

УДК 621.3.017 (575.2) (04)

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
НА ЕЕ ПЕРЕДАЧУ В СЕТЯХ 110–500 кВ
ОАО “НЭС КЫРГЫЗСТАНА”**

Ю.П. Симаков – канд. техн. наук, доц.

Н.В. Вишнев – аспирант

Decrease of energy losses in electrical circuit is the most important problem in a system of power supply. Energy losses structure is reviewed in this article paying a special attention to main problems as calculation, analysis and regulation of energy losses in circuits of 100–500 kw.

В последние годы наблюдается устойчивый рост потерь электроэнергии во многих (если не в большинстве) энергосистем стран СНГ. Мировой опыт показывает, что в странах с нестабильной экономикой имеет место увеличение потерь электроэнергии. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4–5%. В настоящее время повсеместно наблюдается превышение этого уровня в 1,5–4 раза, что на фоне происходящих изменений хозяйственного механизма в энергетике, кризиса экономики в стране поставило задачу снижения потерь электроэнергии в электрических сетях на одну из передовых позиций в обеспечении экономической стабильности энергетики. Решение этой задачи требует всестороннего анализа структуры потерь электроэнергии и определения влияющих на потери факторов.

За последние годы энергетика Кыргызстана претерпела глубокие изменения, связанные с реструктуризацией и экономическим делением, следствием которого стало образование нескольких предприятий с различными задачами и формами собственности.

В настоящее время технологический расход электроэнергии на ее передачу (далее потери электроэнергии) в сетях 110–500 кВ ОАО “НЭС Кыргызстана” находится на уровне 9–10% от поступления в сеть. Отчетные данные о потерях в сетях ОАО “НЭС Кыргызстана” за 2000–2002 гг. представлены в табл. 1.

Таблица 1

Фактические потери электроэнергии в сетях 110–500 кВ ОАО “НЭС Кыргызстана”

2000 г.		2001 г.		2002 г.	
млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%	млн. кВт.ч	%
1246,5	8,3	1326,6	9,7	1175,0	10,03

Структура потерь электроэнергии. Процесс формирования показателя “потери электроэнергии” начинается с измерения электроэнергии, поступившей в сеть, отпущенной в сети граничащих энергосистем и полезно отпущенной потребителям. При этом определяются так называемые фактические или отчетные потери. Составляющие отчетных потерь электроэнергии могут быть выделены по разным критериям:

- характеру потерь (постоянные, переменные);
 - классам напряжения электрических сетей;
 - группам элементов;
 - производственным подразделениям и т.д.
- Фактические потери в сетях 110–500 кВ могут быть разбиты на три укрупненных составляющих, каждая из которых имеет свою физическую природу [1]:

1. Технические потери электроэнергии – ΔW_m , обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах электрических сетей.

2. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – ΔW_{nc} , необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

3. Недоучет электроэнергии – ΔW_y , обусловленный отрицательными погрешностями приборов ее учета у потребителей по сравнению с аналогичными погрешностями приборов, фиксирующих ее поступления в сеть.

Для фактических потерь в сетях 110–500 кВ справедливо выражение:

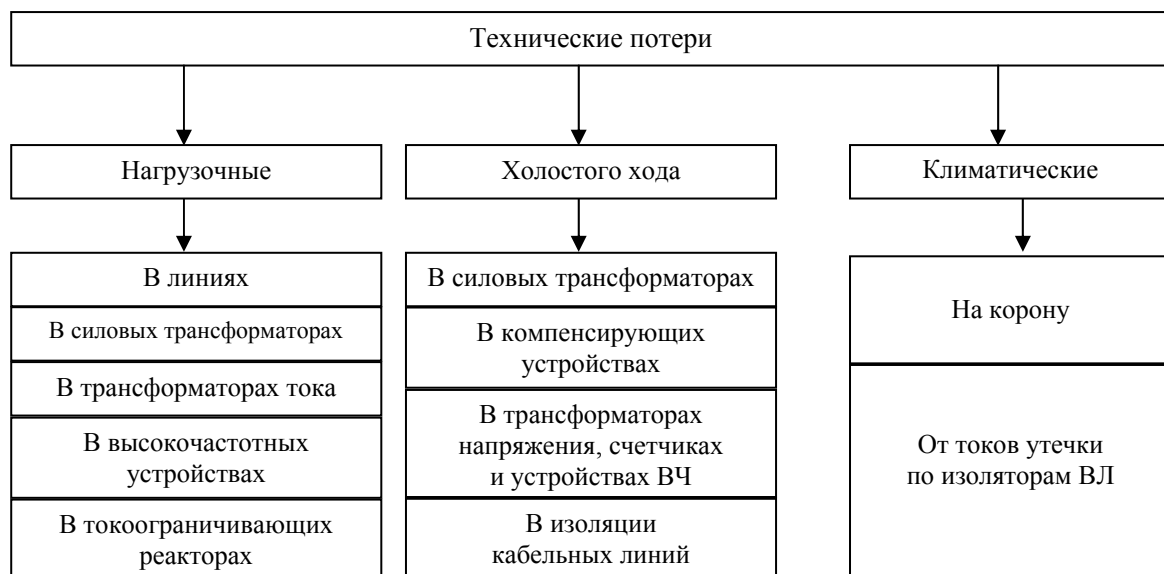
$$\Delta W_{\phi} = \Delta W_m + \Delta W_{nc} + \Delta W_y. \quad (1)$$

