

АПОСТЕРИОРНЫЙ АНАЛИЗ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ФИНАНСОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭЭС

А.З. Гамм, И.И. Голуб

Введение. Коммерциализация функционирования ЭЭС приводит к необходимости составления и использования так называемых финансово-технологических моделей (ФТМ) ЭЭС [1]. В этих моделях, с одной стороны, рассматриваются традиционные технологические переменные, описывающие режим ЭЭС, связывающие эти переменные ограничения в виде равенств (законы Ома и Кирхгофа) и неравенств (технологические ограничения). С другой стороны, в эти модели должны входить переменные, учитывающие стоимостные (финансовые) факторы – цены, затраты, всякого рода отчисления, – и уравнения финансовых балансов, связывающие эти переменные. Одним из важнейших финансовых показателей является так называемая узловая цена, показывающая, сколько будет стоить единица энергии, покупаемой в данном узле. Узловые цены в общем случае разные в каждом узле и для их получения используются ФТМ. При этом учитываются затраты на получение электроэнергии каждым генерирующим источником, потери при передаче электроэнергии по сети от источника к потребителю, физические и финансовые балансы в узлах. В большинстве работ в качестве узловых цен используются двойственные переменные – множители Лагранжа [2-4], которые позволяют оценить финансовую значимость ограничений в виде равенств и активных ограничений в виде неравенств. Вместе с тем, при этом подходе возникают как минимум следующие проблемы:

- не учитываются постоянные, т.е. не зависящие от режима, затраты на генерацию электрической мощности;
- при использовании метода неопределенных множителей Лагранжа необходим единый критерий принятия решений, который далеко не всегда совпадает с критерием каждого участника рынка в отдельности;
- неочевидна логика и технология получения цен на ограничения, в том числе и узловых цен.

Поэтому возникла необходимость в новом методологическом подходе, в котором получение цен будет понятно и очевидно как для потребителя, так и для производителя электрической энергии. Ниже предлагается так называемый апостериорный анализ режимов ЭЭС, на основе которого определяются ценностные переменные, входящие в ФТМ, в частности узловые цены.

Предлагаемый подход. Он состоит из трех основных этапов:

1). Получение для каждого интервала времени данных потокораспределения на основе реальных замеров или имитационных расчетов (в частности, на основе оценивания состояния ЭЭС). При этом все технологические переменные сбалансированы с точностью, определяемой программой потокораспределения или точностью оценок при решении задач оценивания состояния.

2). Построение финансовой модели на основе финансовых балансов в узлах и ветвях ЭЭС; в результате составляется система линейных уравнений или графовая модель, решением которой являются узловые цены. Этот этап можно назвать апостериорным анализом. По существу апостериорный анализ можно рассматривать как распределенный счетчик платы за электроэнергию в каждый интервал времени.

3). Полученные узловые цены однозначно определяют затраты на покупку электроэнергии в данном узле. Показано, что сумма издержек потребителей на покупку в точности совпадает с суммарными заявленными затратами генерирующих станций. При этом соблюдаются сколь угодно точные ограничения в виде равенств и неравенств, заложенные в технологическую модель, использованную для апостериорного анализа.

Рассмотрено влияние ограничений в виде равенств и неравенств и степени оптимальности режима на значение узловых цен.

Процедуры нахождения узловых цен могут быть использованы региональными энергетическими комиссиями, оператором системы и администратором торговой сети.

Математическая постановка задачи. Модель основана на следующих положениях:

1). Каждый узел сети представляется как элементарный рынок (ЭР), на котором втекающие в узел перетоки и генерация в узле рассматриваются как продавцы, поставляющие свою продукцию – электроэнергию по своим ценам, определенным либо вне данного рынка (для перетоков) либо заявленным генераторами. Вытекающие из узла перетоки и нагрузки считаются покупателями. Цена для всех покупателей в данном узле одина. Схема ЭР представлена на рис. 1.

