



ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА СТАТИЧЕСКУЮ АПЕРИОДИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

А.Г. Фишов, И.С. Мурашкина, А.И. Марченко, Э. Энхсайхан, И.С. Ивкин

Новосибирский государственный технический университет,
г. Новосибирск, Россия

fishov@ngs.ru, murashkinainna@yandex.ru, andrey1991@ngs.ru

Резюме: Одним из основных направлений развития электроэнергетики во всем мире является использование распределения малой генерации, как на основе топливных углеродных ресурсов с синхронной связью между источниками при их подключении к электрическим сетям, так и возобновляемых источников энергии, работающих в электрической сети через частотно-преобразовательные устройства (электронной генерации). Последнее приводит к неизбежному массовому применению инверторов в существующих электрических сетях переменного тока. Задачами данного исследования является исследование влияния электронной генерации на режимы и устойчивость существующих электрических сетей и электроэнергетических систем, а также формирование требований к характеристикам к управлению электронной генерацией, которые позволяют минимизировать меры по согласованию релейной защиты и автоматики при интеграции электронной генерации в электрической сети, а также повысить надежность общего электрического режима. В статье представлены результаты исследования статической аperiodической устойчивости электроэнергетической системы при интеграции электронной генерации, требования к их статическим характеристикам и управлению при работе в составе электроэнергетической системы.

Ключевые слова: электронная генерация, возобновляемые источники энергии, устойчивость, электроэнергетическая система, управление.

Для цитирования: Фишов А.Г., Мурашкина И.С., Марченко А.И., Энхсайхан Э., Ивкин И.С. Исследование влияния электронной генерации на статическую аperiodическую устойчивость электроэнергетической системы // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 2. С. 51-64. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-2-51-64.

THE STUDY OF ELECTRONIC GENERATION EFFECT ON STATICAL APERIODIC STABILITY OF ELECTRICAL POWER SYSTEM

AG.Fishov, IS. Murashkina, AI. Marchenko, E. Erdenebat, YS. Ivkin¹

Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia
fishov@ngs.ru, murashkinainna@yandex.ru, andrey1991@ngs.ru

Abstract: One of the key aspects in the development of power engineering all over the world is the use of distributed small-scale generation. This is both based on fuel carbon resources with a synchronized connection between sources when they are connected to the electric power grids and renewable energy sources operated in the electrical grid via frequency converters (electronic generation). The latter brings an inevitable broad use of inverters in available AC power systems. The objectives of this paper are numerous. First is the desire to study the effect of electronic generation on modes and stability of current electrical grids and electrical power systems. Another objective is to establish requirements for electronic generation control that lets us minimize actions on relay protection coordination and automation upon the integration of electronic generation in power grids. A final objective is to increase the reliability of general electrical modes. This article shows the outcomes of the study on the statical aperiodic stability of the electrical power system upon the integration of electronic generation, requirements for its

statical characteristics, and the control when operated within the electrical power system.

Keywords: *electronic generation; renewable energy sources; stability; electrical power system; control.*

For citation: Fishov AG, Murashkina IS, Marchenko AI, Erdenebat E, Ivkin YS. The study of electronic generation effect on statical aperiodic stability of electrical power system // *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 22(2):51-64. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-2-51-64.

Введение

В настоящее время развитие электроэнергетики на основе концепции *Smart Grid* в России отличается от принятой в странах Европы, США и др., где такие объекты создаются преимущественно на базе возобновляемых источников энергии, работающих в составе электрической сети через частотно-преобразовательные устройства. В России, с ее климатическими и географическими особенностями, не менее активно развиваются топливные когенерационные генерирующие установки малой мощности. Их энергоблоки способны работать синхронно с общей распределительной электрической сетью энергосистемы, полноценно реализуя системные эффекты от совместного функционирования крупной концентрированной и малой распределенной генерации, используя системы автоматизированного интеллектуального управления [1, 2].

При подключении к энергосистеме и появлению в ней значительной доли в энергобалансе источников нетрадиционной энергетики или автономных систем электроснабжения *MiniGrid* стоит уделить отдельное внимание свойствам и анализу режимов работы энергосистемы с установками малой мощности, включающих в себя, как традиционную синхронную когенерацию, так и не синхронную генерацию, работающую от возобновляемых источников первичной энергии. Широкомасштабное развитие энергетики на возобновляемых источниках приводит к массовому применению инверторов (преобразователей постоянного тока в переменный) для создания автономных систем электроснабжения на переменном токе, а также включения источников постоянного тока через преобразователи (электронной генерации) в существующие сети переменного тока централизованных систем электроснабжения. Для большинства генераторов, использующих возобновляемые источники энергии, работа в сети переменного тока неизбежно связана с применением инверторов в виде преобразователей рода тока или частоты. Для таких источников электроэнергии введено новое понятие «Электронная генерация» [3-6].

Электронная генерация – источники электроэнергии, работающие в сети или питающие нагрузку через преобразовательные устройства. Одним из видов электронной генерации является виртуальная синхронная машина.

Положительный экологический эффект от использования возобновляемых источников энергии сопровождается множеством потенциально негативных технических последствий, обусловленных принципиальными особенностями инверторов при преобразовании постоянного тока в переменный, а также отсутствием обоснованных требований к характеристикам электронной малой генерации со стороны электрических сетей [7]. Последствия для электрических сетей от недостаточно проработанного включения в сети большого количества мощных инверторов заключается в снижении качества электроэнергии, надежности электроснабжения, связанном, как с отключениями инверторов, так и потребителей, нарушениями в работе средств релейной защиты и автоматики. При этом, основным побуждающим фактором включения инверторов в сети является повышение эффективности использования генерации на возобновляемых источниках энергии [8-10].

Инверторы в составе электронной генерации

В составе электронной генерации инверторы, как правило, выполняют следующие основные функции [11]:

- преобразование постоянного тока в переменный;
- синхронизация по частоте, напряжению и углу с энергосистемой;
- стабилизация выходного напряжения;
- ограничение токовых перегрузок при коротком замыкании.