Сумму перечисленных трех составляющих, обусловленных технологией производственного процесса передачи электроэнергии, а также ее учета можно назвать технологическими потерями. Очевидно, что каждая из перечисленных выше составляющих имеет более детальную структуру [2].

Наиболее сложную структуру имеют технические потери (см. рисунок), представляющие собой сумму потерь в сотнях и тысячах элементов сети.

Технические потери могут быть рассчитаны на основании известных законов электротехники, так как все составляющие имеют математические описания и алгоритмы расчета. Применение известных методов оптимизации позволяет количественно определить их экономически обоснованный уровень и оценить имеющиеся возможности снижения.

В номенклатуру собственных нужд подстанций входит потребление электроэнергии на цели обеспечения стабильной работы энергооборудования и персонала. Полный перечень категорий собственных нужд приведен в [3].



Структура технических потерь электроэнергии в сетях 110–500 кВ.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд. Имеется нормативный документ, устанавливающий нормы расхода [3], однако он давно требует переработки.

Отрицательные погрешности приборов учета и, как следствие, занижение полезного отпуска электроэнергии складываются из по-

грешностей трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН), счетчиков и соединительных проводов (кабелей), как составляющих измерительного комплекса [4].

Структура потерь АО “Кыргызэнерго” – ОАО “НЭС Кыргызстана” за 2000–2002 гг. приведена в табл. 2.

Таблица 2

Структура потерь электроэнергии, млн. кВт.ч
2000 г.

Элементы структуры		500–220	110–35	6–10–0,4	Сумма потерь
ВЛ	Нагрузочные	504,0	410,3	683,0	1597,3
	На корону	178,0	–	–	178,0
Трансформаторы	Нагрузочные	88,0	131,4	95,0	317,4
	Холостого хода	59,4	103,8	75,0	238,2
С.Н подстанций		10,0	16,2	–	26,2
СК, БСК, реакторы		5,4	–	9,6	15,0
Технические потери		850,2	661,7	865,6	2377,5
% от суммы потерь		35,76	27,83	36,41	100

2001 г.

Элементы структуры		500–220	110–35	6–10–0,4	Сумма потерь
ВЛ	Нагрузочные	564,0	392,2	825,2	1781,4
	На корону	188,0	–	–	188,0
Трансформаторы	Нагрузочные	117,8	112,3	132,0	362,1
	Холостого хода	66,1	90,5	75,6	232,2
С.Н подстанций		10,0	16,5	–	26,5
СК, БСК, реакторы		5,4	–	9,6	15,0
Технические потери		951,3	611,5	1024,4	2605,2
% от суммы потерь		36,51	23,47	4,02	100

2002 г.

Элементы структуры		500–220	110	Сумма потерь
ВЛ	Нагрузочные	485,5	218,7	704,2
	На корону	168,4	–	168,4
Трансформаторы	Нагрузочные	85,7	73,9	159,6
	Холостого хода	55,9	57,7	113,6
С.Н подстанций		6,0	8,2	14,2
СК, БСК, реакторы		5,4	9,6	15,0
Технические потери		806,9	368,1	1175,0
% от суммы потерь		68,7	31,3	100

Анализ показал, что при общей величине потерь электроэнергии 8–10% большая их часть (5–6%) приходится на долю системных линий 220–500 кВ и только 3–4% – на долю сетей 110 кВ предприятий высоковольтных электрических сетей (ПВЭС). Такое положение объясняется принятой субъективной методикой определения отчетных потерь балансовым методом, в соответствии с которой системные линии 220–500 кВ были выделены, по существу, в отдельную структурную единицу. При этом потери электроэнергии, обусловленные недоучетом на границах с распределительными компаниями и “границах” с предприятиями высоковольтных электрических сетей, небалансами на подстанциях и т.п., автоматически относились к потерям в сети 220–500 кВ. В настоящее время руководством “НЭС Кыргызстана” принято решение об отнесении линий 220–500 кВ на баланс предприятий высоковольтных электрических сетей в соответствии с балансовой принадлежностью, что позволит более качественно оценить потери электроэнергии по уровням напряжений.