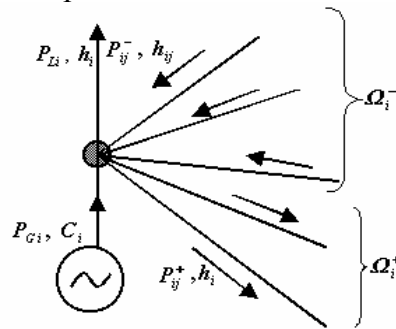


Рис. 1. Элементарный рынок.

2). Для каждого узла соблюдается физический баланс втекающих и вытекающих мощностей (первый закон Кирхгофа)¹

$$\left. \begin{aligned} -P_{Gi} + P_{Li} + \sum_{j \in \Omega_i^+} P_{ij}^+ - \sum_{j \in \Omega_i^-} P_{ij}^- = 0 \\ i = 1, \dots, n \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где P_{Gi} - активная мощность, генерируемая в узле i ; P_{Li} - активная мощность нагрузки в узле i ; P_{ij}^+ - переток, вытекающий из узла i в узел j по ветви $i-j$; Ω_i^+ - множество номеров узлов, смежных i -му, в которые текут перетоки из узла i ; P_{ij}^- - переток, втекающий из узла j в узел i по ветви $i-j$; Ω_i^- - множество номеров узлов, смежных i -му, из которых в узел i течет переток P_{ij}^- ; n - число узлов.

Соблюдение (1) обеспечивается расчетом потокораспределения или оценивания состояния ЭЭС.

3). Каждая втекающая в узел i мощность P_{ij} имеет собственную цену h_{ij} .

4). Каждый генератор в i -ом узле заявляет на ЭР свою мощность P_{Gi} и издержки на ее производство $G(P_{Gi})$ или, в частном случае, мощность P_{Gi} и цену C_i .

5). Вытекающие из i -го узла перетоки и нагрузки – покупки по единой для данного узла цене h_i , получаемой на основе смешения цен и объемов продаж поступающих в узел перетоков и генераций. Для каждого i -го узла соблюдается финансовый баланс

$$\left. \begin{aligned} -G_i(P_{Gi}) - \sum_{j \in \Omega_i^-} P_{ij}^- h_{ij} + P_{Li} h_i + \sum_{j \in \Omega_i^+} P_{ij}^+ h_i = -P_{Gi} C_i - \sum_{j \in \Omega_i^-} P_{ij}^- h_{ij} + h_i \left(P_{Li} + \sum_{j \in \Omega_i^+} P_{ij}^+ \right) = 0 \\ i = 1, \dots, n \end{aligned} \right\}. \quad (2)$$

¹ Здесь и ниже, как обычно для такого рода моделей, под «мощностью» понимается средняя мощность за час, численно равная энергии за час.

б). Баланс по связи $i-j$ (рис.2): стоимость перетока в начале ветви $i-j$ должна быть равна стоимости перетока в конце ветви $i-j$

$$h_{ij}P_{ij} = h_jP_{ji}, \quad (3)$$

где P_{ij} - переток в конце ветви $i-j$, h_j - узловая цена в узле j .

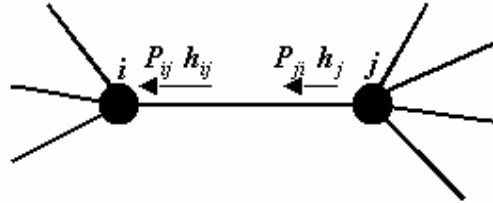


Рис.2. Баланс стоимости на ветви $i-j$.

Другими словами, потери мощности π_{ij} по ветви $i-j$ компенсируются увеличением цены h_j до значения h_{ij}

$$h_{ij} = \frac{h_j P_{ji}}{P_{ij}} = \frac{h_j (P_{ij} + \pi_{ij})}{P_{ij}} = h_j \left(1 + \frac{\pi_{ij}}{P_{ij}} \right) > h_j. \quad (4)$$

Используя соотношение (3), переписываем (2) в виде

$$\left. \begin{aligned} -G_i(P_{gi}) - \sum_{j \in \Omega_i^-} h_j P_{ji} + h_i \left(P_{Li} + \sum_{j \in \Omega_i^+} P_{ij} \right) = 0 \\ i = 1, \dots, n \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

