

На правах рукописи



ЕНИКЕЕВ Тимербулат Узбекович

**СИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ
ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ
НА БАЗЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

**Специальность 05.13.01
Системный анализ, управление и обработка информации
(в промышленности)**

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Уфа – 2011

Работа выполнена в ФГБОУ ВПО
«Уфимский государственный авиационный технический университет»
на кафедре электроники и биомедицинских технологий

Научный руководитель	д-р техн. наук, проф. ЕФАНОВ Владимир Николаевич
Официальные оппоненты	д-р техн. наук, проф. Павлов Сергей Владимирович, заведующий кафедрой геоинформационных систем ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет» канд. техн. наук, доцент Ахмеджанов Фарит Маратович, доцент кафедры информационно– управляющих систем ФГБОУ ВПО «Уфимская государственная академия экономики и сервиса»
Ведущая организация	ФГБОУ ВПО «Башкирский государственный университет»

Защита состоится 16 марта 2012 г. в 10 часов
на заседании диссертационного совета Д-212.288.03
при Уфимском государственном авиационном техническом университете
по адресу: 450000, Уфа-центр, ул. К. Маркса, 12, УГАТУ

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке университета

Автореферат разослан « ____ » февраля 2012 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
д-р техн. наук, проф.



В. В. Миронов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Проблема широкого использования локальных энергетических сетей (ЛЭС) на базе возобновляемых источников энергии приобретает особую актуальность в силу целого ряда объективных причин, среди которых можно назвать постоянный рост стоимости углеводородного сырья, рост эмиссии вредных выбросов в атмосферу, а также недостаток существующих мощностей для бесперебойного и качественного энергообеспечения территорий, не охваченных электрическими сетями и удаленных от крупных электростанций.

Особая роль среди возобновляемых источников энергии отводится устройствам, использующим энергию ветра. Современные технологии позволяют отнести энергию ветра к числу возобновляемых источников, имеющих самый значительный экономический потенциал. По оценкам экспертов экономический потенциал ветровой энергии России составляет примерно 260 млрд кВт·ч/год, то есть около 30 процентов производства электроэнергии всеми электростанциями страны. При этом установленная мощность ветровых электростанций в стране на 2011 год не превышает 20 МВт. Такое положение во многом связано с низкой эффективностью ветроэнергетических установок (ВЭУ), эксплуатируемых в автономном режиме.

Объединение отдельных объектов электроэнергетики в локальные сети обеспечивает целый ряд преимуществ, связанных с существенным снижением стоимости электроэнергии, повышением надежности электроснабжения и снижением потерь электроэнергии, а также обусловленных высокой устойчивостью к различного рода возмущениям в смежных зонах и возможностью предотвращения аварийных режимов за счет реконфигурации электрической схемы и изменения состава включенных в работу элементов.

Вместе с тем, построение электроэнергетических сетей требует решения целого ряда научных и технических проблем, среди которых приоритетное место занимает задача оперативного (в реальном масштабе времени), автоматического управления режимами энергосистемы. Дело в том, что сравнительно малая энергоемкость ЛЭС обуславливает существенное влияние изменения потребляемой мощности на режимы их функционирования. К тому же отличительным признаком ВЭУ является нестабильность выходной мощности, связанная с непостоянством характеристик ветра как энергоносителя. В этих условиях для надежного энергоснабжения потребителей необходимо обеспечить оперативное управление режимами работы ЛЭС за счет гибкого перераспределения активной и реактивной мощности в зависимости от конкретной складывающейся ситуации, связанной с изменением нагрузки или изменением параметров ветра и соответствующим изменением выходных мощностей ВЭУ.

Значительный вклад в развитие теории и практики построения электроэнергетических систем внесли отечественные ученые – В. М. Горнштейн, В. И. Идельчик, В. А. Веников, А. А. Амбарцумян, И. В. Прангишвили, М. А. Беркович, В. Г. Холмский, Л. А. Крумм и др.

Важное место в решении задач оптимизации и управления электроэнергетическими системами занимают результаты, полученные в трудах Б. Н. Петрова, С. Н. Васильева, А. А. Воронова, А. А. Красовского, В. Ю. Рутковского, В. А. Подчукаева, Б. Г. Ильясова, В. И. Васильева, В. Г. Крымского, Н. И. Юсуповой, W. S. Chan, C. A. Desoer, M. Darwish, M. Ikeda, A. Macfarlane, H. Rosenbrock, D. D. Siliak, M. K. Sundareshan, S. Weisenberger, L. Zade.

Тем не менее, ряд важных вопросов, связанных с обоснованием критериев оптимизации при использовании возобновляемых источников энергии (особенно даровых), оптимизацией режимов работы энергетических систем по выбранным критериям в реальном масштабе времени и согласованным управлением всей совокупностью ВЭУ в составе ЛЭС, нуждается в дополнительных исследованиях. Указанное обстоятельство обуславливает актуальность сформулированной темы диссертационной работы, направленной на разработку системы оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок.

Цель работы состоит в повышении эффективности использования локальных энергетических сетей на базе ветроэнергетических установок за счет согласованного управления генерирующими узлами энергосистемы для обеспечения оптимальных режимов генерации и распределения активной и реактивной мощности.

Задачи исследования. Для достижения поставленной цели в диссертационной работе были сформулированы следующие задачи:

1. Разработка системы оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок, позволяющей в реальном масштабе времени обеспечивать оптимальный режим генерации и распределения активной и реактивной мощности.

2. Обоснование и формирование критериев комплексной оценки эффективности работы локальных энергетических сетей, построенных с применением ветроэнергетических установок.

3. Разработка методики оптимизации локальных энергетических сетей на основе мультипликативной свертки векторного критерия.

4. Разработка метода согласованного управления первичными и групповыми параметрами локальной ветроэнергетической сети.

5. Оценка эффективности системы оперативного управления локальной энергетической сетью с использованием программного модуля оптимизации режимов ее работы.

Методика исследования. При решении поставленных задач в диссертационной работе использовались методы оптимизации электроэнергетических систем, системного анализа, векторной оптимизации, математического программирования, теории автоматического управления, а также принципы модульного и объектно-ориентированного программирования.

На защиту выносятся:

1. Система оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок, позволяющая в реальном масштабе вре-

мени обеспечивать оптимальный режим генерации и распределения активной и реактивной мощности.