Для определения фактического уровня потерь необходим расчет каждой составляющей (1). Наиболее трудоемкой является задача расчета технических потерь, точность расчета которых находится в прямой зависимости от применяемых методов. При этом расчет нагрузочных потерь наиболее сложен, так как учитывает большое количество факторов, влияющих на потери.

Методы расчета нагрузочных потерь:

- оперативные – на основании данных телеизмерений в темпе процесса;
- аналитические – при ограниченном числе режимов и интегрирующих множителей;
- оценочные – при использовании обобщенных формул и данных о схемах сетей.

Особенность расчета технических потерь состоит в сложности оценки их достоверности контролирующими органами, так как для этого необходимы знания электротехники. Выходом из сложившейся ситуации является использование характеристик технических потерь (ХТП), которые учитывают широкий спектр факторов, определяющих потери электроэнергии. Параметры ХТП достаточно стабильны. Поэтому однажды рассчитанные, проверенные экспертами, утвержденные они могут доста-

точно долго использоваться для расчетов (пока не произойдет существенных изменений в схемах сетей). Характеристика технических потерь в общем виде представлена выражением [4]:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \sum_{j>1}^m A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^m B_i W_j + CD, \quad (2)$$

где m – число факторов; $W_{i(j)}$ – значения факторов (энергия, отпущенная или принятая за D дней расчетного периода); A, B, C – коэффициенты, определенные в процессе эквивалентирования сети и содержащие в “сжатом” виде сотни и тысячи элементов и влияющих факторов.

В настоящее время в ОАО “НЭС Кыргызстана” действует обобщенная нормативная характеристика, представленная в виде уравнения регрессии:

$$\Delta \mathcal{E} = (21,983 \pm 2,278) \exp(0,001246 * \mathcal{E}), \quad (3)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – потери электроэнергии определяются в зависимости от поступления электроэнергии; \mathcal{E} – сеть предприятия.

Характеристика получена на основании статистических данных и является основой, введенной в действие с 2002 г. «Временной методики по расчету норматива потерь электроэнергии в электрических сетях 110 – 500 кВ ОАО “НЭСК”». Данная характеристика позволяет оценить и обосновать потери электроэнергии, основываясь на ее поступлении в сеть предприятия. Недостатками характеристики являются:

- общая и оценочная для сетей 110–500 кВ ОАО “НЭСК”;
- основана на статистических данных, имеющих ограниченную степень достоверности;
- не учитывает влияние различных факторов (уровней напряжения, генерации отдельных станций, транзитных и реверсивных перетоков и т.д.).

Работа над совершенствованием нормативной характеристики в настоящее время продолжается.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, включаемый в состав фактических потерь, фиксируется счетчиками и определяется на основании отчетных данных энергоснабжающей организации. Его нормативное значение определяют на основании

расчета [3]. В нормативной характеристике эта составляющая потеря отражается постоянным числом.

Недоучет электроэнергии, обусловленный инструментальными погрешностями, определяется расчетом, на основании данных о метрологических характеристиках и условиях работы используемых приборов с применением теории вероятности и методов математической статистики. Пределы допустимой погрешности типового измерительного комплекса (ИК), состоящего из трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН), счетчика и соединительных проводов, определяются по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_c^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\phi\Sigma}^2}, \quad (4)$$

где δ_I , δ_U , δ_c – относительные погрешности ТТ, ТН и счетчика; δ_{θ} – потери напряжения во вторичной цепи ТН; δ_{θ} – относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН; $\delta_{\phi\Sigma}$ – суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха и т.д.); 1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов с помощью

эталонных устройств, имеющих свои погрешности и другие причины.

В настоящее время потери электроэнергии в ОАО “НЭС Кыргызстана” определяются балансовым методом, т.е. как разность между количеством электроэнергии, поступившей в сеть предприятия и полезно отпущенной потребителям (распределительным энергокомпаниям). Точность определения потерь балансовым методом находится в прямой зависимости от измерительных комплексов, используемых при учете электроэнергии. В ситуации, когда не представляется возможным провести модернизацию всех измерительных комплексов, необходимо при определении потерь учитывать их метрологическую составляющую. На сегодняшний день в ОАО “НЭС Кыргызстана” учет метрологической составляющей потерь электроэнергии не ведется, однако проводится работа над ее оценкой.

