

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ СЛОЖНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ СРЕДСТВАМИ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

К.т.н. Черномзав И.З.¹ (ЗАО «Интеравтоматика»)

АННОТАЦИЯ. Поставлена задача исследования устойчивости сложной энергосистемы средствами быстродействующего управления первичными двигателями (турбинами). Приведена структура и уравнения исследуемой энергосистемы, состоящей из электрической части, а также уравнения, описывающие динамические свойства турбин. Приведены результаты исследований, на основании которых определены области использования и рекомендации по применению быстродействующего управления мощностью турбин в сложной энергосистеме.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергосистема, управление мощностью, моменты генератора, скольжение, противоаварийная автоматика.

Эффективное повышение устойчивости параллельной работы турбогенераторов при авариях в энергосистеме может быть достигнуто с помощью быстродействующего управления мощностью турбин. Известно, что управление мощностью электростанций, вблизи которых возникло возмущение, существенно повышает устойчивость энергосистем. Из-за неопределенности места приложения возмущения в сложной энергосистеме вытекает необходимость оснащения всех электростанций устройствами управления. В ряде случаев этот подход может привести к ухудшению качества процессов из-за отсутствия селективности и чувствительности, поэтому такое управление должно соответствующим образом корректироваться. В связи с этим необходима расчетная проверка эффективности противоаварийного управления мощностью электростанций, а также определение области применения быстродействующих систем управления.

Задачей данной работы является исследование устойчивости сложной энергосистемы и анализ эффективности противоаварийной системы управления мощностью станций при вариациях параметров энергосистемы. Управляющее воздействие реализовано системой противоаварийной автоматики (ПА), использующей местную информацию, и дополненной информацией о текущем состоянии других электростанций.

В общем случае сложная энергосистема является многомерным объектом. Исследование ее состояния с учетом всех независимых параметров без ограничений практически невозможно. Известные способы упрощения сложных энергосистем приводят к трехмашинной структуре, но и в этом случае необходимо наложить дополнительные ограничения на координаты энергосистемы. Одним из ограничений является замена одной из электростанций мощной энергосистемой. Это позволяет перейти к структуре «две электростан-

ции — шины бесконечной мощности», приведенной на рис.1.

Движения генераторов этой энергосистемы представим системой уравнений:

$$\begin{cases} M_{\alpha 1} = M_{11} + M_{10} \cdot \sin(\delta_{10}) + M_{12} \cdot \sin(\delta_{12}) \\ M_{\alpha 2} = M_{22} + M_{20} \cdot \sin(\delta_{20}) - M_{12} \cdot \sin(\delta_{12}) \\ \delta_{12} = \delta_{10} - \delta_{20} \end{cases} \quad (1)$$

где $M_{\alpha 1}$, $M_{\alpha 2}$ — электрические моменты генераторов (электростанций); M_{11} , M_{22} , M_{10} , M_{20} , M_{12} — собственные и взаимные моменты генераторов (электростанций); δ_{10} , δ_{20} — углы связи генераторов с мощной энергосистемой, δ_{12} — угол между генераторами станций.

Поделив в (1) первое равенство на $M_{\alpha 1}$, а второе на $M_{\alpha 2}$, получим:

$$\begin{cases} 1 = m_{11} + m_{10} \cdot \sin(\delta_{10}) + m_{12} \cdot \sin(\delta_{12}) \\ \alpha = m_{22} + m_{20} \cdot \sin(\delta_{20}) - m_{12} \cdot \sin(\delta_{12}) \\ \delta_{12} = \delta_{10} - \delta_{20}; \quad \alpha = M_{\alpha 2} / M_{\alpha 1} \end{cases} \quad (2)$$

Дальнейшее упрощение системы (2) произведено наложением зависимостей m_{11} (m_{10}) и m_{22} (m_{20}) при условии работы каждой электростанции в мощную энергосистему с 20% запасом по статической устойчивости в доаварийном режиме в соответствии с [1]. Положив $\sin(\delta) = \sin(\delta^*)$ получим для отдельной электростанции уравнение моментов:

$$1 = m_{11} + m_{10} \cdot \sin(\delta^*), \quad (3)$$

однозначно определяющее зависимость m_{11} (m_{10}) и m_{22} (m_{20}). Для исследуемой энергосистемы параметры режима каждой электростанции (длина ЛЭП l_{ij} или ее сопротивление, мощность местной нагрузки P_H) задавали с учетом условия (3). Варьируя сопротивления связи между элек-

