

ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА КОРОНУ ПО ДАННЫМ ТЕЛЕМЕТРИИ

Л.А. Беляева, Б.Г. Булатов
г. Челябинск, ЮУрГУ

Рассмотрены вопросы определения потерь электроэнергии с учетом короны в темпе процесса, проведена оценка погрешностей, для ЛЭП-500 определены зависимости потерь мощности от напряжения для разных нагрузок и погодных условий.

Годовые потери электроэнергии на корону в электрических сетях РФ составляют более 4 млрд кВт·ч [1]. Они зависят от уровня рабочего напряжения сети, сечения проводов и конструкции фазы, но главным образом от погодных условий. Потери на корону при тумане и изморози возрастают в десятки раз по сравнению с потерями при хорошей погоде. Удельные потери на корону при различных климатических условиях получены экспериментальными методами и приведены в соответствующих таблицах справочников и руководящих указаний по учету потерь на корону.

Основная доля потерь на корону приходится на сети 500 кВ, особенно на Урале, где они составляют основу магистральной сети. Заметный вклад вносят и линии 220 кВ.

В отличие от нагрузочных потерь потери на корону имеют другую природу и определяются особенностями работы воздушной изоляции линий электропередач. Особый характер имеют и мероприятия, направленные на снижение потерь на корону, основу которых составляют различные методы регулирования рабочего напряжения сети. Очевидно в условиях рынка и компенсация затрат на потери энергии за счет короны должна формироваться по иным правилам, нежели для нагрузочных потерь. Законом «Об электроэнергетике», определено, что сетевые компании оплачивают потери электроэнергии в своих сетях за исключением тех потерь, которые зависят от нагрузки и включены в условные цены на электроэнергию. Коммерческие и условно-постоянные технологические потери, в том числе и потери на корону, оплачивают РСК. Источником средств для оплаты этой составляющей потерь является сетевой тариф, собираемый с потребителей. Норматив на потери устанавливается службами по тарифам и все отклонения от него включаются в прибыль или в убытки, что и должно определять заинтересованность сетевых компаний в снижении потерь. Сегодня разработаны различные методы оценки и снижения нагрузочных потерь в электрических сетях 110–6,10 кВ.

В отличие от нагрузочной составляющей потерь электроэнергии потери на корону требуют дальнейших исследований и совершенствования методики учета. Основные погодные факторы,

решающим образом влияющие на величину потерь электроэнергии, не имеют четких границ при идентификации, что снижает достоверность расчетных методов.

В рыночных условиях становится актуальной задача оценки фактических потерь на корону в темпе процесса. Сегодня для её решения в сетях 220–500 кВ есть необходимая информационная база: все объекты сети оснащены средствами измерения параметров режима и устройствами телемеханики, активно внедряются системы автоматизации коммерческого учета электроэнергии. В ОИК АСДУ постоянно поступает телеинформация о параметрах режима по концам каждой ЛЭП и по каждому автотрансформатору. В этих условиях методика определения потерь на корону очевидна. По телеизмерениям активной мощности или по данным расхода электроэнергии по концам ЛЭП для принятого временного интервала Δt определяются общие потери мощности в ЛЭП. Потери, зависящие от нагрузки можно определить расчетом по П-образной схеме замещения, используя параметры телеизмерений. Потери на корону определяются как разность замеренных общих потерь в ветви и рассчитанных нагрузочных.

Оценим погрешности определения потерь на корону на примере конкретной ЛЭП-500. Эта линия выполнена проводом ЗАСО-330, имеет длину 186,6 км, параметры схемы замещения: $R=5,41$ Ом, $X=57,47$ Ом, $B=6,72 \cdot 10^{-4}$ См. Активная проводимость G зависит от погодных условий и определяется по табличным потерям на корону. По данным [1] удельные потери мощности на корону для линии при хорошей погоде составляют 2,8 кВт/км, в сухой снег – 11,0 кВт/км, в дождь – 36 кВт/км и при изморози – 96 кВт/км. При среднегодовых удельных потерях 9,0 кВт/км для ЛЭП-500 проводимость линии $G=6,718 \cdot 10^{-6}$ См.

Для оценки погрешностей разделения потерь в линии сформируем расчетом эталонный режим при известных погодных условиях и данных телеметрии в конце передачи $P_2=230$ МВт, $Q_2=100$ МВАр, $U_2=516$ кВ.

