

УДК 621.311.24

DOI 10.46960/2658-6754_2022_3_79

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОБЪЕКТОВ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОРАЙОНА СО СЛАБЫМИ СВЯЗЯМИ

П.И. Круглыхин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
e-mail: pik5@tpu.ru

Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
ORCID: 0000-0002-8975-2748 e-mail: hecn@tpu.ru

В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
ORCID: 0000-0002-6181-2497 e-mail: ver3@tpu.ru

А.С. Васильев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
ORCID: 0000-0003-0048-9240 e-mail: vasilevas@tpu.ru

Развитие электроэнергетической отрасли связано с внедрением объектов солнечной энергетики. Однако их функционирование изменяет и усложняет процессы в электроэнергетической системе, что определяет необходимость проведения ряда исследований. Представлены результаты исследований утяжеления нормального и послеаварийного режимов работы электроэнергетической системы с внедрением разной доли установленной мощности солнечной генерации, определены коэффициенты запаса статической устойчивости по мощности и напряжению, оценены демпфирующие свойства электроэнергетической системы на основании расчета коэффициента степени демпфирования переходного процесса.

Ключевые слова: анализ, демпфирование, моделирование, солнечная электростанция, устойчивость, электроэнергетическая система.

Для цитирования: Круглыхин П.И., Уфа Р.А., Рудник В.Е., Васильев А.С. Оценка влияния объектов солнечной генерации на устойчивость энергорайона со слабыми связями // Интеллектуальная Электротехника. 2022. № 3. С. 79-99. DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_79

ASSESSING THE IMPACT OF SOLAR GENERATION FACILITIES ON SUSTAINABILITY OF ENERGY DISTRICT WITH WEAK LINKS

P.I. Kruglykhin

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
e-mail: pik5@tpu.ru

R.A. Ufa

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
ORCID: 0000-0002-8975-2748 e-mail: hecn@tpu.ru

V.E. Rudnik

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
ORCID: 0000-0002-6181-2497 e-mail: ver3@tpu.ru

A.S. Vasiliev

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
ORCID: 0000-0003-0048-9240 e-mail: vasilivas@tpu.ru

Abstract: The development of the electric power industry is associated with the introduction of solar energy facilities. However, the functioning of such facilities changes and complicates the processes in the electric power system, which determines the need for a number of studies and analysis. The results of research on the weighting of normal and post-emergency modes of operation of the electric power system with the introduction of different shares of the installed capacity of solar generation are presented, the coefficients of the static stability reserve by power and voltage are determined, the damping properties of the electric power system based on the calculation of the transient damping degree factor are evaluated.

Keywords: analysis, damping, modeling, solar power plant, stability, electric power system.

For citation: P.I. Kruglykhin, R.A. Ufa, V.E. Rudnik and A.S. Vasiliev, “Assessing the impact of solar generation facilities on sustainability of energy district with weak links”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 79-99, 2022.
DOI: 10.46960/2658-6754_2022_3_79

1. Введение

В структурах современных энергосистем все большее значение приобретают системы выработки электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1, 2], в частности, солнечной. Доля установленной мощности солнечных электростанций (СЭС) в целом в мире, согласно отчету *Global Market Outlook*, в 2020 г. была увеличена на 138,2 ГВт, а в 2022 г. планируется увеличение еще на 203 ГВт [3-5].

Схема СЭС предполагает подключение к сети через статический преобразователь напряжения (СПН). При этом, ввиду отсутствия вращающихся частей, увеличение установленной мощности объектов генерации с СПН приводит к снижению совокупной (физической) инерции, что, в свою очередь, приводит к изменению процессов в электроэнергетической системе (ЭЭС), его частотного спектра и возникновению колебаний, в частности, низкочастотных колебаний (НЧК), параметры и траектория изменения которых отличны от НЧК в традиционных ЭЭС [6-8]. Кроме этого, авторами [9, 10] обозначена проблема адекватного воспроизведения колебаний, в том числе, в «слабых» ЭЭС, характеризующихся малой величиной мощности короткого замыкания. Проблема обусловлена тем, что традиционная настройка системы автоматического управления СПН объектов ВИЭ, используемая для «сильных» сетей, оказывается неудовлетворительной в случае «слабых», приводя к возникновению незатухающих колебаний различной частоты [11]. Однако, как было показано выше, использование СПН в схемах ВИЭ, с одной стороны, отрицательно влияет на функционирование ЭЭС, но с другой – открывает новые возможности. Так, СПН обеспечивает быстроедействие и независимое регулирование частоты и напряжения (функционирование в четырех квадрантах диаграммы мощности), «гибкое» регулирование режимных параметров ЭЭС [12-14], что значительно расширяет степень управляемости и эффективности применения объектов ВИЭ в целом. Все это определяет необходимость в проведении анализа работы ЭЭС с объектами ВИЭ с СПН [15, 16]. Схемы на базе СПН имеют ряд потенциальных преимуществ по сравнению с «традиционными» схемами на базе преобразователей тока: высокое быстроедействие регулирования активной и реактивной мощности, в том числе, независимого, т.е. функционирование во всех четырех квадрантах диаграммы мощности; возможность работы в несимметричной сети, например, во время неисправности сети переменного тока или при наличии существенно несимметричных нагрузок с возможностью ее симметрирования; применимость в слабых сетях переменного тока и сетях с пассивными нагрузками. СПН также обеспечивает лучшую электромагнитную совместимость, снижающую требования к пассивным фильтрам, и возможность активной фильтрации высших гармоник.

