### ВВЕДЕНИЕ

Процессы интеграции электроэнергетических систем (ЭЭС) в большие энергообъединения и создания международных рынков электроэнергии поставили новые задачи совершенствования структур информационно-вычислительных систем, используемых для решения задач расчета, планирования и управления режимами ЭЭС, применения более совершенных технологий и алгоритмов для решения этих задач [1–6].

Проблема интеграции рынков электроэнергии значительно усложняется в случае, когда рынки сопредельных стран имеют различные условия, характеристики и регламенты. Принятие решений, относящихся к планированию и управлению режимами каждой из ЭЭС, входящих в межнациональное энергообъединение, и, следовательно, решение задач планирования и управления в пределах данной энергосистемы относится к компетенции соответствующего центра управления, и эти функции не могут быть произвольно переданы в какие-либо другие центры управления. Кроме того, каждый уровень управления (диспетчер национальной энергосистемы, диспетчер района этой энергосистемы) решает задачу обеспечения требуемого уровня надежности функционирования энергосистемы в своей зоне ответственности.

Исходя из сказанного, субъекты смежных рынков электроэнергии осуществляют торговые операции, учитывая технические ограничения на перетоки мощности между энергосистемами и обеспечивая ценовые заявки для объемов покупки-продажи электроэнергии (экспорт-импорт) для соответствующих промежутков времени [4, 5].

В итоге возникает важный вопрос: можно ли в рамках рыночных ме-

ханизмов получить еще и дополнительный экономический эффект за счет оптимизации перетоков мощности между смежными энергосистемами?

Эффективное планирование и координация оптимальных режимов энергообъединения, состоящих из ряда независимо управляемых энергосистем, могут быть достигнуты только при условии, что при решении этих задач в полной мере учитываются свойства энергообъединения как единой системы. Только в этом случае обеспечивается надежное и в то же время оптимальное с экономической точки зрения функционирование энергообъединения в целом, что достигается за счет скоординированных действий всех уровней управления смежных энергосистем. Подобная координация и соответствующие алгоритмы уже эффективно применяются в современных многосторонних рынках электроэнергии [5]. В этом случае администратор торговой системы («координатор»), обладающий соответствующим программным обеспечением, играет ключевую роль при проектировании и (или) создании торговой системы объединенного рынка электроэнергии.

Возможность одновременного поддержания требуемого уровня надежности, исполнения рыночных механизмов и требований оптимального управления режимами энергообъединения при условии обеспечения независимости центров управления энергосистем удовлетворяется только при переходе от концепции централизованного решения задач расчета, планирования и управления режимами к концепции распределенного решения этих задач, реализуемой в распределенной вычислительной системе [7, 8].

Ключевая идея новой концепции состоит в том, что все субъекты

# ОБ ОДНОМ АЛГОРИТМЕ ОПТИМИЗАЦИИ ТРАНСГРАНИЧНЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ

#### АВТОРЫ

В.А. МАКЕЕЧЕВ, 000 «ИНТЕР РАО — ИНЖИНИРИНГ»

С.Е. МАЛИНОВ, 000 «ИНТЕР РАО — ИНЖИНИРИНГ» в озможность одновременного поддержания требуемого уровня надежности, исполнения рыночных механизмов и требований оптимального управления режимами энергообъединения при условии обеспечения независимости центров управления

энергосистем удовлетворяется только при переходе от концепции централизованного решения задач расчета, планирования и управления режимами к концепции распределенного решения этих задач и может быть реализоана в распределенной вычислительной системе.

**Ключевые слова:** энергосистема; установившийся режим; оптимизация режима; общий рынок электроэнергии; распределенная система расчетов; иерархические алгоритмы; функциональное моделирование; пример расчета.



Бизнес-центр «Луч» штаб-квартира Группы Интер РАО

#### ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ №3 (32) ИЮНЬ — ИЮЛЬ 2017

управления режимами ЭЭС (источники генерации, сети, потребители) распределены в энергосистеме, но связаны общим электрическим режимом работы в энергосистеме, техническими условиями и ограничениями, а также регламентами рынков электроэнергии [7–9].

Основные методы и алгоритмы распределенных систем расчета режимов ЭЭС изложены в ряде работ [7–12]. Все они базируются на принципах иерархических систем и функционального моделирования.

