

УДК 621.316

Кельбасс Сергей Витольдович – к.т.н., доцент (г. Алматы, Казахская академия транспорта и коммуникаций им. М.Тынышпаева)

Өтегенов Талуқанайбек Ұлыбекұлы – магистрант (г. Алматы , Казахская академия транспорта и коммуникаций им. М.Тынышпаева)

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ВИДЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны, задача состоит в определении их экономически обоснованного уровня. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до этого уровня - одно из важных направлений энергосбережения [1].

В течение всего периода с 1991 г. по 2012 г. суммарные потери в энергосистемах Казахстана росли и в абсолютном значении, и в процентах отпуска электроэнергии в сеть.

Рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики в целом. Основными из них являются: тенденция к концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях; непрерывный рост нагрузок электрических сетей, связанный с естественным ростом нагрузок потребителей и отставанием темпов прироста пропускной способности сети от темпов прироста потребления электроэнергии и генерирующих мощностей.

В связи со сложностью расчета потерь и наличием существенных погрешностей, в последнее время особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии.

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на снижение потерь, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии $\Delta W_{\text{Отч}}$ определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениями и т.д. Учитывая физическую природу и специфику методов определения количественных значений фактических потерь, они могут быть разделены на четыре составляющие:

1) *технические потери электроэнергии* ΔW_T , обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

2) *расход электроэнергии на собственные нужды подстанций* $\Delta W_{\text{СН}}$, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери) $\Delta W_{\text{Изм}}$;

4) *коммерческие потери* $\Delta W_{\text{К}}$, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих:

$$\Delta W_{\text{К}} = \Delta W_{\text{Отч}} - \Delta W_{\text{Т}} - \Delta W_{\text{СН}} - \Delta W_{\text{Изм}}. \quad (1)$$

Три первые составляющие структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином *технологические потери*. Четвертая составляющая - коммерческие потери - представляет собой воздействие "человеческого фактора" и включает в себя все его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть *физического и экономического* характера [1].

Сумму технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и коммерческих потерь можно назвать *физическими* потерями электроэнергии. Эти составляющие действительно связаны с физикой распределения энергии по сети. При этом первые две составляющие физических потерь относятся к технологии передачи электроэнергии по сетям, а третья - к технологии контроля количества переданной электроэнергии.

Экономика определяет *потери* как часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, произведенной на своих электростанциях и закупленной у других ее производителей. При этом зарегистрированный полезный отпуск электроэнергии здесь не только та его часть, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, т.е. потребление энергии зафиксировано. В отличие от этого реальные показания счетчиков, фиксирующих потребление энергии бытовыми абонентами, неизвестны. Полезный отпуск электроэнергии бытовым абонентам определяют непосредственно по поступившей за месяц оплате, поэтому к потерям относят всю неоплаченную энергию.

С точки зрения экономики расход электроэнергии на собственные нужды подстанций ничем не отличается от расхода в элементах сетей на передачу остальной части электроэнергии потребителям.

Недоучет объемов полезно отпущенной электроэнергии является такой же экономической потерей, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Таким образом, все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Технические потери электроэнергии можно представить следующими структурными составляющими:

нагрузочные потери в оборудовании подстанций. К ним относятся потери в линиях и силовых трансформаторах, а также потери в измерительных трансформаторах тока, высокочастотных заградителях (ВЗ) ВЧ - связи и токоограничивающих реакторах. Все эти элементы включаются в "рассечку" линии, т.е. последовательно, поэтому потери в них зависят от протекающей через них мощности.

потери холостого хода, включающие потери в электроэнергии в силовых трансформаторах, компенсирующих устройствах (КУ), трансформаторах напряжения,

счетчиках и устройствах присоединения ВЧ-связи, а также потери в изоляции кабельных линий.

климатические потери, включающие в себя два вида потерь: потери на корону и потери из-за токов утечки по изоляторам ВЛ и подстанций. Оба вида зависят от погодных условий.

Технические потери в электрических сетях энергоснабжающих организаций (энергосистем) должны рассчитываться по трем диапазонам напряжения:

- в питающих сетях высокого напряжения 35 кВ и выше;
- в распределительных сетях среднего напряжения 6 - 10 кВ;
- в распределительных сетях низкого напряжения 0,38 кВ.