¹ 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23, (495) 545-32-00

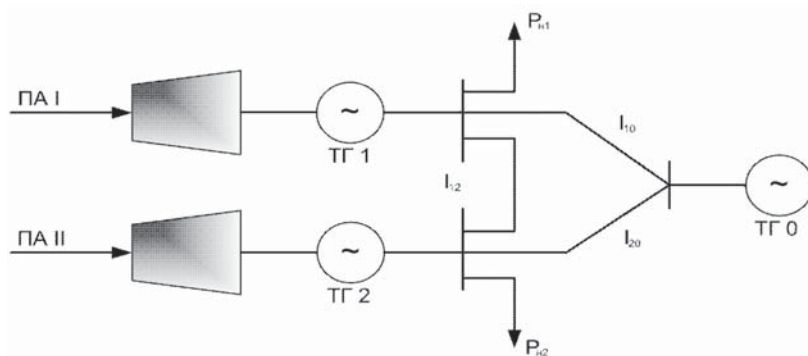


Рис. 1. Структурная схема трехмашинной энергосистемы.

тростанциями и их местные нагрузки, определяли расчетным методом взаимные и собственные моменты генераторов в нормальных и аварийных режимах. В качестве иллюстрации на рис 2. приведены зависимости, определяющие взаимные M_{10} и собственные M_{11} моменты электростанции (эквивалентного генератора), работающей на шины бесконечной мощности.

Моменты трехмашинной энергосистемы при фиксированных значениях местной нагрузки второй электростанции $P_{н2}$, длины ее линии связи I_{20} с энергосистемой большей мощности, взаимной связи между электростанциями I_{12} и заданных I_{10} и $P_{н1}$ определены с использованием (3). Такая методика позволяет получить сечения многомерного пространства для одной станции при фикси-

