в линии;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- прочие обоснованные и документально подтвержденные условно-постоянные потери;
- нагрузочные переменные потери в электрических сетях;
- потери обусловленные погрешностями приборов учета

Таблица 1
Технические потери электроэнергии по гор(рай)электросетям Кузбасса

Наименование	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Отпуск электроэнергии в сеть, млн. кВт.ч	4616,5	4979,8	4996,2	4843,8	5003,8	5181,1
Потери электроэнергии, млн. кВт.ч	487,2	519,9	552,1	588	620	636,8
% потерь от отпуска	10,6	10,4	11,1	12,1	12,4	12,3

Таблица 1

электроэнергии.

Какие потери имеем?

К настоящему времени разработано достаточно большое количество методов расчета технических потерь электроэнергии. Большинство ЭСО, используя в основном программу расчета потерь «Прогресс» различных версий, могут в настоящее время сравнительно точно рассчитать переменные и условно-постоянные потери электроэнергии в электрических сетях. Потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях 10(6) – 0,4 кВ можно считать от объема отпуска в сеть:

4,5 % - удовлетворительными;

10 % - допустимыми, с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям;

12 % - предельно допустимыми с учетом фактического износа сетей.

Мировой опыт показывает, что в странах с кризисной экономикой потери электроэнергии в электрических сетях, как правило, увеличиваются. Россия и в частности Кузбасс в этом смысле не являются исключением.

В связи с неплатежами потребителей электроэнергии сокращаются инвестиции в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления их режимами, системы учета электроэнергии, возникает ряд негативных тенденций, отрицательно влияющих на уровень потерь в сетях.

Анализ показывает, что технические потери выросли с 10,4 до 12,4 %, то есть рост потерь электроэнергии за эти годы составляет 19 %.

Приведенные в таблице данные показывают только технические потери, а фактические (отчетные) потери значительно выше и составляют порядка 20-25 % от объема отпуска в горэлектросетях, так как значительную долю суммарного полезного отпуска составляют бытовые и мелкомоторные потребители.

Для снижения фактических потерь электроэнергии в электрических сетях имеются два пути.

Первый путь тяжелый, но правильный – разработка, согласование с региональной энергетической комиссией, утверждение и практическая реализация программы снижения технических и безучетных потерь электроэнергии. Обеспечение за счет этих программ сначала замедление роста, а затем снижение потерь в сетях.

Второй, более легкий путь – поиск объективных причин роста потерь, обоснование и лоббирование в РЭК повышенного до уровня фактических норматива потерь.

Очевидно, что первый путь выгоден абсолютно всем: ЭСО, потребителям, местным администрациям. Снижая потери в сетях, ЭСО повышает рентабельность своей работы, а потребители за счет стоимости услуг на передачу и распределение электроэнергии получают соответствующее снижение тарифов. Понятно, что практическая реализация этого пути требует значительных организационных, технических, физических и финансовых усилий. Расчеты показывают, что для снижения потерь в сетях на 1 млн. кВт.ч в год необходимо затратить около 1 млн. рублей на внедрение соответствующих мероприятий.

Второй путь – тупиковый, так как, чем больше потерь будет включено в тариф, тем выше будет тариф для конечного потребителя, тем больше будет стимулов у этого потребителя к хищению электроэнергии и тем больше вероятность роста фактических потерь и стремление к росту утверждаемого в РЭК следующего норматива и т.д.

Задача же, как известно, перед всеми стоит противоположная – остановить рост потерь и добиться их снижения. РЭК Кемеровской области намерена идти только по первому пути и добиваться снижения потерь электроэнергии.

В настоящее время нет документа, устанавливающего порядок расчета потерь, обусловленных погрешностями приборов учета электроэнергии. И это нашло отражение в Постановлении ФЭК указанном выше. Однако там не сказано, о каких погрешностях идет речь, а таких как минимум три:

1. Допустимая погрешность измерительного комплекса (ИК), в общем случае состоящего из трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика при нормальных условиях их эксплуатации;

2. Случайная погрешность ИК (как отрицательная, так и положительная), обусловленная ненормированными рабочими условиями применения ИК;

3. Отрицательная систематическая погрешность старых индукционных счетчиков, отработавших свой ресурс, и счетчиков с просроченными сроками поверки.

Легитимный способ определения систематических погрешностей ИК – инструментальные обследования в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками выполнения измерений.

