

Определение предельных режимов электроэнергетической системы на основе матрицы собственных и взаимных проводимостей ЭДС эквивалентных генераторов

СОБОЛЕВА М.А., ФИШОВ А.Г.

Предлагается использовать данные синхронизированных векторных измерений режимных параметров электроэнергетических систем (ЭЭС) для мониторинга запасов устойчивости и допустимости параметров режимов ЭЭС. Основа технологии мониторинга – актуальная матрица комплексных коэффициентов электрической связи между ЭДС генераторов (эквивалентных генераторов), так называемая матрица собственных и взаимных проводимостей ЭДС (СВП ЭДС) генераторов. Рассмотрены возможности и особенности применения получаемой (идентифицируемой) в ходе переходного процесса матрицы СВП ЭДС эквивалентных генераторов.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, устойчивость, векторные измерения, режимы энергосистемы

Электроэнергетические системы (ЭЭС) характеризуются распределенностью элементов на большой территории, скоротечностью процессов при воздействиях внешних и внутренних возмущений, зависимостью от случайных факторов, однако при этом к ним предъявляются высокие требования по качеству, надежности, безопасности и экономичности электроснабжения потребителей [1].

Как известно, к числу основных требований по надежности ЭЭС относятся требования по устойчивости режима. Расчеты устойчивости выполняются при проектировании и эксплуатации ЭЭС для выбора основной схемы, определения допустимых режимов и мероприятий по повышению устойчивости, а также для определения настройки систем режимного и противоаварийного управления [3].

При определенных расчетных условиях по смене знака определителя матрицы Якоби и расхождению итерационного процесса решения уравнений установившегося режима можно судить о нарушении статической аperiodической устойчивости при утяжелении режима ЭЭС [1, 2].

На практике предельные режимы энергосистем определяются не только условиями устойчивости режима, но и допустимостью загрузки оборудования, уровня напряжения в электрической сети. Для их учета используется подробная цифровая модель режима ЭЭС, учитывающая актуальную топологию и параметры электрической сети, ограничения по

It is proposed to use data obtained from synchronized vector measurements of electric power system operating parameters for monitoring stability margins and checking if the power system operating parameters are within their permissible limits. Central to the proposed monitoring technique is the use of an actual matrix of complex coefficients characterizing the electrical connections between the EMFs of generators (equivalent generators) known as the matrix of self and mutual admittances with respect to the EMFs of generators. The possibilities and specific features of applying the matrix of self and mutual admittances with respect to the EMFs of generators obtained (identified) in the course of a transient are considered.

Key words: electric power system, stability, vector measurements, power system operating modes

загрузке оборудования. Достоинства и недостатки современной технологии определения статической устойчивости режимов ЭЭС проявляются по-разному в различных задачах управления режимами ЭЭС. Наиболее адекватна она для задач проектирования, заблаговременного определения системных ограничений и настроек противоаварийной автоматики (в режимах «ДО»). В задачах управления реальным временем недостатки данной технологии проявляются особенно остро, так как она нуждается в большом объеме актуальных режимных данных и требует больших вычислительных затрат.

Технология расчета предельных по статической устойчивости режимов ЭЭС на основе актуальной матрицы собственных и взаимных проводимостей (СВП) ЭДС эквивалентных генераторов ЭЭС, определяемой по данным системы мониторинга переходных режимов (СМПР). Внедрение в ЭЭС технологии распределенных векторных измерений, в частности для СМПР, позволяет реализовать качественно новый подход к решению задач управления режимами энергосистем. СМПР предполагает установку регистраторов параметров переходных режимов на объектах энергосистемы с последующей передачей данных в центры диспетчерского управления. Особенность технологии — синхронизация результатов измерений и, как следствие, фазовая привязка контролируемых параметров [4]. Такие параметры обладают высокой информативностью. Так, может