2. Критерии комплексной оценки эффективности работы локальных энергетических сетей, построенных с применением ветроэнергетических установок.

3. Методика оптимизации локальных энергетических сетей на основе мультипликативной свертки векторного критерия.

4. Метод согласованного управления первичными и групповыми параметрами локальной ветроэнергетической сети.

5. Результаты оценки эффективности системы оперативного управления локальной энергетической сетью с использованием программного модуля оптимизации режимов ее работы.

Научная новизна

1. Система оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок отличается тем, что в рамках ее трехуровневой структуры реализуются процедуры оптимизации текущего режима работы, согласованного управления активной и реактивной мощностью во всей сети, а также регулирования частоты и напряжения в каждой электрогенерирующей установке.

2. Впервые предложены критерии, позволяющие комплексно оценивать эффективность использования даровых источников энергии, эффективность распределения энергии между потребителями и эффективность использования топлива балансирующим узлом.

3. Методика оптимизации локальных энергетических сетей на основе мультипликативной свертки векторного критерия, отличается тем, что за счет рационального сочетания гибридного метода штрафных функций и пошагового метода расчета статического режима решение находится в темпе протекания динамических процессов в сети.

4. Метод согласованного управления первичными и групповыми параметрами локальной ветроэнергетической сети, отличается тем, что вектор переменных состояния переводится в заданную область за один такт координирующего управления, в результате чего вектор выходных координат движется по желаемой траектории, формируемой временной последовательностью оптимальных значений комплексного критерия эффективности.

5. Разработанный программный модуль оптимизации режимов работы энергетической сети реализован на основе предложенных критериев и методов, что обуславливает новизну и обеспечивает эффективность системы оперативного управления локальной энергетической сетью.

Практическая значимость и реализация результатов работы

Предложенная в работе трехуровневая система оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок позволяет в реальном масштабе времени обеспечивать оптимальный режим генерации и распределения активной и реактивной мощности, в результате чего достигается снижение потерь электрической энергии в сети на 15–25 %.

Практическая значимость методики оптимизации локальных энергетических сетей на основе мультипликативной свертки векторного критерия заключается в сокращении расхода топлива в компенсирующем узле в среднем на 5–7 %.

Метод согласованного управления первичными и групповыми параметрами локальной ветроэнергетической сети гарантирует бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией требуемого качества.

Практическая значимость программного модуля оптимизации режимов работы локальной энергосистемы на базе ВЭУ заключается в том, что он позволяет автоматизировать трудно формализуемые этапы проблемного анализа и концептуальных исследований, в результате чего время, затрачиваемое на расчетно-теоретические работы, сокращается в среднем на 20–30%. Разработанный программный модуль зарегистрирован в Реестре программ для ЭВМ (свидетельство № 2010615682 «Модуль оптимизации локальной энергетической системы на базе ветроэнергетических установок»).

Практическая значимость результатов диссертационной работы подтверждается результатами их внедрения в производственную деятельность ЗАО «Электроцит» (г. Альметьевск) и ООО «Беннинг Пауэр Электроникс» (г. Москва).

Апробация работы

Результаты работы, а также отдельные ее разделы докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

- 2-я международная научно-техническая конференция «Глобальный научный потенциал» (Тамбов, 2006);
- Международная научно-техническая конференция «Энергетика и энергоэффективные технологии» (Липецк, 2006);
- Международная молодежная научная конференция «XVI Туполевские чтения» (Казань, 2008);
- Международная конференция «Инноватика-2008» (Ульяновск, 2008);
- 4-я всероссийская зимняя школа-семинар аспирантов и молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники» (Уфа, 2009);
- Всероссийская молодежная научная конференция «Мавлютовские чтения» (Уфа, 2009);
- Международная молодежная научная конференция «XVIII Туполевские чтения» (Казань, 2010);
- IV международная научно-практическая конференция «Энергетика и энергоэффективные технологии» (Липецк, 2010).

Публикация результатов

По теме диссертационной работы опубликованы 19 печатных работ: 10 статей, в том числе 5 в изданиях, входящих в перечень ВАК; 8 трудов конференций; 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ по теме диссертации.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка принятых сокращений, списка литературы и приложений. Основное содержание работы изложено на 148 страницах машинописного текста, включая 46 рисунков и 8 таблиц. Библиографический список включает 103 наименования и занимает 8 страниц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы, новизна и практическая значимость выносимых на защиту результатов.

В первой главе рассматриваются особенности энергосистем, построенных с применением ветроэнергетических установок, а также систем автоматического управления сложными техническими объектами на примере энергетических систем подобного типа. На основе проведенного анализа формулируются цель и основные задачи исследования.

Во второй главе излагаются результаты разработки системы оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок, на которую возлагается решение следующих задач:

- оптимизация режимов генерации и распределения активной и реактивной мощности;
- согласованное управления активной и реактивной мощностью для обеспечения оптимального режима работы сети;
- автоматическое регулирование частоты и напряжения в каждой электрогенерирующей установке.

Для комплексного решения сформулированных задач предлагается трехуровневая структурно-функциональная схема системы управления, представленная на рис. 1.

На верхнем (третьем) уровне управления формируются оптимальные программы управления генерирующими узлами энергосистемы, в состав которых, помимо ВЭУ, входит промышленная газотурбинная установка (ГТУ). ГТУ используется в качестве балансирующего узла, чтобы сохранять требуемый баланс генерируемых и потребляемых мощностей в условиях недостаточной производительности ВЭУ.

Второй уровень образует система координирующего управления активной и реактивной мощностью (СКУАРМ), которая осуществляет согласованное управление генерирующими узлами с целью обеспечения оптимальных режимов энергосистемы.

На нижнем (первом) уровне выполняется автоматическое регулирование частоты и напряжения, которое производится при помощи многосвязных систем первичного регулирования частоты и напряжения (МСПРЧН) ВЭУ и ГТУ.

Для комплексной оценки оптимальности режимов работы ЛЭС, включающей эффективность использования энергии ветра, величину потерь при распределении и передаче электроэнергии потребителям, а также затраты топ-

лива в балансировочном узле, предлагается следующая совокупность показателей.