У большинства применяемых в электрических сетях инверторов выходные параметры (форма, амплитуда, частота выходного напряжения) определяются схемой

преобразователя, системой управления и режимом его работы (не требуют внешних источников переменного напряжения, так как переменное напряжение нужной частоты создается самим инвертором). Различают три типа инверторов: инверторы тока; резонансные инверторы; инверторы напряжения. Система управления инверторов позволяет в режиме параллельной работы с сетью переменного тока поддерживать заданную активную и реактивную мощность, либо активный и реактивный ток (P , Q , $I_{\text{акт}}$, $I_{\text{реакт}}$).

Наиболее широкие возможности и области применения у инвертора напряжения. Помимо преобразования постоянного тока в переменный он может в обратном режиме выполнять преобразование переменного напряжения в постоянное.

Большое распространение получила мостовая схема инвертора напряжения, приведенная на рис. 1. Благодаря специальному принципу управления транзисторами (многократная широтно-импульсная коммутация) форма переменного напряжения получается приближенной к синусоидальной.

Сигналы управления (импульсы) $G1 \dots G4$ поступают таким образом, что в каждом полупериоде два транзистора включены, а два других выключены. Длительность подачи импульсов варьируется по синусоидальному закону. Высокочастотный фильтр нижних частот придает напряжению точную синусоидальную форму.

Управление подобными силовыми преобразователями осуществляется с помощью регулирования времени открытого состояния транзисторов по отношению к периоду его работы. Такое регулирование реализуется посредством широтно-импульсной модуляции.

Регулирование выходного напряжения и фазы напряжения можно осуществлять с помощью фазового регулирования или с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ) [12,13].

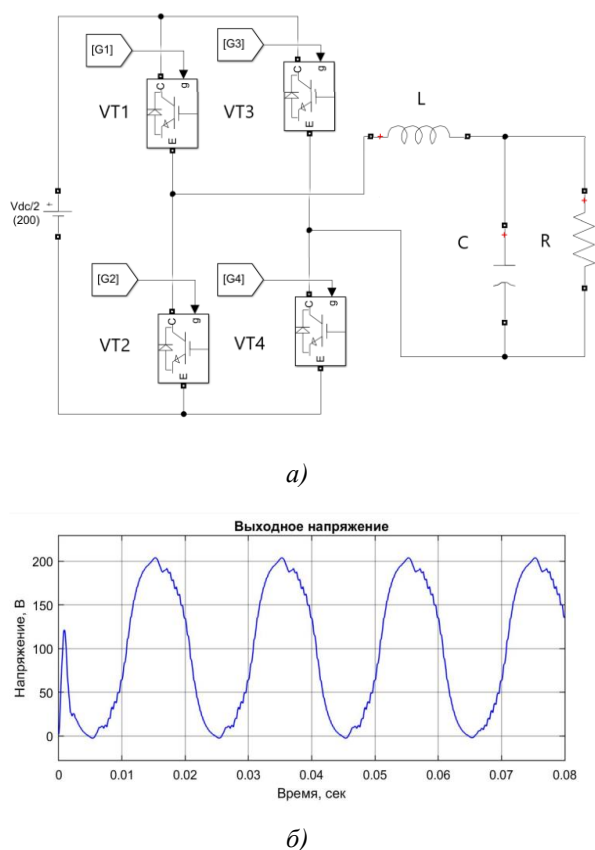


Рис. 1. а) Схема однофазного инвертора при наличии фильтра высших гармоник;
б) Осциллограмма выходного напряжения, полученная при моделировании в *MathLab Simulink*

Инверторы напряжения работают либо в режиме *Master* (источника напряжения), либо в режиме *Slave* (источника тока).

В режиме *Master* системой управления инвертора регулируется частота и напряжение в зависимости от мощности в точке присоединения инвертора к электрической сети. В этом режиме, возможно, осуществлять поддержание заданного напряжения, регулировку напряжения и частоты со статизмом (рис. 2 а).

В режиме *Slave* системой управления инвертора выходной ток регулируется в зависимости от напряжения в точке присоединения инвертора к электрической сети. В этом режиме, возможно, осуществлять стабилизацию выдаваемого тока и регулировку выдаваемой мощности (рис. 2 б).

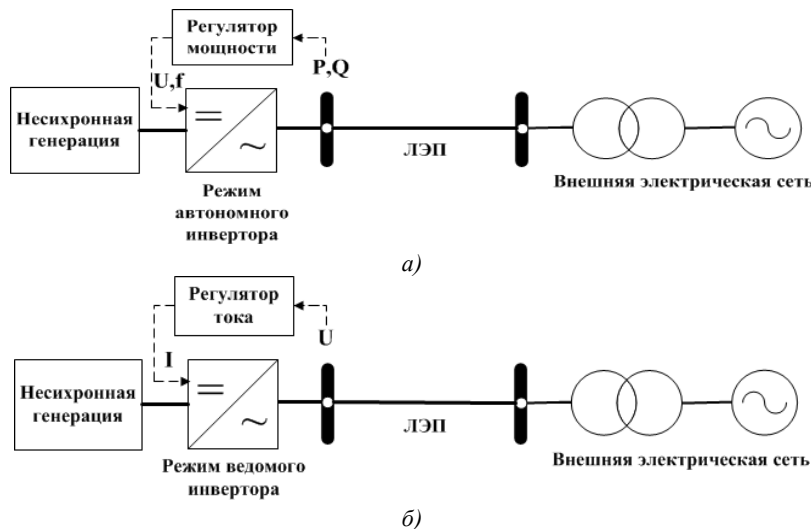


Рис. 2. Схема включения ЭГ в режиме: а) *Master* (источника напряжения); б) *Slave* (источника тока)

Если электрическая сеть *MiniGrid* является сетью переменного тока и подключена к внешней электрической сети, то все инверторы работают в режиме *Slave*. В этом режиме инверторы отслеживают напряжение в точке присоединения и выдают ток согласно с этим напряжением. При исчезновении напряжения инверторы отключаются. В автономном режиме один из инверторов должен быть переведен в режим *Master*, причем большое значение при этом имеют внутренние балансы активной и реактивной мощности [14,15].

Устойчивость режимов электроэнергетических систем

Устойчивость режима электроэнергетической системы (ЭЭС) является основой надежности энергосистем и электроснабжения потребителей. Она определяет устойчивоспособность ЭЭС, которая характеризует способность ЭЭС противостоять возмущениям без нарушения электроснабжения потребителей.

