

Симаков Ю.П., Вишнёв Н.В.

НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ 110-500 кВ ТАЛАСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «НАЦИОНАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ КЫРГЫЗСТАНА»

Yu.P. Simakov, N.V. Vishnev

RATIONING OF ELECTRICITY LOSSES IN NETWORKS 110-500 kV TALAS COMPANY OF HIGH-VOLTAGE ELECTRICAL NETWORKS OPEN JOINT STOCK COMPANY «NATIONAL ELECTRICAL GRID OF KYRGYZSTAN»

УДК: 621.3.017

В настоящее время проблема возросших потерь электроэнергии является одной из наиболее животрепещущих для энергосистемы Кыргызстана. В статье поднимаются основные вопросы расчета, анализа и нормирования технологического расхода электроэнергии на ее передачу в сети 110-500 кВ Таласского предприятия высоковольтных электрических сетей ОАО «Национальная Электрическая Сеть Кыргызстана»

Decrease of the energy losses in electrical circuit is the most important problem in power supply system of our country. Energy losses structure review was made in this article accenting main problems such as calculation, analysis and regulation of energy losses in circuits 110-500 kV Talas high-voltage plant of JSC «National Grid of Kyrgyzstan».

В современных рыночных условиях одним из важнейших показателей, формирующих взаимоотношения между производителями, поставщиками и потребителями электроэнергии является ее цена – тариф. Тариф на электроэнергию включает в себя не только затраты на производство, но и на транспортировку электроэнергии. Для того чтобы тариф был экономически обоснован, каждая его составляющая, в том числе и та, которая отражает потери электроэнергии при передаче ее до потребителя так же нуждается в жестком экономическом обосновании. Для строгого технико-экономического обоснования уровня потерь электроэнергии существует процедура **нормирования потерь электроэнергии** в электрических сетях.

Различают два значения норматива [1]:

- **прогнозируемое (перспективное)** - определенное по прогнозируемым нагрузкам.
- **фактическое (текущее)** - определенное в конце периода по состоявшимся нагрузкам.

Нормирование технологических потерь электроэнергии основано на расчете и анализе каждой составляющей структуры потерь.

В понятие технологических потерь для сети 110-500 кВ традиционно включают [1]:

- технические потери;
- потери на собственные нужды подстанций и плавку гололеда;
- потери от недоучета электроэнергии, обусловленного погрешностями системы учета.

При этом, наиболее сложным является расчет технических потерь электроэнергии, так как требует обширных знаний законов электротехники. Соответственно оценка точности расчетов для контролирующей органов, персонал которых не обладает полной информацией и специальными навыками весьма затруднителен. Выходом из сложившейся ситуации является использование нормативных характеристик технических потерь (НХТП), которые учитывают широкий спектр факторов, определяющих потери электроэнергии. Параметры НХТП достаточно стабильны. Поэтому однажды рассчитанные, проверенные экспертами, утвержденные они могут достаточно долго использоваться для расчетов (пока не произойдет существенных изменений в схемах сетей).

Характеристика технических потерь в общем виде представлена выражением [1]:

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

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 содержащиеся в «сжатом» виде сотни и тысячи элементов и влияющих факторов.

Степень обобщенности нормативных характеристик зависит как от возлагаемых на них задач, так и от уровня организации, применяющей ее [1,2].

Задача расчета перспективного норматива потерь электроэнергии для ОАО «НЭС Кыргызстана»

является наиболее важной, так как данный показатель учитывается при расчете тарифа на электроэнергию. Перспективный норматив определяется по прогнозируемой структуре баланса, многие факторы которого могут быть либо не определены из-за ограниченного объема прогнозной информации, либо быть очень загрубленными.

Для ОАО «НЭС Кыргызстана», при тесной интеграции в ОЭС ЦА и Казахстана не менее значимым является то, что затруднен обмен информацией о режиме работы сети соседних Республик (годовых графиках ремонта оборудования, загрузки станций, объемах экспортируемой и импортируемой электроэнергии), а часть перечисленной информации является вообще коммерчески закрытой. По этому предугадать естественное потокораспределение ОЭС ЦА и Казахстана – на весь период регулирования норматива задача невыполнимая в наших условиях. Для небольших энергокомпаний без значительных объемов транзитов, а так же изолированных сетей достаточно учитывать факторы поступления электроэнергии в сети различных ступеней напряжения. Рассмотрим разработку НХТП отдельно взятой небольшой энергокомпаний на примере Таласского предприятия высоковольтных электрических сетей.