Коэффициент использования ВЭУ:

$$\varepsilon_1 = \frac{S_{BЭУ}}{S_{BЭУ} + S_{Г}}, \quad (1)$$

где $S_{BЭУ}$ – полная (активная $P_{BЭУi}$ и реактивная $Q_{BЭУi}$) мощность, вырабатываемая всей совокупностью ВЭУ: $S_{BЭУ} = \sum_i^n S_{BЭУi}$ (n – число генерирующих пунктов с ВЭУ), $S_{BЭУi} = \sqrt{(P_{BЭУi}^2 + Q_{BЭУi}^2)}$; $S_{Г}$ – аналогичная величина для балансировочного узла $S_{Г} = \sqrt{(P_{Г}^2 + Q_{Г}^2)}$.

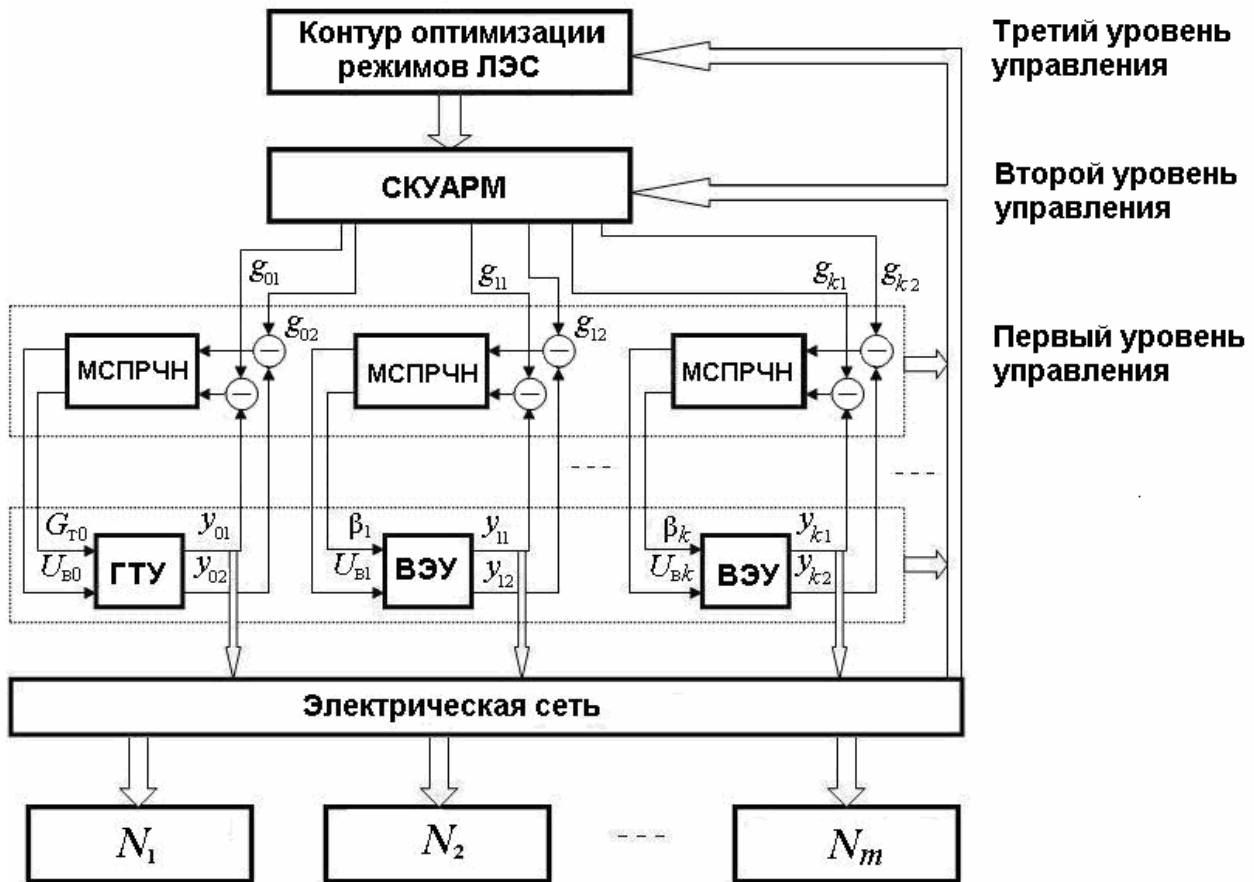


Рисунок 1 – Структурно-функциональная схема системы оперативного управления ЛЭС: g_{k1} и g_{k2} – уставки по частоте и напряжению, поступающие от СКУАРМ; y_{k1} и y_{k2} – частота и напряжение на выходе энергетической установки; G_{T0} и U_{B0} – расход топлива и напряжение возбуждения ГТУ; β_k и U_{Bk} – угол установки лопастей и напряжение возбуждения для ВЭУ; N_1, \dots, N_m – потребители сети

Коэффициент эффективности энергораспределения в ЛЭС:

$$\varepsilon_2 = \frac{S_H}{S_{BЭУ} + S_{Г}} = \frac{S_{BЭУ} + S_{Г} - \Pi}{S_{BЭУ} + S_{Г}}, \quad (2)$$

где S_H – полная мощность, потребляемая нагрузкой; Π – величина потерь пол-

ной мощности.

Коэффициент полной мощности балансирующего узла:

$$\varepsilon_3 = \frac{S_\Gamma}{S_\Gamma^{max}}, \quad (3)$$

где S_Γ^{max} – максимальная мощность балансирующего узла.

При известных расходных характеристиках балансирующего узла этот показатель однозначно определяет расход топлива и, следовательно, оценивает затраты на энергию, генерируемую балансирующим узлом.

Проведенный в работе анализ свидетельствует о том, что показатели (1)–(3) являются взаимно независимыми и непротиворечивыми. В связи с этим предлагается использовать комплексный критерий оптимизации, полученный путем мультипликативной свертки следующего вида

$$\varepsilon = \varepsilon_1^{-1} \varepsilon_2^{-1} \varepsilon_3. \quad (4)$$

Минимизация критерия (4) проводится в рамках ограничений, определяющих условия балансов активной и реактивной мощности, а также ограничений на максимальную допустимую нагрузку для каждой ВЭУ и для балансирующего узла по активной и реактивной составляющим.

