

Анатолий Махнитко, Татьяна Ломан, Янис Герхард, Сергей Рыбаков

Оценка величины и цены резерва мощности для производителей электроэнергии

Рассматривается задача оптимизации резервов мощности в электроэнергетической системе (ЭЭС) с целью повышения надежности её функционирования. Приводится аналитическое выражение определения оптимальной цены на резервную мощность конкретного производителя электроэнергии. Излагаемая стратегия формирования резерва мощности для ЭЭС ориентирована на использование программного комплекса Matlab. Даны результаты оптимизации суммарного резерва мощности для тестовой схемы ЭЭС.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, оптимизация, равновесная цена, передача мощности

I. ВВЕДЕНИЕ

Рыночные взаимоотношения и конкуренция между потребителями и производителями электроэнергии значительно увеличили число проблем, характеризующих функционирование электроэнергетических систем (ЭЭС). Структура этих отношений привела к формированию нового класса задач, не имевших места до введения рыночных механизмов в управление энергетикой. Появились такие задачи как: анализ спроса и предложений на электроэнергию, определение и оптимизация коммерческих резервов мощности в ЭЭС, формирование тарифов, моделирование рынка технических услуг и т.д. [1-10]. Возникла, в частности, необходимость учета разделения ЭЭС на финансово самостоятельные подсистемы при сохранении энергетического и электрического единства оперативных режимов этих подсистем. Это, например, характерно для ЭЭС стран Балтии и др.

Финансовые интересы отдельных энергокомпаний (ЭЭС и электростанций) зачастую противоречат критерию эффективной работы объединенных электроэнергетических систем (ОЭС). По этой причине необходим соответствующий математический аппарат, учитывающий возможность согласования противоречивых или разнородных критериев отдельных систем [2]. В условиях рыночных отношений учет этих противоречий достигается обеспечением баланса спроса и предложений в стоимостном выражении. Опыт мировой практики показывает [7,9,20], что принципы организации оптовых рынков энергии разных стран и энергокомпаний могут существенно различаться. Основным отличием при этом является формирование цен (тарифов) на электроэнергию в зависимости от уровня оптового рынка. Могут иметь место внутренние тарифы энергокомпаний и тарифы регионального оптового рынка объединений энергокомпаний, которые могут быть разными.

Таким образом, объектами, определяющими цены на потоки электроэнергии по линиям связей, являются субъекты оптового рынка и **самостоятельные территориальные энергокомпании**. Одной из стратегий формирования оптовой цены является следующая:

- избыточные энергокомпании подают заявки на продажу электроэнергии через оптовый рынок (цена, количество);
- дефицитные энергокомпании подают заявки на покупку электроэнергии через оптовый рынок (количество);
- выбор оптовой цены начинается с минимальной предложенной в заявках.

Затем, в порядке возрастания просматриваются все цены и соответствующее им предлагаемое количество электроэнергии, участвующее в покрытии заявленной нагрузки. Выбор заканчивается на цене той энергокомпания, которая закрывает покрытие нагрузки по системе. Таким образом, оставшиеся энергокомпании не включаются в данный момент в работу оптового рынка и тем самым теряют от того, что слишком завысили цену и не могут реализовать свои избытки. Следовательно, оптовая цена определяется как максимальная, участвующая в покрытии нагрузки.

Для принятия эффективных решений по развитию и эксплуатации ЭЭС требуется более глубокий технико-экономический анализ различных режимов их работы. Оптимизация этих режимов должна производиться с учетом критериев качества, экономичности, надежности, допустимости и технической реализуемости. Принципиальным при этом является обязательный учет существующих требований по минимальному влиянию режимов работающих электростанций на окружающую среду.

Можно уверенно утверждать, что в рамках какой бы экономической системы ни функционировала энергосистема проблемы оптимизации режимов имеют приоритетное значение. В условиях рыночной экономики актуальность этой задачи неизмеримо возросла. Ее решение дает возможность производителю тепловой и электрической энергии повысить конкурентоспособность на рынке электроэнергии и мощности. С большей достоверностью рассчитываются объемы и структура сжигаемого топлива на перспективу, выявляются слабые места в технологическом процессе.

II. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС В КОНКУРЕНТНОМ РЫНКЕ

С отказом от централизованного регулирования электроэнергетики актуальным становится вопрос о разработке процедур определения оптимального потокораспределения, учитывающих дополнительные рыночно-ориентированные ограничения. При осуществлении режимного управления в конкурентной среде системный оператор (СО) **вынужден** каждое свое решение обосновывать расчетами, подтверждающими его эффективность и экономичность. Изменение принципов управления требует пересмотра подходов к классической постановке задачи оптимизации режимов, которая успешно

функционировала в вертикально – интегрированных энергокомпаниях.