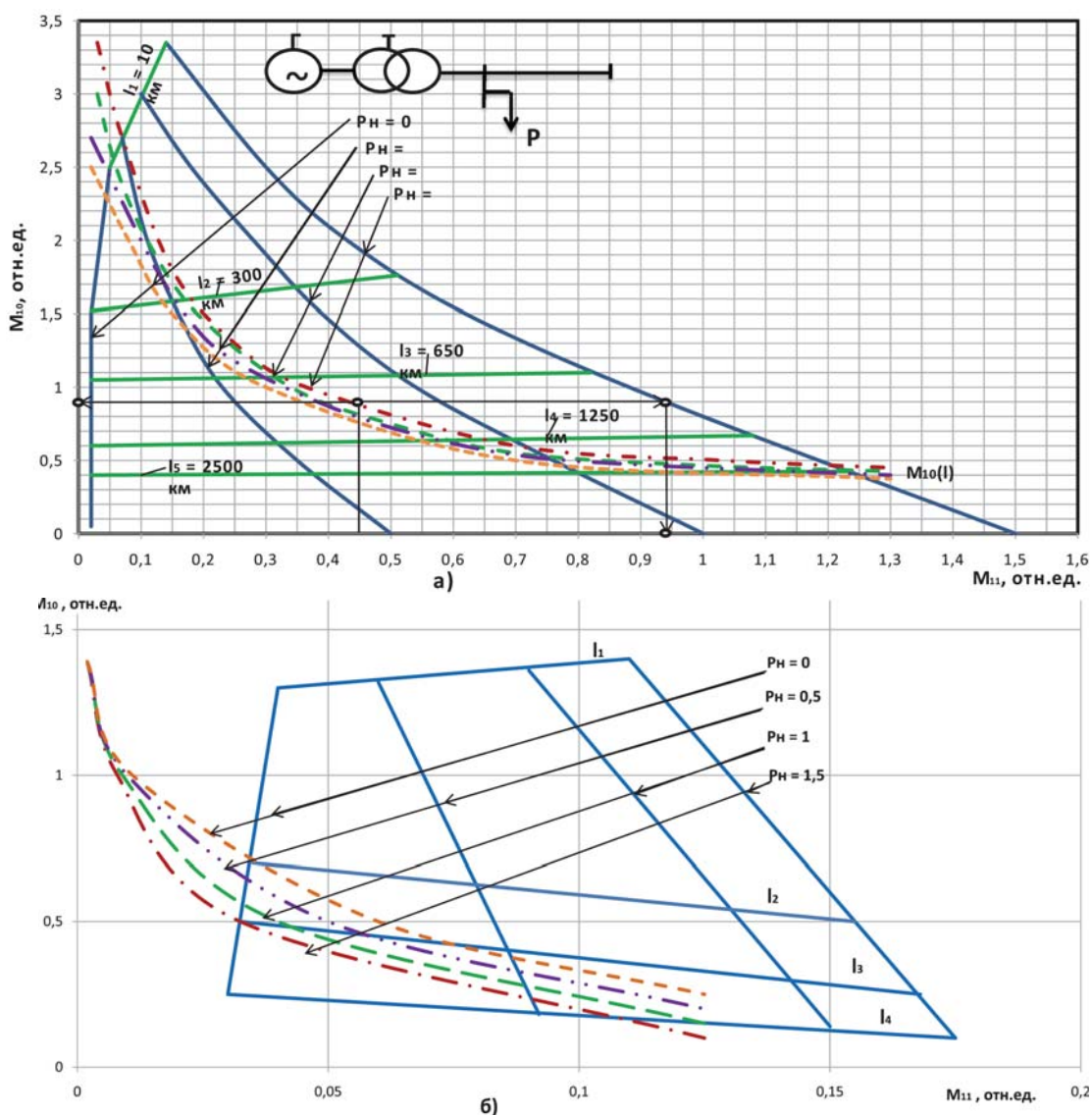


Рис. 2. Взаимные и собственные моменты генератора, работающего на шины бесконечной мощности: а) в нормальных режимах. б) в аварийных режимах.