При исследовании устойчивости режимов ЭЭС принято использовать следующую классификацию видов устойчивости, исходя из характера процессов при ее нарушении и воздействий, вызывающих эти нарушения [16-17]:

- статическая устойчивость режима ЭЭС – способность системы сохранять текущее состояние или близкое к нему при малых возмущениях;
- статическая аperiodическая устойчивость режима ЭЭС – способность системы не допускать аperiodического увеличения отклонений её параметров от исходного состояния при малых возмущениях;
- статическая колебательная устойчивость режима ЭЭС – способность системы не допускать увеличения отклонений её параметров от исходного состояния в колебательном процессе при малых возмущениях;
- динамическая устойчивость режима ЭЭС – способность системы сохранять текущее состояние или близкое к нему при больших возмущениях;
- результирующая устойчивость режима ЭЭС – способность системы сохранять текущее состояние или близкое к нему при больших возмущениях, допуская нарушения устойчивости в переходном процессе.

Для систем с высокой долей распределенных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), имеющих негарантированную выработку электроэнергии и мощности, а также энергетические ячейки (*Mini* и *Microgrid*) в своем составе, целесообразно ввести дополнительное понятие устойчивости режима ЭЭС:

Системно устойчивый режим ЭЭС, имеющей в своем составе энергетические ячейки и источники негарантированной выработки электроэнергии – режим ЭЭС, в котором при малых или больших возмущениях, а также при нарушениях общего баланса устойчивость режима сохраняется в системе в целом, но при этом могут возникать нарушения устойчивости или их выделения из общей сети в тех ячейках, в которых

возникли возмущения, без их распространения на другие части ЭЭС.

Режимы и характеристики электронной генерации, влияющие на статическую апериодическую устойчивость ЭЭС

Пределы статической апериодической устойчивости ЭЭС существенно зависят от статических характеристик нагрузок и генерации, в т.ч. электронной.

Рассмотрим базовые режимы и первичные характеристики инверторов электронной генерации (ЭГ).

Режим А1

Инвертор электронной генерации работает в режиме «Slave» (источника тока) совместно с электронной генерацией, работающей в режиме «Master» (источника напряжения), или с синхронной генерацией, либо синхронно с активной электрической сетью. Система управления поддерживает постоянство выдаваемого тока.

Статические характеристики для режима А1 определяются следующим образом:

$$\begin{cases} I = \text{const}, & \text{если } |I| \leq I_{\text{доп.}} \text{ и } |U| < U_{\text{макс.}} \\ I = 0, & \text{если } |U| \geq U_{\text{макс.}} \end{cases}$$

На рис. 3 и 4 показаны зависимости токов от напряжения в точке подключения электронной генерации и соответствующие зависимости мощностей от напряжения, где $U_{\text{п.схр.}}$ – напряжение, ниже которого инвертор может потерять синхронизацию.

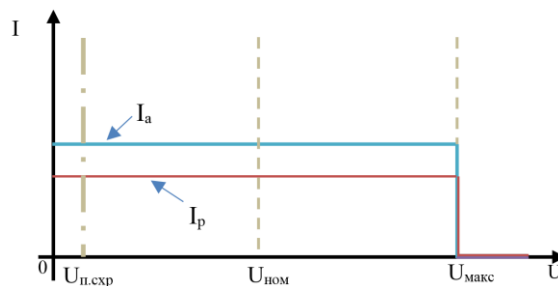


Рис. 3. Зависимости тока от напряжения при $I = \text{const}$ в режиме А1

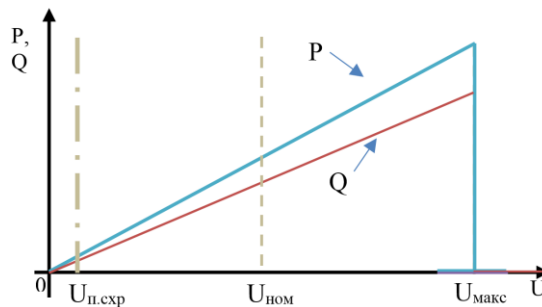


Рис. 4. Зависимости активной и реактивной мощностей от напряжения при $I = \text{const}$ в режиме А1

Режим А2

Инвертор электронной генерации работает совместно с синхронной генерацией или синхронно с активной электрической сетью аналогично режиму А1, однако, в данном режиме система управления поддерживает постоянство выдаваемых активной и реактивной мощностей.

Статические характеристики в режиме А2 определяются следующим образом:

$$\begin{cases} |S| = \text{const}, & \text{если } |I| \leq I_{\text{доп.}} \text{ и } |U| < U_{\text{макс.}} \\ \underline{S} = I_{\text{доп.}} * U, & \text{если } |I| \geq I_{\text{доп.}} \text{ и } |U| < U_{\text{макс.}} \\ \underline{S} = 0, & \text{если } |U| \geq U_{\text{макс.}} \end{cases}$$

На рис. 5 приведены зависимости активной и реактивной мощностей от напряжения при изменениях поведения инвертора в критических точках ($U_{\text{мин}} = S/I_{\text{доп.}}$, $|U| = U_{\text{макс.}}$).

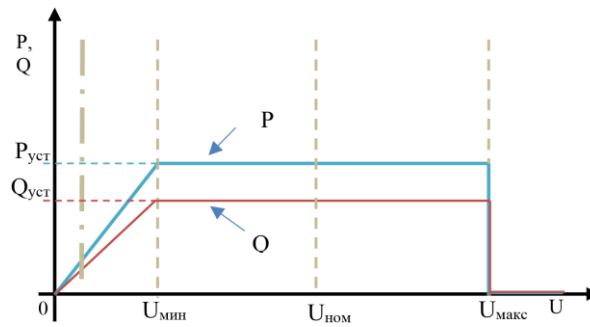


Рис. 5. Зависимости активной и реактивной мощностей от напряжения при $|S| = \text{const}$ в режиме A2

Режим В

В режиме В инвертор электронной генерации работает в ведущем режиме «Master», при этом возможна параллельная работа с другой(ими) электронной генерацией, но при условии ее работы в режиме A1 или A2 (ведомый режим «Slave»). Система управления автоматически поддерживает постоянные модуль, фазу и частоту выдаваемого напряжения.