Отличительными свойствами концепции распределенной системы расчета, основанной на принципах иерархии и функционального моделирования, в сравнении с другими системами являются следующие:

- каждая часть энергосистемы (электрической сети) представляет собой иерархическую подсистему;
- расчет оптимального режима сети для каждой подсистемы выполняется независимо на ЭВМ, находящейся в пределах данной подсистемы;
- расчет оптимальных перетоков мощности между подсистемами выполняется на ЭВМ верхнего уровня, решающей задачу оптимизации, имеющую размерность числа граничных переменных;
- распределенная система функционирует как иерархическая структура, в которой ЭВМ нижнего уровня выполняет операции с системами уравнений подсистем, а ЭВМ верхнего уровня выполняет операции с системой уравнений связи, в которую входят только граничные переменные (перетоки мощности между подсистемами).

Передача данных между уровнями расчета организована следующим образом:

- с нижнего уровня на верхний передаются данные о функциональных характеристиках (ФХ) подсистем;
- с верхнего уровня на нижний передаются данные о вычисленных значениях граничных переменных.

ФХ подсистем — это соотношения между граничными переменными подсистем при соблюдении всех внутренних ограничений в виде равенств и неравенств. При расчете установившихся режимов ФX — это зависимости между значениями перетоков мощности через граничные узлы подсистем и модулей (фаз) напряжений в граничных узлах [11]. В задачах оптимизации режимов ФХ представляются в виде зависимостей между значениями перетоков мощности через граничные узлы и маржинальных затрат (цен) на электроэнергию в подсистемах.

В общем случае оптимизационный расчет по методологии [7–10] предусматривает реализацию иерархического алгоритма, представленного на рис. 1.

Для более простых решений при определенных условиях могут использоваться лишь некоторые этапы расчета.

### ИЕРАРХИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА СИСТЕМЫ В ПРОСТОЙ ИДЕАЛИЗАЦИИ

Рассмотрим представленный в работе [7] алгоритм оптимизации, основанный на методе ФМ и позволяющий решать задачу





экономического распределения нагрузки электростанций при учете расходных характеристик станций и неучете потерь мощности в сети.

Для решения такой задачи используется следующий прямой (неитерационный) алгоритм. Он основывается на формировании для системы, представляемой как совокупность взаимосвязанных подсистем, следующей функции Лагранжа:

$$L_{S} = \sum_{I} \left[ \sum_{i_{I}} F_{i_{I}}(P_{i_{I}}) + (1) + \lambda_{I} \left( P_{L_{I}} - \sum_{i_{I}} P_{i_{I}} + \sum_{b_{I}} \pm P_{b_{I}} \right) \right]$$

где *I* — индекс подсистемы; *b* индекс граничного узла; *F<sub>il</sub>* — расходная характеристика станции *і* в подсистеме *I*;  $\lambda_i$  — множитель Лагранжа в подсистеме І; Р, суммарная нагрузка в подсистеме *I; Р<sub>и</sub> — мощность станции і в под*системе I; P<sub>ы</sub> — переток мощности через один из граничных узлов подсистемы І.

Для одной из двух примыкающих к граничному узлу подсистем переток мощности берется со знаком (+), а для другой — со знаком (-).

Модель системы, соответствующая представлению функции Лагранжа в виде формулы (1), для трех смежных энергосистем приведена на рис. 2.

Предлагаемый в работе [7] алгоритм включает только три этапа из семи, представленных на рис. 1.

### РАСЧЕТ ФХ ПОДСИСТЕМ

Если принять, что перетоки мощности на границах подсистемы являются заданными, то оптимальному режиму подсистемы соответствует следующая система уравнений, каждое из которых может быть получено из условия равенства нулю первой производной от функции Лагранжа (1) для подсистемы по одной из независимых переменных:

$$\frac{dF_{i_{l}}}{dP_{i_{l}}} - \lambda_{I} = 0; \qquad (2)$$
$$P_{L_{I}} - \sum_{i} P_{i_{l}} + \sum_{i} \pm P_{bI} = 0.$$

