

УДК 621.311

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
MICROGRID ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ**

К.А. Скурихина, А.Ю. Арестова, Д.В. Армеев

Новосибирский государственный технический университет
E-mail: kseniya.skurikhina@ieee.org**Скурихина Ксения Алексеевна**, магистрант Новосибирского государственного технического университета.

E-mail:

kseniya.skurikhina@ieee.org

Область научных интересов: энергетика.

Арестова Анна Юрьевна, ассистент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета.

E-mail:

kseniya.skurikhina@ieee.org

Область научных интересов: энергетика.

Армеев Денис Владимирович, канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета.

E-mail:

kseniya.skurikhina@ieee.org

Область научных интересов: энергетика.

Статья посвящена вопросам развития концепции MicroGrid в рамках российской модели интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС). Актуальность работы обусловлена тем, что развитие ИЭС предполагает тесное взаимодействие между централизованными и распределенными генерирующими мощностями, которое, в свою очередь, требует исследования динамических свойств MicroGrid как в изолированном режиме, так и при параллельной работе с энергосистемой. В настоящее время концепция MicroGrid недостаточно реализована в рамках российской модели ИЭС, не говоря уже о способах управления MicroGrid в различных режимах энергосистемы. Особенности функционирования объектов распределенной генерации, способы их управления имеют ряд отличий от уже изученного и понятного «поведения» распределительной сети. Исследование параллельной (автономной) работой объектов распределенной генерации, их динамических свойств, а также особенностей ведения электрических режимов сети позволят выявить требования, которые необходимо предъявлять как к объектам системы MicroGrid, так и к технологической и противоаварийной автоматике. Целью работы стало моделирование системы MicroGrid и управление режимами сети с распределенной генерацией с помощью программного комплекса EUROSTAG.

Ключевые слова:

Концепция MicroGrid, интеллектуальные электроэнергетические системы, распределенная генерация, противоаварийное управление, динамическая устойчивость, моделирование энергосистем.

Идея ИЭС ААС предполагает объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии, в том числе объектов распределенной генерации (РГ), в единую автоматизированную систему, позволяющую в реальном времени отслеживать и контролировать все режимы работы [1]. Реализация идеологии ИЭС ААС направлена на достижение качественно нового уровня эффективности ее функционирования и развития, а также на повышение системной надежности и пропускной способности, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей.

Одним из направлений развития ИЭС ААС может стать радикально новая концепция MicroGrid. Система MicroGrid чаще всего включает в себя источники распределенной генерации, накопители энергии и локальных потребителей [2]. Важным свойством MicroGrid можно назвать то, что, несмотря на функционирование в рамках распределительной системы, они могут автоматически переходить в изолированный режим работы в случае аварий в сети и восстанавливать синхронную работу с сетью после устранения аварии с поддержанием требуемого качества электрической энергии. Будучи автономными или подключенными к национальной энергетической сети, объекты РГ расположены в непосредственной близости от потребителей (небольших городов, деревень, заводов) и производить электроэнергию «на месте», существен-

но снижая потери при передаче по линиям и повышая, таким образом, КПД. Электрическая энергия, производимая объектами РГ, будет непосредственно зависеть от спроса локальных потребителей, которые в свою очередь будут иметь возможность корректировать поставки энергии в соответствии со своими потребностями, что ведет к повышению их роли в управлении энергосистемой. Стоит отметить, что потребителя в видении ИЭС ААС можно охарактеризовать как «активный потребитель», то есть активный участник в регулировании нагрузки, которому предоставлена возможность самостоятельно изменять объем и функциональные свойства (уровень надежности, качество и т.п.) получаемой электроэнергии на основании баланса, своих потребностей и возможностей энергосистемы, используя информацию о характеристиках цен, объемов поставок электроэнергии, надежности, качестве и др. [3].

Роль MicroGrid могут играть жилмассивы или удаленные районы с возможностью установки локальных источников малой генерации и накопителей энергии. Застройка новых районов требует значительных энергоресурсов, которые не всегда могут быть получены от единой системы электроснабжения (вследствие загрузки сети, ограничений перетоков мощности по ЛЭП и силовым трансформаторам). Соответственно, все чаще на первый план выступает вопрос о необходимости использования автономных источников электроснабжения, который, в свою очередь, может стать элементом MicroGrid.

В данной работе в качестве объекта исследования выступает локальный источник энергоснабжения микрорайона (энергоблок) (рис. 1). Энергоблок включает в себя 9 газопоршневых электрогенерирующих установок (ГПУ) мощностью по 1,98 МВт (одна из установок в резерве). Техническое решение по использованию именно газопоршневых установок можно объяснить на примере их сравнения с газотурбинными установками [4], так для мощностей до 10 МВт газопоршневые когенерационные установки показывают себя лучше всех других технологий. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей предусмотрен резервный источник энергии: две дизельные генераторные установки (ДГУ) общей мощностью 2,17 МВт. Закрытое распределительное устройство энергоблока (ЗРУ ГПУ) представлено одной системой сборных шин, секционированной вакуумным выключателем, присоединение генераторов к шинам происходит также через вакуумные выключатели. Сети электроснабжения 10 кВ выполнены силовыми кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.