Точное определение потерь за интервал времени T возможно при известных параметрах R (сопротивление проводника) и ΔP_x (потери мощности холостого хода) и функций времени $I(t)$ и $U(t)$ на всем интервале. Параметры R и ΔP_x обычно известны, и в расчетах их считают постоянными [1]. Но при этом сопротивление проводника зависит от температуры.

Информация о режимных параметрах $I(t)$ и $U(t)$ имеется обычно лишь для 10 дней контрольных замеров. На большинстве подстанций без обслуживающего персонала они регистрируются 3 раза за контрольные сутки. Эта информация является неполной и ограничено достоверной, так как замеры проводятся аппаратурой с определенным классом точности и не одновременно на всех подстанциях.

По особенностям схем и режимов электрических сетей и информационной обеспеченности расчетов выделяют пять групп сетей, расчет потерь электроэнергии в которых производят различными методами [2]:

→ транзитные электрические сети 220 кВ и выше (межсистемные связи), через которые осуществляется обмен мощностью между энергосистемами. Для транзитных электрических сетей характерно наличие нагрузок, переменных по значению, а часто и по знаку (реверсивные потоки мощности). Параметры режимов этих сетей обычно измеряются ежечасно.

→ замкнутые электрические сети 110 кВ и выше, практически не участвующие в обмене мощностью между энергосистемами;

→ разомкнутые (радиальные) электрические сети 35-150 кВ. Для питающих электрических сетей 110 кВ и выше и разомкнутых распределительных сетей 35-150 кВ параметры режима измеряются в дни контрольных замеров (характерные зимний и летний дни). Разомкнутые сети 35-150 кВ выделяются в отдельную группу в связи с возможностью проведения расчетов потерь в них отдельно от расчетов потерь в замкнутой сети.

→ распределительные электрические сети 6-10 кВ. Для разомкнутых сетей 6-10 кВ известны нагрузки на головном участке каждой линии (в виде электроэнергии или тока).

→ распределительные электрические сети 0,38 кВ. Для электрических сетей 0,38 кВ имеются лишь данные эпизодических замеров суммарной нагрузки в виде токов фаз и потерь напряжения в сети. В соответствии с изложенным для сетей различного назначения рекомендуются следующие методы расчета [2].

Методы поэлементных расчетов рекомендуются как предпочтительные для отдельных линий и трансформаторов, потери в которых существенно зависят от транзитных перетоков.

Методы характерных режимов рекомендуются для расчета потерь в системообразующей и транзитной сети при наличии телеинформации о нагрузках узлов, периодически передаваемой в ВЦ энергосистемы. Оба метода - поэлементных расчетов и характерных режимов - основаны на оперативных расчетах потерь мощности в сети или ее элементах. Методы характерных суток и числа часов наибольших потерь могут использоваться для расчета потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше

самобалансирующихся энергосистем и в разомкнутых сетях 6-150 кВ. Методы средних нагрузок применимы при относительно однородных графиках нагрузки узлов. Они рекомендуются как предпочтительные для разомкнутых сетей 6-150 кВ при наличии данных об электроэнергии, пропущенной за рассматриваемый период по головному участку сети. Отсутствие данных о нагрузках узлов сети заставляет предполагать их однородность.

Статистические методы рекомендуются как предпочтительные для определения потерь в сетях 0,38 кВ.

Все методы, применимые к расчетам потерь в сетях более высоких напряжений, при наличии соответствующей информации могут использоваться для расчета потерь и в сетях более низких напряжений.

Выводы. В данной статье рассмотрены основные механизмы реального снижения коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Так, необходимыми условиями для снижения коммерческих потерь являются автоматизация учета электроэнергии и привязка потребителей к динамической модели электрической сети, а также более широкий охват сетей 0,4-6(10) средствами технического учета электрической энергии. Также обозначены методы потери электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях.- М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176с.
2. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 280с.
3. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 368с.
4. Бекбаев А.Б., Арынов А.К., Кенжебеков Д.А. Анализ методов по снижению потерь энергии в электрических сетях / Тр.Международной конференции «Высокие технологии – залог устойчивого развития». Алматы. 2011.с.339-343