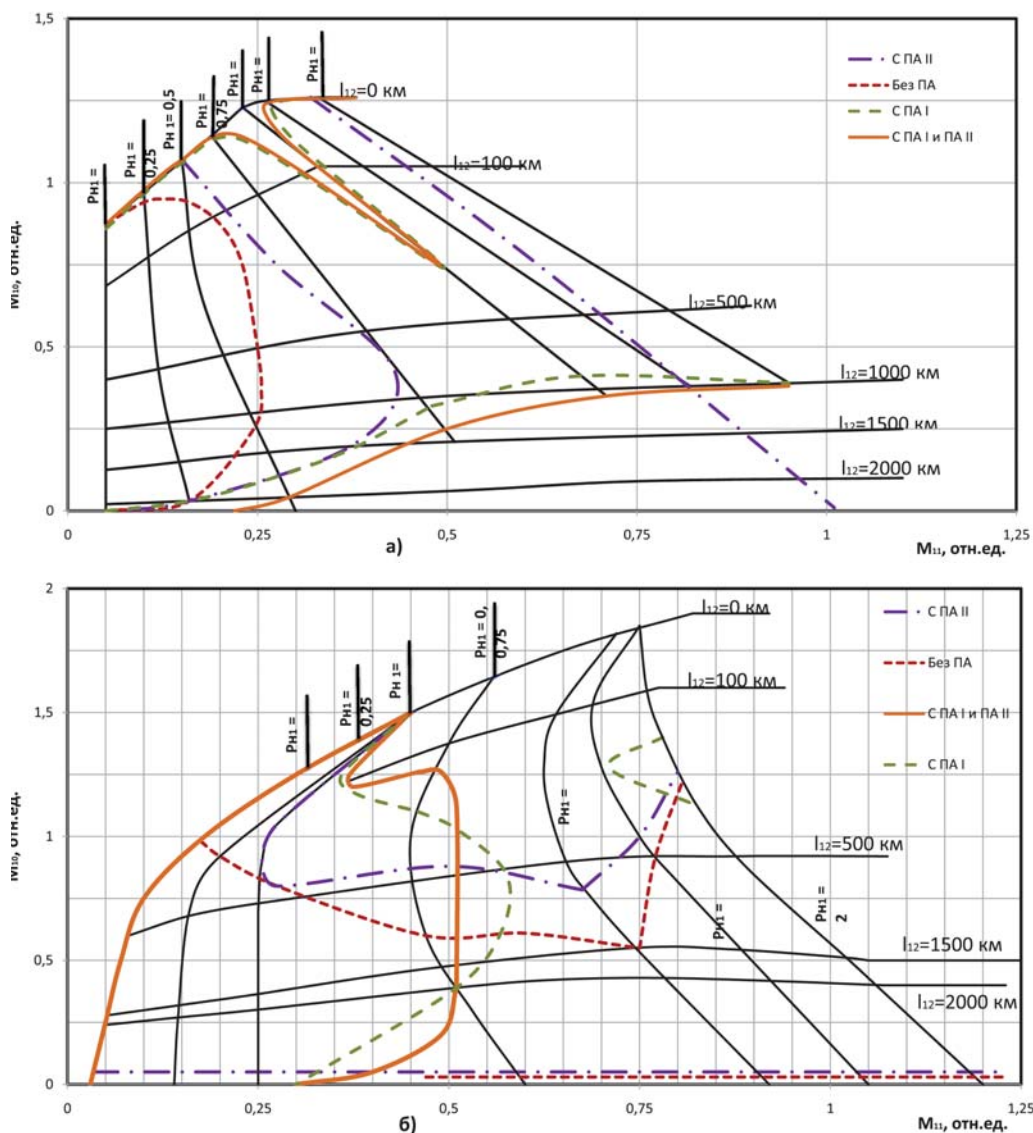


Рис. 3. Области устойчивости трехмашинной энергосистемы: а) при $P_{n2} = 1,5$ отн.ед. б) при $P_{n2} = 0$ отн.ед.

рованных параметрах второй станции и оценить области устойчивости сложной энергосистемы. Так как возмущение наносилось вблизи шин первой электростанции, координатами сечения выбраны взаимный и собственный моменты этой станции, остальные значения взаимных и собственных моментов при проведении расчетов устойчивости определены по номограммам режимов, определенных предварительно. Области устойчивости определены на математической модели энергосистемы. Математическая модель электрической части каждой электростанции, состоящей из четырех агрегатов мощностью 300 МВт, представлена эквивалентными уравнениями движения:

$$S_{10} = 1/(T_{01} \cdot P) \cdot (M_{T1} - M_{\Sigma 1} - M_{x,x1});$$

$$\delta_{10} = (1/P) \cdot S_{10};$$

$$M_{\Sigma 1} = m_{10} \cdot \sin(\delta_{10}) + (1 + k \cdot S_{10}) \cdot m_{11} + a_{10} \cdot M_{a,H}(S_{10}) + m_{12} \cdot \sin(\delta_{10} - \delta_{20}) + a_{12} \cdot M_{a,H}(S_{10} - S_{20});$$

$$S_{10} = 1/(T_{02} \cdot P) \cdot (M_{T2} - M_{\Sigma 2} - M_{x,x2});$$

$$\delta_{20} = (1/P) \cdot S_{20};$$

$$M_{\Sigma 2} = m_{20} \cdot \sin(\delta_{20}) + (1 + k \cdot S_{20}) \cdot m_{22} + a_{20} \cdot M_{a,H}(S_{20}) - m_{12} \cdot \sin(\delta_{10} - \delta_{20}) - a_{12} \cdot M_{a,H}(S_{10} - S_{20});$$

где $T_{01}, T_{02}, M_{x,x1}, M_{x,x2}$ – постоянные времени роторов и потери холостого хода первого и второго эквивалентных генераторов; P – оператор дифференцирования; S_{10}, S_{20} – скольжения генераторов; M_{T1}, M_{T2} – моменты турбин; $M_{a,H}(S_{10}), M_{a,H}(S_{20})$ – асинхронные моменты генераторов.

Значения моментов генераторов в исходном, аварийном и послеаварийном режимах вводились специальным программным устройством. В качестве первичного двигателя принята эквивалентная турбина К–300–240, уравнения которой в соответствии с [2] приведены ниже.

