

УДК 621.311

## ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ВИРТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

*Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, И.А. Липужин, А.Ю. Кечкин*

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева  
Россия, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Минина, 24

*Статья посвящена исследованиям статической устойчивости электротехнических комплексов (ЭТК) виртуальных электростанций (ВиЭС) с источниками малой распределенной генерации. Рассматривается комплексный подход к решению задачи обеспечения устойчивости ЭТК ВиЭС в зависимости от режимов ее работы. Разработана методика оценки устойчивости ЭТК изолированного узла ВиЭС с источником малой генерации и потребителем электроэнергии. Приведена блок-схема алгоритма оценки статической устойчивости ЭТК изолированного узла ВиЭС. Рассмотрены критерии статической устойчивости системы электроснабжения автономного потребителя в составе с ветродизельной энергоустановкой.*

**Ключевые слова:** электротехнический комплекс, виртуальная электростанция, источник малой генерации, статическая устойчивость, ветродизельная энергоустановка, критерии.

Основной путь повышения эффективности использования источников малой распределенной генерации (ИМГ), в том числе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), – их интеграция в объединенную электроэнергетическую систему (ОЭС). При этом основные проблемы интеграции ИМГ (малая мощность, низкая маневренность, невидимость у системного оператора и др.) могут быть решены объединением ИМГ, накопителей энергии, активных электропотребителей в энергокластер, получивший название «виртуальная электростанция» (ВиЭС). В основе ВиЭС лежит новая модель управления, позволяющая обрабатывать и объединять в единый блок информацию о производстве электроэнергии (ЭЭ) каждым объектом ВиЭС, а также о нагрузке участка сети, к которому подключен объект ВиЭС.

Энергокомпании многих развитых стран мира (США, Германии, Финляндии и др.) с каждым годом все больше внимания обращают на ВиЭС, позволяющие выравнять пиковую нагрузку, снижать объемы ЭЭ от традиционных источников энергии за счет ее выработки возобновляемыми источниками.

В России также растет интерес к ВиЭС. Планы по созданию ВиЭС отражены и в Концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России [1], и в дорожной карте «Энерджинет» Национальной технологической инициативы. Однако отсутствие эффективных нормативно-законодательных механизмов выхода малой генерации на рынок ЭЭ, технических решений и отечественных технологий, методик, алгоритмов тормозит развитие ВиЭС в нашей стране.

---

*Елена Николаевна Соснина (д.т.н., доц.), профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника».*

*Андрей Владимирович Шалухо (к.т.н.), доцент кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника».*

*Иван Алексеевич Липужин, аспирант.*

*Александр Юрьевич Кечкин, аспирант.*

Разнообразие возможных вариантов состава, структуры и режимов работы ВиЭС делает чрезвычайно важной задачу обеспечения устойчивой работы их электротехнических комплексов (ЭТК). Анализ многочисленных публикаций позволил выделить ряд направлений, в которых ведутся исследования при решении задач обеспечения и повышения устойчивости ЭТК ВиЭС. Большое внимание уделяется вопросам параллельной работы нескольких ИМГ в составе микросети, регулированию напряжения и частоты ИМГ [2–4], применению малоинерционных генераторов [5]. При больших скачках нагрузки такие генераторы могут терять устойчивость и выходить из синхронизма, результатом чего может стать повреждение как генератора, так и питаемой нагрузки [6]. Решаются задачи устойчивости контроллеров, инверторов ИМГ и выпрямителей нагрузки [7]. Также можно выделить вопросы поддержания баланса мощностей, отказоустойчивости и устойчивости системы в области схем управления. Совершенствование систем управления направлено на оптимизацию топологии и схем переключения устройств силовой электроники [8].

В то же время многие вопросы в области обеспечения статической и динамической устойчивости ЭТК ВиЭС остаются пока малоизученными. Отсутствует нормативная база, определяющая порядок расчета или предъявляемые к ЭТК ВиЭС требования по устойчивости.

Цель наших исследований заключается в разработке методики оценки статической устойчивости электротехнических комплексов ВиЭС.