где первые два слагаемые – затраты на производство P_{Gi} и покупку перетоков P_{ji} , втекающих в узел i из узлов $j \in \Omega_i^-$; а третье слагаемое – выручка от продажи нагрузки и вытекающих из узла i перетоков при единой цене продажи h_i . Имея данные потоко-распределения: P_{Gi} , P_{ij} , P_{Li} и заявленные производителями издержки $G(P_{Gi})$, можно определить неизвестные h_i ($i = 1, \dots, n$), при $i \neq j$.

Матричный алгоритм определения узловых цен. Условие (3) ключевое в предлагаемой модели. Его можно назвать правилом прямоугольника: площади прямоугольников $P_{ij} \times h_j$ и $P_{ji} \times h_{ij}$ равны, рис 3.

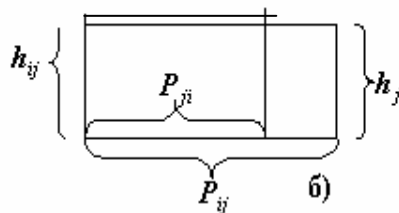


Рис. 3. Правило прямоугольника.

Величину $G_{ij} = h_j P_{ij} = P_{ji} h_{ij}$ можно назвать потоком денег по ветви $i-j$. Этот поток инвариантен к параметрам ветви.

Систему (5) можно представить в виде

$$\begin{pmatrix} P_{L1} + \sum_{j \in \Omega_1^+} P_{1j} & -P_{21}^- & \dots & -P_{n1}^- \\ -P_{12}^- & P_{L2} + \sum_{j \in \Omega_2^+} P_{2j} & \dots & -P_{n2}^- \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -P_{1n}^- & \dots & -P_{n-1,n}^- & P_{Ln} + \sum_{j \in \Omega_n^+} P_{nj} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} h_1 \\ h_2 \\ \dots \\ h_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} G_1(P_{g1}) \\ G_2(P_{g2}) \\ \dots \\ G_n(P_{gn}) \end{pmatrix} = A \cdot h = G. \quad (6)$$

В (6) все недиагональные элементы матрицы A неположительные, т.е. $a_{ij} \leq 0$.

Обратим внимание, что матрица A существенно несимметрична, так как если $P_{ij}^- \neq 0$, то $P_{ji}^- = 0$, т.е. элементы матрицы A связаны соотношением

$$a_{ij} a_{ji} = 0. \quad (7)$$

Определим основные этапы матричного алгоритма определения узловых цен:

1). Для каждого момента графика нагрузок задается сбалансированный режим (потокораспределение), который получается либо по результатам расчета задачи оценивания состояния либо по данным имитационного расчета. Поэтому известны все параметры режима, в частности перетоки P_{ij} и P_{ji} ($i, j = 1, \dots, n; i \neq j$).

2). Получена ценовая заявка каждого генератора C_i или его расходная характеристика $G_i(P_{gi})$ и соответствующая выдаваемая на рынок мощность.

3). Формируем матрицу A и вектор свободных членов по выражению (6).

4). Решаем систему (6) относительно h . Соответственно, узловые цены h_i определяются текущим режимом в каждый момент времени t .

Проиллюстрируем матричный алгоритм на примере четырехузловой сети, рис.4. Значения активных нагрузок в узлах 2 и 3, активных генераций в узлах 1 и 4, а также перетоков мощности в начале и конце ветвей показаны на рис.4.

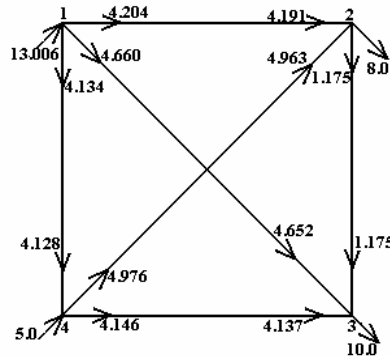


Рис.4. Схема ЭЭС для иллюстрации матричного алгоритма определения узловых цен.