быть идентифицирована актуальная матрица комплексных собственных и взаимных проводимостей (СВП) ЭДС эквивалентных генераторов, определяющая угловые характеристики мощности генераторов:

$$\begin{cases}
 P_1 = E_1^2 y_{11} \sin a_{11} + \sum_{j=2}^n E_1 E_j y_{1j} \sin(d_{1j} - a_{1j}); \\
 \dots \\
 P_n = E_n^2 y_{nn} \sin a_{nn} + \sum_{j=1}^n E_n E_j y_{nj} \sin(d_{nj} - a_{nj}); \\
 \dots \\
 Q_1 = E_1^2 y_{11} \cos a_{11} - \sum_{j=2}^n E_1 E_j y_{1j} \cos(d_{1j} - a_{1j}); \\
 \dots \\
 Q_n = E_n^2 y_{nn} \cos a_{nn} - \sum_{j=1}^n E_n E_j y_{nj} \cos(d_{nj} - a_{nj}),
 \end{cases}
 \tag{1}$$

где матрица СВП – квадратная матрица комплексных коэффициентов связи между ЭДС эквивалентных генераторов вида

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix}
 \infty & \dots & -y_{1n} & \ddots \\
 \vdots & y_{-11} & \dots & \vdots \\
 \vdots & M & O & M \\
 \vdots & -y_{-n1} & \dots & y_{-nn}
 \end{pmatrix}
 \tag{2}$$

Матрица СВП ЭДС генераторов традиционным способом может быть получена при эквивалентировании исходной схемы электрической сети или в процессе прямого хода по Гауссу при решении системы линейных уравнений установившегося режима и исключении всех промежуточных узлов сети, кроме узлов примыкания ЭДС генераторов.

Недостатком традиционного метода расчета СВП ЭДС генераторов является необходимость актуальной информации о параметрах элементов и топологии электрической сети. Любое изменение топологии приводит к необходимости повторного определения матрицы СВП ЭДС генераторов.

В статье предлагается идентифицировать матрицу СВП ЭДС генераторов на основе данных о внутренних сопротивлениях генераторов и синхронизированных измерениях режимных параметров на шинах генераторов.

Учитывая, что значение и угол ЭДС генератора могут быть вычислены по результатам измерений напряжения, активной и реактивной мощности на его шинах, система уравнений (1) может быть записана в матричном виде:

$$\underline{S} = \text{diag}\{\underline{E}\} \underline{Y}^* \underline{E}^*,
 \tag{3}$$

где \underline{S} – матрица внутренних мощностей генераторов в точках приложения ЭДС; \underline{E} – матрица векторов ЭДС генераторов, решена относительно матрицы СВП ЭДС эквивалентных генераторов по результатам синхронизированной регистрации параметров ряда квазиустановившихся режимов при изменениях распределения мощности между генераторами.

Следует отметить, что основным условием невырожденности решаемой системы уравнений является наличие взаимного движения (изменения взаимных углов всех генераторов) в ЭЭС. Для энергосистем с большим числом генераторов это условие, как правило, не выполняется, поэтому первоначально необходимо заменить генераторы с синфазным движением (синфазные группы генераторов) эквивалентными генераторами. Затем определяется матрица СВП для эквивалентных генераторов синфазных групп.

Идентификацию актуальной матрицы СВП предлагается выполнять на основе решения переопределенной системы уравнений мощностей генераторов, что позволяет более полно использовать исходную информацию и получать стабильный результат идентификации.

Поскольку переопределенная система линейных уравнений, формируемая на основе измерительной информации, не имеет точного решения, вместо точного решения системы уравнений необходимо выполнить поиск такой матрицы СВП \underline{Y} , которая будет минимизировать сумму квадратов ошибок во всех исходных уравнениях. Для решения может быть использован метод Левенберга–Марквардта (Levenberg–Marquardt algorithm), сочетающий в себе метод минимизации вдоль градиента и метод Ньютона, обеспечивающий наилучшую сходимость в окрестностях минимума функции и часто используемый в существующих пакетах прикладных программ (в том числе MatLab).

На рис. 1 приведены результаты идентификации взаимных проводимостей в схеме «три генератора – ШБМ». Как видно из рис. 1, использование избыточности измерений обеспечивает более высокую стабильность идентификации значений матрицы СВП.