Статические характеристики в режиме В определяются следующим образом:

$$\begin{cases} |U| = \text{const}, (U, \delta, f) = \text{const}, \text{ если } U < U_{\text{макс.}} \\ \underline{U} = 0, \text{ если } U \geq U_{\text{макс.}} \\ \underline{U} = 0, \text{ если } |I| \geq I_{\text{доп.}} \end{cases}$$

На рисунке 6 показана зависимость напряжения от тока инвертора.

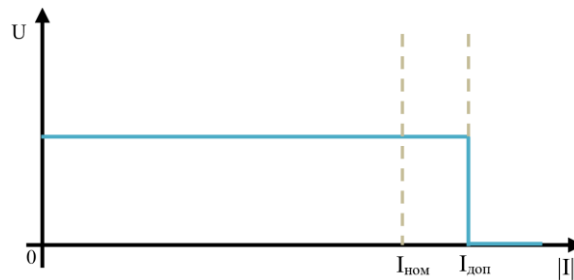


Рис. 6. Зависимость напряжения от тока инвертора в режим В

Статические характеристики инвертора как виртуального генератора

Под виртуальным генератором понимается источник электроэнергии, включенный в электрическую сеть переменного тока через инвертор, имитирующий динамические характеристики, а также, статизм по напряжению и частоте электрического генератора традиционного источника [14,15].

Инвертор в качестве виртуального генератора использует режим A2, причем, установка по активной мощности изменяется в зависимости от частоты, а по реактивной мощности в зависимости от напряжения.

Статическая характеристика для активной мощности определяется как $P_{\text{уст}} = P_0 - k \times \Delta f$ со следующими ограничениями:

$$\begin{cases} P_{\text{уст}} = P_{\text{макс}}, \text{ если } P_{\text{уст}} > P_{\text{макс.}} \\ P_{\text{уст}} = P_{\text{мин}}, \text{ если } P_{\text{уст}} < P_{\text{мин.}} \\ P = 0, \text{ если } f > f_{\text{макс.}} \text{ или } f < f_{\text{мин.}} \text{ (имитация отключения генератора от сети)} \end{cases}$$

На рис. 7 показана зависимость активной мощности от частоты тока.

Статическая характеристика для реактивной мощности определяется как $Q_{\text{уст}} = Q_0 - k \times \Delta U$, со следующими ограничениями:

$$\begin{cases} Q_{\text{уст}} = Q_{\text{макс}}, \text{ если } Q_{\text{уст}} > Q_{\text{макс.}} \\ Q_{\text{уст}} = Q_{\text{мин}}, \text{ если } Q_{\text{уст}} < Q_{\text{мин.}} \\ Q = 0, \text{ если } U > U_{\text{макс.}} \\ Q = I_{\text{доп.}} \cdot U, \text{ если } |I| \geq I_{\text{доп.}} \end{cases}$$

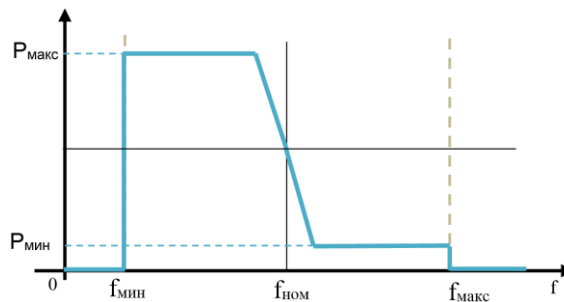


Рис. 7. Характеристика активной мощности регулируемой ЭГ

На рис. 8 показано изменение реактивной мощности в зависимости от напряжения.

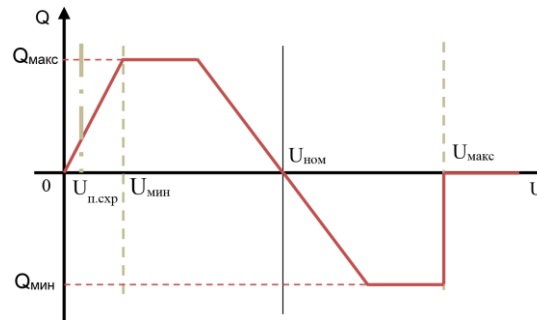


Рис. 8. Характеристика реактивной мощности по напряжению регулируемой электронной генерации (режим Виртуального генератора)

Недостатком представленных статических характеристик является их кусочная дифференцируемость, так как в критических точках производные величин равны бесконечности, что затрудняет расчет электроэнергетического режима и контроль его устойчивости.

Влияние электронной генерации на статическую устойчивость в схеме электропередачи с ее промежуточным подключением

Для оценки влияния электронной генерации на пределы по статической аperiodической устойчивости ЭЭС изначально обратимся к простейшей схеме электропередачи 35 кВ, изображенной на рис. 9.

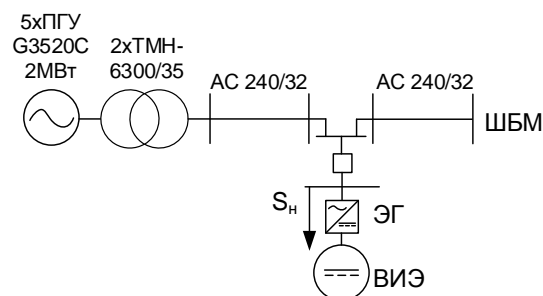


Рис. 9. Схема электропередачи с подключением электронной генерации в промежуточном узле нагрузки

Определим угловые характеристики синхронной генерации (СГ) в схеме при включенном и отключенном выключателе в узле нагрузки (нагрузка и электронная генерация одинаковой мощности). Нагрузку представим типовой статической характеристикой, а ЭГ будет работать либо в режиме поддержания постоянного тока, либо в режиме поддержания постоянной генерируемой мощности. Схемы замещения при включенной и отключенной нагрузке, а также ЭГ, показаны на рис. 10.