Первая группа ограничений имеет вид

$$W_P = \sum_{i=1}^n P_{BЭУi} + P_\Gamma - \pi - P_H = 0. \quad (5)$$

где π – суммарные потери активной мощности в сети; $P_H = \sum_{i=1}^m P_{Hi}$ – суммарная нагрузка потребителей (m – число пунктов подключения потребителей).

$$W_Q = \sum_{i=1}^n Q_{BЭУi} + Q_\Gamma - q - Q_H = 0, \quad (6)$$

где $q = \sum_{j \in \Omega} (Q_{3j} + q_j)$ – сумма зарядных мощностей и потерь реактивной мощности в линиях электропередачи (Ω – множество номеров линий электропередач в составе ЛЭС); $Q_H = \sum_{i=1}^m Q_{Hi}$ – суммарная реактивная мощность потребителей.

В свою очередь, ограничения на максимальную допустимую нагрузку имеют вид следующих неравенств:

$$P_{BЭУi} \leq P_{BЭУi}^{max}; \quad Q_{BЭУi} \leq Q_{BЭУi}^{max}, \quad i = \overline{1, n};$$

$$P_\Gamma \leq P_\Gamma^{max}; \quad Q_\Gamma \leq Q_\Gamma^{max}. \quad (7)$$

Выбор метода оптимизации критерия (4) в рамках ограничений (5)–(7) осуществлялся с учетом следующих соображений. Чтобы исключить возможность возникновения аварийных режимов работы ЛЭС, поиск должен проводиться в пределах допустимой зоны. Кроме того, метод должен обладать достаточно простой вычислительной схемой, чтобы обеспечить поиск оптимального решения в реальном масштабе времени.

В наибольшей степени сформулированным требованиям отвечает метод внутренних штрафных функций. Однако, поскольку в рассматриваемой задаче оптимизации фигурируют ограничения вида равенств и неравенств, в работе предлагается модифицированный метод комбинированных штрафных функций. Суть этого метода заключается в следующем. Вводится вспомогательная функция, которая представляет собой сумму исходной минимизируемой функции (4) и двух специальных функций штрафа. Штрафные функции строятся на базе ограничений (5)–(7) таким образом, что они возрастают тем больше, чем ближе к границе допустимой области находятся параметры оптимизации

$$E(z, \eta_k) = \varepsilon(z) + \frac{1}{\eta_k} \left(c_P^2 W_P^2(z) + c_Q^2 W_Q^2(z) \right) - \eta_k \left(\sum_{j=1}^n \left(\ln(P_{BЭУj}^{\max} - P_{BЭУj}) + \ln(Q_{BЭУj}^{\max} - Q_{BЭУj}) \right) + \ln(P_{Г}^{\max} - P_{Г}) + \ln(Q_{Г}^{\max} - Q_{Г}) \right), \quad (8)$$

где $z = \{P_{BЭУ1}, \dots, P_{BЭУn}, P_{Г}, Q_{BЭУ1}, \dots, Q_{BЭУn}, Q_{Г}\}$ - совокупность параметров оптимизации, c_P, c_Q - постоянные коэффициенты с размерностями, соответственно, кВт⁻¹ и кВАР⁻¹.

Далее, задается монотонно убывающая, сходящаяся к нулю, последовательность положительных чисел $\eta_k, k = 1, 2, \dots$, - значений коэффициентов штрафа, для каждого из которых решается задача безусловной минимизации вспомогательной функции (8). С этой целью используется метод Флетчера–Ривса:

$$z_r(\eta_k) = z^*(\eta_{k-1}) + \alpha_1 q_1(\eta_k) + \dots + \alpha_r q_r(\eta_k), \quad (9)$$

где $z^*(\eta_{k-1}) = \arg \text{extr } E(z, \eta_{k-1})$; $\alpha_r = \arg \min_{\alpha_r} E(z_{r-1}(\eta_k) + \alpha_r q_r(\eta_k))$;

$$q_{r+1}(\eta_k) = -E'(z_r(\eta_k)) + \gamma_{r-1} q_{r-1}(\eta_k); \quad \gamma_r = \frac{\langle E'(z_r(\eta_k)), E'(z_r(\eta_k)) \rangle}{\langle E'(z_{r-1}(\eta_k)), E'(z_{r-1}(\eta_k)) \rangle}, \quad r = \overline{1, R}.$$

Поскольку задача оптимизации режимов работы ЛЭС имеет высокую размерность и число итераций на этапе поиска решения достаточно велико, то возникает опасность потери направления поиска из-за накопления погрешностей. Для устранения этой проблемы используется процедура обновления алгоритма за счет обнуления составляющих вектора γ_r после достижения заданного числа итераций.

Начальная допустимая точка $z_0(\eta_1)$, удовлетворяющая ограничениям (4)–(7), находится на основе модели ЛЭС, которая включает следующую совокупность уравнений.

Уравнения движения роторов генераторов ВЭУ

$$T_i \dot{s}_{Wi} + D_i s_{Wi} = M_{Wi} - M_{Ei}, \quad i = \overline{1, 2, \dots, n}, \quad (10)$$

где s_{Wi} - скольжение ротора, $M_{Wi} = M_{Wi}(V_i, \beta_i, s_{Wi})$ - вращающий момент ветрогенератора, V_i - скорость ветра, $M_{Ei} = P_{Wi} / \omega_{Wi}$ - электромагнитный момент, приложенный к ротору ветрогенератора, $P_{Wi} = P_{Wi}(E_i, U_i, \delta_{ii}, s_i, s_{Wi}, U_{Bi})$ - активная мощность, соответствующая электромагнитному моменту,

$E_i = E_i(U_{Bi}, s_{Wi})$ - ЭДС генератора ВЭУ, U_{Bi} - эквивалентное напряжение возбуждения, вычисленное с учетом управляющего напряжения тиристорного преобразователя, $\delta_{ii} = \delta_{wi} - \delta_i$, δ_{wi} и δ_i - абсолютные углы, определяющие положение, соответственно, ротора ветрогенератора и вектора ЭДС относительно некоторой синхронно вращающейся оси с угловой скоростью ω_c , s_i - скольжение вектора ЭДС.

