

УДК 621.

В. Г. ДЕРЗСКИЙ, д-р техн. наук

Институт проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины,
г. Киев

РЕФОРМИРОВАНИЕ РЫНКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ УКРАИНЫ И ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ

В статье описаны пути реформирования оптового рынка электроэнергии и совершенствовании системы цен и тарифов на электрическую и тепловую энергию.

У статті описані дороги реформуванні оптового ринку електроенергії і вдосконаленні системи цін і тарифів на електричну і теплову енергію.

Введение

В настоящее время топливно-энергетический комплекс Украины переживает глубокий кризис, который характеризуются неэффективностью оптового рынка электроэнергии в целом, изношенностью основных фондов, устаревшей структурой генерации, дефицитом энергетического сырья, нерациональной топологией распределительных сетей, огромными потерями электрической и тепловой энергий при их передаче и, как следствие, снижением показателей надежности, качества и экономичности электроснабжения потребителей, перекрестным субсидированием потребителей, недостатком средств учета и контроля, отсутствием инвестиций в электроэнергетику.

Выход из создавшегося положения видится в реформировании оптового рынка электроэнергии и совершенствовании системы цен и тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Перечисленные выше проблемы энергетики Украины вряд ли можно решить кардинально за счет реформирования рыночных отношений и приватизации по крайней мере в среднесрочном периоде. Скорее наоборот это проблемы государственные, требующие заключения долгосрочных межгосударственных соглашений, больших инвестиций и решение их при государственной форме собственности более реально и просто.

Непрерывность производства и потребления энергии и связанное с этим невозможность складирования энергии, присутствие в электрической и тепловой энергии, как товара, его цены, подтверждают, что рынка энергии в полном смысле как, например, рынок автомобилей и т.п. организовать невозможно. Рынок энергии может быть организован с рядом специфических особенностей, при этом ряд элементов в его структуре остается монопольным и его необходимо контролировать со стороны государства.

До мая 1995 года в электроэнергетике Украины использовалась регулируемая вертикально-интегрированная монополия. Указом Президента № 244/94 от 21 мая 1995 года создан оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ), в основу которого положена модель энергетического пула Англии и Уэльса. Следует отметить, что до начала реформирования не было сделано комплексное обоснование его экономической эффективности, т.е. сопоставления положительного эффекта, ожидаемого от введения конкуренции, с затратами на организацию оптового рынка, а также другими отрицательными последствиями, включая повышение цен на электроэнергию. Между тем эти затраты и отрицательные последствия очень велики и могут значительно превысить эффект от конкуренции.

Рынок – это конкуренция, борьба за снижение затрат и, соответственно, снижение цены на энергию. В англо-уэльской модели оптового рынка электроэнергии, принятой в Украине, существенным элементом является рыночный механизм ценообразования на покупную электроэнергию по часам суток, реализуемый на конкурентной основе через подачу ценовых заявок и включение в диспетчерский график энергоблоков ТЭС по мере возрастания их заявленной стоимости. Руководство оптовым рынком электроэнергии

утверждает, что тем самым «созданы конкурентные условия при закупке электроэнергии от энергогенерирующих компаний ТЭС». Так ли это в действительности?

Производитель в англо-уэльской модели оптового рынка электроэнергии выигрывает, поскольку плата тепловому энергоблоку за отпущенную Оптовому рынку электроэнергию $D_{бэ}$ начисляется не по фактической цене $C_{б}$, а по маргинальной (граничной) цене системы т.е. цене наиболее неэкономичного теплового энергоблока C_c для каждого расчетного периода

$$D_{бэ} = C_{ок} + \mathcal{E}_б^{фо},$$

$$C_{ок} = C_c + C_m,$$

$$C_c = \max_b C_b,$$

где $\mathcal{E}_б^{фо}$ – фактический отпуск электроэнергии энергоблоком, МВт·ч;
 $C_{ок}$ – цена, по которой ОРЭ покупает электроэнергию у производителя, грн/МВт·ч;
 C_c – маргинальная (граничная) цена системы, грн/МВт·ч;
 C_m – цена рабочей мощности энергоблока, грн.

Потребитель в англо-уэльской модели ОРЭ проигрывает, поскольку цена закупки электроэнергии у Оптового рынка для поставщиков возрастает в соответствии с формулой

$$C_o = C_{ок} + C_n, \quad (1)$$

где C_o – цена, по которой ОРЭ продает электроэнергию поставщикам, грн/МВт·ч;

C_n –наценка, включающая затраты на диспетчеризацию и передачу электроэнергии магистральными и межгосударственными сетями, сбор в виде целевой надбавки к действующему тарифу на электрическую энергию, затраты на инфраструктуру ГП "Энергорынок".

Средневзвешенная цена, по которой ОРЭ покупает электроэнергию у производителей, формируется на каждый час предстоящих суток с учетом предполагаемой структуры ее производства на ТЭС, АЭС, ГЭС, ВЭС и прочих производителях (таблицы 1 и 2)

$$C_{ок} = \frac{\mathcal{E}_{тэс} C_c + \mathcal{E}_{аэс} C_{аэс} + \mathcal{E}_{гэс} C_{гэс} + \mathcal{E}_{тэц} C_{тэц} + \mathcal{E}_{вэс} C_{вэс} + \mathcal{E}_{пр} C_{пр}}{\mathcal{E}_{тэс} + \mathcal{E}_{аэс} + \mathcal{E}_{гэс} + \mathcal{E}_{тэц} + \mathcal{E}_{пр}}, \quad (2)$$

где $C_{аэс}, C_{гэс}, C_{тэц}, C_{вэс}, C_{пр}$ – контрактные закупочные цены на электроэнергию у АЭС, ГЭС, ТЭЦ и прочих производителей, грн/МВт·ч;

$\mathcal{E}_{тэс}, \mathcal{E}_{аэс}, \mathcal{E}_{гэс}, \mathcal{E}_{тэц}, \mathcal{E}_{вэс}, \mathcal{E}_{пр}$ – объемы закупаемой электроэнергии у производителей в расчетный период, МВт·ч.

Таблица 1

Структура генерирующих мощностей в ОЭС Украины на начало 2011 г.

Наименование генерации	Установленная мощность	
	МВт	%
ТЭС	27 347	51,44
ТЭЦ	6 427	12,09
АЭС	13 835	26,02
ГЭС	4 597	8,65
ГАЭС	861	1,62
ВЭС	86,2	0,16
СЭС	8,1	0,015
Всего	53161,3	100,0

Таблица 2

Структура объемов электроэнергии, проданной производителями в ОРЭ и средние цены их продажи за период с 11.02 2012 г. по 20.02 2012 г.