В соответствии с матричным подходом к определению узловых цен составим уравнение (6). Цена генерации в 1- и 4-м узлах полагалась равной соответственно 1,5 и 2,0 условных единиц (у.е.). Для получения чистой, а не смешанной цены генерации в четвертом узле, введем фиктивную ветвь 5-4 с перетоками начала и конца ветви, равными мощности 4-го генераторного узла 5,0, и перенесем генерацию из 4-го в 5-й узел

$$\begin{pmatrix} 13,0057 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -4,2039 & 9,1753 & 0 & -4,9761 & 0 \\ -4,6679 & -1,1753 & 10,000 & -4,1463 & 0 \\ -4,1339 & 0 & 0 & 9,1224 & -5,0000 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 5,0000 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} h_1 \\ h_2 \\ h_3 \\ h_4 \\ h_5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 19,5090 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 10,0000 \end{pmatrix}.$$

Откуда узловые цены будут равны

$$\begin{pmatrix} h_1 \\ h_2 \\ h_3 \\ h_4 \\ h_5 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,5 \\ 1,6504 \\ 1,6305 \\ 1,7760 \\ 2,0000 \end{pmatrix}.$$

Алгоритм адресности для определения узловых цен. Другой возможностью определения прозрачных узловых цен, совпадающих с ценами, полученными с помощью рассмотренного выше матричного алгоритма, является использование алгоритма адресности, позволяющего определить долю мощности заданного генераторного узла, передаваемую в заданный нагрузочный узел.

Для решения указанной задачи может быть использован графовый алгоритм, предложенный в [5] для сети без потерь, с той его модификацией, что исходной информацией при определении мощности, передаваемой из генераторных узлов в нагрузочные, используются перетоки мощности в начале ветвей, при ориентации ветвей совпадающей с направлением перетоков мощности в них. Значения перетоков в ветвях, аналогично рассмотренному выше матричному алгоритму, являются результатом расчета потокораспределения, например, с помощью программы оценивания состояния.

В основе алгоритма адресности лежат определения:

- *относительного перетока*, показывающего, какая часть мощности, поступающей в начальный узел ветви, передается перетоком этой ветви;
- *относительной нагрузки*, показывающей, какая часть мощности, поступающей в нагрузочный узел, используется нагрузкой этого узла.

Из определений следует, что относительный переток ветви $i-j$ равен отношению перетока ветви $i-j$, вытекающего из узла i , к сумме мощностей, вытекающих из этого узла, а относительная нагрузка равна отношению мощности в нагрузочном узле, к сумме мощностей, выходящих из этого узла, включая и мощность нагрузки.

Алгоритм [6, 7] заключается в поиске путей на ориентированном графе из генераторного узла в нагрузочный узел при ориентации ветвей, как уже отмечалось, совпадающей с ориентацией потоков мощности в ветвях.

Если между i -м генераторным и j -м нагрузочным узлами существует только один путь, то передаваемая в нагрузочный узел мощность P_{Gi-Lj} будет равна произведению вошедших в путь относительных перетоков ветвей \overline{P}_k , умноженному на относительное значение мощности нагрузки \overline{P}_L и на мощность генераторного узла P_{Gi}

$$P_{Gi-Lj} = P_{Gi} \cdot \overline{P}_L \prod_{k=1}^K \overline{P}_k, \quad (8)$$

где K – число ветвей, вошедших в путь.

Если же существует S путей между генераторным и нагрузочным узлами, то мощность, передаваемая в нагрузочный узел, будет равна сумме мощностей, передаваемых по S путям

$$P_{Gi-Lj} = P_{Gi} \cdot \overline{P}_L \cdot \sum_{s=1}^S \prod_{k=1}^{K^s} \overline{P}_k^s, \quad (9)$$

K^s – число ветвей, вошедших в s -й путь.