Уравнение движения ротора турбогенератора балансирующего узла:

$$T\dot{s}_{W0} + Ds_{W0} = M_G - M, \quad (11)$$

где $M_G = M_G(G_T, s_{W0})$ - вращающий момент ротора ГТУ, G_T - расход топлива; $M = P_G / \omega_{W0}$ - электромагнитный момент, приложенный к ротору ГТУ, $P_G = P_G(E_0, U_0, \delta_{00}, s_{W0}, s_0, U_{B0})$ - активная мощность турбогенератора, $E_0 = E_0(U_{B0}, s_{W0})$ - ЭДС турбогенератора, $U_0, \delta_{00}, \omega_{W0}, s_{W0}, s_0, U_{B0}$ - имеют смысл, аналогичный рассмотренным для ВЭУ.

Уравнения для мощностей генерирующих узлов:

$$P_{iW} = P_{iW}(E_i, U_i, \delta_{ii}, s_i, s_{Wi}); Q_{iW} = Q_{iW}(E_i, U_i, \delta_{ii}, s_i, s_{Wi}), i=0,1,2,\dots,n. \quad (12)$$

Уравнения нагрузки в узлах потребителей:

$$P_{Hi} = P_{Hi}(U_i, s_i); Q_{Hi} = Q_{Hi}(U_i, s_i), i=1,2,\dots,m. \quad (13)$$

Уравнения мощностей для линий электропередачи ЛЭС:

$$P_{ij} = P_{ij}(U_i, U_j, \delta_{ij}, s_i, s_j), Q_{ij} = Q_{ij}(U_i, U_j, \delta_{ij}, s_i, s_j), (ij) \in \Omega, \quad (14)$$

где P_{ij} и Q_{ij} характеризуют мощности в линиях, соединяющих узлы i и j при замере в узле i .

Уравнения балансов активной и реактивной мощностей в узлах сети:

$$P_{iW} = P_{Hi} + \sum_{(i,j) \in \Omega_i} P_{ij}; Q_{iW} = Q_{Hi} + \sum_{(i,j) \in \Omega_i} Q_{ij}; i=1,2,\dots,m, \quad (15)$$

где Ω_i - множество номеров линий электропередач, связанных с i -м узлом.

Дополнительные уравнения связи:

$$\omega_{wi} = s_{wi} + \omega_c; \dot{\delta}_{wi} = s_{wi}; \dot{\delta}_i = s_i; i=0,1,2,\dots,n. \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j; (ij) \in \Omega. \quad (16)$$

Описанная последовательность задач безусловной минимизации вспомогательной функции обеспечивает сходимость к оптимальному решению исходной задачи - минимуму комплексного критерия $\varepsilon(z)$. В качестве критерия останковки процедуры оптимизации используется следующее условие:

$$|\varepsilon(z(\beta_{k+1})) - \varepsilon(z(\beta_k))| \leq \delta, \quad (17)$$

где δ - заданная величина погрешности.

В результате решения задачи оптимизации формируются программы генерации активной и реактивной мощности в каждом генерирующем узле сети $z^*(t)$, кроме того, найденное решение позволяет оценить потенциальную эффективность работы ЛЭС, а также определить значения потоков, потерь и относительных приростов потерь активной и реактивной мощности в энергосети.

В третьей главе предлагается метод синтеза согласованного управления первичными и групповыми параметрами ЛЭС на основе принципа координации электроэнергетических процессов во всех элементах сети.

Математическая модель нижнего уровня управления включает две группы уравнений. Первая группа получена на основе линеаризации уравнений (10)-(11) и описывает процессы в узлах электрической сети, к каждому из которых подключается определенная совокупность ветрогенераторов с приблизительно одинаковыми характеристиками, что позволяет рассматривать подобные совокупности как единый генерирующий элемент, а также процессы в балансирующем узле

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{s}_{W_i} &= (-D_i/T_i)\Delta s_{W_i} + (1/T_i)\Delta M_{W_i} - (1/T_i)\Delta M_{E_i}, \quad i=1,2,\dots,n; \\
\Delta \dot{s}_{W_0} &= (-D/T)\Delta s_{W_0} + (1/T)\Delta M_G - (1/T)\Delta M; \\
\Delta M_{W_i} &= \alpha_{W_i,1}\Delta V_i + \alpha_{W_i,2}\Delta \beta_i + \alpha_{W_i,3}\Delta s_{W_i}; \\
\Delta M_{E_i} &= \alpha_{E_i,1}\Delta U_i + \alpha_{E_i,2}\Delta \delta_{ii} + \alpha_{E_i,3}\Delta s_i + \alpha_{E_i,4}\Delta s_{W_i} + \alpha_{E_i,5}\Delta U_{B_i}; \\
\Delta M_G &= \alpha_{G,1}\Delta G_T + \alpha_{G,2}\Delta s_{W_0}; \\
\Delta M &= \alpha_{0,1}\Delta U_0 + \alpha_{0,2}\Delta \delta_{00} + \alpha_{0,3}\Delta s_0 + \alpha_{0,4}\Delta s_{W_0} + \alpha_{0,5}\Delta U_{B_0}. \quad (18)
\end{aligned}$$

Сюда же относятся уравнения, описывающие системы первичного регулирования частоты и напряжения:

$$\Delta \dot{x}_{P_i} = \Delta v_i; \quad \Delta w_i = T_i \Delta x_{P_i} + G_i \Delta v_i, \quad i = 0, 1, \dots, n, \quad (19)$$

где Δx_{P_i} - вектор отклонений переменных состояния i -ой МСПРЧН; $\Delta v_i = g_i - y_i$ - вектор отклонений входных переменных, представляющий собой рассогласование между задающими воздействиями и текущими значениями, соответственно, скольжений роторов турбогенераторов и напряжений в i -м узле; $\Delta w_0 = [\Delta G_{T_0} \quad \Delta U_{B_0}]^T$, $\Delta w_i = [\Delta \beta_i \quad \Delta U_{B_i}]^T$, ($i = 1, \dots, n$) - векторы отклонений управляющих воздействий.

Вторая группа уравнений, полученная на основе линеаризации (12)-(15), устанавливает взаимосвязь между параметрами отдельных узлов в соответствии с топологией линий электропередачи:

$$\Delta \xi_i = \sum_{j=1}^n F_{ij} \Delta s_{W_j} + L_i \Delta z; \quad i = 1, 2, \dots, m; \quad (20)$$

где $\Delta \xi_i = [\Delta U_i; \Delta \delta_{ii}; \Delta s_i]^T$.

Матрицы F_{ij} , L_i описывают связи между узлами внутри электрической сети, отображая взаимное влияние узлов, а также влияние линий передачи.