Наименование показателя	Объем проданной электроэнергии		Средняя цена продажи электроэнергии в ГП «Энергорынок» грн/МВт·ч
	МВт·ч	%	
Объем электроэнергии, проданной в ОРЭ	6 054 343	100	412,45
в том числе:			
АЭС	2 571 387	42,47	227,78
ТЭС	2 666 455	44,04	469,15
ГЭС и ГАЭС	180 555	2,98	233,18
ТЭЦ	626 359	10,35	969,31
ВЭС	978	0,02	1227,70
Прочие производители	8 609	0,14	1161,79

Чувствительность средневзвешенной цены продажи электроэнергии в ОРЭ C_{ok} к изменению маргинальной (граничной) цены тепловых энергоблоков C_c определяется с помощью коэффициента эластичности γ по формуле

$$\gamma = \frac{\partial C_{ok}}{C_{ok}} / \frac{\partial C_c}{C_c} = \frac{\partial C_{ok} \cdot C_c}{C_{ok} \cdot \partial C_c} \quad (3)$$

Подставив данные таблицы 2 в формулу (3), получим величину коэффициента Эластичности $\gamma = 0,5$. Это значит, что повышение маргинальной цены тепловых энергоблоков C_c на 1 % приводит к повышению средневзвешенной цены продажи электроэнергии в ОРЭ C_{ok} на 0,5 %. Соответственно (формула 1) повышается цена покупки электроэнергии у ОРЭ для розничных поставщиков электроэнергии по регулируемому тарифу. Тем самым нарушается главный принцип, который должен соблюдаться при реформировании – **переход к оптовому рынку должен быть выгоден как производителям, так и потребителям электроэнергии**. Для потребителей соблюдение этого принципа означает **снижение** или, во всяком случае, **неповышение** тарифов на электроэнергию. В противном случае, какая может быть выгода для потребителей от перехода к рынку и повышения эффективности производства благодаря конкуренции?

В Украине повышение оптовых цен продажи электроэнергии в ОРЭ до уровня маргинальных приводит к образованию сверхприбылей у наиболее эффективных электростанций. Эта сверхприбыль не является заслугой производителей. Ее образование – одна из отрицательных особенностей конкурентного оптового рынка электроэнергии. Маргинальные цены будут значительно выше регулируемых оптовых цен (тарифов), устанавливаемых регулирующими органами на уровне **средних** (средневзвешенных) издержек по ОЭС в целом.

Кроме того, в англо-уэльской модели оптового рынка электроэнергии производитель заинтересован в снижении затрат, чтобы получить прибыль Π_6 за счет маржи между маргинальной (граничной) ценой электроэнергии системы и ценой фактической продажи электроэнергии энергоблоком

$$\Pi_{\phi} = (C_c - C_{\phi}) * \Delta_{\phi}^{\phi} . \quad (4)$$

На величину прибыли энергоблока (4) влияет величина маргинальной цены системы C_c . В англо-уэльской модели энергорынка высокие значения маргинальной цены обеспечивают газотурбинные установки – малоэкономичные пиковые мощности. Из-за низкого КПД цена выработки электроэнергии на ГТУ достаточно велика. А поскольку ГТУ включаются в сеть в часы максимума нагрузки, это увеличивает маргинальную цену системы и, следовательно, прибыль производителей электроэнергии. Отношение маргинальных цен в часы максимума нагрузки и в ночное время в англо-уэльской модели $C_{c(\text{пик})}/C_{c(\text{ночь})} \geq 5$. Кроме того, в англо-уэльской модели энергорынка имеются гарантированные резервы маневренных мощностей.

В структуре генерирующих мощностей ОЭС Украины отсутствуют ГТУ, поэтому роль пиковых мощностей выполняют ГЭС с их дешевой электроэнергией и пылеугольные ТЭС с вынужденным остановом на ночь, что сказывается на маргинальных ценах на электроэнергию, не вызывая заинтересованности производителей в регулировании режимов электропотребления. Отношение маргинальных цен в пиковой и ночной зонах суточного графика нагрузки ОЭС Украины не превышает $C_{c(\text{пик})}/C_{c(\text{ночь})} \leq 7$. В таких условиях энергогенерирующие компании ТЭС мало заинтересованы в снижении цены оптовой цены покупки электроэнергии энергорынком.

Британцы же ставили перед собой совершенно иную цель: развивать такие виды производства электроэнергии, которые являются наиболее эффективными и наименее затратными, постепенно избавляясь от неэффективных типов генерации. Так, вследствие появления дешевого газа отечественной добычи на морском шельфе и внедрения эффективных газотурбинных технологий в Великобритании за последние годы значительно развита газовая генерация электроэнергии. При этом существенно снизилось производство электроэнергии на угольных электростанциях, многие из которых были закрыты как неэффективные.

Что предлагается взамен:

Отказаться от модели оптового рынка электроэнергии с существующей конкуренцией производителей и продавать электроэнергию пулу, т.е. в ГП «Энергорынок». Последний выбирает производителей электроэнергии из ряда тепловых генерирующих компаний в соответствии с их характеристиками относительных приростов расхода условного топлива (ХОП) по критерию минимума суммарного расхода топлива в целом по ОЭС. Деятельность атомных электростанций, теплоэлектроцентралей, гидроэлектростанций, ветровых установок, прочих производителей регулируется НКРЭ. Сохраняется государственная монополия на передающие сети и продажу электроэнергии распределительным энергопередающим компаниям (облэнерго) и конечным потребителям.

Состояние украинской электроэнергетики на начало 2011 года

Атомные электростанции после трагических событий 1986 года работают круглосуточно только с постоянной нагрузкой по условиям безопасности эксплуатации реакторов. Коэффициент износа мощностей атомных энергоблоков достиг 65 %.

Разница между ночной и пиковой нагрузками среднего рабочего дня ОЭС часто превышает 7000 МВт с устойчивой тенденцией роста. 70–80 % этой разницы покрывают ГЭС, остальную часть – пылеугольные ТЭС с вынужденным остановом на 4–6 часов ночью до 6 блоков 150–200 МВт и до 3 корпусов блоков 300 МВт. Такие ежедневные остановки для оборудования ТЭС являются непроектными, вызывают преждевременный его износ, сопровождаются большими потерями дефицитного топлива на остановки и пуски, резко повышают аварийность блоков.

По состоянию на 2011 год 95 % энергоблоков ТЭС отработали расчетный ресурс (100 000 часов), а 65 % пересекли границу предельного ресурса (170 000 часов) и даже границу физического износа (200 000 часов). Из-за отсутствия и дороговизны мазута относительно высокоманевренные (с диапазоном регулирования до 50 %) мазутные блоки 300 МВт включены в сеть минимальным составом (по одному блоку на станции) и используются круглосуточно на техническом минимуме.

Регулировочные возможности пылеугольных блоков 150–300 МВт из-за низкого качества поставляемых углей, ограничений мазута и газа для подсветки факелов уменьшены и составляют в среднем около 20% номинальной мощности блока.