Как известно, в классической постановке задачи оптимизации режимов, в качестве критерия оперативной диспетчеризации рассматривалось оптимальное распределение активной нагрузки между генерирующими источниками, обеспечивающее минимизацию расходов условного топлива [10]. Это достигалось при условии равенства относительных приростов расхода топлива:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots = \varepsilon_n = \varepsilon_b, \quad (1)$$

где $\varepsilon_i = \frac{\partial C_{gi}}{\partial P_{gi}}$ - относительный прирост источника i , $i = 1, n+1$; $n+1$ - генерирующих источников, включая балансирующий узел (ε_b).

В традиционном регулируемом рынке математическая задача оптимизации режима формулировалась как минимизация суммарных затрат на производство электрической энергии:

$$\min_{P_G} \sum_{i=1}^G C_{gi}(P_{gi}), \quad (2)$$

где $C_{gi}(P_{gi})$ - суммарные затраты на выработку P_{gi} для каждого индивидуального участника рынка.

Критерий оптимальности режима для потребителей определяется наименьшей стоимостью востребованной генерации

$$\frac{\partial C_{g1}}{\partial P_{g1}} = \frac{\partial C_{g2}}{\partial P_{g2}} = \dots = \frac{\partial C_{gG}}{\partial P_{gG}} \quad (3)$$

при условии покрытия всей активной нагрузки и соответствует равенству для всех генераторов краткосрочных предельных издержек.

В целевой модели конкурентного оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) критерием оптимизации принимается условие максимума функции благосостояния (ФОБ) участников рынка [6,10-12]:

$$\left(\sum_{l \in L} c_l \cdot P_l - \sum_{g \in G} c_g \cdot P_g \right) \rightarrow \max \quad (4)$$

при ограничениях на перетоки мощности P_{ij} из узла i в узел j по линии $i - j$ или на сумму перетоков по контролируемым сечениям (группам линий) S :

$$P_{\bar{s}} \min \leq \sum_{(i,j) \in \bar{s}} P_{ij} \leq P_{\bar{s}} \max, \quad \bar{s} \in \underline{S} \quad (5)$$

а также балансовых ограничений по активной и реактивной мощности в узлах:

$$\left. \begin{aligned} \sum_j P_{ij}(U_i, U_j, \delta_i, \delta_j) + \sum_{g \in G_i} P_g - \sum_{l \in L_i} P_l &= 0, \quad i \in N \\ \sum_j Q_{ij}(U_i, U_j, \delta_i, \delta_j) + \sum_{g \in G_i} Q_g - \sum_{l \in L_i} Q_l &= 0, \quad i \in N \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

и ограничений на диапазон изменения оптимизируемых переменных:

$$\left. \begin{aligned} P_{g \min} \leq P_g \leq P_{g \max}, \quad g \in G \\ P_{l \min} \leq P_l \leq P_{l \max}, \quad l \in L \\ Q_{g \min} \leq Q_g \leq Q_{g \max}, \quad g \in G \\ U_{j \min} \leq U_j \leq U_{j \max}, \quad j \in N \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где c_g, c_l - цены в заявках на производство (продажу) и потребление (покупку) активной мощности; P_g, P_l - узловые объемы производства (продажи) и потребления (покупки) активной мощности;

P_{ij}, Q_{ij} - потоки активной и реактивной мощности в линии ($i - j$) из узла i в узел j ;

Q_g, Q_l -узловые объемы производства и потребления реактивной мощности

U_j, δ_j - модуль и фаза напряжения в узле j ;

G, L -множество узловых заявок на производство (продажу) и потребление (покупку) активной мощности ;

G_i, L_i - множество узловых заявок на производство (продажу) и потребление (покупку) активной мощности в узле i ;

N -множество узлов электрической сети;

S - множество контролируемых сечений.