Анализ показал, что даже при укомплектовании измерительного комплекса счетчиками класса точности 0,2 и измерительными трансформаторами класса точности 0,5 погрешность может быть весьма существенной. В табл. 3 приведены результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса на ВЛ 220 кВ “Фрунзенская – Кара-Балта 1”. Расчет был выполнен по методике [5], на основании данных летних и зимних замеров параметра режима.

Таблица 3

Результаты расчета погрешности измерительного комплекса учета на ВЛ 220 кВ “Фрунзенская – Кара-Балта 1”, подстанции “Фрунзенская”

Замер	Составляющие погрешности										Погрешность ИК, %
	δ_I , %	θ_I , мин	δ_U , %	δ_{θ} , %	δ_{θ} , %	$\delta_{c.o.}$, %	$\delta_{o.p.}$, %	δ_{CU} , %	δ_{cf} , %	δ_{ct} , %	
Лето	0,9625	48,18	0,5	0,216	0,25	0,5	0	0,33	–	–	1,41
Зима	0,7108	42,73	0,5	0,701	0,25	0,5	0	0,33	–	–	1,42

Обозначения и исходные данные:

δ_I – токовая погрешность, ТТ;

δ_U – погрешность напряжения, ТН;

$\delta_{c.o.}$ – основная погрешность счетчика;

δ_{θ} – потери из-за потери в линии присоединения счетчика к ТН приняты равными 0,25% (допустимая в ПУЭ);

δ_{θ} – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН;

$\delta_{o.p.}$ – погрешность определения разности показаний счетчика;

δ_{CU} – погрешность влияния отклонений напряжения (изменение напряжения 230–248 кВ);

$\delta_{cf} = 0, \delta_{ct} = 0$ – приняты равными “0”, так как нет данных по отклонениям частоты и температуры;

$\cos\phi = 0,89$ – зимний замер; $\cos\phi = 0,99$ – летний замер.

Допустимая погрешность по [6] – $\pm 1,4\%$.

Полученные результаты показывают, что даже при использовании счетчиков и измерительных трансформаторов высокого класса точности, результирующая погрешность на 0,01–0,02% превысила допустимую. В данном случае существенными влияющими факторами явились:

- нагрузка ТТ (0,03 I_n – летом и 0,32 I_n – зимой);
- коэффициент мощности;
- отклонение напряжения (5% – зимой и 12% – летом).

Однако при определении структуры потерь энергоснабжающей организации в целом невозможно ориентироваться на наличие таких данных для сотен и тысяч точек учета и приходится учитывать усредненную оценку их возможных погрешностей. В нормативной характеристике эта составляющая отражается постоянным числом.

Для расчета технических потерь желательно, а в некоторых случаях даже необходимо применение современных программных комплексов.

Как известно, величина потерь электроэнергии является одной из составляющих тарифа электроэнергии. В связи с этим необходимо определение нормативной величины потерь электроэнергии.

Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях – это экономически обоснованный и документально подтвержденный технологический расход электроэнергии при ее транспортировке, направленный на получение дохода энергоснабжающих организаций [7]. У каждого из составляющих (1) есть свое оптимальное значение, соответствующее минимуму целевой функции, включающей стоимость потерь и затраты на их снижение [2]. Нормирование потерь в современных условиях должно явиться организационным инстру-

ментом стимулирования сетевых и энергоснабжающих организаций к проведению экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь, направленных на снижение темпов роста тарифов на электроэнергию. Нормирование потерь должно базироваться на результатах расчетов потерь и на современном этапе реформирования электроэнергетики приобретает решающее значение в планировании бюджета энергоснабжающих организаций и тарифообразующей политики государства.

Литература

1. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов // Электрические станции. – 2001. – № 9.
2. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: НЦ “Энас”, 2002.
3. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–500 кВ. – М.: Союзтехэнерго, 1981.
4. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии // Электрические станции. – 2002. – № 2.
5. РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. – М.: РАО “ЕЭС России”, 1997.
6. РД 34.11.321-96. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций. – М.: РАО “ЕЭС России”, 1996.
7. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2002 // Сб. докл. международн. научн.-техн. семинара, 18–22 ноября 2002 г. – М.: НЦ “Энас”, 2002.