Проведенный анализ публикаций по теме исследования показал, что подход к решению задачи обеспечения статической устойчивости ЭТК ВиЭС должен быть комплексным и охватывать вопросы управляемости объектов ВиЭС, обеспечения синхронизма ИМГ, реакции ВиЭС на различные внешние и внутренние возмущения. При этом можно выделить три наиболее характерных режима функционирования ВиЭС (рис. 1):

- параллельная работа ВиЭС и объединенной энергосистемы (режим А);
- изолированный режим работы ВиЭС (режим Б);
- изолированный режим работы узла ВиЭС (режим В).

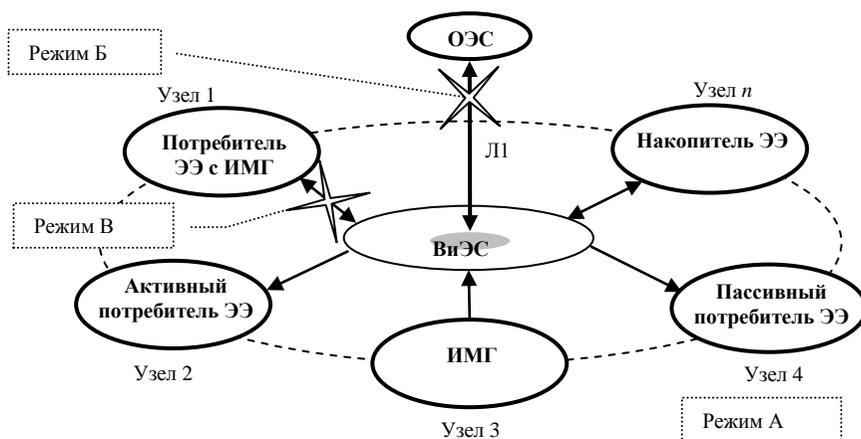


Рис. 1. Характерные режимы функционирования ВиЭС

Задача обеспечения статической устойчивости ВиЭС в режиме А (см. рис. 1) связана с обеспечением пропускной способности Л1 и поддержанием норматив-

ных уровней напряжения на шинах нагрузки.

Снижение напряжения на шинах нагрузки до критического значения может привести к нарушению электроснабжения потребителей. Величина критического напряжения зависит как от характера нагрузки, так и от параметров ВиЭС и может быть определена аналитически: методом малых колебаний, с использованием алгебраических или частотных критериев устойчивости, с помощью практических критериев, с помощью специальных компьютерных программ. Контроль критического напряжения должен быть предусмотрен при создании алгоритмов системы управления ВиЭС.

Нарушение пропускной способности линий электрической связи может привести к отключению линий и потере связи ВиЭС с ОЭС (переход в режимы Б или В). В общем случае определение предельного по статической устойчивости значения мощности может проводиться с использованием метода малых колебаний: аналитически для простейших схем или с помощью компьютерных программ для более сложных схем. Задача выбора сечений и количества линий связи должна решаться при выборе оптимальной топологии ЭТК ВиЭС на стадии проектирования.

В режиме Б (см. рис. 1) электроснабжение потребителей будет осуществляться только за счет ресурсов собственной генерации ВиЭС. Нарушение электрической связи Л1 для ЭТК ВиЭС является динамическим воздействием. Однако после перехода ВиЭС в изолированный режим становятся актуальными и вопросы обеспечения статической устойчивости, аналогичные режиму А. Таким образом, при решении вопросов обеспечения статической устойчивости ЭТК ВиЭС в режимах А и Б могут быть использованы классические методы и подходы, применяемые для оценки и расчета устойчивости ОЭС.

Наибольший интерес представляет режим В (см. рис. 1). Здесь требуется анализ статической устойчивости как самого узла, так и ВиЭС в целом. Сложность решения заключается в том, что необходимо учитывать состав оборудования и структуру узла, перешедшего в изолированное состояние.

Если узел ВиЭС являлся только потребителем, то его электроснабжение прекратится до восстановления нарушенной связи. При значительной потребляемой мощности возможно нарушение устойчивости части ЭТК ВиЭС, оставшейся в работе. В этом случае необходима корректировка системы регулирования балансов активной и реактивной мощности в режимах А и Б.

Если узел являлся активным потребителем (т. е. управляемой нагрузкой), то отключение данного узла должно быть учтено в алгоритме обеспечения устойчивости режимов А и Б, так как возможности регулирования балансов мощностей в ВиЭС будут ограничены.

Следует отметить, что в режимах А и Б случай выпадения из состава ВиЭС одного из узлов будет являться серьезным воздействием (возмущением). Такой случай должен рассматриваться при решении задачи обеспечения динамической устойчивости.