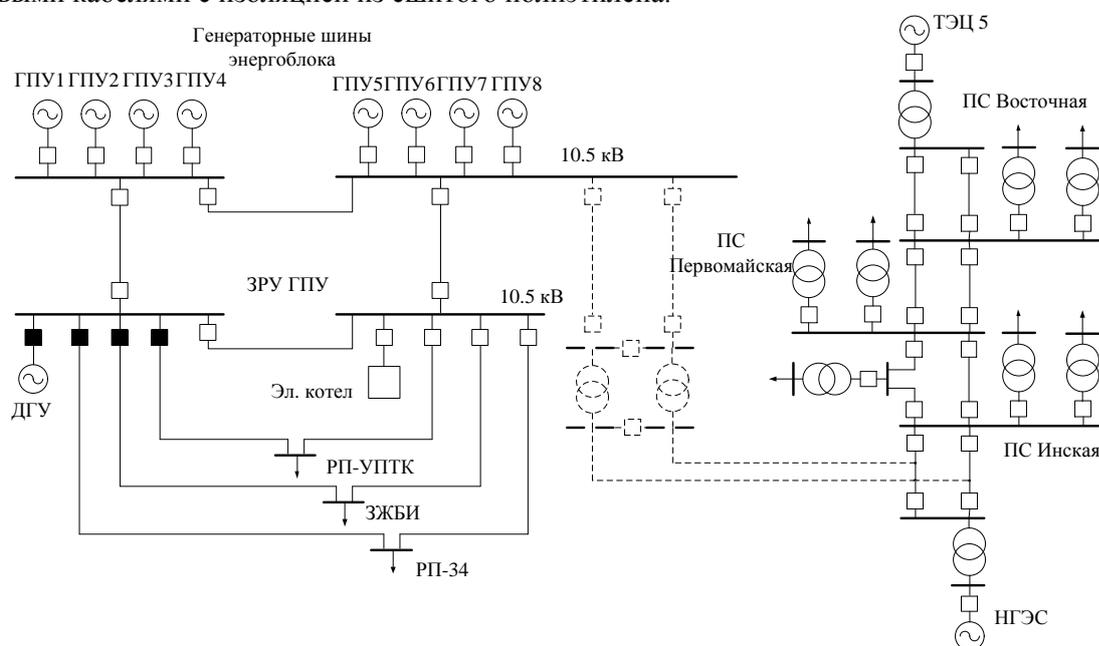


Рис. 1. Схема электроснабжения микрорайона

Пунктиром на рис. 1 показан один из возможных вариантов подключения MicroGrid к сети с помощью силового трансформатора. Данный вариант наиболее экономичный и проверенный (рис. 2), однако может быть рассмотрен и альтернативный вариант. Например, использование вставки постоянного тока на основе СТАТКОМов (ВПТН), которые объединены об-

щим звеном постоянного тока. Подключение происходит в рассечку линий электропередачи, связывающих две электрические системы. Основным преимуществом установки ВПТН можно отметить регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах, а также обеспечение работы в автономном режиме. ВПТН нашла применение в любых сетях для несинхронного объединения энергосистем [5].

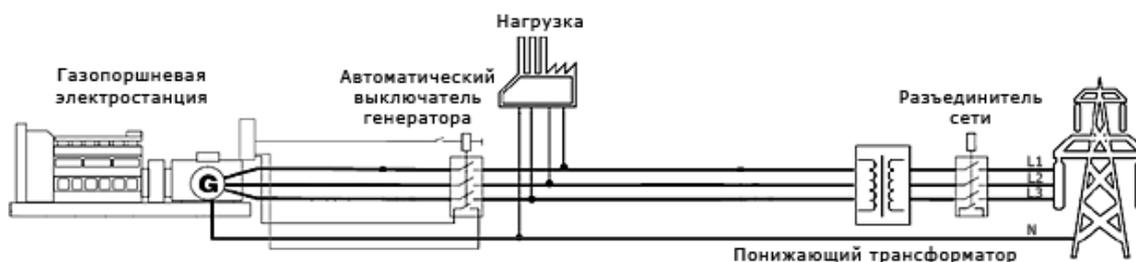


Рис. 2. Подключение ГПУ через трансформатор [6]

В рамках данной работы присоединение исследуемого объекта – MicroGrid осуществлено с помощью двух понижающих трансформаторов 110/10 кВ мощностью по 25 МВА и двухцепной кабельной линией напряжением 10,5 кВ.