В рамках данной работы рассматривается участок энергорайона Восточной Сибири, что обусловлено характерной для него проблемой дефицита мощности: низкой мощностью Мамаканской гидроэлектростанции, а также ограничениями в перетоке мощностей из объединенной энергосистемы Сибири и из соседних ЭЭС, так как существующие электрические сети (вдоль Байкало-Амурской магистрали) работают на пределе пропускной способности. Кроме этого, рассматриваемый участок сети располагается в зоне со значительной солнечной радиацией, поэтому данный энергорайон является наглядным примером, в рамках которого внедрение СЭС позволит решить существующие проблемы дефицита мощности и повысить устойчивость исследуемого энергорайона.

Представлены результаты анализа влияния СЭС на пределы по статической аперiodической и колебательной устойчивости.

II. Описание исследуемой энергосистемы

Рассматриваемая схема исследуемого энергорайона (рис. 1) представляет собой фрагмент энергосистемы Восточной Сибири, где планируется внедрение СЭС, структурная схема которой представлена на рис. 2.

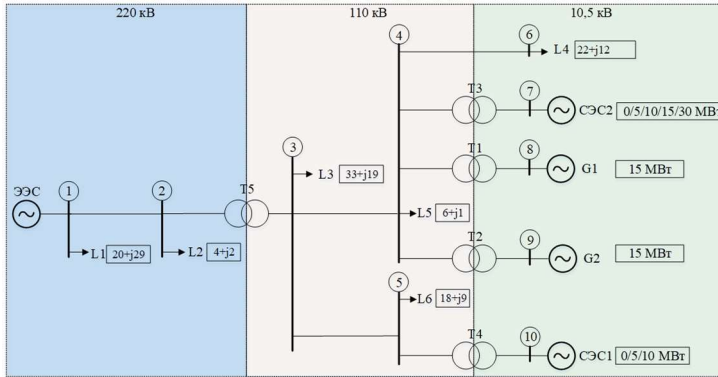


Рис. 1. Тестовая схема ЭЭС с СЭС

Fig.1. Test circuit of electric power system with solar power plant

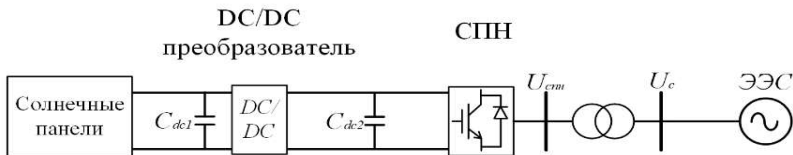


Рис. 2. Структурная схема СЭС

Fig. 2. Structural diagram of solar power plant

На основе имеющихся данных телесигналов и телеизмерений оперативно-информационного комплекса нормальной электрической схемы (для зимнего режима при работе двух гидроагрегатов), ее базы данных параметров оборудования и настроек технологической автоматики было воспроизведено исходное схемно-режимное состояние моделируемого энергорайона. Отметим, что внедрение СЭС позволяет решить проблемы дефицитного энергорайона и является одним из возможных решений по повышению надежного и устойчивого электроснабжения потребителей. Рассматриваются варианты подключения СЭС в узлы № 7 и 10, что обосновано подходящими климатическими условиями [17]: район расположен вблизи зоны максимальной интенсивности солнечного излучения. В соответствии с рис. 2, в программно-вычислительном комплексе *EUROSTAG* была реализована модель СЭС, которая включает блоки моделирования солнечных элементов (СЭ), *DC/DC* преобразователя, цепи постоянного тока, а также СПН [18] (рис. 3).

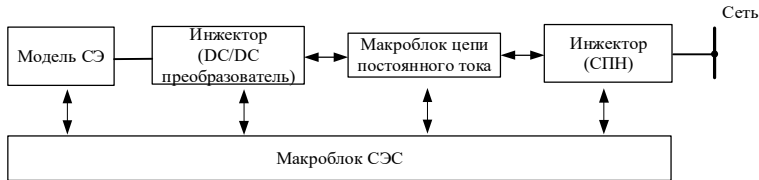


Рис. 3. Структурная схема модели СЭС

Fig. 3. Structural diagram of the solar power plant model

Модель СЭ реализована следующим уравнением:

$$I_C = I_\Phi - I_{01} \left(\exp \left[\frac{q(U_C + I_C R_{II})}{A_1 k T} \right] - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left[\frac{q(U_C + I_C R_{II})}{A_2 k T} \right] - 1 \right) - \frac{U_C + I_C R_{II}}{R_{III}}, \quad (1)$$

где: I_{01} – ток, протекающий через неидеальный p - n переход; I_{02} – обратный ток насыщения, определяемый рекомбинацией в области объемного заряда p - n перехода; A_1 – фактор идеальности вольт-амперной характеристики (ВАХ) диода при I_{01} ; A_2 – фактор идеальности ВАХ диода при I_{02} ; I_Φ – фототок, A ; I_C – рабочий ток (ток нагрузки), A ; U_C – рабочее напряжение (напряжение нагрузки), B ; q – заряд электрона ($1,602 \cdot 10^{-19}$ Кл); k – постоянная Больцмана ($1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К); T – температура солнечного элемента, в градусах Кельвина; R_{III} – шунтирующее сопротивление; R_{II} – последовательное сопротивление.

Согласно описанию программно-вычислительного комплекса *EUROSTAG* [19, 20], модель СПН реализуется посредством фиктивного, не имеющего физических аналогов, управляемого инжектора, который вво-

дит в узел подключения дополнительный ток. Управление инжектором, а, соответственно, моделирование системы автоматического управления СПН и СЭС в целом, осуществляется посредством макроблоков.

III. Экспериментальная часть

Оценка статической апериодической устойчивости.