Изолированный узел ВиЭС с ИМГ должен рассматриваться как отдельная микросеть, а значит, должны быть решены задачи обеспечения его статической устойчивости. Устойчивость ЭТК изолированного узла будет зависеть от типа, установленной мощности, варианта сочетания генерирующих энергоустановок, а также схемы их подключения к потребителям и сети. Для наиболее характерных вариантов должны быть проведены исследования и разработаны рекомендации по обеспечению устойчивой работы.

Авторами разработана методика оценки устойчивости ЭТК изолированного узла ВиЭС с ИМГ и потребителем электроэнергии. По разработанной методике составлен алгоритм оценки статической устойчивости изолированного узла ВиЭС с ветродизельной энергоустановкой (ВДУ) и нагрузкой, блок-схема которого приведена на рис. 2.

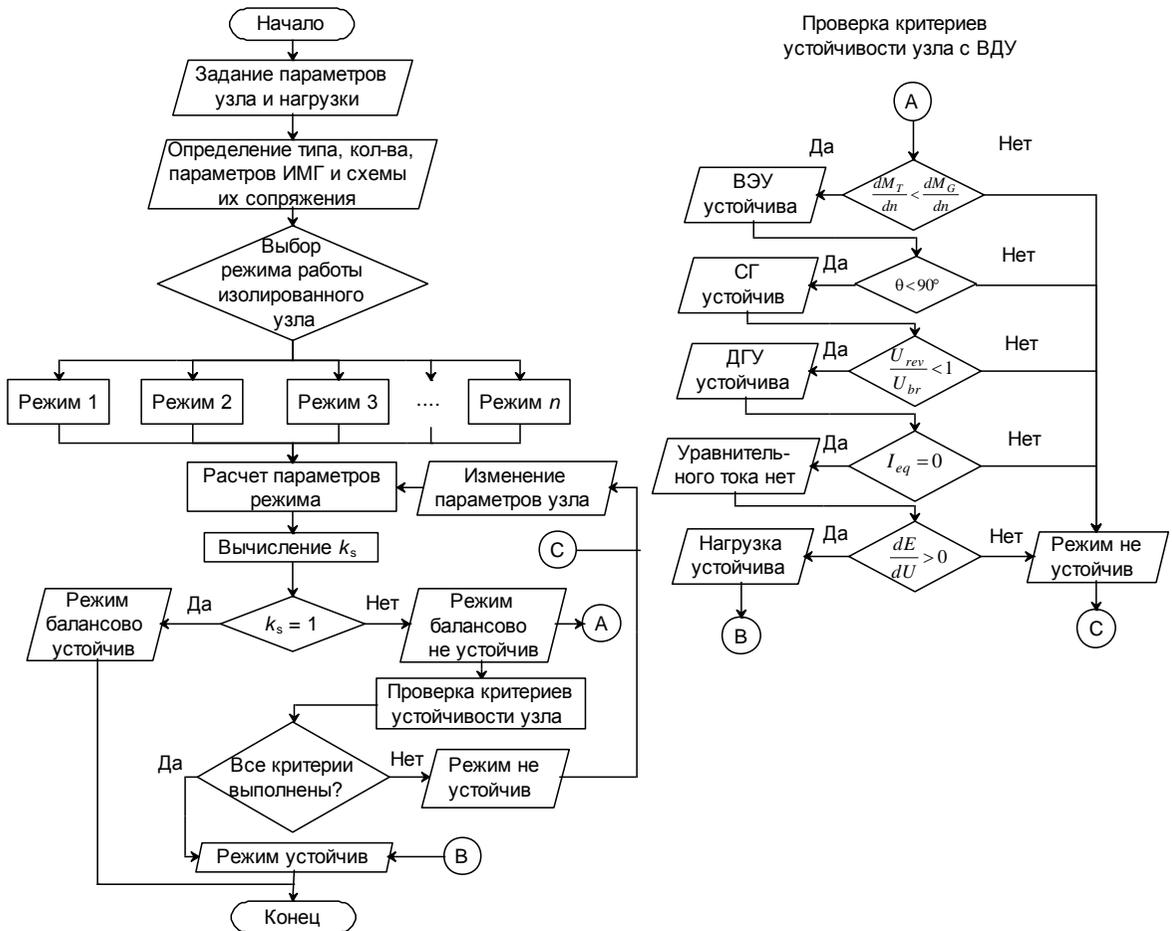


Рис. 2. Блок-схема алгоритма оценки статической устойчивости ЭТК изолированного узла ВиЭС с ВДУ и нагрузкой:  
 ВЭУ – ветроэнергетическая установка; СГ – синхронный генератор;  
 ДГУ – дизель-генераторная установка