Потребители электроэнергии преимущественно жилые дома, величина нагрузки которых составляет 5,75 МВт (РП-УПТК, РП-34), а также завод железобетонных изделий (ЗЖБИ) мощностью 4,9 МВт. Поскольку состав потребителей неоднородный и имеет место ночной провал нагрузки, было принято решение об установке, в качестве дополнительной нагрузки: электрического котла мощностью в 2 МВт, также предназначенного для покрытия пиковых тепловых нагрузок. Одной из особенностей ГПУ можно назвать минимальное ограничение по загрузке, которое в среднем составляет 25-30% от номинальной мощности генератора, что связано с конструктивными особенностями камеры сгорания. В случае возникновения угрозы работы установок в режиме недогруза рекомендуется провести ряд мероприятий для увеличения нагрузки (установка дополнительных потребителей, установка резистивных потребителей и т.п.), либо отключить часть генераторов.

С достаточной для практических расчетов точностью характеристики нагрузки можно записать в виде полиномов второй степени:

$$P(U) = P_{ном} \left[a_P \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 + b_P \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + c_P \right]$$

$$Q(U) = Q_{ном} \left[a_Q \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 + b_Q \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + c_Q \right]$$

где $P_{ном}$, $Q_{ном}$ – активная и реактивная мощности нагрузки, соответствующие номинальному напряжению или данным контрольного замера, соответствующего номинальному режиму узла нагрузки;

U – текущее значение напряжения;

a_P , a_Q , b_P , b_Q , c_P , c_Q – коэффициенты (параметры), полученные в результате обработки экспериментальных данных.

Значения коэффициентов должны удовлетворять условию:

$$a_P + b_P + c_P = 1$$

$$a_Q + b_Q + c_Q = 1$$

В программном комплексе EUROSTAG (который был выбран для моделирования, расчета режима и динамики сети MicroGrid) для построения зависимости активной и реактивной мощностей нагрузки от частоты и напряжения применяют следующие выражения [7]:

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^\alpha \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^\beta \cdot \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta$$

Для упрощения расчетов коэффициенты γ и δ принимаются равными нулю, а коэффициенты α и β были определены с помощью типовых графиков/зависимостей активной и реактивной мощности от напряжения $P(U)$, $Q(U)$ в ПО Mathcad, изображенных на рис. 3 и рис. 4.

В состав коммунально-бытовой нагрузки входят жилые дома и общественных зданий, технологическое оборудование предприятий общественного питания и учреждений бытового обслуживания. Для такого типа нагрузки характерен график с большой неравномерностью и двумя явно выраженными максимумами в утренние и вечерние часы, а также ночной провал нагрузки (рис. 3). ЗЖБИ работает по трехсменному графику (рис. 3), что связано с технологическим процессом: последовательным выполнением операций по приготовлению смеси бетонной, изготовлению арматурных каркасов, армированию ЖБИ, формованию и последующей обработкой с помощью температур и влажности.

Значения коэффициентов для бытовой нагрузки (а) и ЗЖБИ (б) равны[8]:

$$\begin{array}{llll} a_P = 0; & a_Q = 9.7; & a_P = 0; & a_Q = 9.6; \\ \text{(а) } b_P = 1.2; & b_Q = -22.2; & \text{(б) } b_P = 0.9; & b_Q = -15.3; \\ c_P = -0.2; & c_Q = 13.5 & c_P = 0.1 & c_Q = 6.7 \end{array}$$

Затем подберем коэффициенты α и β таким образом, чтобы графики наилучшим образом повторяли друг друга в области близкой к номинальным значениям напряжения. Результат моделирования представлен на рис. 4.