Естественно в этом случае применение НХТП с влияющими факторами, выходящими за рамки прогнозного баланса будет вызывать дополнительные вопросы со стороны контролирующих органов, а в ряде случаев вообще невозможно. В такой ситуации

требуется оптимальное обобщение информации и выделение основных влияющих на потери факторов, участвующих в балансе. При росте степени обобщения в НХТП естественно растет интервал неопределенности при расчете норматива по ней.

Общая характеристика сетей Таласского ПВЭС:

1. На балансе Таласского предприятия высоковольтных электрических сетей (ТПВЭС) находится 14 подстанций и 498 км линий электропередачи напряжением 110-500 кВ.

2. В состав сети 500 кВ входит только автотрансформатор 500/220/10 кВ подстанции «Тулбердиева», мощностью 225 МВА;

3. Сеть 220 кВ представляет собой одну линию электропередачи 220 кВ «Тулбердиева - Семетей» протяженностью 73 км и автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА подстанции «Семетей». Характерная особенность ВЛ 220 кВ «Тулбердиева»- «Семетей» - прохождение ее трассы в сложных горных условиях с высотами 1500-2500 м над уровнем моря.

Согласно структуре баланса, электроэнергия поступает в Таласское ПВЭС:

- из Чуйского предприятия высоковольтных электрических сетей (отбором мощности через автотрансформатор ПС «Тулбердиева» из ВЛ 500 кВ).
- из сетей Казахстана по двум линиям 110 кВ.

Структурная схема баланса ТПВЭС представлена на рисунке 1.

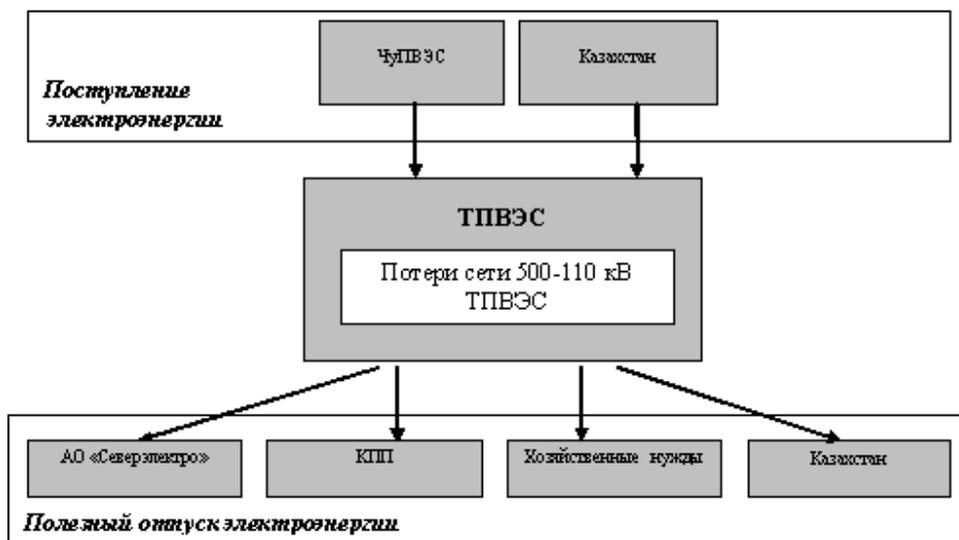


Рис. 1 Структура баланса Таласского ПВЭС

Исходя из вышперечисленных особенностей и существующей балансовой структуры можно выделить основные влияющие на потери электроэнергии

факторы, которые необходимо учесть при разработке НХТП Таласского ПВЭС:

1. поступление электроэнергии в сеть в сеть 500 кВ
2. поступление электроэнергии в сеть 220 кВ

3. поступление электроэнергии в сеть 110 кВ

а) из сети 220 кВ Таласского ПВЭС

б) из сетей Казахстана (110 кВ)

Аппроксимируя совокупность отчетных и расчетных данных за период 2003-2005 годов, нормативная характеристика потерь в сети 500 кВ Таласского ПВЭС с учетом интервальной оценки [3] имеет вид:

$$\Delta W_{ТПВЭС-500} = 182,5 + (0,0671 \pm \pm 0,0076)(W_{П(ТПВЭС)} - W_{(ТПВЭС-КАЗ)})^{1,54027 \pm 0,0154}$$

(3)

где

$\Delta W_{ТПВЭС-500}$ – потери электроэнергии в сети 500 кВ ТПВЭС, тыс кВт.ч;

$W_{П(ТПВЭС)}$ – общее поступление в сеть Таласского ПВЭС, млн. кВт.ч;

$W_{(ТПВЭС-КАЗ)}$ – поступление электроэнергии из Казахстана в сеть 110 кВ Таласского ПВЭС, млн. кВт.ч.