На первом этапе определяются параметры основных элементов (тип, мощность) узла ВиЭС, перешедшего в изолированное состояние. Задаются тип, количество, параметры и схема сопряжения ИМГ. Необходимо учитывать график выработки мощности ИМГ, уровень заряда накопителей энергии и график нагрузки потребителя ЭЭ.

Затем выбирается режим работы узла ВиЭС. Под режимом работы узла понимается текущее состояние коммутационных аппаратов, которые определяют, к какому ИМГ или их комбинации в текущий момент подключены потребители узла. Аналитическими или эмпирическими методами (например, методом имитационного моделирования) производится расчет параметров режима: тока,

напряжения на зажимах источников и приемников ЭЭ, частоты, значений активной и реактивной мощности. Помимо основных параметров определяются характеристики основных агрегатов ЭТК изолированного узла: моменты на валу генераторов, угловые скорости, величина тока возбуждения, углы нагрузки и др.

Далее выполняется проверка балансовой устойчивости режима. Под балансовой устойчивостью понимается поддержание в изолированном узле равенства генерации и потребления активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей. При этом вычисляются коэффициенты балансовой устойчивости  $k_{sP}$ ,  $k_{sQ}$ :

$$k_{sP} = (P_{DERi} \pm P_{ESi} - \Delta P) / P_{Li}; \quad (1)$$

$$k_{sQ} = (Q_{DERi} \pm Q_{ESi} - \Delta Q) / Q_{Li}, \quad (2)$$

где  $P_i$  и  $Q_i$  – действующие значения активной (Вт) и реактивной (вар) мощности в  $i$ -том режиме работы узла; индексы:  $DER$  – источник малой генерации;  $ES$  – накопитель энергии;  $\Delta$  – потери мощности;  $L$  – нагрузка.

Режим считается балансовоустойчивым, если  $k_{sP}$ ,  $k_{sQ}$  равны 1.

Для изолированного узла ВиЭС с ВДУ и нагрузкой проведены исследования балансовой устойчивости [9]. В программе *Matlab Simulink* разработана имитационная компьютерная модель узла сети с ветроэнергетической установкой ВЭУ AELOS-H 30 кВт, подключенной через шину постоянного тока к управляемой нагрузке. Проведено моделирование трех основных режимов работы изолированного узла: 1) питание нагрузки от ВЭУ; 2) питание нагрузки от ВЭУ и заряд аккумуляторной батареи (АБ); 3) питание нагрузки от ВЭУ и разряд АБ. Для каждого режима проведены исследования параметров узла и коэффициентов балансовой устойчивости при изменении скорости ветра (от 1 до 10 м/с) и активной мощности управляемого потребителя. На рис. 3 приведены зависимости коэффициента балансовой устойчивости по активной мощности  $k_{sP}$  от скорости ветра при разных значениях мощности потребителя ЭЭ.