Недоучет электроэнергии, связанный с ненормированными рабочими условиями применения ИК, с физическим износом индукционных счетчиков, не может быть допустимым и рассматриваться как норматив. В этом случае все потребители за этот «норматив» будут платить и ситуация будет лишь усугубляться, так как владельцы систем учета не будут заинтересованы в ее совершенствовании.

Существующая система учета не соответствует современным требованиям, и недоучет имеет место, поэтому эту задачу РЭК предлагает решать по-другому.

Уточненный с учетом инструментальных обследований недоучет электроэнергии в денежном выражении может быть включен в инвестиционную составляющую тарифа на элек-

троэнергию затрат на совершенствование учета электроэнергии.

В этом случае в РЭК одновременно с оценкой ущерба ЭСО от несовершенства системы учета электроэнергии (отрицательных систематических погрешностей) должна представляться развернутая обоснованная программа снижения потерь в сетях за счет уменьшения недоучета электроэнергии.

В Кузбассе это нашло отражение в «Программе модернизации парка приборов учета электроэнергии в бытовом секторе области», утвержденную Постановлением Администрации Кемеровской области от 10 января 2002 года № 2.

Потребители при этом не просто платят за повышенный «технологически обоснованный расход электроэнергии», а как бы кредитуют работу ЭСО до доведения системы учета электроэнергии до нормативных требований.

Для ЭСО, в сетях, которых фактические потери электроэнергии составляют 20-25 %, дискуссия о том, какие погрешности приборов учета электроэнергии будут включены в норматив, допустимые или систематические носит непринципиальный характер.

От того, будут ли к расчетным техническим потерям 10-12 % прибавлены 0,5 или 2,5 %, проблема не станет менее острый. Все равно разница между

нормативом и фактом будет от 10 до 15 %, что в денежном выражении может составлять миллионы рублей прямых убытков в месяц.

Для снижения этих убытков и доведения фактических потерь до нормативного уровня необходима согласованная с РЭК долговременная программа снижения потерь, так как за один-два года снизить фактические потери вдвое практически невозможно. 90-95 % этого снижения необходимо будет обеспечить за счет уменьшения безучетной составляющей потерь.

В то же время не надо путать эту составляющую потерь с неплатежами из-за отсутствия средств, когда отпущенная электроэнергия учтена и зачисляется в долг абоненту.

ВЫВОДЫ

1. Анализ потерь в электрических распределительных сетях Кузбасса напряжением 10 (6,0) – 0,4 кВ показал, что фактический их уровень составляет 20-25% от объема отпущенной электроэнергии в сеть, из них учитываемых в 2004 г. РЭКом расчетных технических потерь для различных горэлектросетей – от 10,9% (Калтанская ГЭС) до 16,6% (Мариинская ГЭС). При этом в технические потери входят условно-постоянные и переменные потери.

2. Объемы безучетных

(коммерческих) потерь электроэнергии составляют от 2% до 9% и более от величины отпущенной электроэнергии в сеть, а структура состоит в основном из следующих составляющих:

- занижение полезного отпуска электроэнергии из-за недостатков энергосбытовой деятельности (ошибки при выставлении счетов, хищения электроэнергии);

- наличие «бесхозных» потребителей;

- неодновременность оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями.

3. Стратегический путь снижения коммерческих потерь – внедрение АСКУЭ не только на энергообъектах и у энергосистемных потребителей, но и у бытовых потребителей, совершенствование энергосбытовой деятельности и системы учета электроэнергии в целом. Очень важен в деле снижения потерь человеческий фактор. Передовой опыт показывает, что инвестиции в обучение персонала, его оснащение соответствующими приборами обнаружения хищений электроэнергии, транспортными средствами, вычислительной техникой и современными средствами связи окупаются за счет снижения потерь, как правило, быстрее, чем инвестиции в счетчики или установку компенсирующих устройств.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. Э. Воротницкий, М. А. Калинина. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. 2-е изд. - М.: ИПК госслужбы, 2001 г.
2. Правила учета электрической энергии. Утверждены Министерством топлива и энергетики РФ от 19. 09. 1996 г. и зарегистрированы в Министерстве РФ 24 октября 1996 г. № 1182.
3. Нормирование потерь в электроэнергетике. Постановление ФЭК РФ № 37-Э/1 от 14.05.2003 г.

□ Авторы статьи:

Огородников
Анатолий Владимирович
- ведущий специалист «Центр энергосбережения»

Никешин
Юрий Борисович
- эксперт ОАО «Кузбассэнергосервис»

Малахова
Татьяна Федоровна
- канд. техн. наук, доц. каф. электроснабжения горных и промышленных предприятий