Если расходная характеристика для каждой станции имеет вид квадратичной функции, то система (2) является системой линейных уравнений. Применяя к данной системе исключение по Гауссу всех внутренних переменных, т.е.  $P_{\mu}$ можно получить из нижней строки этой системы уравнений ФХ подсистемы, имеющей следующий вид:

 $\lambda_I = a_I \sum \pm P_{bI} + c_I$ (3)

### ФОРМИРОВАНИЕ И РЕШЕНИЕ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ СВЯЗИ

Уравнения, представляющие условия оптимальности для граничных переменных, т.е. для перетоков мощности через граничные узлы подсистем, могут быть получены



из условий равенства нулю первых производных от функции Лагранжа (1) по данным переменным. Для системы, представленной на рис. 1, эти уравнения имеют вид:

 $\lambda_{I} - \lambda_{I} = 0;$  $\lambda_{\kappa} - \lambda_{\mu} = 0.$ 

### ПРЕДСТАВЛЕНИЕ СИСТЕМЫ ПРИ ОПТИМИ-ЗАЦИИ РЕЖИМА ЭЭС ПО МЕТОДУ ФМ



[4]

С помощью подстановки в каждое из уравнений (4) выражений для λ подсистем из правой части ФХ подсистем (3) может быть получена система линейных уравнений для определения численных значений граничных перетоков мощности, которая будет иметь вид:

(5)  $AP_{h} = C$ 

Относящиеся к каждой подсистеме подвекторы полного вектора оптимальных значений перетоков мощности Р, должны быть использованы на следующем этапе расчета в системе уравнений соответствующей подсистемы.

### РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕМЕННЫХ

Оптимальные значения внутренних переменных, т.е. мощности станций,

РЕЖИМЫ. ПЛАНИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИКА НОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ

вычисляются для каждой подсистемы из системы уравнений данной подсистемы при подстановке в нее значений перетоков мощности, полученных из решения системы линейных уравнений (5), и последующего выполнения обратного хода по Гауссу в уравнениях, представляющих условия оптимальности для внутренних переменных.

### ПРИМЕР ПРОСТОЙ ИДЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ ПЕРЕТОКОВ

Приведем пример применения иерархического алгоритма оптимизации перетоков в случае трех смежных подсистем. Схема энергообъединения представлена на рис. 3. Каждая подсистема содержит по две электростанции. Конфигурации электрических сетей выбраны произвольно в целях демонстрации эффективности конечных расчетов при оптимизации режимов с применением различных методов. Потери электроэнергии в сетях подсистем не учитываются. Исходные данные

для этого классического примера приведены в работе [12]

### РАСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Расходные характеристики электростанций аппроксимируются обычно принимаемыми в оптимизационных задачах квадратичными функциями нагрузки вида:

 $F(P) = f \cdot (a + b P + c P^2),$ [6]

где  $P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max}$ .

Расходная характеристика имеет размерность денежных единиц (для примера использован доллар США, \$) в час, мощность измеряется в МВт<sup>1</sup>. Конкретные значения коэффициентов и исходных параметров для электростанций подсистем приведены в табл. 1.

### РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

Расчеты режимов работы энергообъединения имеют своей целью определение оптимальных перетоков по межсистемным связям (и соответствующих им маржинальных затрат в подсистемах) при различных ограничениях на пропускную способность этих связей. В качестве предельных случаев рассматриваются две идеализации: нулевые перетоки (изолированная работа подсистем) и неограниченные перетоки. В качестве критерия оптимизации и для оценки экономического эффекта совместной работы энергосистем используется сумма расходных характеристик (суммарные топливные затраты).

### РҒЖИМ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ПРИ НУЛЕВОМ ПЕРЕТОКЕ

Данный режим характеризуется балансированием каждой подсистемы в отдельности. Переток мощности между подсистемами равен нулю. Исходные данные для расчета по подсистемам 1–3 таковы:

1. P<sub>L1</sub> = 700 MBT; P<sub>Gmax1</sub> = 1000 MBT;  $P_{Gmin1} = 250 \text{ MBT};$ 

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРИМЕРА ПРОСТОЙ ИДЕАЛИЗАЦИИ

Под-	№ ЭС (i)	Мощность нагрузки, МВт	Цена топлива, f	Коэффициенты характеристик			l	Мощность станций, МВт			
система				а	b	с	P <sub>min</sub>	P <sub>max</sub>	<b>P</b> <sub>Gmin</sub>	P <sub>Gmax</sub>	
1 —	1	- 700	2,0	561	7,92	0,001562	150	600	250 100	1000	
	2		2,0	310	7,85	0,00194	100	400		1000	
2	3	- 600	1,9	295	7,46	0,00184	110	440	220	880	
	4		1,9	295	7,46	0,00184	110	440			
3	5	- 500 ·	2,0	78	7,97	0,00482	0	200	- 140		
	6		1,9	500	7,06	0,00139	140	670		870	
Таблица 1											

1 При этом f отражает стоимость единицы топлива, а коэффициенты а, b и с отражают зависимость часового расхода топлива от мощности и имеют соответствующую размерность

2. *P<sub>I 2</sub>* = 600 MBт; *P<sub>Gmax2</sub>* = 880 MBт; Р<sub>стіп2</sub> = 220 МВт; 3. *P<sub>L3</sub>* = 500 MBт; *P<sub>Gmax3</sub>* = 870 MBт; P\_\_\_\_\_\_ = 140 MBT. (7)

### ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ НУЛЕВОМ ΠΕΡΕΤΟΚΕ

Расчет оптимальной загрузки электростанций для каждой подсистемы отдельно проводится на основе последовательного дифференцирования функции Лагранжа:

 $L_{s} = \sum_{i} F(P_{i}) + \sum_{I} \left| \lambda_{I} \left( P_{II} - \sum_{i, G \in I} P_{i} \right) \right|$ 

при условии минимизации расхода топлива (здесь і=1...6 — индекс электростанции, І, Ј=1...3 — индексы подсистем).

В алгоритме расчета часового оптимального режима для каждой подсистемы используются два уравнения для определения значений мощностей электростанций и одно уравнение для баланса мощности в подсистеме. Приведем основные результаты расчета.

Так, для подсистемы 1 получим следующую систему линейных уравнений, решение которой находим методом подстановки:

15,84+0,006248 <i>P</i> <sub>1</sub> -λ <sub>1</sub> =0;	P <sub>1</sub> =377,8;
15,7+0,00776 <i>P</i> <sub>2</sub> -λ <sub>1</sub> =0;	P <sub>2</sub> =322,2;
P <sub>1</sub> +P <sub>2</sub> -700=0;	λ <sub>1</sub> =18,2.

Величина λ₁ отражает маржинальные затраты в энергосистеме и имеет размерность денежных единиц (\$) за 1 МВт.ч. На рис. 4 графически изображено решение этой системы уравнений и зависимость λ, от нагрузки в подсистеме.

По условию (1) топливные затраты в подсистеме 1 составляют  $F_1(P_1) + F_2(P_2) = 13634$  \$/4.

Для подсистемы 2 получим:

14,174+0,006992 $P_3$ - $\lambda_2$ =0;  $P_3$ =300;

14,174+0,006992 $P_{\lambda}$ - $\lambda_{2}$ =0;  $P_{\lambda}$ =300;

Под- система	№ ЭС <i>(i)</i>	Оптимальная мощность электростанции, МВт	Затраты на топливо, \$/ч	Маржинальные затраты, \$/МВт∙ч	
1	<i>P</i> <sub>1</sub>	377,8	7 552	- 18,20	
I	$P_2$	322,2	6 082		
2	$P_{_3}$	300,0	5 127	14.07	
Ζ	$P_4$	300,0	5 127	10,27	
2	$P_{5}$	4,7	231	1/ 02	
3	P <sub>6</sub> 495,3		8 242	10,03	
	Ито	го, \$/ч	32 361		

Таблица 2

### ГРАФИЧЕСКАЯ ИЛЛЮСТРАЦИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК В ПОДСИСТЕМЕ 1



Рис. 4

#### ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ №3 (32) ИЮНЬ — ИЮЛЬ 2017

 $P_2 + P_4 - 600 = 0;$  $\lambda_{0} = 16,27.$ 

Топливные затраты в подсистеме 2 составляют 10 255 \$/ч.