В практических расчетах статической устойчивости ЭЭС для нахождения предела статической устойчивости используется метод последовательного утяжеления режима, суть которого заключается в последовательном увеличении загрузки контролируемого сечения до того момента, когда итерационный процесс перестает сходиться. Определенное методом утяжеления значение предела передаваемой мощности по связи в нормальном режиме ($P_{\text{пр}}^{\text{H}}$), используется в дальнейшем для расчета коэффициента запаса статической устойчивости.

Для расчета коэффициента запаса статической устойчивости нормального режима ($K_{\text{р}}^{\text{H}}$), помимо определенного значения ($P_{\text{пр}}^{\text{H}}$), используются значение перетока мощности по контролируемому сечению в нормальном режиме (до утяжеления) (P_{H}), а если контролируемое сечение представляет собой относительно слабую связь, то и величину нерегулируемых колебаний потока мощности (ΔP_{HK}).

$$K_{\text{р}}^{\text{H}} = \frac{P_{\text{пр}}^{\text{H}} - P_{\text{H}} - \Delta P_{\text{HK}}}{P_{\text{пр}}^{\text{H}}}, \quad (2)$$

Рассчитанный коэффициент запаса статической устойчивости нормального режима сравнивается с нормированным значением, которое регламентируется требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок [21, 22], и для нормальных режимов должно быть не менее 0,2. Если $K_{\text{р}}^{\text{H}}$ оказывается меньше нормированного значения, делаются рекомендации его увеличению. Предел передаваемой мощности по условию обеспечения статической устойчивости для контролируемого сечения в послеаварийном режиме $P_{\text{пр}}^{\text{П/ав}}$ определяется таким же образом, что и для нормального установившегося режима.

По величине предельной передаваемой мощности определяется коэффициент запаса статической устойчивости послеаварийного режима ($K_{\text{р}}^{\text{П/ав}}$). Полученное значение $K_{\text{р}}^{\text{П/ав}}$ должно быть не меньше нормативной величины, равной 0,08. Статическая устойчивость не обеспечивается, если $K_{\text{р}}^{\text{П/ав}}$ меньше нормативного значения. Для утяжеления выбрано самое нагруженное сечение дефицитного района – ветвь между узлами № 3 и 5 (двухцепная линия электропередач (ЛЭП) 110 кВ). При этом рассматривается случай подключения только СЭС1. Утяжеление режима производи-

лось для 6-ти сценариев с постепенным увеличением величины мощности СЭС и нагрузки:

- 1) без внедрения СЭС1;
- 2) с внедрением СЭС1 мощностью 5 МВт;
- 3) с внедрением СЭС1 мощностью 10 МВт;
- 4) с отключением одной параллельной ЛЭП (ветвь между 3-им и 5-ым узлами) без добавления СЭС1;
- 5) аналогичный 4-му сценарий, но с внедрением солнечной генерации мощностью 5 МВт;
- 6) аналогичный 4-му сценарий, но с внедрением солнечной генерации мощностью 10 МВт.

Дополнительно отметим, что выходная мощность СЭС не изменяется на рассматриваемых временных интервалах. Величина нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении определяется на основе активных мощностей потребления энергосистемы с каждой из сторон рассматриваемого сечения P_{H1} , P_{H2} и коэффициента, характеризующего способ регулирования перетока активной мощности в контролируемом сечении K (коэффициент принимается равным 0,75, как при автоматическом регулировании или ограничении перетока активной мощности в контролируемом сечении) [23].

$$\Delta P_{HK} = K \sqrt{\frac{P_{H1} - P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}. \quad (3)$$

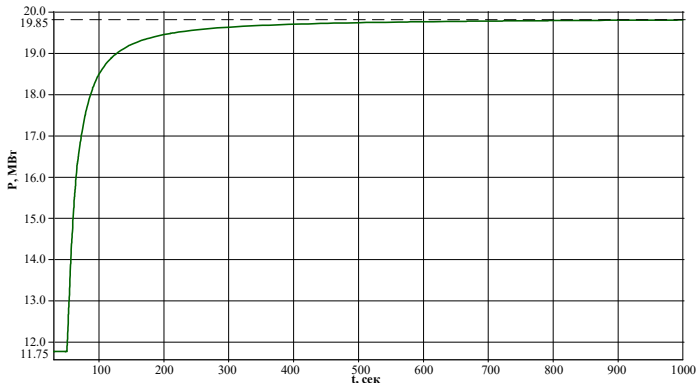


Рис. 4. Переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления без внедрения СЭС

Fig. 4. Power flow through the first circuit of the 110 kV transmission line (branch 3-5) as a result of weighting without the introduction of solar power plant

На рис. 4 приведен переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления без внедрения СЭС предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{H}} = 19,85$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{H}} = 11,75$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом перетока по второй цепи будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{H}} = \frac{39,7 - (23,5 + 3,41)}{39,7} = 0,32. \quad (4)$$

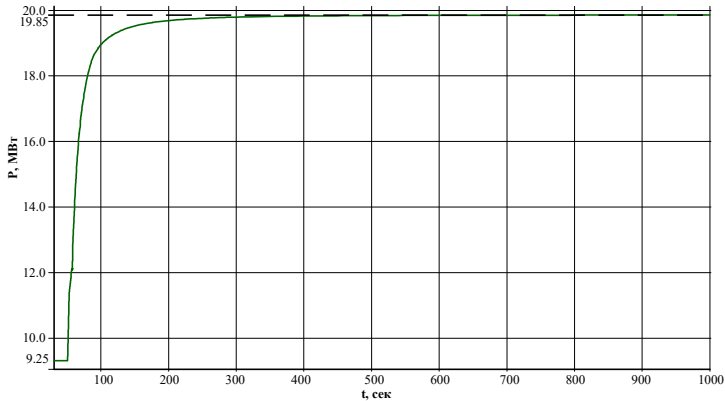


Рис. 5. Переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с внедрением СЭС мощностью 5 МВт