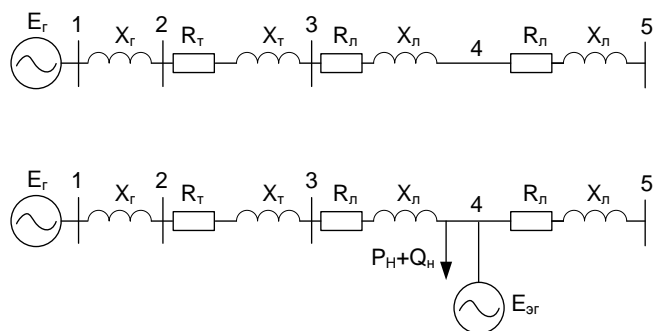


Рис. 10. Схемы замещения для определения угловых характеристик и пределов передаваемой мощности по статической аperiodической устойчивости

Параметры генераторов, трансформаторов и линий схемы замещения, а также типовые статические характеристики нагрузки приведены в табл.1-4.

Таблица 1

Параметры генераторов

Генератор	n	$P_{ном.}$ МВт	$\cos\varphi$	U_6 , кВ	T_j , с	X_d , Ом	X'_d , Ом	X''_d , Ом	X_q , Ом	T_{d0} , с
G3520C	5	1,98	0,8	10,5	3	23,2	2,21	1,83	12,65	4,92

Таблица 2

Параметры трансформаторов

Трансформатор	n	$S_{ном}$	$U_{вн}$	$U_{нн}$	$P_{кз\text{ вн-нн}}$	$P_{хх}$	$U_{кз}$, %
							вн-нн
		МВА	кВ	кВ	кВт	кВт	%
ТМН-6300/35	2	6,3	35	11	46,5	9,25	7,5

Таблица 3

Параметры линий

Линия	Тип провода	n	Длина	r_0	x_0	R	X
			км	Ом/км	Ом/км	Ом	Ом
Линия 1,2	АС 240/32	1	100	0,118	0,406	1,062	3,654

Таблица 4

Параметры характеристик нагрузки

№	Вид характеристик	a_0	a_1	a_2
1	Типовая характеристика активной мощности	0,83	-0,3	0,47
	-	b_0	b_1	b_2
2	Типовая характеристика реактивной мощности на стороне 6 – 10 кВ	4,9	-10,1	6,2
3	Типовая характеристика активной мощности на стороне 110 – 220 кВ	3,7	-7	4,3

Для определения угловых характеристик и предела по статической устойчивости СГ производилось утяжеление режима в Программно-вычислительном комплексе «Mustang» путем увеличения загрузки СГ при работе с ЭГ разной мощности, а также путем увеличения нагрузки схемы.

Характерных зависимости представлены на рис. 11, 12, 13.

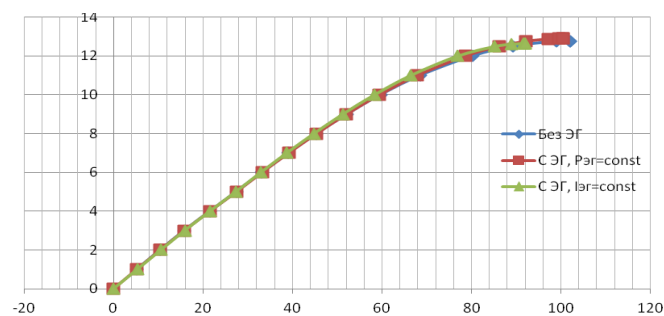


Рис. 11. Угловые характеристики СГ совместно и без ЭГ мощностью 10 МВт

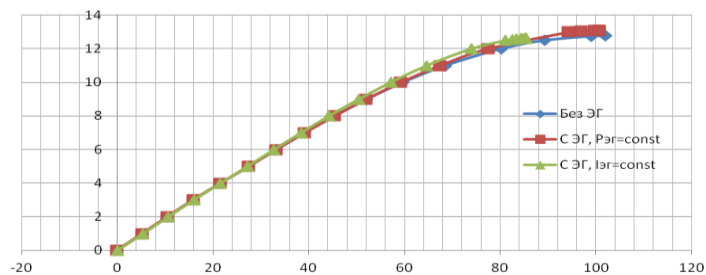


Рис. 12. Угловые характеристики СГ совместно и без ЭГ мощностью 20 МВт

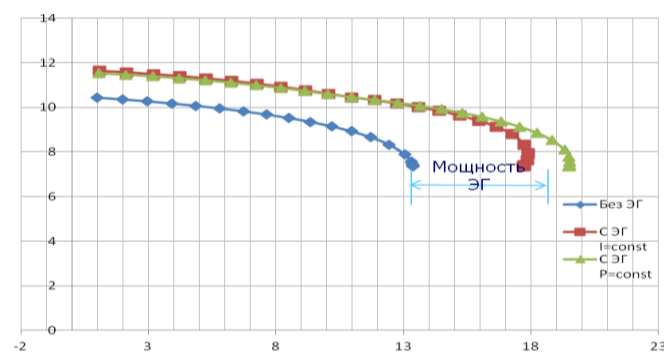


Рис. 13. Зависимость напряжения в точке подключения нагрузки от величины нагрузки

На рис. 11, можно увидеть влияние режимов ЭГ на угловые характеристики мощности и пределы по статической устойчивости режима параллельной работы генераторов и приемной системы.

На рис. 13 можно увидеть влияние режимов ЭГ предельную нагрузку сети в промежуточной точке по условию критического снижения напряжения.

Как следует из представленных графиков, ЭГ в целом оказывает положительное влияние на статическую устойчивость ЭЭС. При этом для повышения устойчивости параллельной работы генераторов в ЭЭС предпочтительны режимы ЭГ с поддержанием постоянства выдаваемой мощности, а для предотвращения критических снижений напряжения – постоянства выдаваемых токов.

Исследование влияния электронной генерации на устойчивость сложной электроэнергетической системы (MacroGrid)

Исследование влияния электронной генерации на статическую аperiodическую устойчивость проводилось на примере электроэнергетической системы Монголии. Варьировались, как сами статические характеристиками, так и места размещения электронной генерации в схеме энергосистемы. В качестве показателей использовались предельные по статической устойчивости перетоки в основных сечениях электрической, получаемые путем утяжеления режима по траектории, соответствующей наименьшей предельной передаваемой мощности.