Стоимость мощности P_{ij} , передаваемой из i -го генераторного узла в j -й нагрузочный узел (финансовый поток), определится как $P_{ij}C_i$. Тогда, если нагрузка в узле j получает мощность от M генераторов, узловая цена в нагрузочном узле будет равна

$$h_j = \sum_{i=1}^M P_{ij} \cdot C_i / P_{Lj}. \quad (10)$$

Примеры расчета узловых цен. Для иллюстрации предложенных подходов к определению прозрачных узловых цен выбрана 13-узловая контрольная схема ЭЭС, рис. 5.

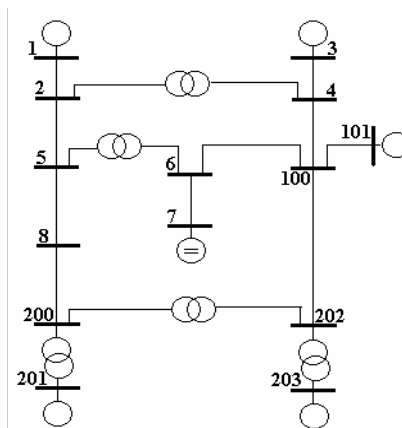


Рис.5. Контрольная схема ЭЭС.

Было рассчитано четыре оптимальных по издержкам топлива режима. В первом режиме все переменные находятся в допустимых границах, во втором и третьем – потребовался ввод в допустимую область из-за нарушенных ограничений соответственно на переток в ветви 203-202 и переток в ветви 100-101, в четвертом режиме потребовался ввод режима в допустимую область из-за нарушенного ограничения на напряжение в 200-м узле.

Значения активных мощностей нагрузок, а также перетоков активной мощности в ветвях схемы сети и активных мощностей генерации для оптимального по издержкам топлива режима (1-го режима), записаны в табл.1.

Таблица 1

Значения активных мощностей для первого режима

Узел	Узловые активные мощности (МВт)		Ветвь	Перетоки активной мощности (МВт)	
	Нагрузка	Генерация		в начале ветви	в конце ветви
1	0	116,322	1-2	116,323	-116,323
2	0	0	2-4	159,019	-159,019
3	0	741,349	2-5	-42,694	42,729
4	1000	0	3-4	741,346	-741,346
5	0	0	4-100	-99,631	101,44
6	1100	0	5-6	811,448	-811,448
7	0	0	5-8	-854,167	874,194
8	0	0	6-7	0	0
100	2000	0	6-100	-288,552	293,394
101	0	1792,372	8-200	-874,195	894,031
200	0	0	100-101	-1792,37	1792,372
201	0	1059,785	100-202	-602,454	654,089
202	500	0	200-201	-1059,78	1059,783
203	0	988,349	200-202	165,746	-165,746
			202-203	-988,346	988,346

Значения стоимости топливных издержек для каждой из пяти станций и цена электроэнергии без учета постоянной составляющей затрат для четырех режимов приведены в табл.2.

Для всех четырех режимов были определены узловые цены в нагрузочных узлах, приведенные в табл.3.

Таблица 2

Стоимость топливных издержек станций в у.е. и цена электроэнергии в у.е./(МВт.ч) для четырех режимов

Номер генераторного узла	Режим 1		Режим 2		Режим 3		Режим 4	
	Издержки	Цена электроэнергии	Издержки	Цена электроэнергии	Издержки	Цена электроэнергии	Издержки	Цена электроэнергии
1	33,165	0,285115	17,887	0,164306	1499,576	2,499735	131,640	0,812702
3	724,510	0,977286	780,010	1,007699	1056,533	1,140248	131,813	0,408795
101	1784,768	0,995757	1782,652	0,995166	461,9545	0,463594	1751,034	0,986281
201	615,7216	0,580987	5132,943	3,605651	1416,531	1,250435	3995,925	2,97906
203	3634,169	3,67701	523,875	0,879531	4609,875	4,258239	5808,525	4,888706
Суммарные издержки и средняя цена	6792,3	1,246208	8237,4	1,330471	9044,5	1,92245	11818,9	2,015109

Таблица 3

Стоимость в у.е. электроэнергии, полученной каждой нагрузкой и цена в у.е./(МВт.ч) электроэнергии в нагрузочном узле для четырех режимов