Fig. 5. Power flow through the first circuit of the 110 kV power transmission line (branch 3-5) as a result of weighting with the introduction of solar power plant with a capacity of 5 MW

На рис. 5 приведен переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с внедрением СЭС мощностью 5 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{H}} = 19,85$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{H}} = 9,25$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом перетока по второй цепи будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{H}} = \frac{39,7 - (18,5 + 3,41)}{39,7} = 0,45. \quad (5)$$

В результате утяжеления с внедрением СЭС мощностью 10 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным

$P_{\text{ПР}}^{\text{Н}} = 20$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{Н}} = 6,45$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом перетока по второй цепи будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{Н}} = \frac{40 - (12,9 + 3,41)}{40} = 0,59. \quad (6)$$

Рассмотрим послеаварийный режим, в котором отключена одна цепь ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5). В результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП без внедрения СЭС предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} = 23,6$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{П/ав}} = 22,25$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости с учетом величины нерегулярных колебаний будет равен отрицательному значению, значит, требование к устойчивости энергосистемы на данном сечении в части коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности не выполняется.

На рис. 6 приведен переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП с внедрением СЭС мощностью 5 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} = 24,77$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{П/ав}} = 18,85$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{П/ав}} = \frac{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} - (P^{\text{П/ав}} + \Delta P_{\text{НК}})}{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}}} = \frac{24,77 - (18,85 + 3,41)}{24,77} = 0,1. \quad (7)$$

В результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП с внедрением СЭС мощностью 10 МВт предел передаваемой мощности в данном случае оказался равным $P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} = 26,0$ МВт, а номинальное значение передаваемой мощности $P^{\text{П/ав}} = 13,05$ МВт. В таком случае коэффициент запаса статической устойчивости будет равен:

$$K_{\text{P}}^{\text{П/ав}} = \frac{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}} - (P^{\text{П/ав}} + \Delta P_{\text{НК}})}{P_{\text{ПР}}^{\text{П/ав}}} = \frac{26,0 - (13,05 + 3,41)}{26,0} = 0,37. \quad (8)$$

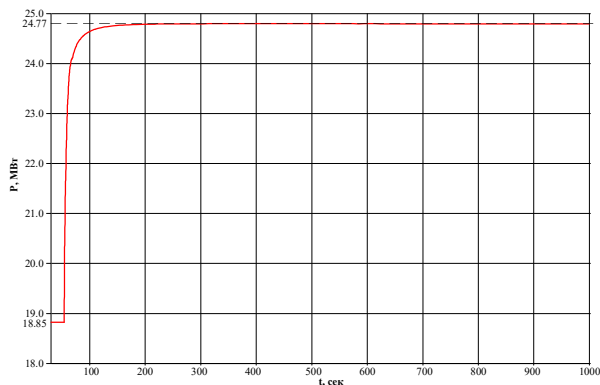


Рис. 6. Переток мощности по первой цепи ЛЭП 110 кВ (ветвь 3-5) в результате утяжеления с отключением одной параллельной ЛЭП с введением СЭС мощностью 5 МВт

Fig. 6. Power flow through the first circuit of the 110 kV transmission line (branch 3-5) as a result of weighting with the disconnection of one parallel transmission line with the introduction of solar power plant with a capacity of 5 MW

За счет внедрения солнечной генерации в отдаленные узлы дефицитных районов линии, по которым в базовой схеме производилось электроснабжение местных потребителей, разгружаются: снижается передаваемая по ним мощность, коэффициент запаса статической устойчивости в нормальном режиме работы увеличивается. Для нормального и послеаварийного режимов также определялся коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узле 5 согласно следующей формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U_{кр}}, \quad (9)$$

где U – напряжение в узле нагрузки в рассматриваемом режиме, кВ; $U_{кр}$ – критическое напряжение в узле нагрузки, кВ.

Все результирующие значения, а также расчетные величины приведены в табл. 1. Расчет коэффициентов запаса статической устойчивости по активной мощности и напряжению в нормальном и послеаварийном режимах показывает, что за счет внедрения СЭС1 не только обеспечивается необходимый уровень генерируемой мощности для покрытия нужд потребителей, но и повышается устойчивость ЭЭС. Дополнительно было проверено требование к определению максимально допустимых и аварийно-допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении, результаты представлены в табл. 2.

Таблица 1.
Значение коэффициента запаса статической устойчивости при разной величине установленной мощности СЭС

Table 1.
The value of the safety factor of static stability at different values of the installed capacity of the solar power plant

Мощность внедряемой СЭС, МВт	Коэффициент запаса статической устойчивости			
	по активной мощности		по напряжению	
	Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим
0	0,32	–	0,56	0,52
5	0,45	0,1	0,59	0,58
10	0,59	0,37	0,61	0,60

Таблица 2.
Результаты расчетов перетоков активной мощности

Table 2.
Calculation results of active power flows

Мощность СЭС, МВт	Максимальный допустимый переток активной мощности, МВт					Аварийный допустимый переток активной мощности по критерию статической устойчивости по активной мощности в нормальной схеме, МВт
	По критерию статической устойчивости			По критерию обеспечения динамической устойчивости	По критерию обеспечения токовой нагрузки ЛЭП	
	По активной мощности в нормальной схеме	По активной мощности после нормативных возмущений	По напряжению в нормальной схеме			
–	28,35	19,79	32,48	20,19	44,59	21,70
5	28,35	21,19	32,59	21,36	44,59	22,80
10	28,59	21,86	32,99	22,59	44,59	23,92

Определение максимального и аварийного допустимых перетоков активной мощности показало, что внедрение СЭС повышает (хоть и незначительное) величину максимального допустимого перетока.