Для ЭЭС Монголии существует системная задача по размещению возобновляемых источников энергии (ВИЭ), исходя из системных свойств энергосистемы, и, если рассматривать размещение электронной генерации как системную задачу, то возникает вопрос о том, в каких районах сети предпочтительно размещение ВИЭ.

В качестве расчетной схемы для определения влияния ЭГ на пределы передаваемой мощности по основным сечениям электрической сети была использована схема энергосистемы Монголии (рис.14).

Расчетная схема Монгольской ЭЭС содержит основную сеть напряжением

(35 – 220) кВ, межсистемную связь (Россия-Монголия) 220 кВ, кольцевые сети 110 кВ крупных городов Монголии, распределительную сеть 35 кВ. Красным цветом обозначены линии и шины номинальным напряжением 220 кВ, синим – 110 кВ, зеленым – 35 кВ. Электрические нагрузки определены на основе балансов мощности и электроэнергии Монгольской энергосистемы с учетом прогноза максимумов нагрузки. Загрузка электростанций соответствует режиму максимума нагрузки.

Ниже представлены результаты для двух сечений сети.

Сечение №1 является главной связью ЭЭС Монголии с Единой энергетической системы России (ЕЭС России) (Рис. 15). Его особенностью является поддержание баланса мощности ЭЭС Монголии за счет обмена мощностью с ЕЭС России. Средний переток мощности составляет около 110 МВт.

Расчеты потокораспределения выполнялись с использованием программного комплекса «АНАРЭС», предназначенного для решения задач по планированию и анализу режимов электрических сетей и систем.

Определение предельного по статической аperiodической устойчивости перетока для сечения №1

Утяжеление производилось увеличением нагрузки в районе 3. Первоначальная нагрузка в утяжеляемом узле составляет $185+j82$ МВА. Мощность нерегулярных колебаний 25 МВт. Предельные перетоки в результате утяжеления для сечения 1 при двух включенных в сечении цепях линии представлены в табл. 5.

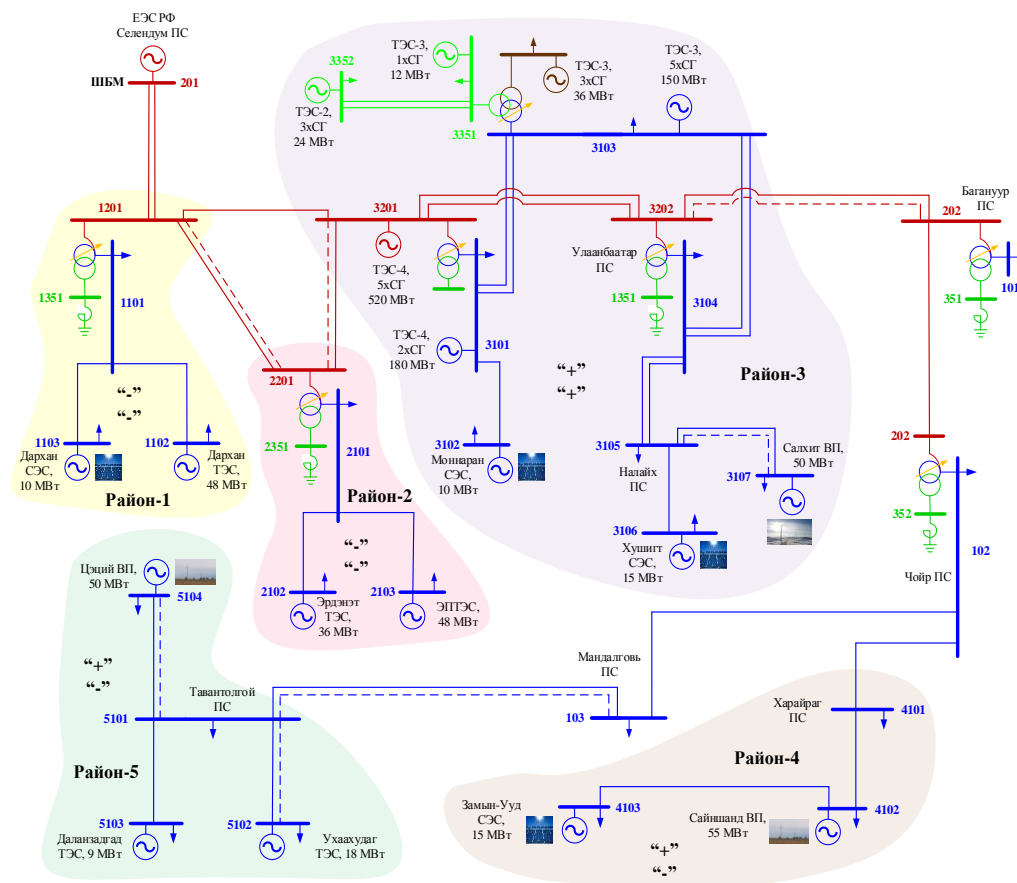


Рис. 14. Расчетная схема эквивалента Монгольской электроэнергетической системы

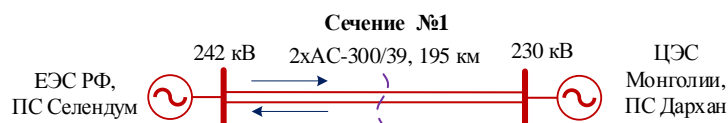


Рис. 15. Сечение по связям с РФ

Сечение №2 (Рис. 16) относится к дефицитной по активной и реактивной мощности и электроэнергии части энергосистемы (Район 2), поэтому в этом сечении переток мощности, в основном, направлен в сторону подстанции ПС Эрдэнэт.