Для подсистемы 3 получим :

 $15,94+0,01928P_{5}-\lambda_{2}=0;$   $P_{5}=4,7;$ 

 $15,94+0,005282P_{2}-\lambda_{2}=0; P_{2}=495,3;$ 

 $P_5 + P_4 - 500 = 0;$ 

Топливные затраты в подсистеме 3 составляют 8473 \$/ч.

 $\lambda_{2} = 16.03$ 

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПРИ НУЛЕВОМ ПЕРЕТОКЕ

Маржина электр	льные зат юстанции	Маржи граты элен г2	нальные зат ктростанции	раты 1	$\lambda_i(P_{1,1})$	)
		Оптималы распределя нагрузки (	пое сние P <sub>1</sub> , P <sub>2</sub> )			

В результате суммарные топливные затраты в энергообъединении составляют 32 361 \$/ч.

Проверочный расчет выполнен с использованием надстройки «Поиск решения» для Microsoft Excel. Для решения выбран нелинейный метод обобщенного понижающего градиента, рекомендованный для гладких нелинейных задач оптимизации. Результаты расчета приведены в табл. 2 и соответствуют приведенным выше значениям. Определение маржинальных затрат при этом требует дополнительного вычисления производных расходных характеристик электростанции по нагрузке в точке, соответствующей оптимальному решению, т.е.  $f_i \cdot (b_i + 2c_i P_i)$ .

### ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ СИСТЕМЫ, РАССЧИТАННЫЙ ДЛЯ ЭНЕРГООБЪЕДИ-НЕНИЯ В ЦЕЛОМ

Применение надстройки «Поиск решения» для Microsoft Excel. реализующей нелинейный метод обобщенного понижающего градиента, позволяет решить задачу в идеализации с неограниченными перетоками между подсистемами. Оптимальная мощность загрузки электростанций определяется из минимизации условия (6) для энергообъединения в целом при соблюдении балансовых ограничений, которые в этом случае выписываются с учетом перетоков по межсистемным связям. Результаты расчета приведены в табл. 3.

Оптимальные перетоки мощности между подсистемами составляют: P<sub>b21</sub> = 380,6 MBт; P<sub>b23</sub> = -205,7 MBт.

Знак «минус» означает, что переток мощности осуществляется из подсистемы 3 в подсистему 2. Генерация первой подсистемы, в которой при изолированной работе отмечались наиболее высокие маржинальные затраты, снизила нагрузку, нагрузка электростанций в других подсистемах и соответствующие маржинальные затраты увеличились. Рис. 5 иллюстрирует влияние перетока между подсистемами на маржинальные затраты в них.

Объединение энергосистем привело к снижению суммарных топливных затрат на 392 \$/ч. При условии ценообразования по маржинальным затратам этот эффект распределяется по энергосистемам следующим образом<sup>2</sup>:

- эффект потребителей в подсистеме определяется уменьшением маржинальных затрат на покрытие спроса (т.е. стоимости электроэнергии по ценам, соответствующим маржинальным затратам) и равен Р,, ∙∆λ,;
- эффект конкретной электростанции определяется увеличением излишка производителя, определяемого как разность

выручки (определенной по ценам, соответствующим маржинальным затратам в подсистеме) и топливных затрат, т.е.  $\Delta[\lambda_i \cdot P_i - F_i[P_i]] = \Delta[\lambda_i \cdot P_i] - \Delta F_i[P_i];$ эффект генерации в подсистеме / определяется как сумма эффектов отдельных электростанций в подсистеме:

$$\sum_{i,G \in I} \Delta(\lambda_{T}P_{i}) - \sum_{i,G \in I} \Delta F_{i}(P_{i}) = \Delta(\lambda_{T}P_{GI}) - \sum_{i,G \in I} \Delta F_{i}(P_{i})$$

Суммарный эффект в энергообъединении при этом равен сумме эффектов потребителей и генерации:

$$\begin{split} & \sum_{I} \left[ -P_{LI} \Delta \lambda_{I} + \Delta (\lambda_{I} P_{GI}) - \sum_{i, G \in I} \Delta F_{i}(P_{i}) \right] = \\ & = \sum_{I} \left[ -P_{LI} \Delta \lambda_{I} + \Delta (\lambda_{I} P_{GI}) \right] - \sum_{i} \Delta F_{i}(P_{i}) = -\sum_{i} \Delta F_{i}(P_{i}), \end{split}$$