Уравнения системы регулирования турбины:

$$\begin{aligned}
 T_\eta \cdot p \cdot \eta &= -\eta - s/\sigma - \varphi + x, \\
 T_\varphi \cdot p \cdot \varphi &= -\varphi + x_a, \\
 T_x \cdot p \cdot x &= \pm y, \\
 T_{3,B} \cdot p \cdot \mu_{3,B} &= -\mu_{3,B} + \eta - \mu_B + x_B, \\
 T_B \cdot p \cdot \mu_B &= \mu_{3,B}, \\
 T_{3,C} \cdot p \cdot \mu_{3,C} &= \eta - \mu_{3,C}, \\
 T_C \cdot p \cdot \mu_C &= \mu_{3,C}, \mu_C = k \cdot \mu_C^*,
 \end{aligned}$$

где σ – статизм системы регулирования; p – оператор дифференцирования; η – суммирующий золотник; φ – электрогидравлический преобразователь (ЭГП); T_φ – время ЭГП; x_a – сигнал ПА; x – механизм управления турбиной (МУТ); y – сигнал управления МУТ; μ_B, μ_C – координаты сервомоторов ЧВД и ЧСД; $k \cdot \mu_C^*$ – расходная характеристика клапанов среднего давления; $\mu_{3,B}, \mu_{3,C}$ – отсечные золотники сервомоторов ЧВД и ЧСД.

Уравнения проточной части и мощности турбины:

$$\begin{aligned}
 0,0485 \cdot p \cdot \rho_1 + 2,42 \cdot \rho_1 &= \mu_B + 1,42 \cdot \rho_2, \\
 0,125 \cdot p \cdot \rho_2 + 3,06 \cdot \rho_2 &= 2,42 \cdot \rho_1 + 0,64 \cdot \rho_\Pi, \\
 5 \cdot p \cdot \rho_\Pi + 0,67 \cdot \rho_\Pi &= 1,67 \cdot \rho_2 - \mu_C \cdot \rho_\Pi, \\
 0,11 \cdot p \cdot \rho_4 + 1,595 \cdot \rho_4 &= \mu_C \cdot \rho_\Pi + 0,595 \cdot \rho_5, \\
 0,121 \cdot p \cdot \rho_5 + 1,595 \cdot \rho_5 &= 1,595 \cdot \rho_4, \\
 M_T &= 0,213 \cdot \rho_1 + 0,122 \cdot \rho_2 - 0,097 \cdot \rho_\Pi + \\
 &+ 0,281 \cdot \rho_\Pi \cdot \mu_C + 0,1332 \cdot \rho_4 + 0,3484 \cdot \rho_5,
 \end{aligned}$$

где $\rho_1, \rho_2, \rho_\Pi, \rho_4, \rho_5$ – соответственно давления в регулирующей ступени, на выходе пара из ЧВД, в промперегреве, на входе в ЦСД и ЦНД.

В процессе исследований определяли области устойчивости в сечениях с фиксированными значениями P_{H2} , равными 0; 0,5; 1,5 отн. ед. За относительную единицу принята мощность управляемой электростанции. Для каждого сечения варьировались взаимные и собственные моменты генераторов с учетом изменения местной нагрузки в диапазоне $P_{H1} = 0 \div 1,5$ отн.ед. и длин линий связи (Lкм) первой электростанции с энергосистемой по условию (3), а также первой электростанции со второй.

Области устойчивости получены применительно к возмущению типа проходящее двухполюсное короткое замыкание на землю длительностью 0,18 с на шинах первой электростанции. Критерием устойчивости принято максимальное изменение углов связи генераторов, не превышающее 180 градусов как в сторону положительного, так и в сторону отрицательного скольжения. На рис. За представлены области устойчивости, в которых $P_{H2} = 1,5$ отн.ед. Включение ПА I на первой электростанции, а также одновременное с ПА I включение ПА II на второй станции расширяют области устойчивости энергосистемы для всего спектра взаимных и собственных моментов генераторов относительно областей устойчивости без ПА.

Включение ПА на обеих станциях расширя-

ет области устойчивости и в зоне слабых связей между электростанциями (при малых значениях M_{12}) вследствие участия ПА II удаленной электростанции в демпфировании колебаний турбогенераторов. Гарантированное расширение области устойчивости ограничено сечением $P_{H1} < 0,8 P_{CT}$. При включении ПА I в условиях $P_{H1} > 0,8$ отн.ед. возможны режимы с переторможением генераторов станции.