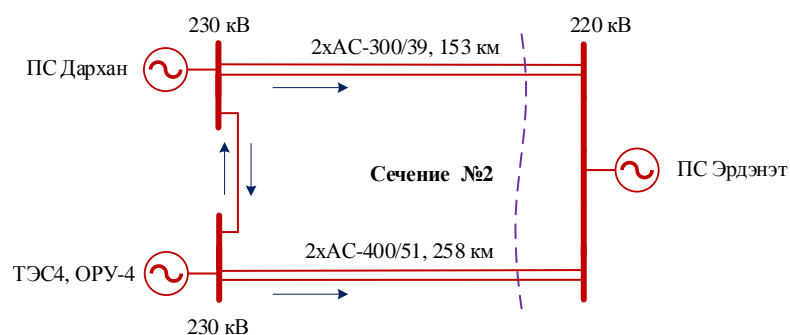


Рис. 16. Сечение по связям с районом 2

Таблица 5

Результаты расчета предельных режимов для сечения 1

№	Рассматриваемые варианты	Причина расходимости решения УУР	Увеличение суммарной нагрузки в утяжеленном районе, МВА	Загрузка сечения в исходном нормальном режиме, МВА	Предел передаваемой мощности, МВт
1	Без учета ВИЭ	По предельной мощности	$259+j116$	$190-j24$	527
2	С учетом существующего размещения ВИЭ	По снижению напряжения	$376+j169$	$55-j12$	514
3	Изменение расположения ВИЭ	По снижению напряжения	$380+j171$	$63-j13$	540

Определение предельного по статической аperiodической устойчивости перетока для сечения №2

Утяжеление производилось увеличением нагрузки в районе 2. Первоначальная нагрузка в утяжеляемом узле составляет $165+j55$ МВА. Предельные перетоки в результате утяжеления для сечения 2 представлены в табл. 6.

Таблица 6

Результаты расчета предельных режимов для сечения 2

№	Рассматриваемые варианты	Причина расходимости решения УУР	Увеличение суммарной нагрузки в утяжеляемом районе, МВА	Загрузка сечения в исходном нормальном режиме, МВА	Предел передаваемой мощности, МВт
1	Без учета ВИЭ	По снижению напряжения	$282+j127$	$146-j38$	459
2	С учетом существующего размещения ВИЭ	По снижению напряжения	$282+j127$	$146-j42$	460
3	Изменение расположения ВИЭ	По снижению напряжения	$443+j199$	$22-j41$	498

При расчете предельных режимов и моделировании ВИЭ, расположенных распределено по всей энергосистеме Монголии, предел передаваемой мощности существенно не изменился. При размещении ВИЭ концентрированно в утяжеляемом районе предельный переток мощности увеличился по первому расчетному сечению на 2,5%, а по второму на 8%.

Из этого следует, что целенаправленное размещение электронной генерации в

энергосистеме положительно влияет на сетевые ограничения, а пределы по устойчивости зависят не только от статических характеристик, но и от расположения подключенной электронной генерации.

Заключение

В проведенных исследованиях выполнен анализ влияния размещения, режимов и характеристик электронной генерации на статическую апериодическую устойчивость электроэнергетической системы на примере, как простых, так и сложных энергосистем. В существующей практике при расчете режимов энергосистем статические характеристики электронной генерации задаются разработчиками оборудования, при этом не учитываются условия их работы в энергосистеме, в том числе влияние на устойчивость режима. Определены условия совместимости характеристик электронной генерации с внешней энергосистемой. В статье показано, что положительное влияние на устойчивость параллельной работы синхронных частей электроэнергетической системы оказывают режимы электронной генерации с поддержанием заданной мощности, в том числе с требуемым статизмом. Режимы электронной генерации с поддержанием постоянства тока полезны в районах, опасных по недопустимому по условию устойчивости режима энергосистемы снижению напряжения. Концентрированное размещение электронной генерации в дефицитных районах энергосистемы повышает устойчивость режимов и пропускную способность электрической сети, однако, если эта генерация имеет стохастический характер, то снижается балансовая устойчивость режима электроэнергетической системы.

Литература

1. Фишов А.Г., Ландман А.К., Сердюков О.В. SMART технологии для подключения к электрическим сетям и управления режимами малой генерации // Материалы 8 Международной молодежной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи - 2017»; 02-06 октября 2017 г., Самара. С. 27-34.
2. Марченко А.И., Фишов А.Г., Дронова Ю.В. Моделирование и анализ системных эффектов от присоединения малой генерации к электрическим сетям // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы 21 Всероссийской. научно-технической конференции, Томск, 2-4 дек. 2015, Т.1, г.Томск : Скан, 2015. С. 176-179.
3. Caballero V., Vernet D., Zaballos A., et al. Prototyping a web-of-energy architecture for smart integration of sensor networks in smart grids domain // Sensors (Switzerland). 2018.V.18, N.5. doi: 10.3390/s18020400
4. Ghasempour A. Internet of things in smart grid: Architecture, applications, services, key technologies, and challenges // Inventions. 2019. V.4, N1. doi: 10.3390/inventions4010022
5. Cao Y. A comprehensive review of Energy Internet: basic concept, operation and planning methods, and research prospects // J. Mod. Power Syst. Clean Energy. 2018. V.6, N3. pp. 399-411. doi: 10.1007/s40565-017-0350-8
6. Saleem Y., Crespi N., Rehmani M. H., et al. Internet of Things-Aided Smart Grid: Technologies, Architectures, Applications, Prototypes, and Future Research Directions // IEEE Access. 2019. V.7. pp. 62962–63003. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2913984
7. Марченко А.И., Денисов В.В., Мурашкина И.С. Средства и способы управления параллельной работой электрической станиц малой генерации с электрической сетью // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2019. №1(74). С. 77–90. doi: 10.17212/1814-1196-2019-1-77-90.
8. Zhou Y., Ni W., Zhu Z. Architecture of Energy Internet and Its Technologies in Application Reviewed // J. Clean Energy Technol. 2017. V.5, N4. pp. 320–327. doi: 10.18178/jocet.2017.5.4.391
9. Wu F.F., Varaiya P.P., Hui R.S. Smart Grids with Intelligent Periphery: An Architecture for the Energy Internet // Engineering. 2015.V.1, N4. pp. 436–446. doi: 10.15302/J-ENG-2015111
10. Mao D., Cao X., Han X., et al. Routing Architecture of Software Defined Energy Internet // IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci. 2018. V.192, N1. doi: 10.1088/1755-1315/192/1/012067
11. Исмаилов Ф.Р., Шарифов Б.Н., Гайзинз Б.М. и др. Исследование параллельной работы солнечной электростанции с сетью // Вестник УГАТУ. 2016. Т. 20. № 4 (74). С. 71-79.
12. Zharkov M.A., Bachurin P.A., Kharitonov S.A., et al. Experiment results of laboratory tests of electrical starting system powered by a DC source // Proceedings of the 17 international conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices, EDM 2016; 30 June – 4 July 2016; Altai, Erlagol, Novosibirsk:NSTU; 2016. pp. 623-627 doi: 10.1109/EDM.2016.7538810.
13. Miveh M.R., Rahmat M.F., Ghadimi A. Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. pp. 1592-610.