Определение параметров режима проведем с учетом распределенного характера параметров

линии. Волновое сопротивление линии и коэффициент распространения

$$Z_B = \sqrt{Z/Y} = \sqrt{(5,41 + j57,47)/(6,718 \cdot 10^{-6} + j6,72 \cdot 10^{-4})} = 292,8 + j12,3 \text{ Ом};$$

$$\gamma = \sqrt{Z \cdot Y} = \beta_0 \cdot L + j\alpha_0 \cdot L = 0,0102 + j0,1967.$$

При известных параметрах режима в конце линии напряжение и ток в начале её определяются, как известно, по выражениям:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cdot \operatorname{ch} \gamma_0 L + \dot{I}_2 \cdot Z_B \cdot \operatorname{sh} \gamma_0 L; \\ \dot{I}_1 &= \dot{U}_2 / Z_B \cdot \operatorname{sh} \gamma_0 L + \dot{I}_2 \cdot \operatorname{sh} \gamma_0 L. \end{aligned} \quad (1)$$

При токе I_2 в конце линии, определяемом расчётом по данным телеметрии $\sqrt{3} \cdot I_2 = \hat{S}_2 / U_2 = 445,7 + j193,8 \text{ А}$, расчёт по (1) даёт следующие результаты:

$$\dot{U}_1 = 519,52 + j25,45; \quad |U_1| = 520,15 \text{ кВ};$$

$$\sqrt{3} \cdot \dot{I}_1 = 440,8 + j155,3 \text{ А}; \quad P_1 = 232,941 \text{ МВт};$$

$$Q = -69,49 \text{ МВАр}.$$

Общие потери в линии, полученные по разности замеров мощностей P_1 и P_2 по концам линии, равны $\Delta P = 2,941 \text{ МВт}$.

Нагрузочные потери определим по формуле Г.Е. Поспелова [2]:

$$\begin{aligned} \Delta P_n &= \frac{S_2^2}{4 \cdot U_2^2} \cdot r_0 \cdot \left(\frac{\operatorname{sh} 2\beta L}{\beta} + \frac{\sin 2\alpha L}{\alpha} \right) + \\ &+ \frac{U_2^2}{4 \cdot Z_B^2} \cdot r_0 \cdot \left(\frac{\operatorname{sh} 2\beta L}{\beta} - \frac{\sin 2\alpha L}{\alpha} \right) + \\ &+ \frac{P_2 \cdot Z_B - Q_2 \cdot X_B}{2 \cdot \beta \cdot Z_B^2} \cdot r_0 \cdot (\operatorname{ch} 2\beta L - 1) - \\ &- \frac{Q_2 \cdot Z_B + P_2 \cdot X_B}{2 \cdot \alpha \cdot Z_B^2} \cdot r_0 \cdot (1 - \cos 2\alpha L). \end{aligned} \quad (2)$$

После подстановки всех параметров получим значение потерь $\Delta P_n = 1,1977 \text{ МВт}$, что позволяет определить точное значение потерь на корону:

$$\Delta P_k = 2,941 - 1,1978 = 1,743 \text{ МВт}.$$

Оценим погрешность разделения потерь на составляющие расчётом режима по П-образной схеме замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами, полагая, что параметры ЛЭП и необходимые параметры режима известны и достоверны.

Расчёт нагрузочных потерь проводим по следующему алгоритму: определяем зарядную мощность в конце ЛЭП, поток на выходе продольного сопротивления схемы замещения и потери в нем, равные $\Delta P = 1,077 \text{ МВт}$. Потери на корону определяются по балансу

$$\Delta P_k = P_1 - P_2 - \Delta P = 532,94 - 530 - 1,077 = 1,863 \text{ МВт}.$$

Погрешность составляет

$$\delta = \frac{1,863 - 1,743}{1,743} \cdot 100 = 7\%.$$

Для контроля достоверности телеизмерений по концам ЛЭП можно расчётом определить напряжение в начале линии в кВ

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + (P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X)/U_2)^2 + ((P_2 \cdot X - Q_2 \cdot R)/U_2)^2} = |519,7 + j25,5| = 520,3.$$

и сравнить результат с телеизмерением. Совпадение результатов может служить мерой доверия к телеметрии и выявления при необходимости неисправного канала.

При оценке потерь на корону необходимо учитывать погрешности устройств и каналов телеметрии и измерительных трактов систем учета электроэнергии, температурные изменения активных сопротивлений ЛЭП, ошибки квантования, ошибки усреднения режима, определяемые циклическостью расчёта потерь на корону

Оценим ошибку квантования, полагая, что используемые для расчёта потерь режимные параметры U_2 и Q_2 измеряются средствами телемеханики, а мощности P_1 и P_2 определяются по данным АСКУЭ достаточно точно.

В этом случае при $I_n = 2000 \text{ А}$ трансформатора тока и вторичном преобразователе напряжения типа Е-855/1 при использовании 8-разрядного АЦП возможные масштабы квантов по мощности и напряжению составят

$$m_s = 6,77 \text{ МВА/квант} \quad \text{и} \quad m_u = 2,05 \text{ кВ/квант}.$$

При этом значения параметров режима в оперативно-информационном комплексе будут приняты равными $Q_2 = 94,8 \text{ МВАр}$ и $U_2 = 514,5 \text{ кВ}$, и расчётная оценка нагрузочных потерь и потерь на корону не выйдет за пределы 10 %.

Использование данных телеметрии для определения потоков активной мощности и оценки общих потерь в ЛЭП неприемлемо, т.к. погрешность квантования в этом режиме почти в три раза превышает величину потерь.