При близости математических формулировок задач (1) и (4) между ними существуют значительные отличия, определяемые спецификой формирования рыночно-оптимального потокораспределения. К числу таких основных отличий можно отнести [10]:

- необходимость использования методов решения, сочетающих надежность, устойчивость и быстроту получения результатов, а также способных учитывать ограничения типа равенств и неравенств;

- изменение числа дополнительных функциональных ограничений типа неравенств: например, ограничений по контролируемым сечениям, ограничений генераторов по минимальной(максимальной) мощности, скорости сброса и набора мощности и т. д. ;

- в зависимости от постановки задачи в целевую функцию оптимизации могут входить различные по своей природе характеристики. Это могут быть, например: характеристики относительных приростов стоимости (ХОПС), основанные на физических расходных характеристиках оборудования; тарифные ценовые характеристики (ТХ), утверждаемые энергетическими комиссиями; ценовые заявки (ЦЗ) генераторов и оптовых покупателей, подаваемые на конкурентный рынок электроэнергии;

- алгоритмы учета ограничений должны обладать **быстродействием, не требуя полного пересчета режима.**

Как видно из (4) достижение максимума ФОБ в значительной мере зависит от рыночной цены на электроэнергию. При этом известно [4,6,10,21], что оптимальной рыночной стратегией при формировании цены на электроэнергию является равенство цены и относительных приростов затрат на производство электроэнергии (с учетом потерь в сети). Такая цена определяется на приростной основе (маргинальный подход – изменение стоимости производства при малых (единичных) приростах оцениваемой мощности) и часто называется

маргинальной ценой. Безусловно, рыночная цена будет отличаться от маргинальной, так как она дополнительно включает составляющую прибыли, зависит от спроса и предложения и ограничивается социально-политическими факторами.

III. СОЗДАНИЕ РЕЗЕРВОВ МОЩНОСТИ

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей электроэнергией высокого качества, работающие параллельно независимые ЭЭС вынуждены согласовывать свои режимы. [2-4, 13-15]. Привлечение управлений и ресурсов одной ЭЭС для помощи другой рассматриваются как технические услуги, имеющие определенные ограничения и стоимость. Создание резерва мощности в смежной ЭЭС является одной из таких платных услуг. Специфика этой услуги состоит в том, что она тесно увязана как с текущим режимом, так и с будущими возможными ситуациями. Эти ситуации могут быть вызваны как выходом из строя оборудования электростанций рассматриваемой ЭЭС, увеличением нагрузки ее потребителей и т.д. В условиях территориальной и экономической дезинтеграции реализация стратегии рыночных отношений, в частности «договорных поставок», где предусматривается значительный штраф за недопоставку мощности и „локального эгоизма” возможна лишь при наличии необходимого резерва генерирующей мощности и др [2, 10, 13, 14, 15]. В противном случае соседняя энергокомпания не сможет оказать необходимую техническую помощь другой [2-4, 10, 13- 16]. Следовательно, обеспечение резерва является услугой, в которой заинтересованы как отдельные участники рынка, так и вся ЭЭС в целом. Формирование необходимых объемов вращающегося (включенного) резерва мощности является составной частью рынка «на сутки вперед».

Актуальность создания рынка резервов мощности является дополнительным свидетельством необходимости пересмотра и корректировки постановок задач расчета состояния ЭЭС, используемых математических моделей и методов их решения. Известны различные постановки задач, связанных с рассмотрением резервов мощности [14-16]. Представляется, что более совершенной является модель задачи, приведенная в [15].

Для участия в рынке резервов мощности производитель электроэнергии в узле (i) имеет возможность свои производственные возможности распределить на две составляющие. Одну из них (P_{gi}) он может заявить в виде генерации и продавать по цене c_{gi} , а вторую (R_i) – оставлять недогруженной и продавать по цене c_{Ri} .

Резерв мощности в узле i может быть определен из выражения

$$P_{gi} + R_i = P_{gi \max} \quad (8)$$

Если резерв R_i не реализуется, то прибыль B_i производителя узла i за единицу времени может быть определена как

$$B_i = c_{gi} \cdot P_{gi} + c_{Ri} \cdot R_i - C_{gi}(P_{gi}), \quad (9)$$

при неучете затрат на пуск и останов агрегатов.

В (9) величина $C_{gi}(P_{gi})$ представляет собой затраты на производство мощности в узле i за единицу времени. Эти затраты определяются расходной характеристикой вида

$$C_{gi}(P_{gi}) = \alpha_i + \beta_i \cdot P_{gi} + \gamma_i \cdot P_{gi}^2 \quad (10)$$

Генерируемая в узле i мощность должна удовлетворять технологическому ограничению (7).