Оценка статической колебательной устойчивости.

С точки зрения статической колебательной устойчивости, стоит оценить амплитуду и время колебаний при малых возмущениях в энергоси-

стеме (подключение дополнительной нагрузки, равной 0,5 МВт, в узел № 5). При этом рассматриваются следующие сценарии:

- 1) СЭС1 и СЭС2 отключены;
- 2) мощность СЭС1 и СЭС2 увеличивается до 5 МВт каждая;
- 3) мощность СЭС1 и СЭС2 увеличивается до 10 МВт каждая;
- 4) мощность СЭС1 и СЭС2 увеличивается до 15 МВт каждая.

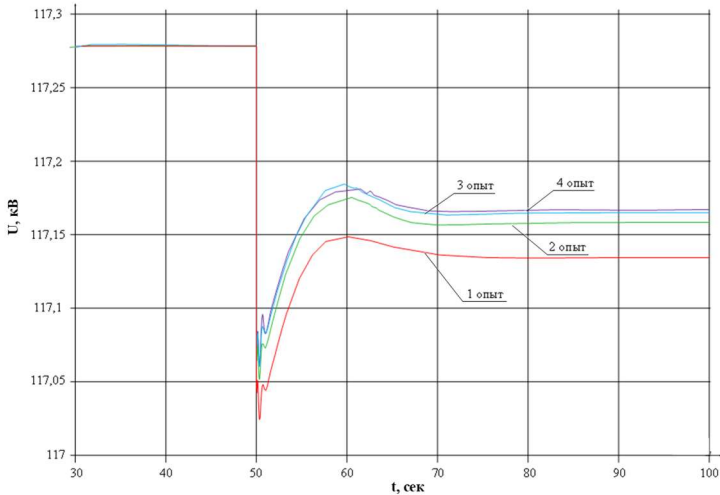


Рис. 7. Изменения напряжения в узле 5 в рассматриваемых опытах № 1-4

Fig. 7. Changes in voltage at node 5 in the experiments no. 1-4

На рис. 7 приведены графики изменения напряжения в узле 5 в рассматриваемых опытах № 1-4, согласно которым амплитуда и время колебаний уменьшается с увеличением установленной мощности солнечной генерации. Данное положительное влияние определяется появлением в сети дополнительной регулируемой мощности подключенных СЭС1 и СЭС2.

Вторая группа экспериментов по оценке демпфирующих свойств ЭЭС с СЭС проводилась в соответствии с Методическими указаниями по проведению испытаний автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов и алгоритмов их функционирования [24]. Так, для одного набора параметров АРВ, выставленных в соответствии с [25, 26], для всех генераторов определяется степень демпфирования переходного процесса (D) при нормативном возмущении (трехфазное КЗ длительностью 0,02 с) на шинах повышенного напряжения

электрической станции рассматриваемой схемы для базового сценария (без объекта возобновляемой генерации) и сценария при подключении СЭС2 разной установленной мощности.

Оциллограммы активной мощности генератора $G-1$ и пример расчета коэффициента D представлены на рис. 8 и 9. Степень демпфирования переходного процесса (D) рассчитывается как отношение разности амплитуд колебаний активной мощности ΔP (диапазон изменения зарегистрированного параметра электромеханического переходного процесса после 15 с процесса с момента возникновения тестового возмущения) к разности амплитуд первого колебания активной мощности (P_1) и установившимся значением активной мощности генератора ($P_{уст}$):

$$D = \frac{\Delta P}{P_1 - P_{уст}}. \quad (10)$$

Отметим, что в соответствии с [23] допустимым является значение коэффициента D не превышающего 0,01 о.е., то есть демпфирующие свойства ЭЭС удовлетворительны и настройка АРВ синхронных генераторов приемлема. Рассчитанные аналогичным образом при разной величине установленной мощности СЭС2 коэффициенты D приведены в табл. 3.

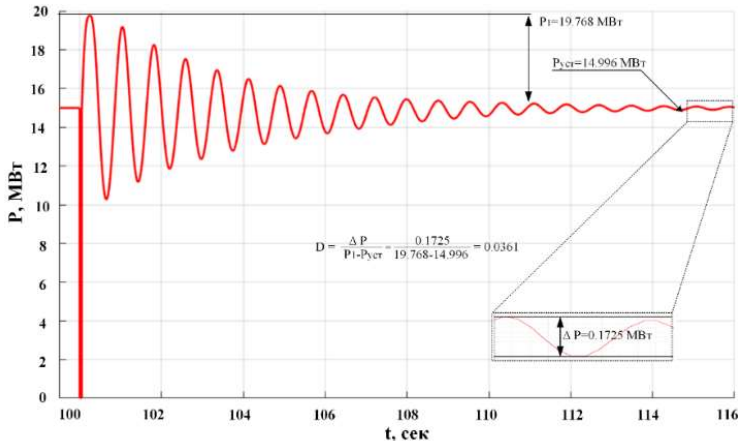


Рис. 8. График активной мощности генератора $G-1$ при КЗ на шине 4 (без внедрения СЭС2)

Fig. 8. Generator $G-1$ active power graph with a short circuit on bus 4 (without the implementation of SPP2)