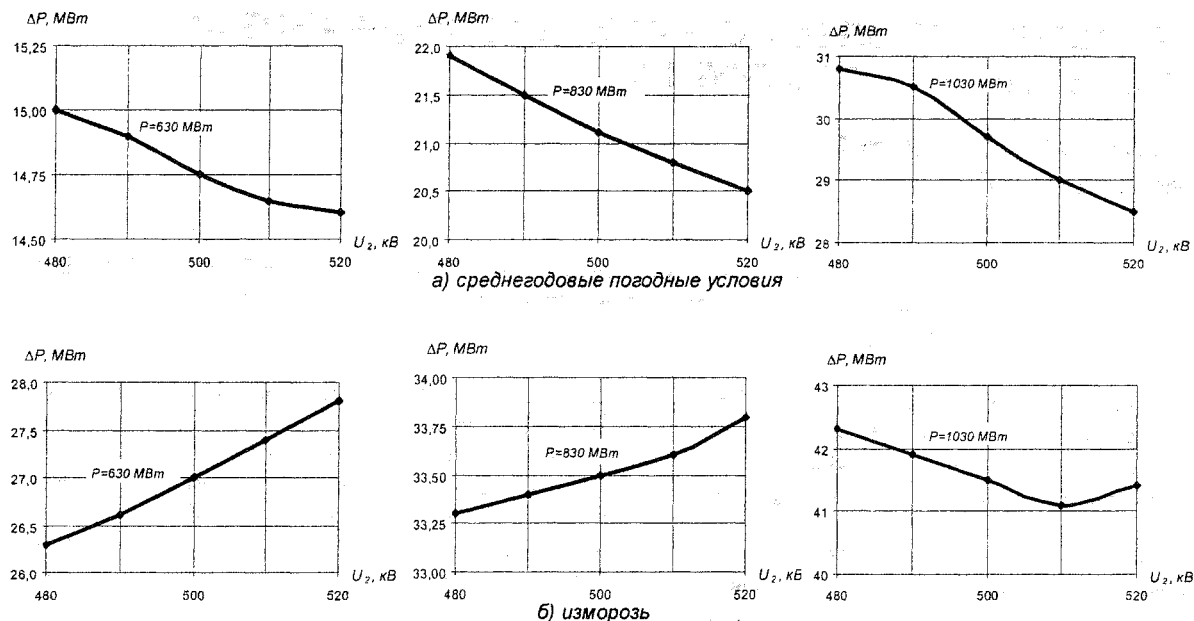
При мониторинге потерь на корону можно учесть также влияние изменений температуры на величину активного сопротивления линии для более точного определения нагрузочных потерь [2].

Погрешности оценки потерь на корону, связанные с циклическостью расчёта, определяются динамикой изменения режима передачи и, в первую очередь, напряжения.

Изменение напряжения передачи решающим образом влияет на эффективность режима.

На рисунке приведены зависимости общих потерь в линии от напряжения для разных передаваемых мощностей при среднегодовых погодных условиях и при самых неблагоприятных (изморозь).

В первом случае доля потерь на корону мала и общие потери определяются в основном нагрузоч-



Потери мощности при разных нагрузках

ной составляющей, что приводит к снижению потерь при росте напряжения передачи во всем диапазоне передаваемых мощностей. При плохой погоде в режимах малых нагрузок, когда потери на корону выше нагрузочных, оптимальные режимы находятся на нижней границе области допустимых напряжений. Лишь с ростом передаваемой мощности уровень оптимального напряжения перемещается в допустимую область.

В этих условиях оптимальное управление режимом передачи может дать значительный эффект за счет снижения потерь электроэнергии. Для целей регулирования напряжения могут использоваться отдельные устройства гибкого управления режимами линий переменного тока (FAST) [4] или автотрансформаторы с РПН [5], позволяющие за счет принудительного распределения потоков мощности в контурах влиять на режим напряжения.

Литература

1 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов /

Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 280 с.

2. Поспелов, Г.Е. АСУ и оптимизация режимов энергосистем/ Г.Е. Поспелов, В.В. Керного. – Минск, «Вышэйш. школа», 1977 – 320 с.

3. Герасименко, А.А. Учет внутримесячного хода температуры проводов воздушных линий и электропотребления при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях/ А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Энергосистема: управление, качество, безопасность: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001. 496 с.

4. Воропай, Н.И. Координированное противоаварийное управление нагрузкой и устройствами FAST / Н.И. Воропай, П.В. Этингер, А.С. Удалов и др. // Электричество. – 2005. – №10. – С. 25–37

5. Булатов, Б.Г. Мероприятия по экономии потерь электроэнергии в электрических сетях с учетом короны / Б.Г. Булатов, Л.А. Лежнева // Энергетика, управление, качество и эффективность: сборник трудов второй Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск, 2000.

Беляева Лариса Александровна в 1998 г. окончила Южно-Уральский государственный университет. Преподаватель кафедры «Электрические станции, сети и системы» ЮУрГУ.

Булатов Борис Георгиевич в 1961 г. окончил Челябинский политехнический институт. Доцент, кандидат техн. наук, профессор кафедры «Электрические станции, сети и системы» ЮУрГУ.