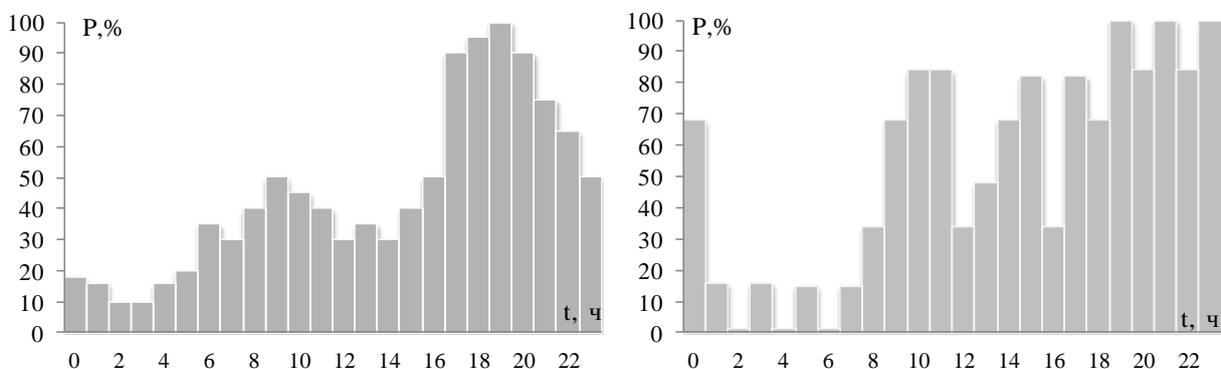


Рис. 3. Суточный график коммунально-бытовой нагрузки и ЗЖБИ

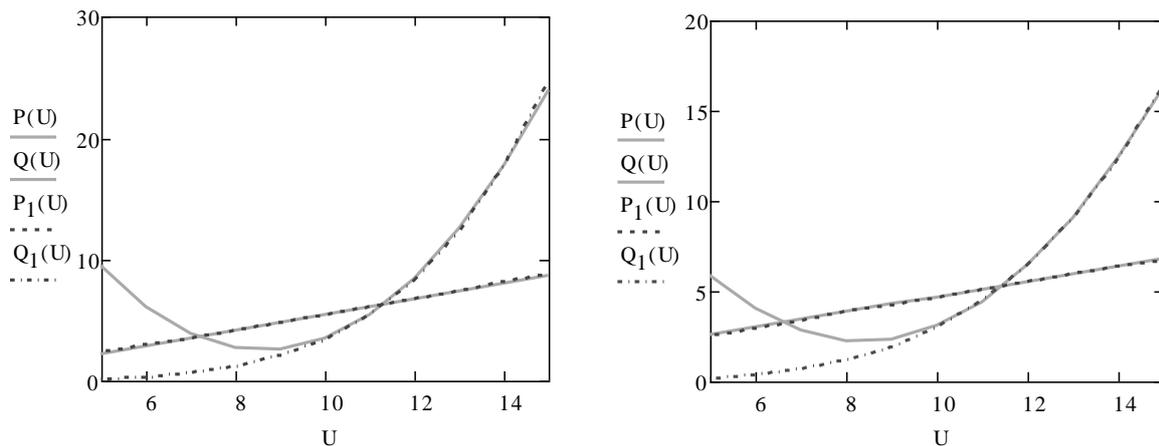


Рис. 4. Статические характеристики коммунально-бытовой нагрузки и ЗЖБИ

Из рис. 4 видно, что графики в области от 10 кВ до 14 кВ полностью повторяют друг друга, а значит, коэффициенты α и β для моделирования в EUROSTAG приравняем к 1.2 и 4.9 для бытовой нагрузки и 0.9 и 4.2 – для ЗЖБИ.

Таким образом, суточный график нагрузки с минимальным ограничением по загрузке в 30 % (4,75 МВт) для энергоблока представлен на рис. 5.

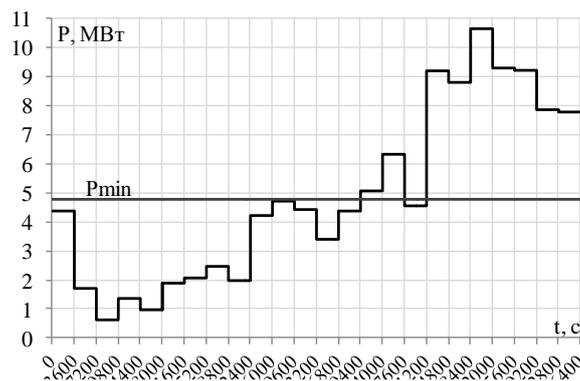


Рис. 5. Суточный график нагрузки

На графике видно, что в период с 00.00 до 14.00 (50 400 с) часов мощность нагрузки ниже допустимого значения, а в отдельные часы генерация снижается до 4% от номинальной мощности, что негативно сказывается на работе двигателей ГПУ и может привести к их выходу из строя.

Для анализа режимов работы газопоршневых станций необходимо отметить особенности защит ГПУ, установленных заводом-изготовителем и не подлежащих изменению, для сохранения гарантийных обязательств [9]. Защита отключает генератор, если напряжение на выводах генератора в течение 0,2 с снижено более чем 90% от номинального значения. Ограничение снижения напряжения величиной 90% никак влияет на поршневой двигатель, поэтому защита от снижения напряжения могла бы иметь смысл в отношении нагрева ротора генератора, так как при низких напряжениях происходит форсировка возбуждения. Увеличение тока приводит к нагреву генератора, а допустимая длительность утяжеленного режима определяется величиной перегрузки, а не уровнем напряжения. Отключение генератора происходит при снижении частоты на выводах генератора ниже 49 Гц в течение 0,2 с. Также существует ограничение повышения частоты величиной 51,5 Гц (с выдержкой времени 0,2 с), однако такое ограничение не обоснованно полностью, тем более, что сброс нагрузки, вызывающий повышение частоты, для газопоршневых двигателей не опасен. Исходя из вышесказанного в рамках данной исследовательской работы при моделировании режимов сети (изолированная работа MicroGrid) допускается отклонение напряжения в пределах $\pm 10\%$ Уном, отклонение частоты – от 49 до 51,5 Гц.