Оптимальная цена на электроэнергию производителя в узле i, с точки зрения максимума его прибыли, может быть определена как результат решения задачи безусловной оптимизации функции (9) по переменной P_{gi} . Из условия равенства нулю первой производной функции (9) по P_{gi} с учетом (8) имеем

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_{gi}} = c_{gi} - c_{Ri} - \frac{\partial C_{gi}(P_{gi})}{\partial P_{gi}} = 0 \quad (11)$$

Из (11) может быть определена величина мощности P_{gi} которую производитель узла i может предложить на рынок мощности. Эта мощность представляется в виде зависимости от цен на генерируемую (c_{gi}) и резервную мощность (c_{Ri}). Для рассматриваемой задачи получаем зависимость как

$$P_{gi}(c_{gi}, c_{Ri}) = \frac{c_{gi} - c_{Ri} - \beta_i}{2\gamma_i} \quad (12)$$

Проверка характера экстремума функции прибыли (9) с помощью знака второй производной приводит к результату

$$\frac{\partial^2 B_i}{\partial P_{gi}^2} = -2\gamma_i < 0 \quad (13)$$

Отрицательное значение результата свидетельствует о достижении максимального значения функции (9) при значении генерируемой мощности P_{gi} , предлагаемой на рынок мощности.

В случае определения коммерческого эффекта (прибыли) по системе в целом оптимальная цена на электроэнергию производителя в узле i может быть определена с использованием функции Лагранжа вида

$$L = \sum_i B_i + \sum_i \lambda_i \cdot (P_{gi} + R_i - P_{gi \max}) \quad (14)$$

Переменные λ_i (множители Лагранжа) с экономической точки зрения интерпретируется как теневые цены ресурсов, определяемых ограничениями вида (8) [1, 12, 17]. Приравняв нулю частных производных по переменным P_{gi} , R_i и λ_i находятся необходимые условия экстремума функции (14). Решение полученных уравнений дает точку экстремума, которая должна быть исследована на максимум (или минимум). Определение вида экстремума (максимума или минимума) может быть произведено с помощью известного в математике критерия Сильвестра [17]. Согласно этому критерию исследуемая точка экстремума будет являться минимумом, если детерминанты всех порядков матрицы Гессе функции (14) положительны.

При установившейся на рынке мощностей равновесной цене (РЦ) $c^* = c_{gi}$ может быть определена оптимальная цена c_{Ri} на резерв i -го производителя.

Это достигается (с учетом зависимостей (8) и (12)) в результате решения задачи безусловной оптимизации

$$B_i(c_{Ri}) \rightarrow \max \tag{15}$$

относительно переменной c_{Ri} . Оптимальная цена резерва производителя i определяется выражением

$$c_{Ri} = c_* - \beta_i - 2\gamma_i \cdot P_{i\max} \tag{16}$$

IV. ПРИМЕР

Рассмотрим задачу определения резервов мощности для концентрированной ЭЭС из трех электростанций, работающих на общую нагрузку. Входными данными являются затратные характеристики электростанций (в €/h):

$$\begin{aligned} C_1 &= 500 + 5.3 \cdot P_{g1} + 0.004P_{g1}^2, \\ C_2 &= 400 + 5.5 \cdot P_{g2} + 0.006P_{g2}^2, \\ C_3 &= 200 + 5.8 \cdot P_{g3} + 0.009P_{g3}^2. \end{aligned}$$

Решение задачи необходимо получить при соблюдении технологических ограничений на генерацию (в MW)

$$\begin{aligned} 200 &\leq P_{g1} \leq 450, \\ 150 &\leq P_{g2} \leq 350, \\ 100 &\leq P_{g3} \leq 225 \end{aligned}$$

и резервы (R_i) мощностей вида (в MW):

$$\begin{aligned} 25 &\leq R_1 \leq 150, \\ 20 &\leq R_2 \leq 120, \\ 10 &\leq R_3 \leq 60. \end{aligned}$$

При этом необходимый резерв для системы в целом должен быть не менее 110 MW, т.е. $\sum R_i \geq 110$.

Для формирования цены продажи электроэнергии каждым производителем $i, (i = \overline{1,3})$ используем маргинальный подход. Относительный прирост затрат ЭС узла i будет определяться выражением:

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i P_{gi} \tag{17}$$

Примем, что цена продажи электроэнергии производителем i с учетом предполагаемой прибыли больше маргинальной на 10%. Таким образом цена продаваемой в узле электроэнергии может быть рассчитана по выражению:

$$c_{gi} = 1.1(\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \tag{18}$$

В этом случае цена резерва мощности ЭС i с учетом зависимости (11) будет определена как

$$c_{Ri} = 0.1(\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \tag{19}$$

Функция суммарной прибыли электростанциями B_Σ может быть сформирована с учетом (9). Характер изменения значений функции суммарной прибыли по итерациям при принятых исходных значениях переменных P_{gi} и R_i приведен на рис.1. Для расчета оптимальных значений генерирующей и резервной мощностей использовалась программа МАТЛАБ. Прибыль ЭЭС рассчитывалась для трех значений суммарной нагрузки: 700MWт, 800 MWт и 900 MWт.