Объединение уравнений (18)-(20) позволяет получить централизованную модель нижнего уровня управления параметрами энергосистемы в следующем виде

$$\Delta \dot{x}(t) = A_1 \Delta x(t) + B_1 g(t), \quad (21)$$

где $\Delta x(t) = [\Delta s_{W_0}; (\Delta x_{P_0})^T; \dots; \Delta s_{W_n}; (\Delta x_{P_n})^T]^T$ - обобщенный вектор переменных состояния.

Уравнение наблюдения

$$\Delta z(t) = C \Delta x(t), \quad (22)$$

описывает поведение вектора отклонений генерируемых ВЭУ и ГТУ активных

и реактивных мощностей, управление которыми возлагается на СКУАРМ с целью обеспечения оптимальных режимов энергосистемы.

Предложенный в работе метод согласованного управления активной и реактивной мощностью ЛЭС на основе координации процессов, протекающих во всех основных элементах сети, предусматривает использование дискретной модели нижнего уровня управления в форме разностных уравнений следующего вида:

$$\begin{aligned}\Delta x(k+1) &= A\Delta x(k) + Bg(k); \\ \Delta z(k) &= C\Delta x(k),\end{aligned}\quad (23)$$

где A и B – числовые матрицы, однозначно соответствующие, для выбранного времени дискретизации T_0 , матрицам A_1 и B_1 непрерывной модели (21).

Условия существования согласованного режима требуют, чтобы вектор переменных состояния энергосистемы принадлежал к области, удовлетворяющей следующему соотношению:

$$C\Delta x^*(k) = \Delta z^*(k). \quad (24)$$

Случай, когда $\Delta x(k) \in \Delta x^*(k)$ означает, что в системе протекают согласованные процессы, обеспечивающие оптимальные значения обобщенных координат. Если же $\Delta x(k) \notin \Delta x^*(k)$, то в силу (24) глобальная цель не достигается, и в системе протекают несогласованные процессы, требующие их координации. Расстояние в дискретном пространстве между фактическими $\Delta x(k)$ и желаемыми $\Delta x^*(k)$ значениями переменных состояния определяется минимальной длиной вектора

$$\rho(k) = \Delta x^*(k) - \Delta x(k). \quad (25)$$

Из выражений (24) и (25) следует, что для вектора рассогласования $\rho(k)$ справедлива система уравнений

$$\begin{aligned}C\rho(k) &= C\Delta x^*(k) - C\Delta x(k), \text{ т.е.} \\ C\rho(k) &= \Delta z^*(k) - C\Delta x(k).\end{aligned}\quad (26)$$

Так как матрица C является неквадратной, то для системы (25) находится нормальное псевдорешение

$$\rho(k) = C^T (CC^T)^{-1} (\Delta z^*(k) - C\Delta x(k)), \quad (27)$$

имеющее наименьшую евклидову длину среди всех векторов $\rho(k)$, приносящих минимум величине $\left| C\rho(k) - (\Delta z^*(k) - C\Delta x(k)) \right|$.

Координирующее управление $g(k)$ предлагается искать, исходя из условия минимизации ожидаемого расстояния между желаемыми и текущими состояниями энергосистемы, т.е. $\rho(k+1) = \Delta x^*(k+1) - \Delta x(k+1) \rightarrow 0$. Сформулированному условию соответствует уравнение

$$\rho(k+1) = C^T (CC^T)^{-1} (\Delta z^*(k+1) - CA\Delta x(k) - CBg(k)) = 0. \quad (28)$$

Решение этого уравнения позволяет получить искомым закон координи-

рующего управления активной и реактивной мощностью ЛЭС, обеспечивающий согласованное управление генерирующими узлами энергосистемы

$$g(k) = -(CB)^T (CB(CB)^T)^{-1} (CA\Delta x(k) - \Delta z^*(k+1)). \quad (29)$$

В работе показано, что в системе (23), замкнутой координирующим управлением (29), достигается полное согласование динамических процессов для всех генерирующих и потребляющих элементов ЛЭС. Это выражается в обеспечении движения вектора обобщенных выходных координат $\Delta z(k)$ системы по желаемой траектории $\Delta z^*(k)$, формируемой временной последовательностью оптимальных значений глобального критерия.

Эффективность согласованного управления в значительной степени зависит от внешних возмущений, обусловленных изменением нагрузок, характеристик ветра и рядом других причин. В связи с этим в работе предлагается метод синтеза многофункционального координатора для сетей, подвергающихся воздействию внешних сигнальных возмущений. При этом модель нижнего уровня управления принимает вид

$$\begin{aligned} \Delta x(k+1) &= A\Delta x(k) + Bg(k) + Df(k); \\ \Delta z(k) &= C\Delta x(k), \end{aligned} \quad (30)$$

где $f(k)$ - вектор возмущений.

Показано, что полученное управление

$$\begin{aligned} g(k) &= -(CB)^T (CB(CB)^T)^{-1} (C(2[\Delta x(k) - \Delta x_m(k)] - [\Delta x(k-1) - \Delta x_m(k-1)]) + \\ &+ CA\Delta x(k) - \Delta z^*(k+1)) \end{aligned} \quad (31)$$

обеспечивает поддержание оптимальных процессов в сети как в невозмущенной среде, так и в среде кусочно-гладких возмущений. Указанный эффект достигается за счет введения в состав многофункционального координатора специальной структурной составляющей, осуществляющей вычисление прогноза $\Delta x_m(k)$ величины отклонения вектора состояния, возникающего вследствие действия возмущающих факторов. В соответствии с полученным прогнозом производится координация процессов в сети, которая сопровождается компенсацией нежелательных внешних воздействий.

В четвертой главе приводится описание разработанной программной системы, позволяющей автоматизировать основные этапы оптимизации режима работы локальной энергетической системы на базе ВЭУ.

Программная система реализует предложенный метод оптимизации в среде визуального программирования Borland C++. В структуре программной системы можно выделить два основных блока: интерфейсный и блок обработки данных (рис. 2). Интерфейсный блок обеспечивает взаимодействие пользователя с программой, а также взаимодействие между основными органами управления и элементами алгоритмического блока. Блок обработки данных, в свою очередь, реализует алгоритмы оптимизации, описанные выше в разделах 2 и 3.