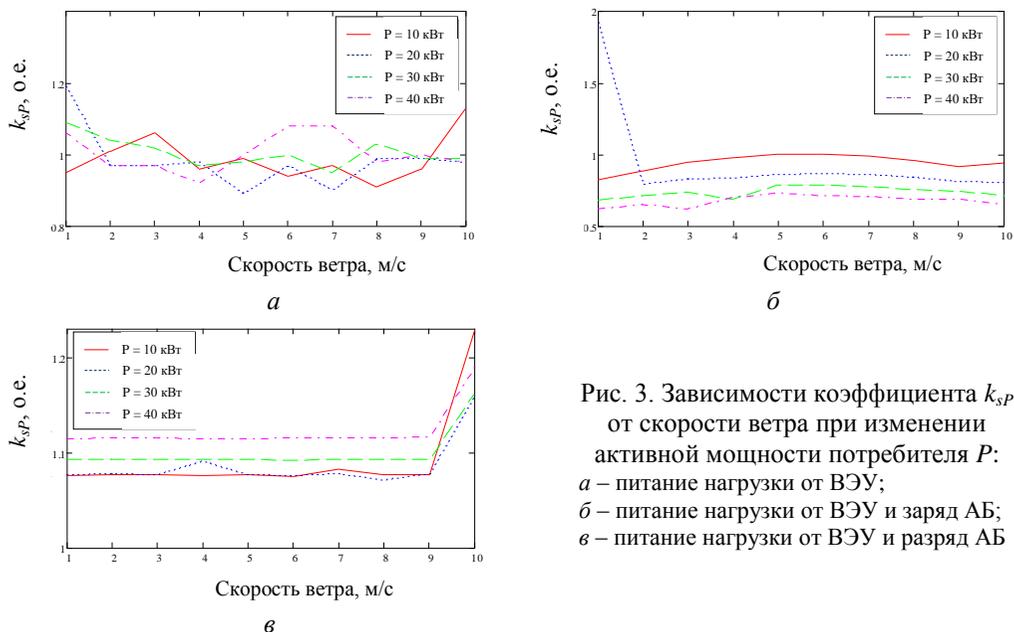


Рис. 3. Зависимости коэффициента  $k_{sP}$  от скорости ветра при изменении активной мощности потребителя  $P$ :  
 а – питание нагрузки от ВЭУ;  
 б – питание нагрузки от ВЭУ и заряд АБ;  
 в – питание нагрузки от ВЭУ и разряд АБ

С точки зрения обеспечения устойчивой работы режим заряда АБ (рис. 3, б) – самый неблагоприятный. При расчетах наблюдались значительные (до 50 %) изменения  $k_{sp}$ . С увеличением мощности нагрузки, подключаемой к ВЭУ,  $k_{sp}$  снижается. В режиме питания нагрузки от ВЭУ и АБ (рис. 3, в) увеличение мощности нагрузки также приводит к увеличению  $k_{sp}$  и снижению устойчивости. В режиме без АБ (рис. 3, а)  $k_{sp}$  наиболее близок к единице, однако наблюдаются его сильная корреляция со скоростью ветра.

При обнаружении факта нарушения балансовой устойчивости следует перейти ко второму этапу, на котором выявляются причины нарушения балансов.

Второй этап заключается в критериальной оценке устойчивости основных агрегатов узла ВиЭС. В зависимости от состава агрегатов ЭТК изолированного узла ВиЭС будет изменяться состав критериев. Так, для изолированного узла ВиЭС с ВДУ авторами предложены пять основных критериев [10]: устойчивость работы ВЭУ; отсутствие асинхронного хода СГ; отсутствие обратного потока мощности в ДГУ; отсутствие уравнивающих токов в системе; сохранение устойчивости узла нагрузки.

Условие устойчивой работы ВЭУ выражается неравенством [11]

$$\frac{dM_T}{dn} < \frac{dM_G}{dn}. \quad (3)$$

Приращение электромагнитного момента генератора  $M_G$  должно превышать изменение механического момента турбины  $M_T$ . Проверка условия (3) осуществляется по мощностным  $P = f(n)$  и моментным  $M = f(n)$  характеристикам ветротурбины и генератора, приведенным к скорости вращения  $n$  одного и того же вала.

Как правило, в составе ДГУ используются бесщеточные синхронные генераторы переменного тока. Условием работы синхронного генератора является равенство частот вращения ротора  $n_2$  и результирующего магнитного поля  $n_1$  [12]. Условие статической устойчивости определяется выражением

$$\theta < 90^\circ,$$

где  $\theta$  – угол нагрузки.

При выпадении генератора из синхронизма возникает асинхронный ход и машина переходит в асинхронный режим, что является причиной нарушения устойчивости системы. Чем меньше угол нагрузки  $\theta$ , тем больший запас по устойчивости имеет синхронная машина.

При параллельной работе ДГУ и ВЭУ возможен переход ДГУ в двигательный режим ( $\theta < 0^\circ$ ), что приводит к нарушению электроснабжения потребителя и устойчивости системы в целом. В схемах ВДЭС с шиной постоянного тока причиной этому может служить выход из строя полупроводникового оборудования. Чтобы исключить пробой преобразовательной техники, необходимо выполнить условие

$$\frac{U_{rev}}{U_{br}} < 1,$$

где  $U_{rev}$  – обратное напряжение, приложенное к полупроводнику;  
 $U_{br}$  – напряжение пробоя.