Для снижения неравномерности графика нагрузки целесообразно применить уже установленную дополнительную нагрузку – электрический котел, в период с 00.00 до 12.00 (рис. 6). Однако, как видно из графика, включение электрического котла мощностью 2 МВт не достаточно, да и это не всегда может быть рационально обосновано в виду различных факторов (нет необходимости дополнительного отопления помещений, теплая погода и т.д.). Поскольку пуск газопоршневых двигателей можно производить неограниченное число раз без влияния на общий моторесурс двигателя, то рассмотрим ситуацию с отключением части установок по графику, приведенному в табл. 1 (рис. 7).

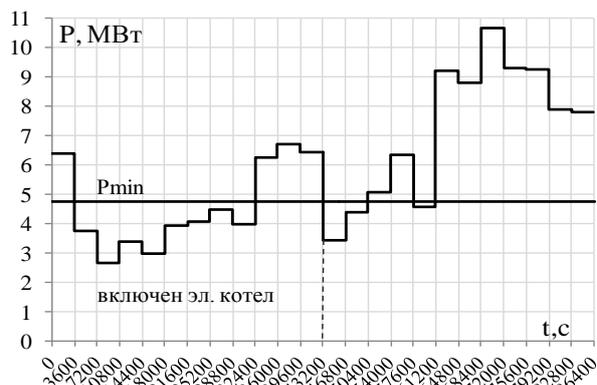


Рис. 6. Суточный график нагрузки при подключенном котле

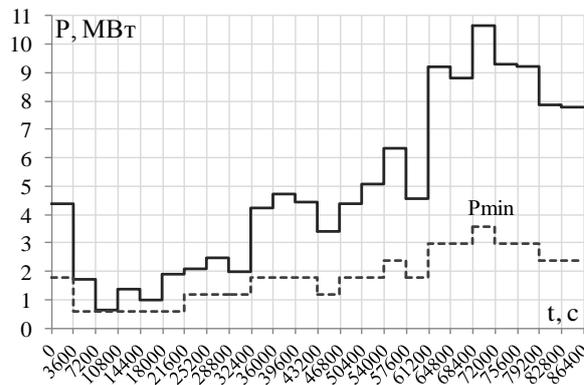


Рис. 7. График нагрузки при ОГ

Таблица 1. График работы ГПУ

Время	Отключенные установки	Кол-во ГПУ в работе	Время	Отключенные установки	Кол-во ГПУ в работе
00 ⁰⁰ – 01 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 5	3	15 ⁰⁰ – 16 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 4	4
01 ⁰⁰ – 06 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 7	1	16 ⁰⁰ – 17 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 5	3
06 ⁰⁰ – 09 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 6	2	17 ⁰⁰ – 19 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 3	5
09 ⁰⁰ – 12 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 5	3	19 ⁰⁰ – 20 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 2	6
12 ⁰⁰ – 13 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 6	2	20 ⁰⁰ – 22 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 3	5
13 ⁰⁰ – 15 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 5	3	22 ⁰⁰ – 00 ⁰⁰	ГПУ 1 – ГПУ 4	4

Поскольку проектировался энергоблок с учетом растущей и будущей нагрузки, а микрорайон только начал застраиваться, то возник избыток мощности. Как уже было сказано ранее, без технологического присоединения MicroGrid к сети источники энергии значительно недогружены, что абсолютно не выгодно с точки зрения недоиспользования потенциала оборудования. Близость MicroGrid к линии 110 кВ заставляет задуматься о целесообразности его подключения к сети города. Однако в технических условиях, выдаваемых в таких случаях сетевой организацией и системным оператором, могут быть требования к характеристикам объекта распределенной генерации или установленному на нем оборудованию [10, 11]. Ввиду вышесказанного существует потребность в исследовании и анализе динамических свойств объектов распределенной генерации.

Моделирование динамических процессов и расчеты режима сети MicroGrid выполнены на базе программного комплекса EUROSTAG, который включает стандартные модели генератора и двигателя ГПУ, регуляторы скорости и напряжения [7]. Для исследования динамических свойств MicroGrid как при изолированной работе, так и при работе параллельно с внешней сетью, был проведен ряд нормативных возмущений, которые позволяют судить об устойчивости системы.

Первой рассмотрим ситуацию отключения двух генераторов ГПУ 1 и ГПУ 8 в изолированном режиме MicroGrid (рис. 2). Последовательность событий представлена в табл. 2.

Таблица 2. Последовательность событий при отключении генераторов в изолированном режиме

Время, с	События
1	отключение ГПУ 1 и ГПУ 8
4	отключение нагрузки

На рис. 8 сплошной линией показаны графики изменения параметров режима без воздействия противоаварийного управления, пунктиром – с применением отключения нагрузки (ОН). Отключение части нагрузки происходит при снижении частоты ниже 48,8 Гц, это соответствует моменту времени 4 с. Отключения происходят равномерно с обеих секций закрытого распределительного устройства (ЗРУ ГПУ). Напряжение устанавливается на уровне 10,5 кВ, частота – 50 Гц. На рис. 8 (С) изображена разгрузка генератора, которая происходит в соответствии с объемом отключенных потребителей.