так как

$$\sum_{I} \left[ -P_{LI} \Delta \lambda_{I} + \Delta (\lambda_{I} P_{GI}) \right] =$$

$$= \sum_{I} \left[ P_{LI} \lambda_{I} - P_{LI} \lambda_{I}^{*} + \lambda_{I}^{*} P_{GI}^{*} - \lambda_{I} P_{GI} \right] =$$

$$= \sum_{I} \left[ (P_{LI} - P_{GI}) \lambda_{I} - (P_{LI}^{*} - P_{GI}^{*}) \lambda_{I}^{*} \right] = 0$$

Результат распределения эффекта экономии по отдельным подсистемам (при условии маржинального ценообразования) приведен в табл. 4.

### РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА С УЧЕТОМ ПЕРЕТОКОВ

Под- система	№ ЭС <i>(i)</i>	Оптимальная мощность электростанции, МВт	Затраты на топливо, \$/ч	Маржинальные затраты, \$/МВт∙ч	
1	$P_1$	166,9	3 853	14 000	
1	$P_2$	152,5	3 104	- 10,003	
2 -	$P_{3}$	387,5	6 577	1/ 000	
	$P_4$	387,5	6 577	- 10,003	
2	$P_{5}$	48,9	959	- 16,883	
3	P <sub>6</sub>	656,8	10 899		
	Ито	го, \$/ч	31 969		
2604422					

<sup>2</sup> Здесь и далее ΔX = X\* — X обозначает изменение аргумента при переходе от изолированных подсистем (X) к энергообъединению (X\*).

# ПРИ «ОБЪЕДИНЕНИИ» ПОДСИСТЕМ



### РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЕ ПО И РАРХИЧЕСКОМУ АЛГОРИТМУ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (**MQ**)

Данный расчет проводится в соответствии с алгоритмом, изложенным в работе [9]. В основе метода лежит определение функциональных характеристик (ФХ) подсистем и алгоритм оптимизации, базирующийся на анализе системы уравнений связи между подсистемами. Этот анализ проводится на уровне

«координатора» оптимального режима энергообъединения в целом, так называемом «верхнем» иерархическом уровне расчета.

## РАСЧЕТ ФХ ПОДСИСТЕМ

Расчет ФХ подсистем также проводится на основе последовательного дифференцирования функции Лагранжа при условии минимизации часового расхода топлива для каждой подсистемы. Расчет оптимальной загрузки электростанций для каждой подсистемы проводится отдельно на основе последовательного дифференцирования функции Лагранжа:

 $L_{s} = \sum_{i} F(P_{i}) + \sum_{I} \left| \lambda_{I} \left( P_{II} - \sum_{i, G \in I} P_{i} + \sum_{J \neq I} P_{bIJ} \right) \right|$ 

при условии минимизации расхода топлива (здесь *i* = 1...6 — индекс электростанции, І, Ј = 1...3 — индексы подсистем).

Система уравнений для подсистемы 1 имеет вид:

 $15,84+0,006248P_1-\lambda_1=0;$ 

 $15,7+0,00776P_2-\lambda_2=0;$ 

 $P_1 + P_2 - 700 + P_{h21} = 0.$ 

Из данной системы уравнений после исключения внутренних переменных (Р, Р, получаем ФХ подсистемы 1:

 $\lambda_1 = 18,2004 - 0,003461 P_{h21}$  (8)

Система уравнений для подсистемы 2 имеет вид :

 $14,174+0,006992P_2-\lambda_2=0;$ 

14,174+0,006992 $P_{x}$ - $\lambda_{2}$ =0;

$$P_3 - P_4 - 600 - P_{b21} - P_{b23} = 0.$$

Из данной системы уравнений после исключения внутренних переменных (Р<sub>3</sub>, Р<sub>4</sub>) получаем ФХ подсистемы 2:

### $\lambda_2 = 16,2716 + 0,003496 P_{h21} +$

 $+0,003496P_{h23}$ .