Интерфейсный блок включает в себя следующие модули: Main.pas, Parameters.pas, Disp.pas, StringProcedures.pas. Здесь модули Main.pas, Parameters.pas и Disp.pas представляют собой программные части описания оконных

форм, которым соответствуют одноименные *.dfm-файлы, содержащие описание визуальной части (Main.dfm, Parameters.dfm и Disp.dfm). Модуль же String-Procedures.pas является вспомогательной библиотекой, содержащей функции работы со строками.

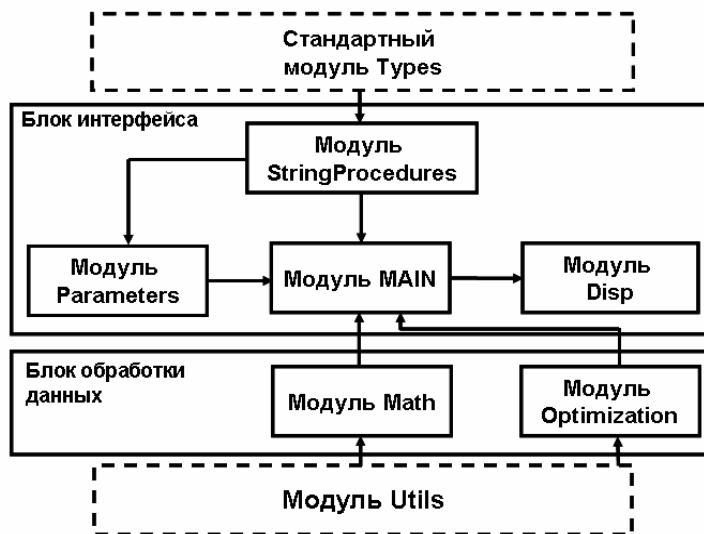


Рисунок 2 – Структура программной системы

Блок обработки данных включает в себя модули Math и Optimization. Модули блока обработки данных представляют собой библиотеки, содержащие различные функции, процедуры и типы данных, общие для основных оконных форм (Main.pas и Parameters.pas). Библиотечными модулями алгоритмического блока, в свою очередь, используются стандартные модули среды C++ (Types и Utils). Модуль Math осуществляет расчет первичных параметров, модель Optimization осуществляет процедуру оптимизации в соответствии с алгоритмом, описанным в разд. 2.

В качестве примера, позволяющего оценить эффективность предложенных методов оперативного управления ЛЭС на базе ВЭУ, рассмотрена кольцевая ЛЭС, состоящая из 3 нагрузочных $S_{H1} \dots S_{H3}$, 3 генерирующих узлов $S_{Г}$, $S_{ВЭУ1}$, $S_{ВЭУ2}$ и 6 линий связи $Z_1 \dots Z_6$ (рис. 3).

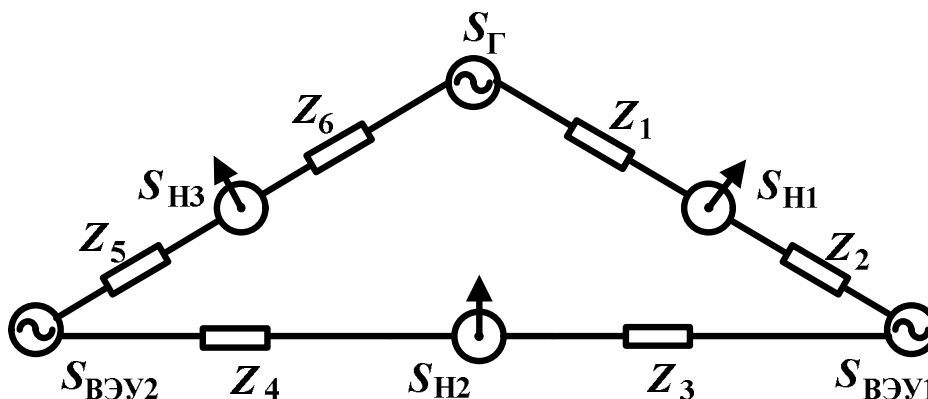


Рисунок 3 – Схема замещения кольцевой ЛЭС

Для указанной ЛЭС был рассчитан оптимальный режим генерации и распределения активной и реактивной мощности с использованием метода согла-

сованного управления первичными и групповыми параметрами сети на основе принципа координации электроэнергетических процессов. На рис. 4 приведены результаты расчетов, которые свидетельствуют о том, что величина потерь в сети снижается на 5-15%, а расход топлива в балансирующем узле снижается на 4-6%.

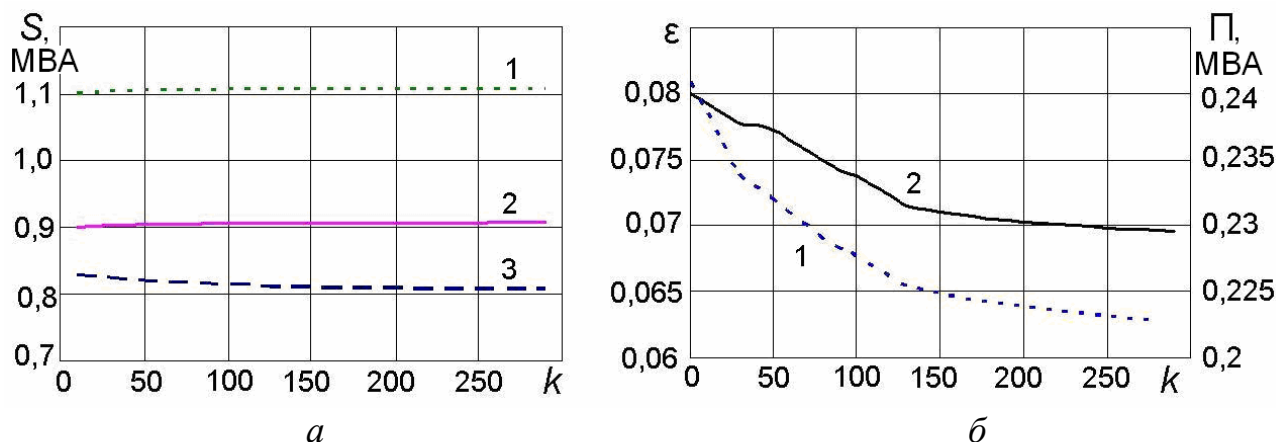


Рисунок 4 – Результаты процедуры оптимизации: *a* – величины мощности ВЭУ (графики 1 и 2) и ГТУ (график 3); *б* – величина потерь мощности в энергетической сети (1) и величина комплексного критерия оптимизации (2)

При этом система координирующего управления активной и реактивной мощностью обеспечивает постоянное поддержание рассчитанного оптимального режима за счет согласования процессов, протекающих в узлах электрической сети, что гарантирует бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией требуемого качества.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

В диссертационной работе сформулированы и решены задачи оптимизации локальных энергосетей на базе ВЭУ, а также оперативного управления режимами их работы с использованием принципа координирующего управления.