При одних и тех же исходных данных величина ожидаемой прибыли ЭЭС увеличивается с увеличением нагрузки.

Оптимизационная задача решалась для каждого варианта нагрузки и следующие оптимальные значения переменных были получены :

$B_\Sigma(P_L = 700) = 4078,1$ усл.ед. при $P_1 = 305$ MWт, $P_2 = 230$ MWт, $P_3 = 165$ MWт, $R_1 = 145$ MWт, $R_2 = 120$ MWт, $R_3 = 60$ MWт ;

$B_\Sigma(P_L = 800) = 4875$ усл.ед. при $P_1 = 399,5$ MWт, $P_2 = 235,5$ MWт, $P_3 = 165$ MWт, $R_1 = 50,5$ MWт, $R_2 = 114,5$ MWт, $R_3 = 60$ MWт ;

$B_\Sigma(P_L = 900) = 5744$ усл.ед. при $P_1 = 425$ MWт, $P_2 = 292,6$ MWт, $P_3 = 182,4$ MWт, $R_1 = 25$ MWт, $R_2 = 57,4$ MWт, $R_3 = 42,6$ MWт .

Увеличение прибыли ЭЭС при увеличении ее суммарной нагрузки объясняется возможностью электростанций увеличивать объемы производства электроэнергии для продажи. С вычислительной точки зрения следует отметить, что снижение суммарной нагрузки ЭЭС облегчает решение рассматриваемой задачи формирования резервов. Этот факт выражается в уменьшении требуемых шагов итерационного процесса оптимизации.

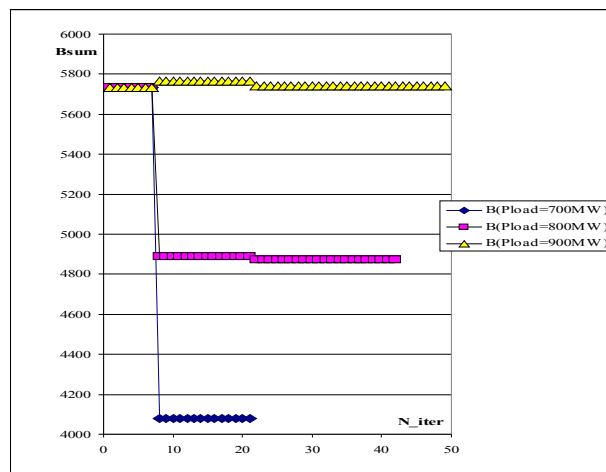


Рис. 1. Изменение прибыли ЭЭС в процессе оптимизации в зависимости от нагрузки

V. ВЫВОДЫ

-Формирование рынка резервов мощности является одним из важнейших условий обеспечения надежности электропотребления потребителей и функционирования ЭЭС.

-Наличие достаточного объема резерва мощности позволяет расширить перечень системных услуг в условиях рынка.

-Рассмотренная модель определения величины резерва для отдельного производителя мощности может быть принята в качестве основы для формирования необходимых объемов вращающегося резерва мощности ЭЭС.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Эта работа выполнена при содействии Европейского социального фонда в рамках проекта «Поддержка развития докторантуры РТУ» Национальной программы «Содействие осуществлению программ докторантуры и исследований после неё».