Использование актуальной матрицы СВП для контроля ограничений на режимы ЭЭС по статической устойчивости предполагает его осуществление в узловых координатах (координатах активных мощностей генераторов), что имеет следующие преимущества:

отсутствие необходимости в тотальном оснащении ЭЭС средствами измерения: достаточно уста-

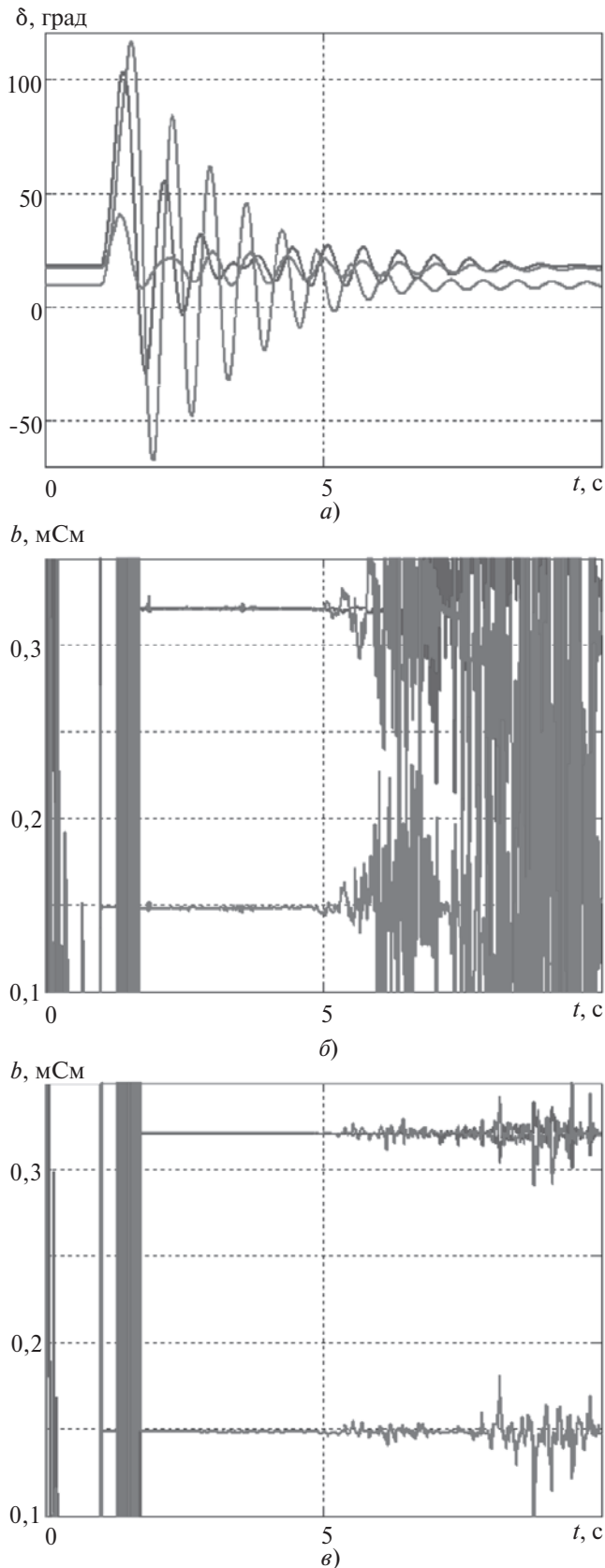


Рис. 1. Влияние кратности переопределения системы уравнений на стабильность результата идентификации СВП в электромеханическом переходном процессе после возмущения установившегося режима: *a* – колебания углов роторов генераторов; *б* – значение одной из проводимостей матрицы при 4-кратном переопределении системы уравнений; *в* – при 10-кратном переопределении

новить регистраторы только на шинах электростанций;

возможность использования в контурах управления мощностью турбин;

независимость от структуры сети, так как отсутствует привязка к определенным сечениям схемы;

информативность, так как структура матрицы СВП отражает структуру синфазно движущихся групп генераторов, в отношении которых существует угроза нарушения устойчивости, что позволяет выбирать вектор утяжеления режима при определении пределов в послеаварийном состоянии;

универсальность – возможен контроль запасов устойчивости как в системообразующей сети, так и в электрических сетях с распределенной генерацией.

Поскольку необходимым условием идентификации актуальной матрицы СВП (невырожденности системы уравнений) является наличие изменений установившегося режима, например при возникновении электромеханического переходного процесса, можно рассматривать два базовых принципа выполнения этого условия.

Первый заключается в решении задачи при возникновении спорадических возмущений нормального режима ЭЭС в результате воздействия аварийных возмущений. В этом случае область применения рассмотренной модели режима ЭЭС – контроль допустимости квазиустановившихся и установившихся послеаварийных режимов (ПАР).