Таким образом, участие отдельных типов генерирующих мощностей в покрытии графика нагрузки в ОЭС Украины предопределено технологически (рис.1)

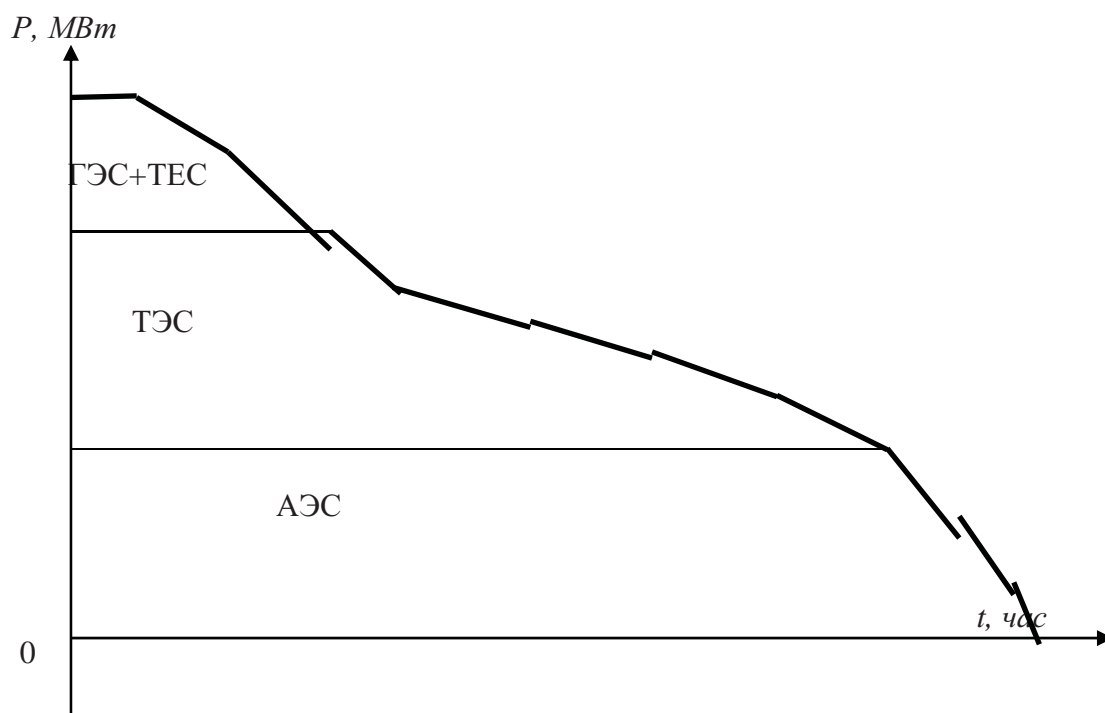


Рис.1. Покрытие суточного графика нагрузки (по продолжительности) в ОЭС

Расчеты краткосрочных (от суток до недели) режимов работы энергоблоков ТЭС в переменной части графика нагрузки производятся на всех ступенях диспетчерского управления ежедневно. Результаты этих расчетов в виде диспетчерских графиков активной нагрузки с распределением ее между энергоблоками (электростанциями) являются основным документом, на основании которого дежурный диспетчер ведет режим энергосистемы и обеспечивает его надежность и экономичность.

Задача заключается в нахождении значений активных мощностей P_i ($i= 1, \dots, n$) энергоблоков, при которых достигается минимум суммарных издержек на топливо в ОЭС:

$$\min I = \min \sum_i C_i B_i(P_i),$$

где C_i – цена условного топлива i -ого энергоблока, $B_i(P_i)$ – часовой расход условного топлива i -ого энергоблока.

Расход топлива на ТЭС при нагрузке P определяется путем интегрирования относительных приростов расхода условного топлива b энергоблока

$$B(P) = \sum_i (B_{\min} + \int_{P_{\min}}^{P_i} b dP),$$

где $b = \frac{dB}{dP}$ – относительный прирост расхода условного топлива энергоблока.

Оптимальный режим должен выбираться из числа допустимых, удовлетворяющих условию баланса активной мощности в системе

$$\sum_i P_i = P_c,$$

где P_c – суммарная нагрузка энергосистемы и ограничений в форме неравенств

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max},$$

$$P_l^{\min} \leq P_l \leq P_l^{\max},$$

где P_l – мощность, передаваемая по l -й линии.

Для достижения минимума суммарных издержек на топливо формируется функция Лагранжа

$$F = \sum_i B_i(P_i) + \lambda(P_1 + P_2 + \dots + P_n),$$

где λ – неопределенный множитель Лагранжа.

Условие минимума функции F

$$\frac{\partial F}{\partial P_1} = \frac{\partial F}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial F}{\partial P_n} = \lambda, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (5)$$

Отсюда

$$\frac{\partial B_1}{\partial P_1} + \lambda = 0, \quad \frac{\partial B_2}{\partial P_2} + \lambda = 0, \quad \frac{\partial B_3}{\partial P_3} + \lambda = 0, \dots, \quad \frac{\partial B_n}{\partial P_n} + \lambda = 0.$$

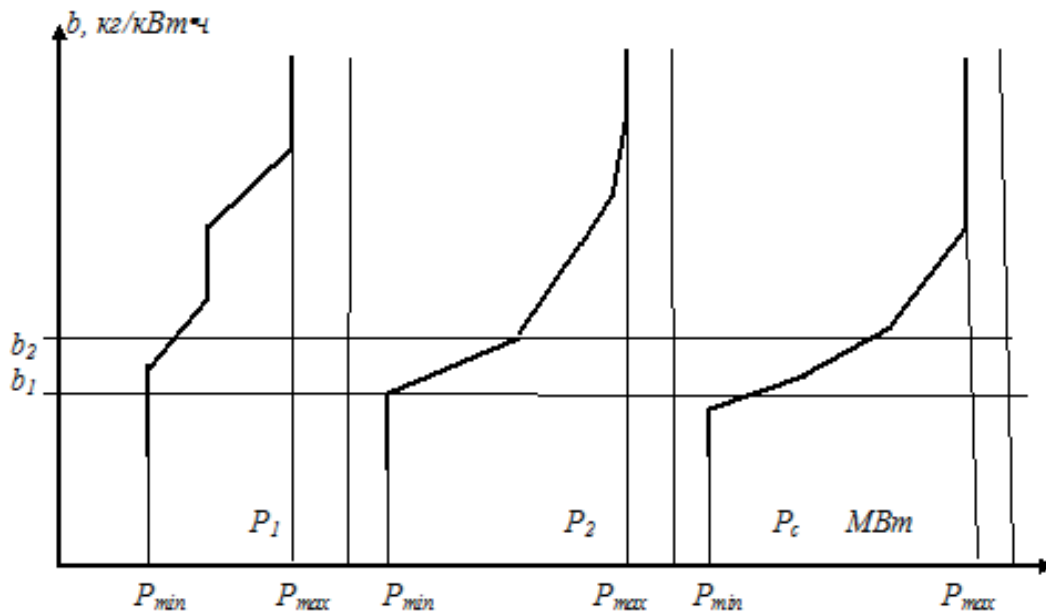


Рис. 2. Распределение активных мощностей между двумя энергоблоками ТЭС по критерию равенства относительных приростов расхода условного топлива.