ЛИТЕРАТУРА

- [1] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors, *Evaluation of spot price based electricity rates* // IEEE Trans. on PAS, vol. PAS – 104, No. 7, July 1985.
- [2] А.З. Гамм, *Компромиссное управление хозяйственно-независимыми электроэнергетическими системами* // Изв. РАН. Энергетика, 1993, № 1, с. 46 – 57.
- [3] А.З. Гамм, *Моделирование рынка технических услуг электроэнергетических систем* // Изв. РАН. Энергетика, 1997, № 1, с. 116 – 122.
- [4] А.З. Гамм, М.Ю. Васильев, *Эскизы моделей рыночных механизмов в электроэнергетике*. - Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 1999, № 1. – 50 с.
- [5] П.М. Бартоломей, В.М. Летун, *Проблема формирования ценовых заявок* // - Екатеринбург: Вестник УГТУ-УПИ. Сер. Энергосистема: управление, качество, конкуренция. – 2004, № 12 (42), с. 31 – 35.
- [6] П.М. Ерохин, В.П. Обоскалов, *Ценовые заявки на конкурентном рынке электрической энергии* // - Екатеринбург: Вестник УГТУ-УПИ. Сер. Энергосистема: управление, качество, конкуренция. – 2004, № 12 (42), с. 52 – 56.
- [7] В.И. Аюуев, Р.М. Yerohin, Т.У. Panikovskaya, et al.. *Employment of Approximate Programming for Day-to-Day Management in the Competitive Electric Market*//IEEE. Liberalization and Modernization of Power System : Congestion Management Problems. The International Workshop Proceedings by N.I. Voropai and E.J. Handschin. – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2003, p. 180 -184.
- [8] И.Л.Кирпикова, В.П. Обоскалов, Ф.Ю. Черных, *Стратегия поведения производителя электрической энергии в условиях конкурентного рынка заявок* // - Екатеринбург: Вестник УГТУ-УПИ. Сер. Энергосистема: управление, качество, конкуренция. – 2004, № 12 (42), с. 60 – 64.
- [9] М.А. Абызов, В.В. Хлебников, *Экономические аспекты реформирования российской электроэнергетики* // Энергия: экономика, техника, экология, 2004, № 1, с. 18 – 25.
- [10] П.М. Ерохин, *Задачи и технологии оперативно-диспетчерского управления режимами ЭЭС в конкурентно-рыночной энергетике*

- России*. Автореферат диссертации на соискание уч.степени докт.техн. наук. – Екатеринбург: УГТУ – УПИ, 2005. - 48 с.
- [11] M.F. Alomoush, *Performance indices to measure and compare system utilization and congestion severity of different dispatch scenarios*. – Electric Power System Research, vol. 74, issue 2 May, 2005.
 - [12] Т.А. Васильковская, *Показатели разницы узловых цен на оптовом рынке электроэнергии* // Электричество. – 2007, № 2, с. 23 – 27.
 - [13] В.П. Обоскалов, *Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем*. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. -210 с.
 - [14] Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов, *Надежность и резервирование в энергосистемах*. – Новосибирск : Наука, 1974. -264 с.
 - [15] A.Z. Gamm, Volume II. *Market of capacity reserves in terms of maneuverability and network constraints* // Proceedings of the Russian national symposium on power engineering, vol. II. – Kazan, Russia, 2001, p. 281 – 284.
 - [16] J. Barkans, G. Junghans, *Profit – based optimal scheduling of power plant production* //Power and electrical engineering , part 4, vol.20. - Riga, RTU, 2007. –p. 17 – 24.
 - [17] Ю.П. Зайченко, *Исследование операций*. – Киев: Вища шк., 1975 – 320 с.
 - [18] Блайшчак Гжэгож. *Системные услуги в условиях рынка* // Электричество, 2001, № 10, с. 7 – 11.
 - [19] С.М. Зильберман, Т.Г. Красильникова, Г.И. Самородов, *Аналитический метод оптимизации балансовой надежности при объединении двух энергосистем* // Электричество, 2008, № 2, с. 2 – 9.
 - [20] M. Kolcun, L. Jahnátek, *Systémové poruchy v elektrizačných sústavách*, IVth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2007, 19.-21. 9. 2007, Stará Lesná, Slovak Republic, pp. 723 – 728, ISBN 978-80-8073-844-0
 - [21] M. Kolcun, J. Rusnák, L. Beňa, A. Mészáros. The technical problems of electric power systems control at the liberalised electricity market. In: *Zeszyty naukowe Politechniki Opolskiej*. Opole: Politechnika Opolska, 2006, pp 301-306, ISSN 1429-1533.

ADDRESSES OF AUTHORS

- Anatolijs Mahnitko, Dr.sc.ing., Professor of Riga Technical University, Institute of Power Engineering
E-mail: mahno@eef.rtu.lv
- Tatjana Lomane, Dr.sc.ing., Associate Professor of Riga Technical University, Institute of Power Engineering
E-mail: loman@eef.rtu.lv
- Janis Gerhards, Dr.sc.ing., Professor of Riga Technical University, Institute of Power Engineering
E-mail: mahno@eef.rtu.lv
- Sergejs Ribakovs, M.sc.ing, post-graduate student of Riga Technical University, Institute of Power Engineering
Address: Kronvalda bulv., 1, Riga, LV-1010, Latvia
E-mail: mahno@eef.rtu.lv