Номер нагрузочного узла	Режим 1		Режим 2		Режим 3		Режим 4	
	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена электроэнергии в нагрузочном узле	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена электроэнергии в нагрузочном узле	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена полученной электроэнергии	Издержки на покупку электроэнергии нагрузочным узлом	Цена электроэнергии в нагрузочном узле
4	948,8136	0,948817	1079,562	1,09903	1396,525	1,396526	1747,003	1,747002
6	971,1216	0,882838	3455,374	3,158933	1862,498	1,693179	3204,899	2,913544
100	3256,195	1,628104	2636,472	1,327966	3967,851	1,983927	4556,456	2,278228
202	1616,196	3,232371	1065,960	2,170790	1817,568	3,635171	2310,577	4,621152
Средняя цена	6,69213		7,756719		8,708803		11,55993	

Узловые цены за 1 МВтч электроэнергии показаны также в виде диаграммы на рис.6.

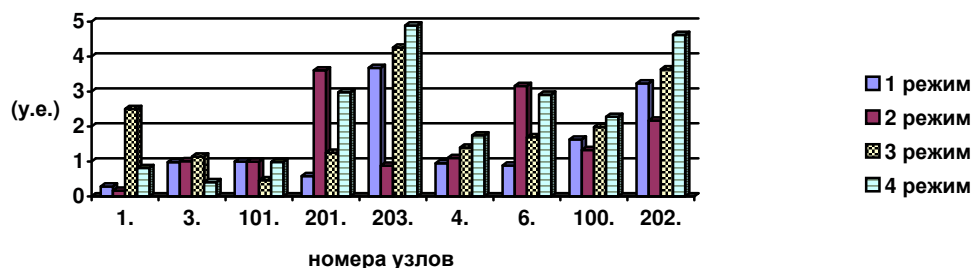


Рис.6. Узловые цены для четырех режимов.

Сравнение цен в нагрузочных узлах с ценами в генераторных узлах во всех режимах показывает, что смешивание издержек генераторов в нагрузочных узлах приводит к следующему результату:

- минимальная нагрузочная цена не ниже минимальной генераторной цены;
- максимальная нагрузочная цена не выше максимальной генераторной цены.

Процесс смешивания издержек генераторов в нагрузочных узлах проиллюстрирован на основе графового алгоритма. На рис.7 показаны финансовые потоки, передаваемые из генераторных в нагрузочные узлы, а также финансовые потоки, поступающие из генераторных узлов в нагрузочные, последние определены аналогично передаваемым перетокам [5]. Разность между финансовым перетоком, передаваемым в нагрузочный узел от конкретного генератора, и перетоком, поступающим в нагрузочный узел, равна издержкам за потери мощности на пути такой передачи.

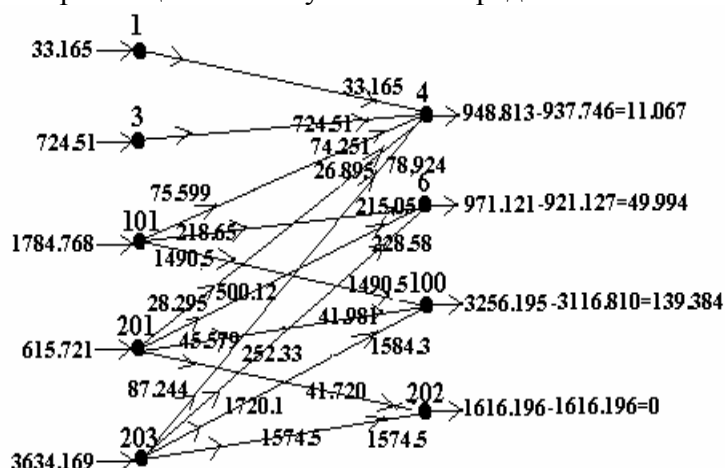


Рис.7. Финансовые потоки, текущие из генераторных в нагрузочные узлы.