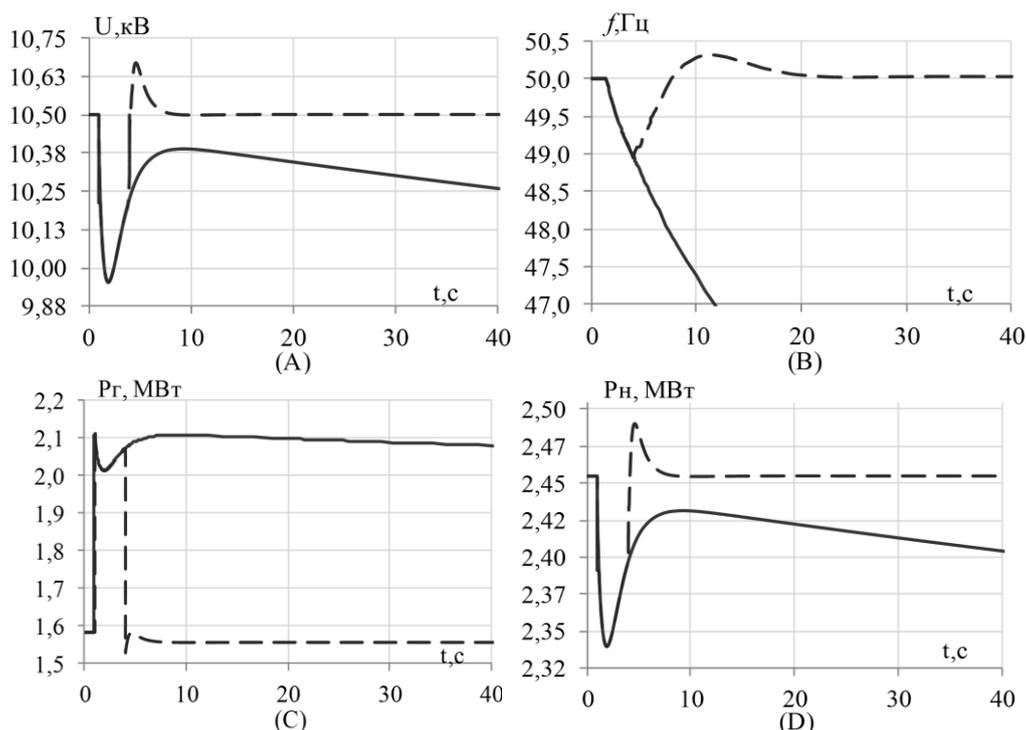


Рис. 8. (А) – изменение напряжения на генераторной шине энергоблока (кВ); (В) – частота MicroGrid (Гц); (С) – изменение мощности генератора ГПУ (МВт); (D) – изменение мощности нагрузки при отключении генератора (МВт)

* — — без противоаварийного управления; - - - — применение ОН

Для сравнения был проведен похожий опыт, но уже с отключением трех генераторов ГПУ и при параллельной работе MicroGrid с сетью (табл. 3).

Таблица 3. Последовательность событий при отключении генераторов в режиме параллельной работы с сетью

Время, с	События
1	отключение ГПУ 1, ГПУ 2 и ГПУ 8

Результаты, представленные на рис. 9, показывают, что после окончания переходного процесса все режимные параметры лежат в области допустимых значений (ГОСТ 32144-2013): напряжение на генераторной шине энергоблока снизилось на 0,5 % (до 10,45 кВ), частота – 50 Гц.

Таким образом, при параллельной работе с энергосистемой при отключении генераторов ГПУ энергоснабжение потребителей MicroGrid не прекращается, в отличие от изолирован-

ной работы, когда уже при отключении двух генераторов было необходимо производить отключение нагрузки.