Второй заключается в решении задачи при искусственном изменении режима для получения возможности идентификации модели, например путем кратковременной разгрузки турбин (РТ). В этом случае может быть обеспечен контроль границ допустимости нормальных режимов (предельных выдаваемых генераторами мощностей).

При использовании совместно первого и второго принципов обеспечивается возможность контроля ограничений во всех упомянутых режимах ЭЭС.

Определение предельных по условиям статической устойчивости режимов энергосистемы на основе актуальной матрицы СВП ЭЭС эквивалентных генераторов. Прежде всего следует проанализировать возможности и особенности использования данной модели учета ограничений по статической устойчивости параллельной работы генераторов. В своем исходном виде модель не содержит других узлов привычной схемы замещения ЭЭС кроме узлов ЭДС генераторов. По сути это означает, что нагрузки системы представлены линейными шунтами, а учет или неучет регулирования напряжения зависит от выбора схемы замещения генератора и

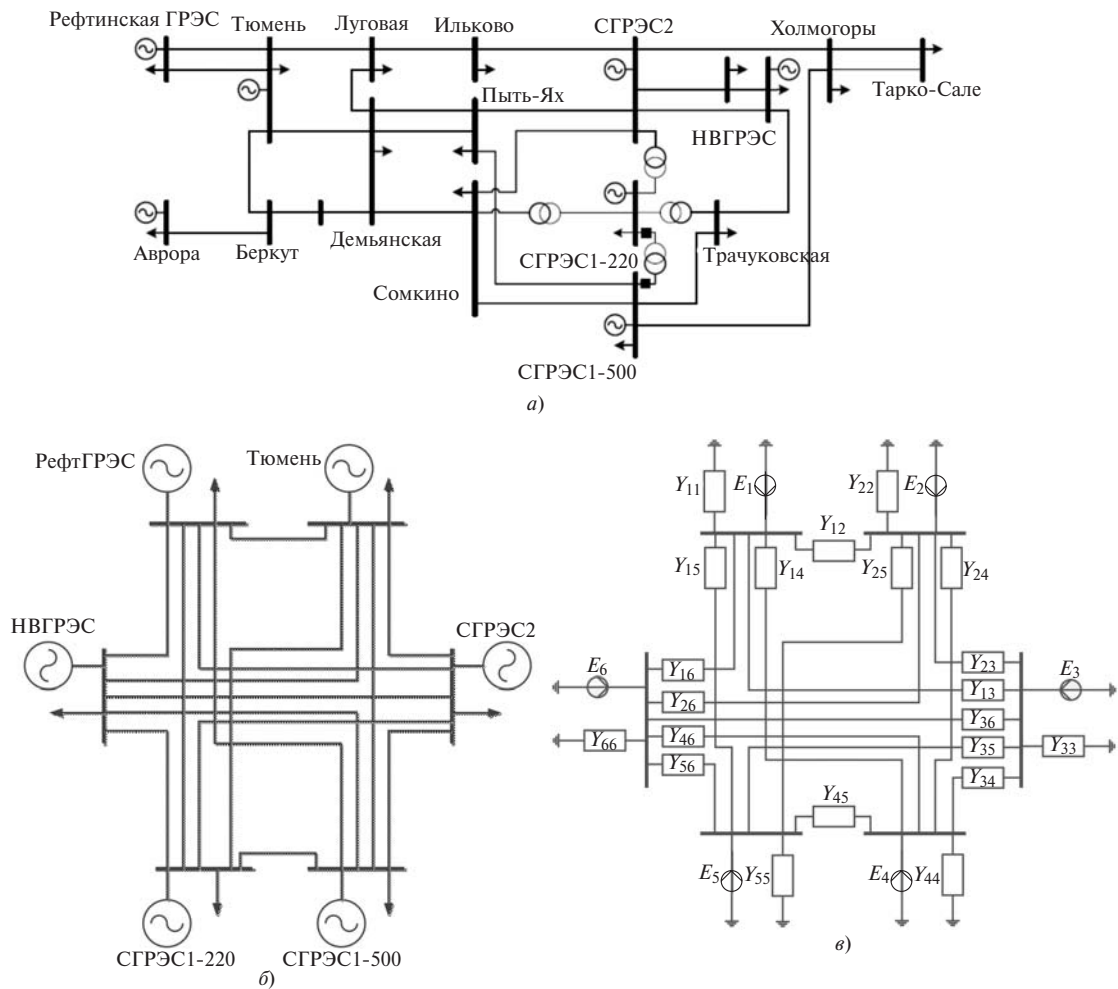


Рис. 2. Схема Сургутского энергоузла: а – полная; б – эквивалентная принципиальная; в – эквивалентная расчетная