Сравнение издержек за переданную из генераторных узлов в нагрузочные узлы энергию и издержек за энергию, полученную нагрузочными узлами, позволяет определить долю узловой цены электроэнергии в нагрузочных узлах, приходящейся на потери энергии в сети. Результаты такого анализа приведены в табл.4.

Таблица 4

Слагаемые цены электроэнергии в нагрузочных узлах, связанные с полученной электроэнергией и потерями энергии в сети, у.е./(МВт.ч)

Номер нагрузочного узла	Режим 1		Режим 2		Режим 3		Режим 4	
	Цена за полученную электроэнергию	Цена за потери энергии в сети	Цена за полученную электроэнергию	Цена за потери энергии в сети	Цена за полученную электроэнергию	Цена за потери энергии в сети	Цена за полученную электроэнергию	Цена за потери энергии в сети
4	0,937749	0,011067	1,088477	0,010551	1,396526	0,0	1,624113	0,122889
6	0,837388	0,045449	3,017526	0,014139	1,649434	0,043744	2,703004	0,210540
100	1,558411	0,069692	1,284062	0,043904	1,806676	0,017725	2,097486	0,180742
202	3,232371	0,0	2,170790	0,0	3,635171	0,0	4,621152	0,0
Средняя цена	1,64148	0,031552	1,890214	0,017149	2,121952	0,015367	2,761439	0,128543

Анализ узловых цен для различных режимов показывает, что введение ограничений, приводящее к увеличению издержек на производство электроэнергии, в среднем приводит и к увеличению узловых цен как в генераторных, так и в нагрузочных узлах. Следует отметить, что слагаемые узловых цен, связанные с потерями энергии в сети во втором и третьем режимах даже ниже, чем в первом режиме. Для четвертого режима

вклад потерь в узловую цену довольно заметен. Очевидно, что увеличение узловых цен является платой за наличие ограничений.

Комментарии. Еще раз подчеркнем, что предложенная модель для определения узловых цен ориентирована в первую очередь на обеспечение «справедливой» оплаты потребителями электроэнергии. Поэтому важно ограничение цен энергетической комиссией, проверяющей обоснованность затрат (расходных характеристик и, в частности, цен C_i). Элементы конкуренции возникают на этапе планирования режима, когда процедура оптимизации режима «выбирает» наиболее экономичные станции. Вместе с тем, модель может использоваться и для принятия решений диспетчером.

Предложенные алгоритмы позволяют учесть любые виды функций затрат на выработку электроэнергии генераторами (квадратичные зависимости, ступенчатые и т.п.).

Полученная линейная модель связывает перетоки, заявки и цены. К ней применимы подходы, используемые для анализа традиционной модели потокораспределения, в частности, можно применить методологию сингулярного анализа для выявления сенсоров и слабых мест [8]. При этом в качестве возмущений могут выступать ценовые заявки. Есть возможность выявления «узких мест», по которым производится автоматическая декомпозиция на ценовые зоны.

Не требуется сведение всех критериев участников рынка к единому критерию. Это обеспечивает прозрачность, контролируемость и простоту получения результата.

Выводы

1. Разработаны два простых алгоритма расчета узловых цен, использующие матричную и графовую модель. Модели основаны на соблюдении: 1) балансов потоков электроэнергии в узлах и по ветвям; 2) соблюдении финансовых балансов по узлам и по ветвям.