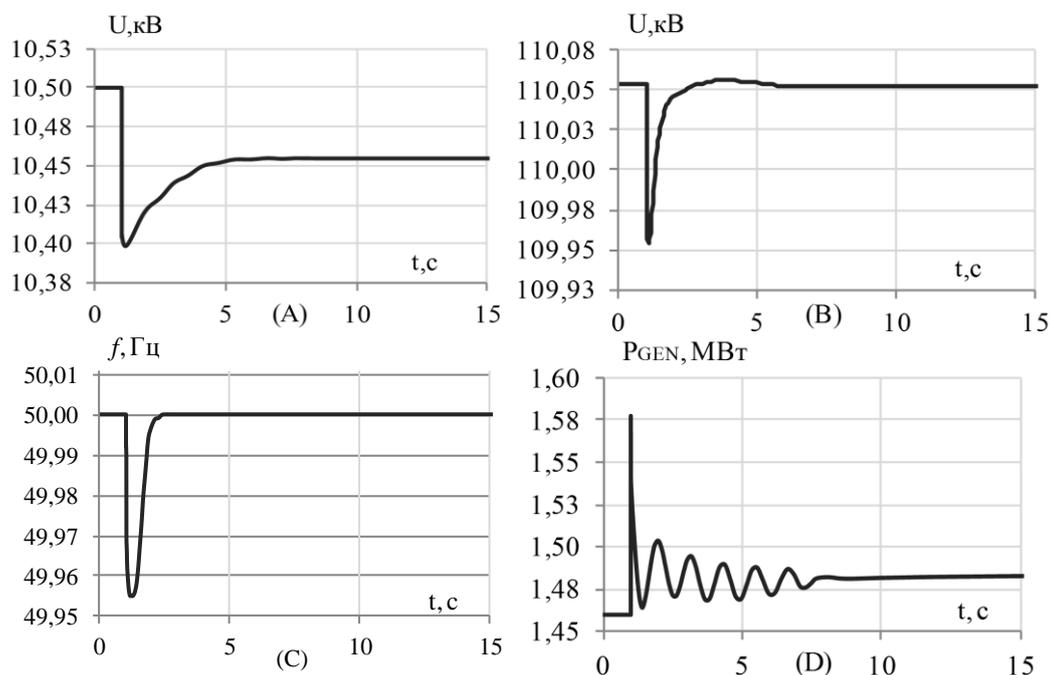


Рис. 9. (А) – изменение напряжения на генераторной шине энергоблока (кВ); (В) – изменение напряжения на ПС Восточная (кВ); (С) – частота сети (Гц); (D) – изменение мощности генератора ГПУ (МВт)

В качестве еще одно аварийного возмущения рассмотрим КЗ на кабельной линии, соединяющей MicroGrid с сетью (пунктирная линия на рис. 1), в результате чего MicroGrid переходит в автономный режим работы (вторая кабельная линия отключена). Последовательность событий приведена в табл. 4.

Таблица 4. Последовательность событий при переходе MicroGrid в автономный режим

Время, с	События
1	КЗ на кабельной линии
1.065*	отключение линии с двух сторон

* 10 мс – время действия релейной защиты; 55 мс – время срабатывания вакуумных выключателей.

Из рис. 10 видно, что при делении сети и работе MicroGrid в автономном режиме, частота установилась на уровне 49,89 Гц для MicroGrid и 50 Гц для системы, что удовлетворяет требованиям и принятым ранее допущениям. Напряжение на генераторной шине энергоблока установилось на уровне 10,5 кВ. Таким образом, после нарушения связи с энергосистемой MicroGrid переходит в изолированный режим и находится на «самобалансе», а все рассматриваемые параметры режима приходят в область допустимых значений, что свидетельствует об устойчивости системы.

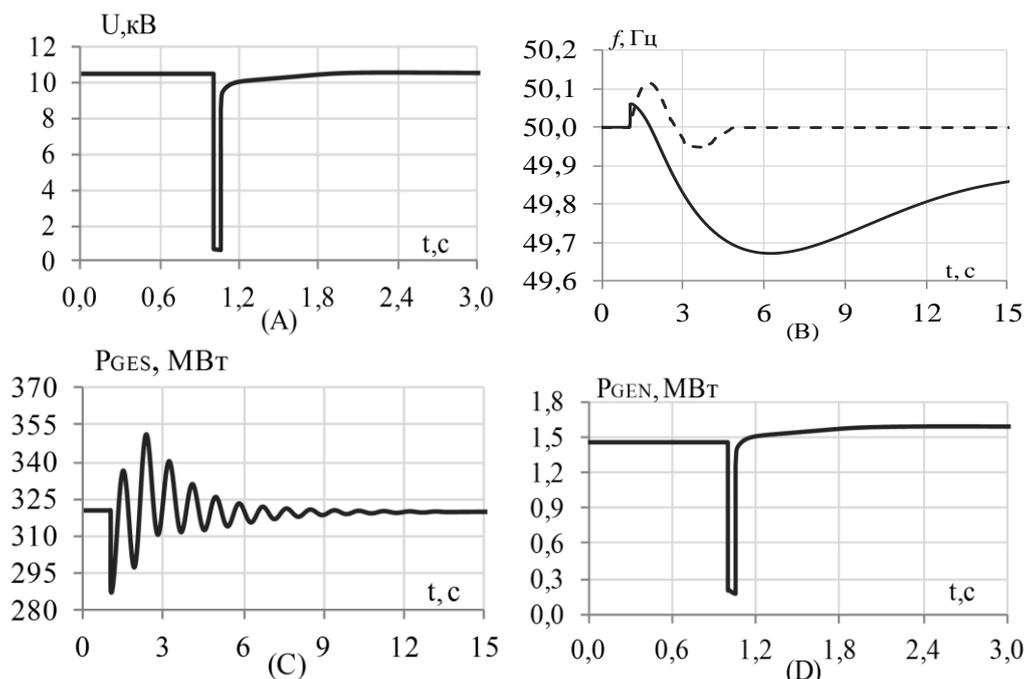


Рис. 10. (А) – изменение напряжения на генераторной шине (кВ); (В) – частота в: сплошная линия – MicroGrid, пунктирная – сети (Гц); (С) – изменение мощности на НГЭС (МВт); (D) – изменения мощности генератора ГПУ (МВт)