Из выражения (5) следует, что для обеспечения минимума расхода условного топлива нагрузка энергоблоков должна быть такой, чтобы величина удельного прироста расхода энергоресурсов этих агрегатов была одинаковой для каждого момента времени:

$$b_1 = b_2 \dots = b_n = const, \quad t = 1, 2, \dots, 24.$$

С учетом вышесказанного почасовое распределение суммарной электрической нагрузки ОЭС по критерию минимума расхода топлива $B(t)$ в целом по ОЭС

$$\int_{t_1}^{t_2} B(t) dt \rightarrow \min, \quad t = 1, 2, \dots, 24,$$

при равенстве относительных приростов расхода топлива (b) на ТЭС с учетом потерь в сетях ($\Delta \mathcal{E}_i$)

$$\frac{1-b_1}{1-\Delta \mathcal{E}_1} = \frac{1-b_2}{1-\Delta \mathcal{E}_2} = \dots = const,$$

и с учетом ограничений по балансу мощностей, по потокам активной мощности контролируемых ЛЭП, по скорости изменения нагрузки электростанций и др. следует признать более целесообразным для ОЭС Украины [1].

Для повышения точности результатов оптимизации режимов работы ТЭС необходим учет погрешности характеристик относительного прироста расхода топлива (ХОП), вызванной старением оборудования энергоблоков. Старение оборудования вызывает случайные отклонения фактических ХОП от расчетных. Несовпадение расчетных и фактических ХОП вызывает перерасход топлива в энергосистеме.

За ГП "Энергорынок" –сохраняются основные функции:

- закупка электрической энергии от производителей;
- продажа электрической энергии поставщикам;
- почасовое планирование режима работы ОЭС Украины по активной мощности и электроэнергии;
- определение почасовых прогнозных цен на электроэнергию и цен за рабочую мощность на следующий день на основе оптимизации режимов работы электростанций, внешних перетоков электроэнергии и прогнозного объема потребления электроэнергии на следующие сутки;
- расчет платежей за купленную и проданную электроэнергию;
- расчет баланса купли-продажи электроэнергии в месяц (в натуральном и денежном выражении) и др.

Национальная комиссия, которая осуществляет государственное регулирование в сфере энергетики (НКРЭ),

- принимает участие в формировании единой государственной политики развития и функционирования энергетики Украины;
- осуществляет государственное регулирование деятельности субъектов природных монополий в энергетике;
- обеспечивает проведение ценовой и тарифной политики в энергетике;
- разрабатывает и утверждает правила пользования электроэнергией.

Формирование системы розничных тарифов на электроэнергию по 4-м классам напряжения

В соответствии с Условиями и Правилами осуществления предпринимательской деятельности по поставке электроэнергии на основе оптовой цены областные энергопоставляющие компании рассчитывают розничные тарифы на электроэнергию по классам напряжения (1 класс – 154–35 кВ и 2 класс – 10–0,38 кВ) по формуле [3]:

$$T_{ij} = \frac{Ц_o}{(1-k_1)(1-k_2)} + T_j^M + T_{ij}^П, \quad j=1,2,$$

где i – группа потребителей; j – класс напряжения распределительных сетей; $Ц_o$ – оптовая цена продажи электроэнергии с ОРЭ поставщикам на расчетный период; k_1, k_2 – экономические коэффициенты нормативных технологических потерь электроэнергии на ее передачу в распределительных сетях соответствующего класса напряжения; T_j^M – тариф на передачу электроэнергии в распределительных сетях j -го класса напряжения и $T_{ij}^П$ – тариф на поставку электроэнергии i -му потребителю в сети j -го класса напряжения.

Для потребителей 1 класса напряжения (110-35 кВ) формула розничного тарифа принимает вид:

$$T_{i1} = \frac{Ц_o}{(1-k_1)} + T_1^M + T_{i1}^П, \quad (6)$$

где

$$k_1 = \frac{\Delta\mathcal{E}_{110} + \Delta\mathcal{E}_{35}}{\mathcal{E}_1},$$

k_1 – экономический коэффициент нормативного ТРЭ для 1-го класса напряжения;

$\Delta\mathcal{E}_{110}, \Delta\mathcal{E}_{35}$ – нормативные величины ТРЭ в сетях 110 кВ и 35 кВ;

\mathcal{E}_1 – поступление электроэнергии в сеть 1-го класса напряжения;

T_1^M – тариф на передачу электроэнергии в распределительной сети 1-го класса напряжения; $T_{i1}^П$ – тариф на поставку электроэнергии i -му потребителю 1-го класса напряжения.

Из формулы (6) следует, что потребители 110 кВ оплачивают потери электроэнергии и техобслуживание не только сети 110 кВ, но и сети 35 кВ. Следовательно, промышленные предприятия в сети 110 кВ платят за электроэнергию по повышенному тарифу.

Для потребителей 2-го класса напряжения (10-0,38 кВ) розничный тариф рассчитывается по формуле:

$$T_{i2} = \frac{Ц_o}{(1-k_1)(1-k_2)} + T_2^M + T_{i2}^П, \quad (7)$$

где

$$k_1 = \frac{\Delta\mathcal{E}_{110} + \Delta\mathcal{E}_{35}}{\mathcal{E}_1}, \quad k_2 = \frac{\Delta\mathcal{E}_{10} + \Delta\mathcal{E}_{0,38}}{\mathcal{E}_2},$$

k_2 – экономический коэффициент нормативного ТРЭ для 2-го класса напряжения;

$\Delta\mathcal{E}_{10}, \Delta\mathcal{E}_{0,38}$ – нормативные величины ТРЭ в сетях 10 и 0,38 кВ; \mathcal{E}_2 – объем электроэнергии на входе в сети 2-го класса напряжения.

Из формулы (7) следует, что промышленные предприятия в сети 10 кВ оплачивают потери электроэнергии и техобслуживание не только сетей 110, 35, 10 кВ, но и сети 0,38 кВ. Следовательно, промышленные предприятия в сети 10 кВ платят за электроэнергию по повышенному тарифу. Повышенную плату за энергию эти предприятия вынуждены включать в стоимость своей продукции. За повышение цен на товары и услуги промышленных предприятий расплачивается население, растет инфляция.

Что предлагается взамен:

В общем случае потери электроэнергии $\Delta \mathcal{E}_j$ при ее передаче в сетях лицензиата $j = 110; 35; 10; 0,38 \text{ кВ}$ представляют собой дополнительную нагрузку к полезному отпуску электроэнергии в сети \mathcal{E}_j^{no} , которая подлежит оплате:

$$Z_j = C_o \Pi_j (\mathcal{E}_j^{no} + \Delta \mathcal{E}_j) \quad (8)$$

где C_o – оптовая рыночная цена на электроэнергию;

Z_j – плата потребителей j -го класса напряжения.

Преобразуем формулу (8):

$$C_o \Pi_j \left(1 + \frac{\Delta \mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j^{no}} \right) = C_o \Pi_j \left(\frac{\mathcal{E}_j^{no} + \Delta \mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j^{no}} \right) = C_o \Pi_j \left(\frac{\mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j - \Delta \mathcal{E}_j} \right) = \frac{C_o}{\Pi_j \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j} \right)},$$

где \mathcal{E}_j – сальдированное поступления электроэнергии в сеть j -го класса напряжения.