14. Цифровая энергетика: видение, практики, технологии : Информационно-аналитические работы 2018 г. Инфраструктурный Центр EnergyNet. 2018. 224 с.

15. D'Arco S., Suul J.A., Fossob O.B. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids // Electric Power Systems Research, May 2015. V.122. pp. 180-197. doi: doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.001

16. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М: Энергия, 1979. 456 с.

17. Armeev D.V., Chuvashhev R. Stability operation of grid connected inverter // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 114: Energy Systems Research 2019 : intern. conf. of young scientists. Art. 04003 (4 p.). doi: 10.1051/e3sconf/201911404003 .

Авторы публикации

Фишов Александр Георгиевич – д-р техн. наук, профессор кафедры Автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирский государственный технический университет.

Мурашкина Инна Сергеевна – аспирант, Новосибирский государственный технический университет.

Марченко Андрей Иванович – заведующий сектором диссертационных советов Отдела подготовки кадров высшей квалификации, Новосибирский государственный технический университет.

Энхсайхан Эрдэнэбат – аспирант, Новосибирский государственный технический университет.

Ивкин Ефим Сергеевич – аспирант, Новосибирский государственный технический университет.

References

1. Fishov AG, Landman AK, Serdyukov OV. SMART tekhnologii dlya podklyucheniya k elektricheskim setyam i upravleniya rezhimami maloi generatsii. *Materialy 8 Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchno-tekhnikeskoi konferentsii «Energetika glazami molodezhi 2017»*; 02–06 oktyabrya 2017, Samara Russia. 2017 pp. 27–34.

2. Marchenko AI, Fishov AG, Dronova YuV. Modelirovanie i analiz sistemnykh effektiv ot prisoedineniya maloi generatsii k elektricheskim setyam. *Energetika: effektivnost', nadezhnost', bezopasnost' : materialy 21 Vserossiiskoi. nauchno-tekhnikeskoi konferentsii, 2-4 dek. 2015, Tomsk, Russia, 2015.* pp. 176-179.

3. Caballero V, Vernet D, Zaballo A, et al. Prototyping a web-of-energy architecture for smart integration of sensor networks in smart grids domain. *Sensors (Switzerland)*. 2018;18(5). doi: 10.3390/s18020400.

4. Ghasempour A. Internet of things in smart grid: Architecture, applications, services, key technologies, and challenges. *Inventions*. 2019; 4(1). doi: 10.3390/inventions4010022.

5. Cao Y. A comprehensive review of Energy Internet: basic concept, operation and planning methods, and research prospects. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2018;6(3):399-411. doi: 10.1007/s40565-017-0350-8.

6. Saleem Y, Crespi N, Rehmani MH, et al. Internet of Things-Aided Smart Grid: Technologies, Architectures, Applications, Prototypes, and Future Research Directions. *IEEE Access*. 2019;7:62962–63003. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2913984

7. Marchenko AI, Denisov VV, Murashkina IS. Sredstva i sposoby upravleniya parallel'noi rabotoi elektricheskoi stantsii maloi generatsii s elektricheskoi set'yu. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2019;1(74):77-90. doi: 10.17212/1814-1196-2019-1-77-90.

8. Zhou Y, Ni W, Zhu Z. Architecture of Energy Internet and Its Technologies in Application Reviewed. *J. Clean Energy Technol*. 2017;5(4):320-327. doi: 10.18178/jocet.2017.5.4.391

9. Wu FF, Varaiya PP, Hui RS. Smart Grids with Intelligent Periphery: An Architecture for the Energy Internet. *Engineering*. 2015;1(4): 436-446. doi: 10.15302/J-ENG-2015111

10. Mao D, Cao X, Han X, et al. Routing Architecture of Software Defined Energy Internet. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci*. 2018; 192(1). doi: 10.1088/1755-1315/192/1/012067

11. Ismailov FR, SHarifov BN, Gayzinz BM, et al. Issledovanie parallel'noy raboty solnechnoy elektrostantsii s set'yu. *Vestnik UGATU*. 2016;20:4 (74):71-79.

12. Zharkov MA, Bachurin PA, Kharitonov SA., et al. Experiment results of laboratory tests of electrical starting system powered by a DC source. *The 17 international conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices, EDM 2016; 30 June – 4 July 2016; Altai, Erlagol,*

Novosibirsk: NSTU; 2016. pp. 623-627 doi: 10.1109/EDM.2016.7538810.

13. Miveh MR, Rahmat MF, Ghadimi A. Control techniques for three-phase four-leg voltage source inverters in autonomous microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016; pp. 1592-1610.

14. *Tsifrovaya energetika: videnie, praktiki, tekhnologii : Informatsionno-analiticheskie raboty* 2018 g. Infrastrukturnyi Tsentr EnergyNet. 2018.

15. D'Arco S, Suul JA, Fossob OB. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. *Electric Power Systems Research*, May 2015; 122:180-197. doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.001

16. Zhdanov PS. Voprosy ustoichivosti elektricheskikh sistem. M: Energiya, 1979.

17. Armeev DV, Chuvashov R. Stability operation of grid connected inverter. *E3S Web of Conferences*. 2019; 114: Energy Systems Research 2019: Art. 04003 (4 p.). doi: 10.1051/e3sconf/201911404003 .

Authors of the publication

Alexander G. Fishov – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia Email: fishov@ngs.ru.

Inna S. Murashkina – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. Email: murashkinainna@yandex.ru.

Andrey I. Marchenko – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia Email: andrey1991@ngs.ru.

Enkhsayhan Erdenebat – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Efim S. Ivkin – Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia.

Поступила в редакцию

04.02.2020г.