Заключительный эксперимент интересен с точки зрения применения свойств MicroGrid в качестве средств противаварийного управления, поскольку MicroGrid может автоматически переходить в автономный режим в случае аварий в сети и восстанавливать синхронную работу после устранения аварии.

Заключение

MicroGrid – концепция малой распределенной энергетики, которая предполагает переход от централизованной системы к использованию разнообразных типов источников энергии, наиболее подходящих к данным природным условиям и особенностям конкретных потребителей (ГПУ, ГТУ, ВЭС, мини – ТЭЦ и т.д.). Объекты РГ – это новые элементы электроэнергетической системы, с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления, которые требуют исследований и глубокого анализа в каждом конкретном случае. Средства управления объектами РГ должны быть выбраны на этапе проектирования системы противаварийного управления и соответствовать некоторым требованиям [12] для обеспечения нормальных режимов работы сети.

На первых этапах создания систем ИЭС и присоединения MicroGrid к единой энергосистеме, не обязательно в корне пересматривать и отстраивать релейную защиту и автоматику. Ведь сама по себе задумка автономного питания жилмассивов и удаленных районов подразумевает самодостаточность, следовательно, практически нулевой поток мощности от внешней сети. Достаточно будет установки необходимого оборудования для мониторинга, фиксации и ограничения необходимого максимального перетока мощности к/от MicroGrid в систему единого электроснабжения. Как уже ранее было отмечено, в режимах аварийных возмущений можно отключить MicroGrid на изолированную работу. А в некоторых ситуациях MicroGrid может даже выступать в виде управляющего воздействия (отключение генераторов (ОГ) или отключение нагрузки (ОН) в зависимости от режима выдачи/потребления мощности). Пример успешного динамического перехода благодаря отключению MicroGrid на изолированную работу представлен в [13].

В качестве технологии, предназначенной для мониторинга и обеспечения коммуникационной инфраструктуры, будет выступать технология синхронизированных векторных изме-

рений (Phasor Measurements), которая в ближайшее десятилетие и будет определять развитие мировой энергетики. И уже сейчас можно утверждать, что данная область науки и техники является инновационной и заслуживающей внимания со стороны рынка современной автоматизации в электроэнергетике России.

Статья рекомендована к публикации по итогам работы V Международной молодежной конференции "Электроэнергетика глазами молодежи 2014".

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. – URL: <http://www.fsk-ees.ru> (дата обращения: 10.01.2015).
2. Интеллектуальная энергетическая система России: проект реализации технологической платформы // Российское энергетическое агентство. – М., 2010. – 169 с.
3. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
4. Анализ рынка малой генерации. – URL: <http://www.aerком.ru/miniTES/sravnienie> (дата обращения: 10.01.2015).
5. Вставка постоянного тока. – URL: http://www.ntc-power.ru/innovative_projects/insert_dc/ (дата обращения: 10.01.2015).
6. Параллельная работа газопоршневых электростанций с сетью. – URL: http://www.r-kompleks.ru/products/gazoporshnevye_elektrostancii/parallelnaya_rabota_agp_s_setyami.shtml (дата обращения: 10.01.2015).
7. Tutorial EUROSTAG. – URL: <http://www.eurostag.be> (дата обращения: 10.01.2015).
8. Лыкин А.В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов: учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 192 с.
9. Илюшин П.В. Внедрение распределенной генерации. Анализ существующего опыта, возникающие проблемы, комплексное решение технических вопросов интеграции в распределительные сети / Материалы семинара «Распределенная генерация: технические аспекты», 13 февраля 2013 г., Москва.
10. Синельников А. М. Проблемы технологического присоединения установок малой генерации к распределительным и потребительским сетям и пути их решения. – URL: <http://cigre.ru>.
11. Развитие распределенной генерации // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. – М., 2012. – 38 с.
12. Фишов А.Г. «Электрические сети с распределенной генерацией – Новые энергосистемы» / Материалы XI форума «Современные технологии промышленной автоматизации», 7 мая 2014 г., Новосибирск.
13. Arestova A., Sidorkin Y. The Use of Wind Farms and Virtual Power Plants for Emergency Control in the Future Smart Super Grids / A. Arestova, Y. Sidorkin // 6th International Forum on Strategic Technology (IFOST). – Harbin, China. – 22-24 Aug. 2011.

Поступила 20.01.2015 г.