2. На примере 13-ти узловой электрической сети показано влияние оптимизации режима и ограничений на узловые цены.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Технико-экономические модели электроэнергетических систем** / А.З. Гамм, О.Н. Войтов, И.И. Голуб, Ю.А. Бровяков // Информационные технологии контроля и управления на транспорте. Вып.7. – Иркутск: ИрИИТ, 2000. – С.145-154.
2. **Гамм А.З.** Двойственность и ее использование при оптимизации режимов электроэнергетических систем. – Иркутск, 1971. – С.108-124. (Тр. Иркутского политех. ин-та).
3. **Stamtsis G.C., Christiansen J., Erlich I.** Evaluation of Power Systems Congestions Using Nodal Price Analysis // Proceedings of the International Symposium MEPS'02. - Wroclaw, Poland, 2002. – Pp.25-30.
4. **Chen I., Suzuki H., Wachi T., Shimura Y.** Components of Nodal Prices for Electric Power Systems // IEEE Trans. on PWRs, 2002. - Vol. 17, N1. - Pp. 41-45.
5. **Бровяков Ю.А., Гамм А.З., Голуб И.И.** Построение матрицы адресности поставок // Энергосистема: управление, качество, безопасность: Сб. докладов Всероссийской науч.-техн. конф. УПИ. - Екатеринбург, 2001. – С.16-22.
6. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Графовый подход к определению адресности поставок электроэнергии и адресности потерь // Труды Международной конф. «Проблемы современной электротехники», Техническая электродинамика. – Киев, 2002. – С.102-106.
7. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество, 2003. – №3. – С.9-16.
8. **Анализ неоднородностей электрических систем** / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм, И.И. Голуб, Д.Н. Ефимов. – Новосибирск: Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 302 с.

Об авторах.

Гамм Александр Зельманович, 1938 г.р., д.т.н., профессор. Окончил Новосибирский электротехнический институт в 1961 г. Защитил докторскую диссертацию в 1981 г., главный научный сотрудник Института систем энергетики СО РАН (г. Иркутск). Заслуженный деятель науки РФ, действительный член Академии электротехнических наук, старший член IEEE, лауреат премии им. Г.М. Кржижановского АН СССР (1967), лауреат Государственной премии СССР (1986). 215 научных печатных трудов, в том числе 20 монографий. Область научных интересов – модели и методы управления сложными электроэнергетическими системами.

Голуб Ирина Ивановна, д.т.н., профессор, работает в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН после окончания Московского энергетического института. Ее научные интересы лежат в области: анализа свойств ЭЭС; разработки теоретических основ, критериев и алгоритмов анализа наблюдаемости и синтеза системы сбора данных для оперативного диспетчерского управления ЭЭС. Является членом Международной энергетической академии и членом Американского общества инженеров-электриков IEEE. Голуб И. И. опубликовано 80 печатных работ, в том числе она соавтор семи монографий.

ДИСКУССИЯ

В.Г. Неуймин. Существующая теория определения, так называемых, узловых цен основывается на работе Spot Pricing of Electricity (Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors). В ней предложен механизм проведения аукциона электроэнергии и связанный с ним способ определения узловых цен. В рецензируемой статье представлен оригинальный, не имеющий аналогов, метод формирования узловых цен и финансовых балансов, основанный на использовании теории графов и поузловом финансовом балансе. Несомненным достоинством предлагаемого метода является прозрачность механизма формирования цен. Метод используется для составления фактических финансовых балансов по уже реализованному в результате аукциона режиму электрической сети. Поэтому возникает естественный вопрос о связи результатов аукциона электроэнергии с такой методикой формирования узловых цен. Необходима проверка идентичности ценовых сигналов между результатами аукциона электроэнергии и предлагаемой методикой расчета цен. По нашему мнению, методика требует усовершенствования для учета линий (сечений), находящихся на пределе пропускной способности. В целом, работа представляет большой интерес и может быть использована при создании моделей рынка электроэнергии.

А.З. Гамм, И.И. Голуб. 1. Предлагаемый подход в определенном смысле является альтернативным по отношению к получению узловых цен как множителей Лагранжа, соответствующих уравнениям баланса мощностей в узлах [Швеппе и др.]. Он показывает рост цены электроэнергии по мере удаления нагрузки от генерации, т.е. увеличение цены из-за увеличения потерь. При этом несущественно, как были получены цены генерации: как маргинальные аукционные, как заявки генераторов, или, наконец, просто найденные по калькуляции затрат, т.е. методика получения узловых цен инвариантна к принципам ценообразования у генераторов. 2. Учет ограничений, в том числе по пропускным способностям сечений, сводится просто к получению узловых цен для режимов, ограничения в которых учтены при расчете потокораспределения. Примеры с учетом ограничений в статье приводятся.