Таблица 1

Узел	Параметры исходного режима для утяжеления на основе актуальной матрицы СВП ЭДС генераторов			
	P , МВт	E , кВ	Q , МВар	d , рад
Рефтинская ГРЭС	703,4	522,0	527,6	0
Тюмень	1 203,0	556,1	262,2	0,2067
СГРЭС-2	4 800,0	546,7	1 428,8	0,4947
СГРЭС-1-220	1 165,0	583,3	791,9	0,1114
НВГРЭС	865,0	583,5	523,5	0,3980
СГРЭС-1-500	2 008	545,4	593,4	0,4185

В расчетах утяжеления за базисный узел принималась Рефтинская ГРЭС и последовательно утяжелялся каждый из пяти узлов эквивалента.

В ходе расчетов предельных мощностей генерирующих узлов по условиям статической апериодической устойчивости на основе актуальной матрицы СВП при постоянных ЭДС генераторов получены меньшие предельные мощности генерирующих узлов в сравнении с результатами расчетов по полной схеме замещения (табл. 2). Разница объясняется тем, что при расчете по полной схеме замещения в промышленной программе учтена работа ре-

гуляторов возбуждения генераторов, ограничения по допустимой нагрузке оборудования и напряжению в электрической сети.

Таблица 2

Узел	Предельные активные мощности генерирующих узлов $P_{пр}$, МВт, при расчете	
	по полной схеме замещения ЭЭС (ПВК Мустанг)	по актуальной матрице СВП ЭДС генерирующих узлов (модель «нерегулируемой» ЭС)
Тюмень	5 326,6	3 660,8
СГРЭС-2	6 378,7	5 889,1

СГРЭС-1-220	2 753,1	2 405,6
НВГРЭС	2 437,3	1 857,2
СГРЭС-1-500	3 588,0	3 123,6

СГРЭС-2	6 378,7	6 327,5	0,80
СГРЭС-1-220	2 753,1	2 780,3	0,99
НВГРЭС	2 437,3	2 409,0	1,16
СГРЭС-1-500	3 588,0	3 588,8	0,02

Результаты расчетов предельных мощностей эквивалентных генераторов для послеаварийного режима (по модели «регулируемой» ЭЭС) и их сопоставление. При учете работы регуляторов возбуждения генераторов модель установившегося режима п эквивалентных генераторов (3) дополняется балансами реактивных мощностей генераторов с контролем напряжения на шинах генераторов:

$$\begin{aligned}
 W_{Q_1} &= Q_1 - E_1^2 y_{11} \cos a_{11} - \sum_{j=2}^n E_1 E_j y_{1j} \cos(d_{1j} - a_{1j}); \\
 &\dots \\
 W_{Q_n} &= Q_n - E_n^2 y_{nn} \cos a_{nn} + \sum_{j=1}^{j \neq n} E_n E_j y_{nj} \cos(d_{nj} - a_{nj}); \\
 W_{U_1} &= U_{r1} - \sqrt{\frac{P_1}{E_1} x_{d1} \frac{\dot{\delta}}{\omega} + \frac{Q_1}{E_1} x_{d1} \frac{\dot{\delta}^2}{\omega^2}}; \\
 &\dots \\
 W_{U_n} &= U_{rn} - \sqrt{\frac{P_n}{E_n} x_{dn} \frac{\dot{\delta}}{\omega} + \frac{Q_n}{E_n} x_{dn} \frac{\dot{\delta}^2}{\omega^2}}.
 \end{aligned}
 \tag{7}$$

Соответственно увеличивается порядок решаемой системы уравнений и матрицы Якоби.

Результаты расчетов предельных по условию устойчивости активных мощностей генерирующих узлов по матрице СВП ЭДС эквивалентных генераторов и результатов расчетов по полной схеме замещения Сургутского энергоузла по модели регулируемой ЭЭС с учетом АРВ представлены в табл. 3.