В качестве выпрямителей для каждого ИМГ и инвертора применяются преобразователи напряжения на полупроводниковых элементах. При использовании синхронного генератора на постоянных магнитах мощность на выходе ВЭУ про-

порциональна скорости ветрового потока. Из-за неравномерности графика нагрузки объекта и скорости ветрового потока в течение суток условия работы генераторов и их загрузка различны. Таким образом, при параллельной работе ВЭУ и ДГУ напряжения на выходе генераторов  $U_1$  и  $U_2$  также будут различными, что приведет к разности потенциалов  $\Delta U$  на шине постоянного тока, под действием которой возникнет уравнивающий ток  $I_{eq}$ :

$$I_{eq} = I_{INV} - I_{DC1} - I_{DC2},$$

где  $I_{INV}$  – значение тока на входе инвертора нагрузки;

$I_{DC1}$  и  $I_{DC2}$  – значения токов на выходе выпрямителей ИМГ.

Появление  $I_{eq}$  приводит к ошибочной работе автоматики ВДЭС и дополнительным потерям мощности. Задачей системы управления ВДЭС является поддержание равенства напряжений на выходах выпрямителей генераторов.

В изолированном узле мощность электродвигательной нагрузки может быть соизмерима с мощностью ИМГ. Снижение напряжения в сети может привести к торможению и реверсированию асинхронных двигателей и еще большему снижению напряжения – лавине напряжения. Для узлов нагрузки можно использовать практически критерии устойчивости, полученные путем анализа статических характеристик нагрузки  $P_L = f(U)$  и  $Q_L = f(U)$  [13]:

$$\frac{d\Delta Q}{dU} < 0 \text{ или } \frac{dE}{dU} > 0,$$

где  $\Delta Q$  – небаланс в узле между мощностью, вырабатываемой генератором  $Q_G(U)$ , и потребляемой нагрузкой  $Q_L(U)$ ;

$U$  – значение напряжения в узле;

$E$  – ЭДС генератора.

При нарушении хотя бы одного из критериев режим работы является неустойчивым. Такие режимы составляют область неустойчивых режимов и подлежат дальнейшему анализу с целью установления причин нарушения каждого из критериев, а также формирования рекомендаций по повышению устойчивости и ликвидации повторного возникновения нарушений. После этого требуется произвести изменение параметров узла (мощность, график нагрузки, количество и тип подключенных ИМГ) и заново выполнить его расчет. Корректировка параметров режима повторяется до тех пор, пока не подтверждается устойчивость режима работы изолированного узла.

## Выводы

Объединение в энергокластер «виртуальная электростанция» источников малой распределенной генерации, накопителей энергии, активных потребителей ЭЭ повышает эффективность использования ИМГ и делает возможной их параллельную работу с ОЭС. ВиЭС, имеющая систему управления, которая обрабатывает и собирает в единый блок информацию о производстве и потреблении электроэнергии каждым объектом ВиЭС, становится «видимой» для системного оператора, что позволяет выравнивать пиковую нагрузку и снижать объемы ЭЭ от традиционных источников энергии за счет ее выработки возобновляемыми источниками.

Разнообразие возможных вариантов состава, структуры и режимов работы ВиЭС определяет актуальность решения задачи обеспечения устойчивой работы электротехнических комплексов (ЭТК).

Авторами рассмотрен комплексный подход к задаче обеспечения устойчиво-

сти ВиЭС в зависимости от режима ее работы. Выделено три режима работы ВиЭС: 1) параллельная работа ВиЭС и ОЭС; 2) изолированный режим работы ВиЭС; 3) изолированный режим работы узла ВиЭС. Для каждого режима выполнен анализ и отмечены особенности обеспечения статической устойчивости.

Разработана методика оценки устойчивости изолированного узла ВиЭС. В качестве основного критерия статической устойчивости ВиЭС предложен балансировый критерий. Данный критерий не требует использования дополнительных дорогостоящих средств измерений и может быть реализован для любой микросети. Значения коэффициентов балансовой устойчивости  $k_{sP}$  и  $k_{sQ}$  в реальном времени должна отслеживать система управления ВиЭС.