Система уравнений для подсистемы 3 имеет вид :

(9)

 $15,94+0,01928P_5-\lambda_2=0;$ 

 $13,414+0,005282P_4-\lambda_2=0;$ 

 $P_5 + P_4 - 500 + P_{b23} = 0.$ 

Из данной системы уравнений после исключения внутренних переменных (Р<sub>5</sub>, Р<sub>4</sub>) получаем ФХ подсистемы 3:

 $\lambda_{2} = 16,03 - 0,004146P_{122}$ (10)

В уравнениях (8-10) первые слагаемые соответствуют маржинальным затратам для нулевого перетока. Следующие слагаемые показывают разницу уменьшения (увеличения) маржинальных затрат в зависимости от величины и направления перетока мощности.

Заметим, что функциональная характеристика каждой подсистемы при данных условиях примера (без потерь в сетях) определяется только расходными характеристиками электростанций.

Покажем, что для оптимального режима энергообъединения перетоки мошности связаны линейными соотношениями<sup>3</sup>.

Действительно, из условия  $\lambda_1 = \lambda_2$ следует, что:

 $P_{b22} = 551,7162 - 1,99P_{b21}.$  (11)

Аналогично из условия  $\lambda_2 = \lambda_3$  следует, что:

 $P_{h23} = -31,6148 - 0,4575 P_{h21}$  (12)

И в итоге из условия  $\lambda_1 = \lambda_3$  следует, ЧТО:

### РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТА ОТ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ПОДСИСТЕМАМ

Под- систе- ма, І	Изменение маржи- нальных затрат, Δλ <sub>ι</sub> , \$/МВт·ч	Эффект потре- бителя, –Δλ <sub>ι</sub> ∙Р <sub>⊔</sub>	Эфо	Сум-		
			изменение выручки, Δ(λ <sub>ι</sub> ·Ρ <sub>gl</sub> ), \$/ч	изменение топливных затрат, \$/ч	всего, \$/ч	марный эффект в подси- стеме, \$/ч
1	-1,317	922	-7348	-6676	-671	251
2	0,611	-367	3320	2900	420	53
3	0,853	-426	3899	3385	514	88
Итого	129	-129	-392	263	392	
Таблица 4						

 $P_{h23} = -523,4925 + 0,8348 P_{h21}$  [13]

### РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО ПЕРЕТОКА МОЩНОСТИ «КООРДИНАТОРОМ» РЕЖИМА

Система уравнений верхнего уровня в форме выражений (11–13), полученная для функциональных характеристик, дает возможность определения оптимальных перетоков мощности *Р*<sub>*b21</sub> и Р*<sub>*b23</sub> для энергообъединения*</sub></sub> в целом.

Решая эту систему уравнений, «координатор» верхнего уровня определяет значение оптимальных перетоков мощности:  $P_{_{b21}}$  = 380,6 МВт, *P*<sub>b23</sub> = -205,7 МВт.

После этого с помощью подстановки данного значения перетока в ФХ подсистем (8–10) вычисляется значение одинаковых маржинальных затрат  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  и  $\lambda_3$  для оптимальных перетоков мощности, равное в данном случае 16,883 \$/МВт.ч.

### РАСЧЕТ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Подстановкой полученных значений  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  и  $\lambda_3$  в исходные уравнения подсистем далее определяются величины мощностей электростанций в подсистемах 1-3:

- 1. P<sub>1</sub> = 166,9 MBT; P<sub>2</sub> = 152,5 MBT;  $P_{c1} = 319.4 \text{ MBT};$
- 2. P<sub>2</sub> = 387,4 MBT; P<sub>4</sub> = 387,4 MBT; *P*<sub>02</sub> = 774,8 МВт;
- 3. P<sub>5</sub> = 48,9 MBT; P<sub>4</sub> = 656,8 MBT; Р<sub>с2</sub> = 705,7 МВт.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная в данной статье методология распределенной системы расчета оптимальных режимов больших энергообъединений базируется на общей концепции иерархической модели большой технической системы при введении в анализ функциональных характеристик подсистем.

РЕЖИМЫ. ПЛАНИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИКА НОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ

Данная технология открывает возможность решения задачи определения параметров перетоков электроэнергии между смежными энергосистемами как точно сформулированной математической задачи обеспечения оптимального (в экономическом смысле) режима больших энергообъединений при сохранении полномочий и независимости принимаемых решений в центрах управления энергосистем и ограничений на доступ к их внутренней информации.