Таблица 3

Узел утяжеления	Предельные активные мощности генерирующих узлов Pпр., МВт		Расхождение относительно полной цифровой модели ЭЭС, %
	по полной цифровой модели ЭЭС	по матрице СВП ЭДС генераторов	
Регулируемая модель энергосистемы, E = var; U _r = const			
Тюмень	8 856,3	8 937,4	0,92
СГРЭС-2	7 207,5	7 208,8	0,02
СГРЭС-1-220	3 633,9	3 598,5	0,97
НВГРЭС	3 269,0	3 266,9	0,06
СГРЭС-1-500	4 411,0	4 413,5	0,06
Регулируемая модель энергосистемы, E=var; U _r = const; Q _r < Q _{max}			
Тюмень	5 326,6	5 357,0	0,57

Расхождение результатов составляет в среднем 0,56% (28,4 МВт). Получение меньших пределов в расчетах по матрице СВП ЭДС эквивалентных генераторов объясняется тем, что в ПВК Мустанг при расчете режимов вблизи границы области устойчивости (при вырождении матрицы Якоби) используются дополнительные методы улучшения сходимости итерационного процесса решения нелинейной системы УУР [2]. Получение больших предельных активных мощностей генерирующих узлов при расчете по матрице СВП ЭДС генераторов обусловлено тем, что в расчетах с использованием полной цифровой модели ЭЭС предел определялся не только условиями устойчивости и ограничением по току возбуждения генераторов (выдаваемой реактивной мощности), но и допустимостью напряжений в сети.

Необходимо отметить, что погрешность расчета предельных активных мощностей генерирующих узлов по матрице СВП ЭДС определяется: погрешностями измерений режимных параметров, структурой и амплитудами взаимных движений роторов генераторов на интервале идентификации матрицы СВП, линейностью модели нагрузки, замещением группы генераторов с синфазно движущимися роторами в переходном процессе одним эквивалентным генератором, составом учитываемых режимных ограничений, а также надежностью сходимости процессов решения УУР в процедурах утяжеления.

Полученные предельные активные мощности генерирующих узлов могут быть использованы для оценки по известной формуле коэффициентов запаса устойчивости режима ЭЭС (послеаварийного режима ЭЭС) [3].

Выводы. 1. Определение предельных режимов по статической устойчивости ЭЭС может эффективно проводиться в режиме реального времени по актуальной матрице СВП ЭДС эквивалентных генераторов.

2. Для мониторинга запасов статической устойчивости в темпе процесса целесообразно двухэтапное представление послеаварийного режима ЭЭС с выделением кратковременного квазиустановившегося режима непосредственно после затухания электромеханических процессов и собственно длительного послеаварийного режима. Для каждого из этапов полезно получение пределов по устойчиво-

сти и их использование в системе противоаварийной автоматики.

3. Для квазиустановившегося послеаварийного режима предельные режимы следует определять по условиям статической устойчивости, а для послеаварийного дополнительно учитывать ограничения по допустимости загрузки оборудования и напряжения в электрической сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г.** Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях: Учебное пос. для электроэнергет. спец. вузов. — М.: Высшая школа, 1990, 144 с.
2. **Идельчик В.И.** Расчеты установившихся режимов электрических систем. — М.: Энергия, 1977. 192 с.
3. **Методические** указания по устойчивости энергосистем. — Утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003, № 277.
4. **Аюев Б.И., Жуков А.В.** Новые подходы к мониторингу запаса устойчивости электроэнергетических систем. — Сборник докладов III Международ. научно-практической конф. «Энергосистема: управление, конкуренция образование». — Екатеринбург: УГТИ—УПИ, 2008, т. 1, 453 с.
5. **Тутундаева Д.В., Фишов А.Г.** Развитие технологии контроля и нормирования запасов устойчивости энергосистем. — Научный вестник НГТУ, 2011, № 2(43), с. 147—160.

[11.03.13]

*Авторы: **Соболева Мария Александровна** окончила факультет энергетики Новосибирского государственного технического университета (НГТУ) в 2011 г. Аспирант кафедры автоматизированных электроэнергетических систем (АЭЭС) НГТУ.*

***Фишов Александр Георгиевич** окончил в 1972 г. Новосибирский электротехнический институт. В 1992 г. защитил докторскую диссертацию «Развитие структурной адаптивности электроэнергетических систем к режимам». Заведующий кафедрой АЭЭС НГТУ.*