Чтобы каждый потребитель в своем классе напряжения не платил за потребленную электроэнергию по повышенному тарифу, розничные тарифы на электроэнергию должны рассчитываться по 4 –м классам напряжения $j = 110; 35; 10; 0,38 \text{ кВ}$ по формуле:

$$T_j = \frac{C_o}{\Pi_j \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j} \right)} + T_j^M + T_{ij}^{\Pi}, \quad j = 110; 35; 10; 0,38 \text{ кВ}.$$

Система розничных тарифов для потребителей 4-х классов напряжения имеет вид

- для потребителей в сети 110/154 кВ:

$$T_{i110} = \frac{\bar{C}_{on}}{\left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_{110}}{\mathcal{E}_{110}} \right)} + T_{110}^M + T_{i110}^{\Pi},$$

$$T_{110}^M = \frac{Z_{110}}{\mathcal{E}_{110}}, \quad T_{i110}^{\Pi},$$

Z_{110} – затраты на передачу электроэнергии в сетях 110 кВ;

T_{110}^M – тариф на передачу электроэнергии в сети 110 кВ;

\mathcal{E}_{110} – объем электроэнергии на входе в сети 110 кВ.

T_{i110}^{Π} – тариф на поставку электроэнергии i -му потребителю в сети 110 кВ;

$\Delta \mathcal{E}_{110}$ – нормативная величина технологического расхода электроэнергии в сети 110 кВ;

- для потребителей в сети 35 кВ:

$$T_{i35} = \frac{\bar{C}_{on}}{\prod_{j=110}^{35} \left(1 - \frac{\Delta \mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j} \right)} + T_{35}^M + T_{i35}^{\Pi},$$

$$T_{35}^M = \frac{T_{110}^M}{\left(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_{35}}{\mathcal{E}_{35}}\right)} \left[1 - \frac{\mathcal{E}_{\Gamma 35}}{(\mathcal{E}_{T110} + \mathcal{E}_{\Gamma 35})} \right] + \frac{\mathcal{Z}_{35}}{\mathcal{E}_{35}}, \quad T_{i35}^{\Pi}$$

T_{35}^M – тариф на передачу электроэнергии в сети 35 кВ;

$\mathcal{E}_{\Gamma 35}$ – объем электроэнергии, поступившей от источников генерации в сеть 35 кВ;

\mathcal{E}_{T110} – объем электроэнергии, трансформируемой с напряжения 110 кВ на 35 кВ;

$\Delta\mathcal{E}_{35}$ – нормативная величина технологического расхода электроэнергии в сети 35 кВ;

\mathcal{E}_{35} – объем электроэнергии на входе в сети 35 кВ;

\mathcal{Z}_{35} – затраты на передачу электроэнергии в сетях 35 кВ;

T_{i35}^{Π} – тариф на поставку электроэнергии i -му потребителю в сети 35 кВ.

- для потребителей в сети 10/6 кВ:

$$T_{i10} = \frac{\bar{C}_{on}}{\prod_{j=110}^{10} \left(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j}\right)} + T_{10}^M + T_{i10}^{\Pi},$$

$$T_{10}^M = \frac{T_{35}^M}{\left(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_{10}}{\mathcal{E}_{10}}\right)} \left[1 - \frac{\mathcal{E}_{\Gamma 10}}{(\mathcal{E}_{T110} + \mathcal{E}_{T35} + \mathcal{E}_{\Gamma 10})} \right] + \frac{\mathcal{Z}_{10}}{\mathcal{E}_{10}}, \quad T_{i10}^{\Pi}$$

T_{10}^M – тариф на передачу электроэнергии в сети 10 кВ;

$\mathcal{E}_{\Gamma 35}$ – объем электроэнергии, поступившей от источников генерации в сеть 35 кВ;

\mathcal{E}_{T35} – объем электроэнергии, трансформируемой с напряжения 35 кВ на 10 кВ;

$\Delta\mathcal{E}_{10}$ – нормативная величина технологического расхода электроэнергии в сети 10 кВ;

\mathcal{E}_{10} – объем электроэнергии на входе в сети 10 кВ;

\mathcal{Z}_{10} – затраты на передачу электроэнергии в сетях 10 кВ;

T_{i10}^{Π} – тариф на поставку электроэнергии i -му потребителю в сети 10 кВ.

- для потребителей в сети 0,38 кВ:

$$T_{i0,38} = \frac{\bar{C}_{on}}{\prod_{j=110}^{0,38} \left(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j}\right)} + T_{0,38}^M + T_{i0,38}^{\Pi},$$

$$T_{0,38}^M = \frac{T_{10}^M}{\left(1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_{0,38}}{\mathcal{E}_{0,38}}\right)} \left(1 - \frac{\mathcal{E}_{\Gamma 0,38}}{\mathcal{E}_{T110} + \mathcal{E}_{T35} + \mathcal{E}_{T10} + \mathcal{E}_{\Gamma 0,38}} \right) + \frac{\mathcal{Z}_{0,38}}{\mathcal{E}_{0,38}}, \quad T_{i0,38}^{\Pi}$$

$\Delta \mathcal{E}_{0,38}$ – нормативная величина технологического расхода электроэнергии в сети 0,38 кВ;

$\mathcal{E}_{0,38}$ – объем электроэнергии на входе в сети 0,38 кВ;

$\mathcal{E}_{Г0,38}$ – объем электроэнергии, поступившей от источников генерации в сеть 0.38 кВ;

$\mathcal{E}_{Т10}$ – объем электроэнергии, трансформируемой с напряжения 10 кВ на 0.38 кВ;

$\mathcal{Z}_{0,38}$ – затраты на передачу электроэнергии в сетях 0.38 кВ;

$T_{i0,38}^{II}$ – тариф на поставку электроэнергии i -му потребителю в сети 0.38 кВ.

Приведение к норме технологических потерь электроэнергии на ее передачу

Нормирование технологических потерь на передачу и распределение электроэнергии в электрических сетях представляет собой важнейшую задачу электроэнергетической отрасли в связи с тем, что технологические потери влияют на

- экономические показатели работы энергопередающих компаний (рентабельность, себестоимость передачи и распределения энергии);
- лимит отпускаемой с рынка электроэнергии;
- энергетические балансы активной и реактивной мощностей и электроэнергии в расчетный период;
- уровень розничных тарифов на электроэнергию.

Снижение технологических потерь электроэнергии в электрических сетях – важный фактор энергосбережения, который в конечном итоге приводит к экономии топлива в генерирующих компаниях.

Под нормативом технологических потерь электроэнергии подразумевают потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные на основе нормативных характеристик технологического расхода электроэнергии (НХТРЭ) и структуры баланса электроэнергии в базовом периоде.

НХТРЭ – это зависимость норматива технологических потерь от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии. В радиальных сетях нормативная характеристика переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии имеет вид:

$$\Delta \tilde{\mathcal{E}}_{норм} = A_j \cdot \frac{\mathcal{E}_{но}^2}{T} + C \cdot T, \quad j = 110; 35; 10; 0,38 \text{ кВ},$$

где $\Delta \tilde{\mathcal{E}}_{норм}$ – переменная (нагрузочная) составляющая нормативных потерь электроэнергии;

$\mathcal{E}_{но}$ – полезный отпуск электроэнергии в сети j – го класса напряжения в расчетный период T ;

A, C – коэффициенты модели.