1. Разработана система оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок, позволяющая в реальном масштабе времени обеспечивать оптимальный режим генерации и распределения активной и реактивной мощности.

2. Предложена совокупность локальных критериев, позволяющих оценивать эффективность использования энергии ветра, величину потерь при распределении и передаче электроэнергии потребителям, а также затраты топлива в балансирующем узле.

3. Разработана методика оптимизации ЛЭС на основе мультипликативной свертки локальных критериев, организованная на рациональном сочетании гибридного метода штрафных функций и пошагового метода расчета статических режимов, что позволяет осуществлять поиск в пределах допустимой области и исключать за счет этого возможность возникновения аварийных режимов работы ЛЭС.

4. Разработан метод синтеза согласованного управления первичными и групповыми параметрами ЛЭС на основе принципа координации

электроэнергетических процессов во всех элементах сети для обеспечения оптимальных режимов генерации и распределения активной и реактивной мощности.

5. Разработан программный модуль оптимизации режимов работы ЛЭС на базе ВЭУ, позволяющий повысить эффективность системы оперативного управления локальной энергетической сетью. По оценке ООО «Беннинг Пауэр Электроникс» (г. Москва), применение предложенных методов позволяет снизить потери электрической энергии в сети на 15–25 %, при этом общее снижение расхода топлива в компенсирующих узлах достигает 5–7 %. Результаты внедрения программного модуля (ЗАО «Электрощит», г. Альметьевск) свидетельствуют о том, что его применение позволяет сократить время, затраченное на расчетно-теоретические работы, в среднем на 20–30 %.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

В рецензируемых журналах из списка ВАК:

1. Оптимизация режимов локальной энергетической сети на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // Известия ВУЗов. Электромеханика. 2010. № 4. С. 37–40.

2. Система оперативного управления локальной энергетической системой на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Системы управления и информационные технологии. 2010. № 3 (41). С. 22–27.

3. Координирующее управление работой ветроэнергетических установок в составе локальной энергетической системы / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Наука и образование. 2011. № 1 (117). С. 74–80.

4. Многокритериальная оптимизация режимов работы ветроэнергетических установок в составе локальной энергетической системы / Т. У. Еникеев // Системы управления и информационные технологии. 2011. № 1.1 (43). С. 134–139.

5. Управление взаимодействием ветроэнергетических установок в составе локальной энергетической системы / В. Н. Ефанов, Т. У. Еникеев // Известия вузов. Приборостроение. 2011. Т. 54, № 12. С. 59–62.

В других изданиях

6. Оперативное управление режимами локальных энергетических систем на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Глобальный научный потенциал: сб. матер. 2-й междунар. науч.-практ. конф. Тамбов: Изд-во Першина Р. В., 2006. С. 107–108.

7. Вопросы оперативного управления режимами локальных энергетических систем на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Энергетика и энергоэффективные технологии: сб. докл. междунар. науч.-техн. конф., посв. 50-летию ЛГТУ. Липецк: изд-во ЛГТУ, 2006. С. 27–28.

8. Управление режимами работы локальных энергетических систем с учетом неопределенных факторов / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // XVI Туполевские чтения: матер. междунар. молодежн. науч. конф. Казань: изд-

во КГТУ, 2008. Т. 2. С. 271–273.

9. Метод оптимизации режимов работы локальных энергетических систем на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Инноватика-2008: тр. междунар. конф. Ульяновск: УлГУ, 2008. С. 245–246.

10. Оперативное управление режимами локальных энергетических систем на базе ветроэнергетических установок» / Т. У. Еникеев // Электромеханика, электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. Уфа: УГАТУ, 2008. С. 89–94.

11. Оптимизация режимов работы локальных энергетических систем на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // Актуальные проблемы в науке и технике: сб. тр. 4-й Всерос. зимн. шк.–сем. аспирантов и молодых ученых. Уфа: Диалог, 2009. Т. 2. С. 134–138.

12. Оптимизация режима работы локальной энергетической системы на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // Мавлютовские чтения: матер. Всерос. молодежн. науч. конф. Уфа: УГАТУ, 2009. Т. 3. С. 214–216.

13. Система автоматического управления режимами работы локальной энергетической сети / Т. У. Еникеев // Электромеханика, электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. Уфа: УГАТУ, 2010. С. 169–174.

14. Синтез оперативного управления режимом работы локальной энергетической системы с использованием ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Информационные технологии моделирования и управления. Воронеж: Научная книга, 2010. № 3 (62). С. 334–341.

15. Разработка критерия оптимизации локальной энергетической системы на базе ветрогенераторов / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // XVIII Туполевские чтения: матер. междунар. молодежн. науч. конф. Казань: изд-во КГТУ, 2010. Т. 4. С. 581–583.

16. Синтез оптимального управления режимом работы локальной энергетической системы на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Информационные технологии моделирования и управления. Воронеж: Научная книга, 2010. № 4 (63). С. 524–534.

17. Свид. о гос. рег. программы для ЭВМ № 2010615682. Модуль оптимизации локальной энергетической системы на базе ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов. М.: Роспатент. Зарег. 01.09.2010.

18. Оценка оптимальности работы локальной энергетической системы, построенной с применением ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев, В. Н. Ефанов // Энергетика и энергоэффективные технологии: сб. докл. IV междунар. науч.-практ. конф. Липецк: изд-во ЛГТУ, 2010. С. 64–69.

19. Метод многокритериальной оптимизации работы автономной электрической системы с применением ветроэнергетических установок / Т. У. Еникеев // Информационные технологии моделирования и управления. Воронеж: Научная книга, 2011. № 1 (66). С. 55–63.

Диссертант



Т. У. Еникеев