Нормативная характеристика потерь в сети 220 кВ Таласского ПВЭС представлена уравнением регрессии:

$$\Delta W_{ТПВЭС-220} = 447,66 K_1 + (0,7622 \pm 0,0636) \cdot W_{П(ТПВЭС-220)}^{(1,69487 \pm 0,009)}$$

$W_{П(ТПВЭС-220)}$ – поступление электроэнергии в сеть 220 кВ ТПВЭС, млн. кВт.ч

$$W_{П(ТПВЭС-220)} = W_{П(ТПВЭС)} - W_{(ТПВЭС-КАЗ)}$$

K_1 – сезонный коэффициент коррекции потерь электроэнергии на корону, равный 0,8 для месяцев 2,3 кварталов и 1,2 для месяцев 1,4 кварталов

Нормативная характеристика потерь в сети 110 кВ Таласского ПВЭС имеет вид:

$$\Delta W_{ТПВЭС-110} = (0,002 \pm 0,0004) W_{П(ТПВЭС)}^{1,54257 \pm 0,0146} + 340$$

Для оценки общего уровня потерь электроэнергии на стадии предварительного планирования можно пользоваться укрупненной характеристикой потерь электроэнергии сети 110-500 кВ Таласского ПВЭС:

$$\Delta W_{ТПВЭС} = (5,9 \pm 0,3) W_{П(ТПВЭС)}^{1,3787 \pm 0,0094} + 106316$$

Характеристика потерь Таласского ПВЭС с учетом влияющих факторов может быть представлена в виде:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ТПВЭС} = & 522,5 + (0,0671 \pm 0,0076)(W_{П(ТПВЭС)} - \\ & - W_{(ТПВЭС-КАЗ)})^{1,54027 \pm 0,0154} + (0,7622 \pm 0,0636) \cdot (W_{П(ТПВЭС)} - \\ & - W_{(ТПВЭС-КАЗ)})^{(1,69487 \pm 0,009)} + (0,002 \pm 0,0004) W_{П(ТПВЭС)}^{1,54257 \pm 0,0146} + \\ & + 447,66 K_1 + \Delta W_{(ТПВЭС-СН)} - \delta W_{(ТПВЭС-МСП)} \end{aligned}$$

где

$\Delta W_{(ТПВЭС-СН)}$ – нормативный расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, определяемый в соответствии с [1,4].

$\delta W_{(ТПВЭС-МСП)}$ – эффект от планируемых мероприятий по снижению потерь на расчетный месяц.

Спектр применения данной нормативной характеристики довольно широк и может включать как определение прогнозируемого и фактического норматива потерь электроэнергии так и оценку потерь от транзитных поставок электроэнергии в Казахстан, осуществляемых по сетям Таласского ПВЭС.

Вывод:

Для сети 500-110 кВ Таласского предприятия высоковольтных электрических сетей были получены нормативные характеристики потерь электроэнергии, позволяющие устанавливать норматив как для сети 110- 500 кВ предприятия в целом, так и по ступеням напряжения с широким спектром их применения.

Литература:

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. "Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов" – М.: Издательство НЦ "ЭНАС", 2002 г. 277с.
2. Богданов В.А. Лошаков А.А. Контроль планирования и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Электрические станции, 1990, № 1. с 69-73.
3. Барыкин Е.Е., Сюткин Б.Д., Тимченко В.Ф., Толасов А. Г., Холостов С.В. Методика анализа, расчета, интервального прогнозирования и контроля расхода электроэнергии в технологическом оборудовании подстанции, предназначенной для экспорта электроэнергии. Электрические станции, 1998, № 2. с. 34-42
4. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ. М.: Союзтехэнерго, 1981.