В табл. 3 приведено динамику полезного отпуска электроэнергии и нормативных потерь на передачу электроэнергии в электрических сетях 800-0,38 кВ Минтопэнерго в 1991-2011 годах, полученных с помощью методики (ГНД 34.09.104-2003) [5].

В соответствии с данными табл. 3 в 1991–2011 годах нормативные потери электроэнергии колеблются относительно среднего значения 21,7 млрд кВт·ч в границах 19,7-23,4 млрд кВт·ч, т. е. не зависят от полезного отпуска электроэнергии, который изменился с 253,6 млрд кВт·ч в 1991 году до 150,9 млрд кВт·ч в 2011 году.

Как и технологические нормативные потери состоят из условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии. Условно-постоянные (нерабочие) нормативные потери электроэнергии не зависят от полезного отпуска электроэнергии и остаются практически постоянными за весь расчетный период.

Переменные нормативные потери зависят от квадрата полезного отпуска электроэнергии. За период 1991–2011 годы полезный отпуск снизился в 1,68 раза, следовательно, согласно формуле (9), переменная составляющая нормативных потерь должна снизиться в $(1,68)^2$, т. е. в 2,82 раза. Соответственно должна снизиться общая величина нормативных потерь электроэнергии. Табл. 3 этого не отражает.

Таблица 3

Динамика полезного отпуска и нормативных потерь электроэнергии на ее передачу в сетях 800-0,38 кВ

Год	Полезный отпуск электроэнергии, млрд кВт·ч	Нормативные потери, млрд кВт·ч
1991	253,6	22,6
1992	227,4	22,7
1993	205,4	20,7
1994	179,2	20,3
1995	168,3	20,3
1996	164,3	20,6
1997	151,9	20,8
1998	131,0	19,7
1999	125,0	20,2
2000	124,2	21,0
2001	124,7	22,3
2002	123,4	23,4
2003	129,1	23,4
2004	135,0	22,3
2005	137,8	21,7
2006	143,4	22,8
2007	148,3	22,4
2008	147,9	21,9
2009	134,5	21,4
2010	147,5	23,0
2011	150,9	22,5

В 2011 году отпуск электроэнергии в сети ОЭС Украины составил 173,53 млрд кВт·ч, потребление нетто – 150,97 млрд кВт·ч. Потери электроэнергии в электрических сетях всех классов напряжения – 22,56 млрд кВт·ч или 13 %. Львиная доля потерь – в распределительных электрических сетях 154–0,38 кВ.

По некоторым облэнерго потери значительно выше: Черновцыоблэнерго –25 %, Закарпатьеоблэнерго –21,04 %, Киевоблэнерго –22,06 %. Последние цифры потерь вызывают сильное недоверие, поскольку при таких величинах потерь не может быть обеспечено качество электроэнергии (по напряжению) в узлах сети.

Таких относительных величин фактических потерь электроэнергии нет ни в одной развитой стране. Для сравнения: в Германии – 5 %, Италии – 6,4 %, Франции – 7,4 %, США – 5,4 %, Японии – 5,5 %.

В Российской Федерации средний уровень потерь в сетях также составляет 13 %, однако при многократно большей, чем в Украине, протяженности сетей.

В международной практике принято считать нерентабельными передачу и распределение электроэнергии, если потери превышают 6–8 % от поступления из-за дополнительных потерь миллионов тонн условного топлива, издержек на компенсацию потерь электроэнергии, завышенных розничных тарифов и, соответственно, завышенных цен

на промышленную и сельскохозяйственную продукцию, дополнительную нагрузку на электросети, падение качества электроэнергии по напряжению и т.п.

Что предлагается взамен:

В соответствии с [6] нормирование технологического расхода электроэнергии – это научнообоснованное определение плановой меры (нормы) расхода при ее передаче и распределении. Нормативы технологического расхода электроэнергии устанавливают предельные значения показателей экономичности электроснабжения потребителей при определенных (регламентированных) условиях эксплуатации.

В качестве регламентированных условий следует назвать следующие.

1. **Надежная** поставка электроэнергии в соответствии с условиями, оговоренными в лицензиях и договорах.
2. Потребители электрической энергии имеют право на получение электроэнергии, показатели **качества** которой определены госстандартами.
3. Передача, распределение и поставка электроэнергии потребителям должны быть осуществлены наиболее **экономичным** образом.

Надежность означает согласованное с потребителями число кратковременных отключений $N_{отк}$ продолжительностью не более $T_{отк}$ часов в год

$$\begin{aligned} N_{отк} &\leq N_{зад}, \\ T_{отк} &\leq T_{зад}. \end{aligned} \tag{10}$$

Качество электроэнергии (по напряжению) означает, что не менее 95 % случайных значений отклонений фазных напряжений δU потребителя должны находиться в интервале $\pm 5\% U_{ном}$ (рис. 3)

$$\begin{aligned} P(-5\% U_{ном} \leq \delta U \leq +5\% U_{ном}) &\geq 0,95, \\ \delta U &= \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100, \quad U = U_a, U_b, U_c. \end{aligned} \tag{11}$$

Экономичность электроснабжения означает, что технологический расход на передачу электроэнергии (ТРЭ) должен быть нормативным.

Структура фактических потерь электроэнергии при ее передаче в распределительных сетях может быть представлена в виде суммы нормативных и сверхнормативных потерь

$$\Delta \mathcal{E}_{факт} = \Delta \mathcal{E}_{норм} + \Delta \mathcal{E}_{сверх}.$$

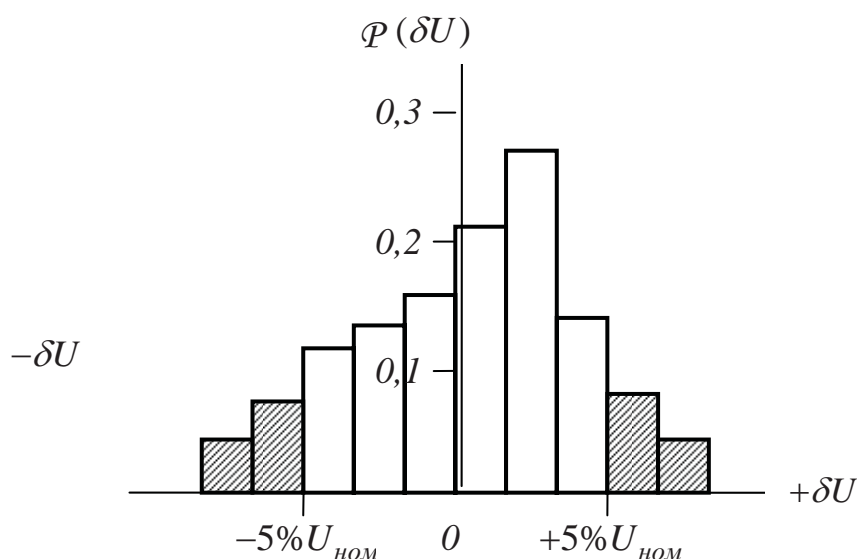


Рис. 3. Гистограмма случайной величины отклонения фазных напряжений в контролируемом узле нагрузки.