Если же ПА II включена только на удаленной электростанции, область устойчивости также расширяется по сравнению с областями устойчивости неуправляемой энергосистемы. В сечении при $P_{H2} = 0$ отн.ед. (рис. 3б) области устойчивости также расширяются, но использование ПА ограничено условием $P_{H1} < 0,8 P_{CT}$.

Анализ результатов позволяет получить общие закономерности, характерные для сложных энергосистем. Управление мощностью электростанций, вблизи которых имеет место возмущение, существенно повышает устойчивость энергосистемы. Типичные переходные процессы при импульсных и длительных разгрузках энергоблоков приведены в [3]. Удаленные возмущения не могут приводить к высокоэффективной работе ПА, но при этом области устойчивости расширяются вследствие улучшения демпфирования колебаний мощности генераторов. Из-за неопределенности места возмущения в реальной энергосистеме возможно применение ПА на электростанциях независимо от степени связи с энергосистемой при условии: мощность электростанции должна быть больше мощности местной нагрузки. Быстродействующая разгрузка электростанции с местной нагрузкой более 0,8 P_{CT} , приводит к нарушению устойчивости с отрицательным скольжением, в то время как без разгрузки устойчивость сохраняется. Аналогичный вывод получен для простой конфигурации энергосистемы. При использовании ПА в соответствии указанными выше условиями обеспечивается также результирующая устойчивость энергосистемы.

В режимах, когда динамический переход устойчив и без действия ПА определен показатель избыточной разгрузки станции как

$$B = \int_0^T (P_{T,usc} - P_{T,тек}) \cdot dt / (P_{T,H} \cdot T),$$

где $P_{T,исх}$, $P_{T,тек}$, $P_{T,H}$ – исходная текущая и номинальная мощность турбины; T – время интегрирования, принятое 7 с и ориентировочно равное времени затухания процессов.

Среднее значение показателя B оценивается величиной 0,109 и является допустимым.

Показатель демпфирующей способности ПА как в зоне естественной устойчивости, так и в режимах, требующих разгрузки турбин, представим как $C = \Delta\delta_3 / \Delta\delta_1$ (где $\Delta\delta_1, \Delta\delta_3$ – отклонение угла связи турбогенератора на первом и третьем ци-



кле качаний). Усредненное значение показателя в зоне естественной устойчивости составляет 0,208, а в режимах, требующих разгрузки, – 0,354. Качественный анализ переходных процессов (включая исследования для других возмущений) установил, что ПА обеспечивает высокую скорость изменения мощности турбины, обладает достаточной избирательностью к тяжести аварийного перехода.

Эффективность работы ПА оценена в двухмашинной, цепочной и кольцевой схемах энергосистемы, в которых расширяются зоны устойчивых переходов и увеличивается на 15% предельный переток мощности по условию сохранения статической устойчивости. Результирующая устойчивость обеспечивалась практически во всех рассмотренных режимах.

Выводы

Получены обобщенные результаты исследований эффективности противоаварийного управления турбогенераторами электростанций в энергосистемах различных структур и режимов их работы.

Противоаварийное управление мощностью станций расширяет область синхронной динамической устойчивости в трех- и двухмашинной схемах (в среднем увеличение перетока составляет около 20%). Область применения быстродействующей разгрузки станции ограничена условием $P_n < 0,8P_{ст}$.

Система противоаварийного регулирования обладает высоким быстродействием, демпфирующим свойством и избирательностью к возмущениям и режимам работы электростанции в энергосистемах.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. М. Изд-во НЦ ЭНАС, 2004, 16 с.
2. Черномзав И.З. Математическая модель турбины К-200-130 для исследования процессов противоаварийного управления. Теплоэнергетика, №4, 1994, с. 19 – 22.
3. Результаты испытаний противоаварийных разгрузок на энергоблоке К-800-240 Пермской ГРЭС. / И.З. Черномзав, Р.Л. Рогачев, В.И. Андриенко и др. // Электрические станции, №1, 2004, с. 59 – 63