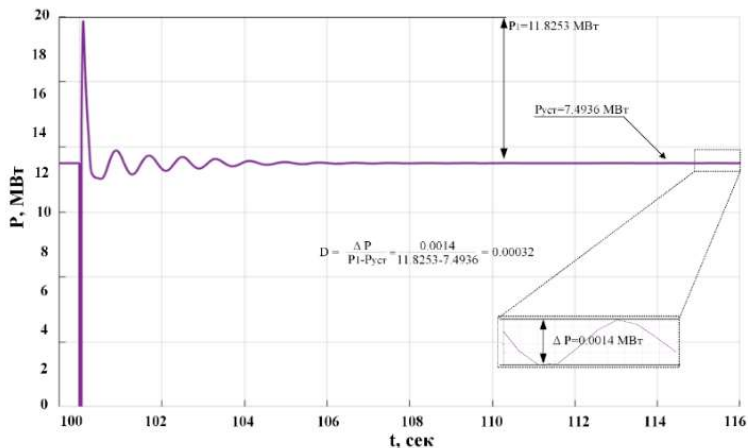


Рис. 9. График активной мощности генератора G-1 при КЗ на шине 4 ($P_{СЭС2} = 15 \text{ MWt}$)

Fig. 9. Active power graph of generator G-1 with a short circuit on bus 4 ($P_{SPP2} = 15 \text{ MW}$)

Таблица 3.

Значение коэффициента D при разной величине установленной мощности СЭС при работе с генераторами Г1 и Г2

Table 3.

The value of the coefficient D at different values of solar power plant installed power in operation with generators G1 and G2

Мощность СЭС2, MWt	Доля солнечной генерации, %	Коэффициент D , о.е.
0	0	0,03610
5	16	0,01570
10	33	0,00730
15	50	0,00032
20	66	0,00086

Дополнительно на основании анализа литературы по теме исследования [27-29] были проведены сценарии исследования для ремонтной схемы – при отключении генератора Г2 в узле № 4 при разной мощности СЭС (табл. 4).

Представленные результаты исследования второй группы экспериментов показывают, что с увеличением доли генерации СЭС величина степени демпфирования переходного процесса (D) в целом снижается, что говорит о положительном влиянии СЭС. При этом наименьшее значение было получено при 50 % доли установленной мощности СЭС: при большем увеличении мощности СЭС суммарная генерируемая мощность увеличивается, а значение инерции остается неизменной, что приводит к изменению процессов в ЭЭС и, как следствие, необходимости корректировки настроек АРВ синхронных генераторов.

Таблица 4.
Значение коэффициента D при разной величине установленной мощности СЭС при отключении генератора G2

Table 4.
The value of the coefficient D at different values of solar power plant installed power when the generato G2 is turned off

Мощность СЭС2, МВт	Доля солнечной генерации, %	Коэффициент D , о.е.
0	0	0,02220
2,5	16	0,01910
5	33	0,00669
7,5	50	0,00570
10	66	0,00590

IV. Заключение

В данной работе представлены результаты анализа влияния СЭС на статическую устойчивость, в частности:

- в программном комплексе *EUROSTAG* была реализована тестовая схема ЭЭС и модель СЭС, которая включает блоки моделирования солнечных элементов (СЭ), DC/DC преобразователя, цепи постоянного тока, а также СПН;
- выявлено, что увеличение установленной мощности СЭС не только обеспечивает необходимый уровень генерируемой мощности для покрытия нужд потребителей, но и позволяет значительно увеличить коэффициент запаса статической устойчивости, увеличиваются пределы передаваемой мощности;
- анализ статической колебательной устойчивости показывает, что внедрение СЭС в целом положительно влияет на демпфирующие свойства ЭЭС: степень демпфирования переходного процесса снижается, амплитуда колебаний и время затуханий уменьшаются. Однако, при увеличении

установленной доли СЭС более 50 %, значение коэффициента D увеличивается.

Это определяет необходимость в проведении дальнейших исследований, например, по корректировке настроек АРВ синхронных генераторов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00275/.

© Круглыхин П.И., 2022

© Уфа Р.А., 2022

© Рудник В.Е., 2022

© Васильев А.С., 2022

Поступила в редакцию 22.07.2022

Received 22.07.2022

Библиографический список

- [1] Ilyushin P.V., Pazderin A.V., Seit R.I. Photovoltaic power plants participation in frequency and voltage regulation // proc. 2018 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED), March 26-30, 2018, Ekaterinburg, Russia. IEEE, 2018. P. 1-7. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341712
- [2] Ilyushin P.V., Shepvalova O.V., Filippov S.P., Nekrasov A.A. Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations // Energy Reports. 2021. № 7. P. 308-327. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.07.118
- [3] Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021. Global Energy Review 2021, International Energy Agency, 2021. – 36 p. [Online]. URL: www.bigpowernews.ru (Accessed 18.05.2022).
- [4] Chen Y.C., Liu H.M. Evaluation of greenhouse gas emissions and the feed-in tariff system of waste-to-energy facilities using a system dynamics model // Science of the Total Environment. 2021. № 792. P. 1-9. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148445
- [5] Alam M.S., Al-Ismael F.S., Salem A., Abido M.A. High-level penetration of renewable energy sources into grid utility: Challenges and solutions // IEEE Access. 2020. № 8. P. 190277–190299. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3031481
- [6] Leon A.E., Solsona J.A. Power oscillation damping improvement by adding multiple wind farms to wide-area coordinating controls // IEEE Transactions on Power Systems. 2014. № 29 (3). P. 1356-1364. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2289970
- [7] Захаров Ю.П., Жуков А.В., Коваленко П.Ю., Опалев О.Л., Юдин А.В. Модальный анализ низкочастотных колебаний в энергосистеме // IV Международ. науч.-тех. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», 2013, Екатеринбург, Россия: CIGRE, 2013. С. 2-8.