Сверхнормативные потери $\Delta \mathcal{E}_{\text{сверх}}$ обусловлены: случайной несимметрией токовой нагрузки фаз линий; неполнофазными режимами; нескомпенсированными перетоками реактивной мощности; несанкционированным отбором электроэнергии; нелинейностью ТРЭ; износом оборудования (линий, трансформаторов); незапланированными переключениями схемы; недоучетом потребления электроэнергии из-за погрешностей измерительного комплекса и т.д. (см. <http://www.energyexpert.com.ua>).

Перечисленные факторы влияют на передачу и распределение электроэнергии, вызывая рост потери мощности (электроэнергии) и потери напряжения в элементах электрической сети и, соответственно, рост отклонений напряжения на зажимах электроприемников. Дополнительные (сверхнормативные) потери мощности увеличивают максимум нагрузки, что приводит к снижению согласованного с потребителями уровня надежности электроснабжения. Дополнительные же потери напряжения приводят к нарушению нормированного качества электроэнергии (по напряжению) (рис. 4).

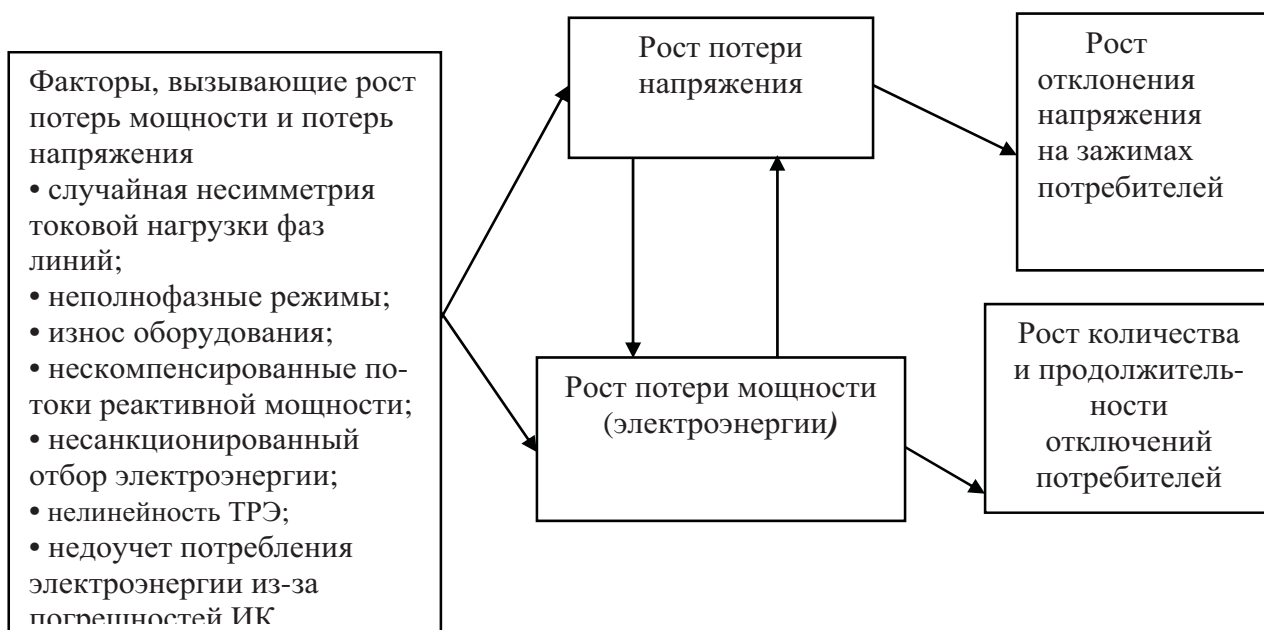


Рис. 4. Факторы, влияющие на показатели надежности, качества и экономичности электроснабжения потребителей.

С помощью табл. 4 выбираются адекватные мероприятия по снижению потерь (МПС), вставляются в расчетную схему и проводится с помощью программного комплекса (Энерголокатор) расчеты режима сети до выполнения регламентированных условий эксплуатации (10)–(11).

Компенсация сверхнормативных потерь $\Delta \mathcal{E}_{\text{сверх}}$ обеспечит равенство фактических потерь $\Delta \mathcal{E}_{\text{факт}}$ нормативным $\Delta \mathcal{E}_{\text{факт}} \approx \Delta \mathcal{E}_{\text{норм}}$.

Критерием эффективности МСП является надежное, качественное и экономичное электроснабжения потребителей, которое обеспечивается при нормативном значении потерь электроэнергии на ее передачу и распределение.

Таким образом, если обеспечивается надежное снабжение потребителей качественной электроэнергией, то только в этом случае сопровождающие передачу электроэнергии потери должны оплачиваться потребителями. Они то, по существу, и являются нормативом потерь. В противном случае, т. е. если не выполняются основные функции энергопередающей компании, ни о каких нормативах потерь не может быть и речи.

Таблица 4

Причины сверхнормативных потерь электроэнергии и мероприятия по их снижению

<i>n/n</i>	<i>Причина сверхнормативных потерь электроэнергии</i>	<i>Мероприятие по снижению сверхнормативных потерь электроэнергии</i>
1.	Износ оборудования (линий, трансформаторов и др.)	Замена физически изношенных <ul style="list-style-type: none"> • стальных проводов на сталеалюминиевые; • трансформаторов на новые и др.
2.	Систематическая и вероятностная несимметрия токовой нагрузки фаз линий	Симметрирование нагрузки фаз линий: <ul style="list-style-type: none"> • периодическое перераспределение нагрузок между фазами; • установка симметрирующих тиристорных устройств; • замена нулевого провода на провод большего сечения.
3.	Потоки избыточной реактивной мощности	Установка регулирующих и компенсирующих устройств: <ul style="list-style-type: none"> • БСК; • трансформаторов с РПН; • шунтирующих реакторов; • СК
4.	Несанкционированный отбор электроэнергии	<ul style="list-style-type: none"> • АСКУЭ • АСКУЭ БП; • Биллинг; • Социальная норма потребления электроэнергии
5.	Неполнофазные режимы работы линий электропередачи	Замена нулевого провода на провод большего сечения
6.	Аварийные переключения в распределительной сети	В зависимости от категории потребителей: <ul style="list-style-type: none"> • АПВ; • АВР; • резервные перемычки; • петлевые схемы; • переход на систему «глубокий ввод» 10/0,4 кВ.
7.	Недоучет потребления электроэнергии из-за погрешностей измерительного комплекса	Учет погрешностей элементов измерительного комплекса (ТТ и ТН) в зависимости от нагрузки.

Реформирование системы зонных тарифов на электроэнергию

Чтобы отразить неравномерность удельных затрат на производство электроэнергии, связанную с резко выраженными в течение суток колебаниями потребности в электроэнергии, НКРЭ ввело в практику расчетов с потребителями зонные тарифы на электроэнергию.