Полученные по иерархическому алгоритму значения мощностей электростанций полностью совпадают со значениями мощностей по алгоритму «централизованного» расчета оптимального режима, рассчитанного для энергообъединения в целом.

В случае оптимального режима для энергообъединения в целом оптимальные перетоки мощности между смежными энергосистемами связаны линейными соотношениями (при неучете потерь в сетях).

Получаемые по иерархическому алгоритму оптимальные значения мощностей электростанций и перетоков между смежными энергосистемами могут быть использованы администраторами энергорынков для планирования обоснованных заявок на торговые операции.

### ЛИТЕРАТУРА

- 1. G. Buglione, G. Cervigni, E. Fumagalli, C. Poletti. Integrating European Electricity Markets // Research Report Series — ISSN 2036□1785, № 2, October 2009.
- 2. U. Hager, C. Rehtanz, N. Voropai. Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems. Berlin–Heidelberg: Springer-Verlag, 2014.
- 3. А.А. Тукенов. Интеграция рынков электроэнергии Европы: этапы, механизмы, достигнутый прогресс. М.: ИКАР, 2013.

- 4. С. Стофт. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии / Пер. с англ. М.: Мир, 2006.
- 5. Trilateral market coupling algorithm. POWERNEXT© APX©, March 2006. (https:// www.epexspot.com/document/3828/061025 TLC-Algorithm.pdf)
- . Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза. Решение высшего Евразийского Совета от 08.05.2015.
- 7. О.А. Суханов, Ю.В. Шаров. Иерархические модели в анализе и управлении режимами электрических систем. М.: Издательский дом МЭИ. 2007.
- 8. О.А. Суханов, В.А. Макеечев. Постановка и подходы к решению задачи оптимального функционирования энергосистемы в условиях рынка электроэнергии // Вестник ФЭК. 2002. № 6. C. 14–17.

### ИЗ «КОНЦЕПЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИ-ЧЕСКОГО РЫНКА ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА»

Общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза — система отношений между субъектами внутренних оптовых электроэнергетических рынков государств — членов Союза на основе параллельно работающих электроэнергетических систем, связанная с куплей-продажей электрической энергии (мощности), действующая на основании актов, регулирующих общий электроэнергетический рынок Союза, и соответствующих договоров между субъектами общего электроэнергетического рынка Союза.

рынка Союза

шествляется в целях:

- обеспечения устойчивого развития экономик и энергетической безопасности государств-членов;
- членов;
- в целом на мировом рынке;

  - удовлетворения спроса потребителей электрической энергии на общем электроэнергетическом рынке Союза;

<sup>3</sup> Линейные соотношения между перетоками в оптимальном режиме действительны в случае неучета потерь в сетях.

#### ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ №3 (32) ИЮНЬ — ИЮЛЬ 2017

- 9. М.Л. Королев, В.А. Макеечев, О.А. Суханов, Ю. Шаров. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе принципов функционального моделирования // Электричество. 2006. № 3. С. 2-16.
- 10. V.A. Makeechev, O.A. Soukhanov, Y.V. Sharov. Hierarchical algorithms of functional modeling for solution of optimal operation problems in electrical power systems // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2008. 30. № 6. P. 415–427.
- 11. В.А. Макеечев. О.А. Суханов. Экспериментальное исследование распределенной системы расчета режимов больших энергообъединений // Энергия единой сети. 2015. № 4. C. 61-69.
- 12. A.B. Wood, B.F. Wollenberg. Power Generation, Operation and Control. 2-d edi. N.-Y.: John Wiley & Sons, 1996, pp. 363-409.

II. Цели и задачи формирования общего электроэнергетического

- Формирование общего электроэнергетического рынка Союза осу-
- повышения экономической эффективности и надежности функционирования электроэнергетических комплексов государств-
- повышения конкурентоспособности государств-членов и Союза
- формирования единого экономического пространства государств-членов в сфере электроэнергетики;
- обеспечения баланса экономических интересов участников
  - общего электроэнергетического рынка Союза на основе принципа добросовестной конкуренции.