Предложены и рассмотрены критерии устойчивости основных агрегатов изолированного узла ВиЭС с ВДУ и нагрузкой: устойчивость работы ВЭУ; отсутствие асинхронного хода СГ; отсутствие обратного потока мощности в ДГУ; отсутствие уравнильных токов в системе; сохранение устойчивости узла нагрузки.

Для предотвращения аварийных ситуаций в системе важную роль играет точность прогнозирования потребляемой и генерируемой мощности на ближайшие отрезки времени, позволяющего заранее запастись излишки мощности ВиЭС или закупать необходимые мощности в ОЭС. От точности прогноза будет зависеть и экономическая эффективность работы ВиЭС.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердников Р.Н., Бушуев В.В., Васильев С.Н. и др. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. М.: НТИЦ ФСК ЕЭС, 2012. – С. 235.
2. Feng D., Chen Z. System control of power electronics interfaced distributed generation units // Proc. CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conf. – 2006. – № 1. – С. 1-6.
3. Coelho E., Cortizo P., Garcia P. Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems // IEEE Trans. on Ind. Appl. – 2002. – № 38(2). – С. 533-542.
4. Arani M.F.M., Mohamed Y.A.-R.I. Analysis and impacts of implementing droop control in DFIG-based wind turbines on microgrid/weak-grid stability // IEEE Trans. Power Syst. – 2010. – № 30(1). – С. 1-12.
5. Small-signal stability of grids with distributed low-inertia generators taking into account line phasor dynamics / K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van Den Keybus, J. Driesen, M. Prodanovic, R. Belmans // Proc. 18th International Conf. on Electricity Distribution (CIRED 2005). – 2005. – С. 1-5.
6. Bollman A.M. An experimental study of frequency droop control in a low-inertia microgrid. MSEE thesis. – Urbana-Champaign: Graduate College of the Univ. of Illinois, 2009.
7. Bottrell N., Prodanovic M., Green T. Dynamic stability of a microgrid with an active load // IEEE Trans. Power Electron. – 2013. – № 28(11). – С. 5107-5119.
8. Hybrid control of multiple inverter in an island-mode distribution system / J. Liang, T. Green, G. Weiss, Q. Zhong // Proc. IEEE 34th Annual Power Electronics Specialist Conf. – 2003. – № 1. – С. 61-66.
9. Соснина Е.Н., Шалуха А.В., Липужин И.А. Исследования устойчивости изолированных систем электроснабжения с ветродизельными электростанциями // Пром-Инжиниринг: труды II международной научно-технической конференции. – 2016. – С. 280-285.
10. Stability investigation of the virtual power plants electrical systems / E. Sosnina, I. Lipuzhin, A. Shalukho, A. Kechkin // IJAER. – 2015. – № 10(24). – С. 44363-44368.
11. Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов, Д.Н. Быстрицкий, К.П. Вашкевич, В.Р. Секторов. – М., Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 320 с.
12. Электрические машины и микромашины / Д.Э. Брускин, А.Е. Зорохович, В.С. Хвостов. – М.: Высшая школа, 1990. – 529 с.
13. РД 34.20.578-79. Методические указания по определению устойчивости энергосистем. Ч. 2. Утв. 1977-03-24. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

Статья поступила в редакцию 13 марта 2017 г.

## STATIC STABILITY INVESTIGATION OF VIRTUAL POWER PLANTS ELECTROTECHNICAL COMPLEXES

***E. Sosnina, A. Shalukho, I. Lipuzhin, A. Kechkin***

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev  
24, Minin st., Nizhny Novgorod, 603950, Russian Federation

*The paper deals with the stability research of electrotechnical complexes (ETC) of virtual power plants (VPP) with small-scale distributed energy sources. The authors give a complex approach to solve the problem of providing ETC VPP stability according to the operation modes. The stability estimation methodology for ETC of the isolated VPP node with distributed energy source and electricity consumer is developed. A block diagram of static stability assessment algorithm for ETK of VPP isolated node is given. Static stability criteria for autonomous power supply system of electricity consumer with wind-diesel hybrid power station are considered.*

***Keywords:*** *electrotechnical complex, small-scale energy source, virtual power plant, microgrid, static stability, wind-diesel hybrid power station, criteria.*

---

*Elena N. Sosnina (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.  
Andrey V. Shalukho (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.  
Ivan A. Lipuzhin, Postgraduate Student.  
Alexander Yu. Kechkin, Postgraduate Student.*