Постановлением НКРЭ от 22.09 2010 г. № 1267 ставка зонного тарифа для потребителей j -го класса напряжения определяется путем умножения розничного тарифа для потребителей j -го класса напряжения T_j на тарифный коэффициент k_t соответствующего периода суток

$$T_j^t = T_j \cdot k_t, \quad j=1,2; t=n, nn, n.$$

Величины тарифных коэффициентов и продолжительность зонных периодов приведены в табл. 5.

Выбор тарифных коэффициентов (см таблицу 5) не учитывает конфигурацию суточных графиков нагрузки потребителей j -го класса напряжения в различных

энергопередающих компаниях.

Таблица 5
Тарифные коэффициенты и продолжительность зонных периодов
n – ночной; *пп* – полупиковый; *п* – пиковый периоды

Период времени	Тарифные коэффициенты	Продолжительность периода времени, ч
Ночной	0,25	7
Полупиковый	1,02	11
Пиковый	1,8	6

Тарифные коэффициенты не могут быть одинаковы для всех облэнерго, поскольку их суточные графики нагрузки имеют различную конфигурацию. Очевидно, что для облэнерго с плотными графиками нагрузки (коэффициент неравномерности $k_{\text{нер}} = P_{\text{мин}} / P_{\text{макс}} \geq 0,85$) и для облэнерго с острыми утренними и вечерними пиками ($k_{\text{нер}} \approx 0,6$) для выравнивания их графиков нагрузки (т.е. приближение коэффициентов неравномерности к единице) необходимы различные тарифные коэффициенты в соответствующих периодах суток. Следовательно, у каждого облэнерго должны быть свои тарифные коэффициенты.

Кроме того, величины тарифных коэффициентов и, следовательно, тарифные ставки, дифференцированные по зонам суток, должны быть выбраны такими, чтобы при их применении суммарная плата по среднему тарифу не изменилась. Плата, получаемая по зонным тарифам от потребителей *j*-го класса напряжения в течение суток, должна покрывать расчетные затраты энергопередающей компании на электроснабжение указанных потребителей. Между тем плата, получаемая по льготному тарифу в ночной период от потребителей электроэнергии, не будет покрывать расчетные затраты энергопередающей компании в ночное время. В целях компенсации потребители должны нести дополнительные затраты, например, в часы максимумов нагрузки, причем дополнительные затраты в часы максимумов должны быть равны экономии затрат в ночной период [7]. **Действующие сейчас тарифные коэффициенты не обеспечивают баланс затрат, т.е. экономия затрат в ночной период не равна (\neq) перерасходу затрат в полупиковый+ пиковый периоды. Следовательно, промышленным потребителям невыгодно применять введенные Постановлением НКРЭ от 22.09 2010 г. № 1267 тарифные коэффициенты для каждого периода суток.**

Между тем научнообоснованные пропорции между тарифными ставками различных зон графика нагрузки могли бы стать важным фактором энергосберегающей политики. Стимулируя выравнивание суточного режима электропотребления, они способствуют снижению расхода топлива за счет улучшения режима работы оборудования, уменьшения числа пусков и остановов котлов и турбин (на пуск одного энергоблока мощностью 300 МВт затрачивается 70 т мазута).

Отсутствие резко выраженной максимальной нагрузки ОЭС снизит потери электроэнергии в линиях, трансформаторах и т.д. Снизится необходимость вводов в период максимума нагрузки неэкономичных пиковых электростанций, перевода в форсированный режим всех генерирующих мощностей, что приведет к экономии топлива и т.д.

Таким образом, дифференцирования системы розничных тарифов лишь по классам напряжения и по зонам суток в настоящее время явно недостаточно. В формировании системы розничных тарифов на электроэнергию отсутствует комплексный подход. Так, например, во Франции тарифы на электроэнергию дифференцированы по напряжению, заявляемой мощности и продолжительности ее использования, объему потребляемой электроэнергии, зонам суток, сезонам года. Каждому потребителю предоставлено право выбора из 196 вариантов (опций) тарифных ставок подходящий для него вариант в соответствии с его режимом потребления и финансовыми возможностями на основе расчетов и сравнений. В итоге во Франции практически все потребители рассчитываются за электроэнергию по дифференцированным тарифам и эффективно участвуют в

регулировании графика суммарной нагрузки, выигрывая при этом в величине платы за потребленную электроэнергию и мощность [8].

Выводы

1. Модель оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) с его конкуренцией производителей в энергетике Украины не дает положительных результатов.
2. Переход к модели Единственный покупатель предотвращает повышение оптовых цен электроэнергии до уровня маргинальных; снижает розничные тарифы на электроэнергию для потребителей; не производит усложнения оперативно-диспетчерского управления; отпадает необходимость в создании Администратора торговой системы, оптового и розничных рынков; минимизирует расход дефицитного топлива в целом по ОЭС.
3. Разработана методика формирования системы розничных тарифов на электроэнергию по 4-м классам напряжения.
4. Разработан алгоритм приведения к нормативным технологическим потерям электроэнергии на ее передачу.
5. Выбор тарифных коэффициентов к зонным тарифам должен обеспечивать баланс затрат.
6. В Украине система дифференцированных тарифов на электроэнергию не стала приоритетным направлением научно-технологического развития отрасли; не выполняет регулирующей функции, т. е. не стимулирует потребителей к выравниванию суточного графика нагрузки и снижению напряженности энергетического баланса; не способствует самофинансированию отрасли; не стала важным фактором энергосберегающей политики.

Список литературы

1. Методы оптимизации режимов энергосистем/ В. М. Горштейн, Б. П. Мирошниченко и др.; Под редакцией В. М. Горштейна. – М.: Энергия, 1981.
2. Дерзкий В. Г. Многоцелевая оптимизация режимов энергосистем.–Киев.: Наукова думка, 1992.
3. Постанова НКРЕ від 02.04.2001 № 309 про затвердження порядку визначення тарифів на передачу електроенергії місцевими (локальними) електромережами та тарифів на постачання електроенергії для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом.
4. Постанова НКРЕ від 30.11.2001 № 1179 щодо затвердження Тимчасового положення про порядок розрахунку економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії.
5. ГНД 34. 09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–154 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії, який затверджено наказом № 757 Мінпаливенерго України від 17.12.03.
6. Основные положения по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве / Госплан СССР, НИИ планирования и нормативов.– М.: Атомиздат, 1980.
7. Дерзкий В. Г. Расчет тарифных коэффициентов по зонам суток к розничным тарифам для промышленных потребителей // Энергетическая политика Украины. – 2004.– № 6.
8. Чекаленко М. И. Тарифы на электроэнергию во Франции // Энергетика и электрификация. – 1996. – № 3.

REFORMATION OF MARKET IN ELECTROENERGY OF UKRAINE AND PRICING

V. G. DERZSKY, Dr. Scie. Tech.

In the article ways are described reformation of wholesale market of electric power and perfection of the system of prices and tariffs on electric and thermal energy.

Поступила в редакцию 05.10 2012 г.