- [8] Захаров Ю.П. Идентификация низкочастотных колебаний в электроэнергетической системе и оценка участия синхронного генератора в их демпфировании: автореф. дис. канд. техн. наук, УрФУ, Екатеринбург, 2013. – 118 с.
- [9] Fan L. Modeling Type-4 wind in weak grids // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2019. № 10 (2). P. 853-864. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2849849
- [10] Zhao M., Yuan X., Hu J., Yan Y. Voltage dynamics of current control time-scale in a VSC-connected weak grid // *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. № 31 (4). P. 2925-2937. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2482605
- [11] Ebrahimzadeh E., Blaabjerg F., Wang X., Bak C.L. Harmonic stability and resonance analysis in large PMSG-based wind power plants // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2018. № 9 (1). P. 12–23. DOI: 10.1109/TSTE.2017.2712098
- [12] Reed G., Pape R., Takeda M. Advantages of voltage sourced converter (VSC) based design concepts for FACTS and HVDC-link applications // *proc. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13-17, 2003, Toronto, ON, Canada. P. 1816–1821. DOI: 10.1109/PES.2003.1267437
- [13] Mahato G.C., Choudhury T.R., Nayak B., Debnath D., Santra S.B., Misra B. A Review on High PV penetration on smart grid: Challenges and its mitigation using FPPT // *proc. 2021 1-st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE-2021)*, Jan. 2-3, 2021, Bhubaneswar, India. P. 1–6. DOI: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358474
- [14] Shintai T., Miura Y., Ise T. Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. № 29 (2). P. 668–676. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2281359
- [15] Abd El-Kareem A.H., Abd Elhameed M., Elkholy M.M. Effective damping of local low frequency oscillations in power systems integrated with bulk PV generation // *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2021. № 6. Art. no. 41. DOI: 10.1186/s41601-021-00219-6
- [16] Shu Y., Zhou X., Li W. Analysis of low frequency oscillation and source location in power systems // *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2018. № 4 (1). P. 58–66. DOI: 10.17775/CSEEJES.2017.00660
- [17] Количество солнечной энергии в регионах России. [Электронный ресурс]. URL: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnechnoy-energii-v-regionah-rossii/> (дата обращения 18.05.2022).
- [18] WECC REMTF, WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf> (дата обращения 18.05.2022).
- [19] EUROSTAG. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eurostag.be/> (дата обращения 18.05.2022).
- [20] Герасимов А.С., Ефимова Е.В., Коробков А.В., Шлайфштейн В.А. Моделирование Вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG» // *Известия НИИ постоянного тока*. 2010. № 1 (64). С. 223–234.
- [21] Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. Методические указания по устойчивости энергосистем. Введ.

- 2018-08-03. Утв. приказом Минэнерго России № 630.
- [22] Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
- [23] ГОСТ Р 58058-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования. Введ. 2019-01-01. М.: Стандартинформ, 2018. – 15 с.
- [24] Методические указания по проведению испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов и алгоритмов их функционирования. Введ. 2019-09-05. М.: СО «ЕЭС», 2019. – 119 с.
- [25] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. Введ. 2012.04.03. М.: СО «ЕЭС», 2012. – 67 с.
- [26] IEEE Std 421.5-2005. IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies. New-York: IEEE, 2006. – 85 с.
- [27] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPOPEIPS). Technical report, 2017, National Grid Electricity System Operator. The grid code. Technical report, 2020.
- [28] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. Technical report, 2020.
- [29] Опалев О.Л. Исследование системных межзональных низкочастотных колебаний параметров электрического режима ЕЭС России // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2018. № 2 (79). С. 54-72.

References

- [1] P.V. Ilyushin, A.V. Pazderin and R.I. Seit, “Photovoltaic power plants participation in frequency and voltage regulation”, in: *proc. 2018 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED)*, March 26-30, 2018, Ekaterinburg, Russia, pp. 1-7. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341712
- [2] P.V. Ilyushin, O.V. Shepvalova, S.P. Filippov and A.A. Nekrasov.” Calculating the sequence of stationary modes in power distribution networks of Russia for wide-scale integration of renewable energy based installations”, *Energy Reports*, vol. 7, pp. 308-327, Nov. 2021. DOI: 10.1016/j.egy.2021.07.118
- [3] Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021. *Global Energy Review 2021*, International Energy Agency, 2021. [Online]. Available at: www.bigpowernews.ru [Accessed: 18.05.2022].
- [4] Y.C. Chen and H.M. Liu, “Evaluation of greenhouse gas emissions and the feed-in tariff system of waste-to-energy facilities using a system dynamics model”, *Science of the Total Environment*, no. 792, pp. 1-9, Oct. 2021. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2021.148445
- [5] M.S. Alam, F.S. Al-Ismael, A. Salem and M.A. Abido, “High-level penetration of renewable energy sources into grid utility: Challenges and solutions”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 190277–190299, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3031481
- [6] A.E. Leon and J.A. Solsona, “Power oscillation damping improvement by adding multiple wind farms to wide-area coordinating controls”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1356-1364, May 2014.

- DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2289970
- [7] S.P. Zakharov, A.V. Zhukov, P.A. Kovalenko, O.L. Opalev and A.V. Yudin, “Modal’nyj analiz nizkochastotnyh kolebanij v energosisteme [Modal analysis of low-frequency oscillations in the energy system]”, in proc. *IV Int. conf. “Sovremennye napravleniya razvitiya sistem relejnoj zashchity i avtomatiki energosistem [Modern trends in the development of relay protection systems and automation of power systems]*”, 2013, Yekaterinburg, Russia, pp. 2-8 (in Russian).
- [8] Y.P. Zakharov, “Identifikaciya nizkochastotnyh kolebanij v elektroenergetičeskoj sisteme i ocenka uchastiya sinhronnogo generatora v ih dempfirovanii [Identification of low-frequency oscillations in the electric power system and assessment of the participation of a synchronous generator in their damping]”, Cand. Of Tech. S. thesis, Ural Federal University, Yekaterinburg, Russian, 2013 (in Russian).
- [9] L. Fan, “Modeling Type-4 wind in weak grids”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853-864, Apr. 2019. DOI:10.1109/TSTE.2018.2849849
- [10] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu and Y. Yan, “Voltage dynamics of current control time-scale in a VSC-connected weak grid”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2925-2937, July 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2482605
- [11] E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C.L. Bak, “Harmonic stability and resonance analysis in large PMSG-based wind power plants”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 12–23, Jan. 2018. DOI:10.1109/TSTE.2017.2712098
- [12] G. Reed, R. Pape and M. Takeda, “Advantages of voltage sourced converter (VSC) based design concepts for FACTS and HVDC-link applications”, in proc. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July 13-17, 2003, Toronto, ON, Canada, pp. 1816–1821, 2003. DOI: 10.1109/PES.2003.1267437
- [13] G.S. Mahato, T.R. Choudhury, B. Nayak, D. Debnath, S.B. Santra and B. Misra, “A review on high PV penetration in smart grid: Challenges and its mitigation using FPPT”, in proc. *2021 1-st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE-2021)*, Jan. 2-3, 2021, Bhubaneswar, India, pp. 1–6. DOI: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358474
- [14] T. Shintai, Y. Miura and T. Ise, “Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 668–676, Apr. 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2281359
- [15] A.H. Abd El-Kareem, M. Abd Elhameed and M.M. Elkholy, “Effective damping of local low frequency oscillations in power systems integrated with bulk PV generation”, *Protection and Control of Modern Power Systems*, no. 6, art. no. 41, 2021. DOI: 10.1186/s41601-021-00219-6
- [16] Y. Shu, X. Zhou and W. Li, “Analysis of low frequency oscillation and source location in power systems”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 58–66, March 2018. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2017.00660
- [17] *Kolichestvo solnečnoj energii v regionah Rossii [The amount of solar energy in the regions of Russia]*. [Online]. Available at: <https://realsolar.ru/article/solnechnye-batarei/kolichestvo-solnečnoy-energii-v-regionah-rossii/> [Accessed: 18.05.2022] (in Russian).
- [18] WECC REMTF, WECC PV power plant dynamic modeling guide. [Online]. Available at:

- <https://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf> [Accessed: 18.05.2022].
- [19] EUROSTAG. [Online]. Available at: <https://www.eurostag.be/> [Accessed: 18.05.2022] (in Russian).
- [20] A.S. Gerasimov, E.V. Efimova, A.V. Korobkov and V.A. Shlaifshstein, "Modeling of an HVDC back-to-back based on voltage source converters in Eurostag software", *Izvestiya NII postoyannogo toka [Proceedings of the Research Institute of Direct Current]*, vol. 1, no. 64, pp. 223-234, 2010 (in Russian)
- [21] Order of the Ministry of Energy of Russia no. 630 "Trebovaniya k obespecheniyu nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem, nadezhno-sti i bezopasnosti ob"ektov elektroenergetiki i energoprinyimayushchih ustano-vok. Metodicheskie ukazaniya po ustojchivosti energosistem [Requirements for ensuring the reliability of electric power systems, reliability and safety of electric power facilities and power receiving installations. Guidelines for the sustainability of energy systems]" (in Russian).
- [22] Yu.E. Gurevich, L.E. Libova and A.A. Okin, *Raschety ustojchivosti i protivovarijnoj avtomatiki v energosistemah [Calculations of stability and emergency automatics in power systems]*. Moscow: Energoatomizdat, 1990 (in Russian).
- [23] *Edinaya energeticheskaya sistema i izolirovanno rabotayu-shchie energosistemy. Ustojchivost' energosistem. Normy i trebovaniya [Unified energy system and isolated operating energy systems. Stability of power systems. Norms and requirements]*, GOST R 58058-2018, Jan. 2018 (in Russian).
- [24] *Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu ispytaniy avtomaticheskikh regulyatorov vzbuzhdeniya sil'nogo dejstviya sinhronnyh generatorov i algoritmov ih funkcionirovaniya [Guidelines for testing automatic excitation regulators of strong action of synchronous generators and algorithms for their functioning]*, Sept. 2019 (in Russian).
- [25] *Trebovaniya k sistemam vzbuzhdeniya i avtomaticheskim regulyatoram vzbuzhdeniya sil'nogo dejstviya sinhronnyh generatorov [Requirements for excitation systems and automatic excitation regulators of strong action of synchronous generators]*, STO 59012820.29.160.20.001-2012, Apr. 2012 (in Russian).
- [26] *IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies*, IEEE Std 421.5-2005, 2006.
- [27] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources (HPOPEIPS). Technical report, 2017, National Grid Electricity System Operator. The Grid Code. Technical report, 2020.
- [28] ENTSO-E. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. Technical report, 2020.
- [29] O.L. Opalev, "Research of global inter-area low frequency oscillations in the united power system of Russia", *Izvestiya NTC Edinoj Energeticheskoy Sistemi*, vol. 2, no. 79, pp. 54-72, 2018.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Круглыхин Павел Игоревич, аспирант Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Pavel I. Kruglykhin, postgraduate student of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Уфа Руслан Александрович, кандидат технических наук, доцент Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Ruslan A. Ufa, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Рудник Владимир Евгеньевич, аспирант Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Vladimir E. Rudnik, postgraduate student of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Васильев Алексей Сергеевич, кандидат технических наук, доцент Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Российская Федерация

Aleksey S. Vasiliev, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation