

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311

Вадим Русланович Рафиков

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры электрических систем, Россия, Иваново, e-mail: vadim_rafikov@mail.ru

Игорь Евгеньевич Иванов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры электрических систем, Россия, Иваново, e-mail: igor.e.ivanov.777@gmail.com

Андрей Юрьевич Мурзин

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, декан электроэнергетического факультета, Россия, Иваново, e-mail: murzin-64@mail.ru

Исследование влияния отклонений параметров моделей синхронных генераторов на результаты расчета динамической устойчивости электроэнергетической системы

Авторское резюме

Состояние вопроса. Важнейшей задачей, решаемой при планировании и управлении режимами электроэнергетических систем, является расчет их динамической устойчивости. Использование некорректных значений параметров моделей элементов электроэнергетических систем, в частности синхронных генераторов, способствует возникновению погрешностей при определении областей допустимых режимов работы энергосистем и, как следствие, может привести к снижению надежности функционирования электроэнергетических систем. В связи с этим является актуальным исследование влияния отклонений значений параметров моделей синхронных генераторов от их эталонных величин на погрешности расчета динамической устойчивости электроэнергетических систем. Проводимый анализ позволяет обосновать актуальность задачи идентификации фактических параметров моделей генерирующего оборудования с использованием технологий «пассивного эксперимента», таких как синхронизированные векторные измерения.

Материалы и методы. При решении поставленных задач использованы положения теории электрических цепей, электрических машин и переходных процессов в электроэнергетических системах, а также статистического анализа. Вычислительные эксперименты осуществлены в программном комплексе MATLAB с использованием среды имитационного моделирования Simulink. В ходе анализа использованы две различные схемы многомашинных электроэнергетических систем, в частности девятиузловая схема «IEEE 9-bus». Для количественной оценки влияния параметров синхронных генераторов на результаты расчета динамической устойчивости определены значения предельно допустимого времени существования короткого замыкания по условию сохранения динамической устойчивости, а

также значения предельной загрузки генерирующего оборудования в доаварийном режиме при заданном возмущающем воздействии.

Результаты. Выполнен комплексный анализ влияния отклонений параметров моделей синхронных генераторов на результаты расчета предельного времени существования короткого замыкания по условию сохранения динамической устойчивости электроэнергетических систем, а также на результаты расчета предельной загрузки генерирующего оборудования в доаварийном режиме по условию сохранения динамической устойчивости электроэнергетических систем при коротком замыкании. Рассмотрены два подхода, в рамках каждого из которых автоматически осуществлен расчет динамической устойчивости электроэнергетических систем и определены количественные показатели влияния отклонений параметров моделей синхронных генераторов от эталона на результаты расчета динамической устойчивости.

Выводы. Анализ результатов вычислительных экспериментов продемонстрировал наличие существенного влияния отклонений значений параметров моделей синхронных генераторов от их актуальных величин на погрешности расчета динамической устойчивости электроэнергетических систем. Для рассмотренных сценариев разброс погрешностей расчета значений предельного времени существования короткого замыкания по условию сохранения динамической устойчивости достигает 100 % относительно эталона, а разброс результатов расчета предельной загрузки генерирующего оборудования в исходном доаварийном режиме по условию сохранения динамической устойчивости при заданном возмущающем воздействии может достигать 20 % относительно эталона.

Ключевые слова: синхронный генератор, параметры моделей синхронных генераторов, динамическая устойчивость электроэнергетической системы, электромеханические переходные процессы, моделирование объектов электроэнергетических систем

Vadim Ruslanovich Rafikov

Ivanovo State Power Engineering University, Post graduate Student of Electrical Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: vadim_rafikov@mail.ru

Igor Evgenievich Ivanov

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Electric Power Systems Department, Russia, Ivanovo, email: igor.e.ivanov.777@gmail.com

Andrey Yurievich Murzin

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Dean of Electrical Power Engineering Department, Russia, Ivanovo, e-mail: murzin-64@mail.ru

Analysis of the impact of synchronous generator parameter inaccuracies on the electric power system transient stability assessment

Abstract

Background. One of the important tasks solved in planning the electric power system (EPS) operation is the assessment of its transient stability. Use of incorrect parameters for EPS element models, in particular synchronous generators (SG), contributes to the occurrence of errors when determining the operating conditions of power systems, and, therefore, can lead to a decrease in the reliability of EPS operation. This article is devoted to the study of the impact of errors in SG model parameters on the transient stability assessment results. The analysis presented in this article allows us to substantiate the relevance of the SG parameter estimation task using a “passive experiment”, such as synchronized phasor measurements.

Materials and methods. This research is based on the theory of electrical circuits, mathematical description of electrical machines and transients in EPS, as well as statistical analysis. Computational experiments have been carried out in the software package MATLAB using the simulation modeling environment “Simulink”. During the research, two different multi-machine EPS models have been used, including the well-known “IEEE 9-bus” system. To quantitatively assess the influence of SG parameter uncertainties on transient stability analysis, the values of the maximum permissible fault clearance time are determined, as well as the values of the maximum power output of generating equipment in prefault conditions.

Results. The authors have carried out a comprehensive analysis of the influence of deviations in SG model parameters on the maximum fault clearance time, as well as on the maximum power output of generating equipment in the prefault conditions for a given fault duration. During the study, two approaches have been considered; in each case, the EPS transient stability assessment has been performed almost automatically, and quantitative indicators have been computed for the influence of SG model parameter deviations on the outcome of EPS transient stability analysis.

Conclusions. Analysis of the computational experiment results has demonstrated a significant influence of the SG model errors on the errors in calculating certain transient stability-related parameters. For the considered scenarios, the spread of errors in calculating the maximum fault clearance time reached 100 % relative to a base-case (errorless) result, and the error in calculating the maximum power output of generating equipment in prefault conditions for a given fault duration may reach 20 % relative to the errorless result.

Key words: synchronous generator, synchronous generator model parameters, transient stability of electric power system, electromechanical transients, modeling of electric power system objects

DOI: 10.17588/2072-2672.2024.5.052-065

Введение. Оценка динамической устойчивости (ДУ) электроэнергетических систем (ЭЭС) представляет собой важную и нетривиальную задачу, решаемую при планировании режимов ЭЭС, управлении ими, проектировании схем развития ЭЭС, а также при строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики¹. Расчет ДУ осуществляется с использованием математических моделей объектов ЭЭС, например сетевого и генерирующего оборудования, а также моделей систем возбуждения и регуляторов частоты вращения турбин. Получение достоверных результатов расчета электромеханических переходных процессов в ЭЭС и оценки ДУ, а следовательно, и правильное определение областей допустимых режимов работы энергосистем напрямую зависит от того, насколько корректны параметры применяемых математических моделей объектов. Использование некорректных значений параметров моделей, т. е. отличающихся от их фактических величин, приводит к ошибкам при определении допустимой нагрузки электростанций, а также при формировании логики действия и настройке комплексов и устройств противоаварийной автоматики.

Одними из важнейших элементов ЭЭС являются синхронные генераторы (СГ), которые при моделировании переходных процессов ЭЭС и решении задачи расчета ДУ могут быть представлены различными математическими моделями [1–4]. При этом стоит отметить, что параметры моделей СГ неизбежно подвергаются изменениям в процессе эксплуатации из-за воздействия температуры, старения материалов, внутренних повреждений [5, 6]. Кроме того, значения параметров мо-

гут существенно различаться в различных источниках (справочниках электрооборудования; информации, предоставляемой собственниками электрических станций; данных, имеющихся в распоряжении диспетчерских управлений АО «СО ЕЭС»). Таким образом, вероятность использования некорректных значений параметров моделей СГ при решении различных задач, направленных на обеспечение надежности функционирования ЭЭС, довольно велика.

В настоящее время отсутствуют комплексные исследования, которые позволили бы в полной мере оценить степень влияния отклонений параметров моделей СГ на результаты расчета переходных процессов и ДУ ЭЭС. Следовательно, является целесообразным путем проведения вычислительных экспериментов дать количественную оценку влияния неточностей значений параметров на погрешности расчета ДУ для различных схемно-режимных сценариев.

С учетом вышеизложенного сформулированы следующие задачи исследования:

- реализация схем ЭЭС как в виде программного кода в MATLAB, так и с использованием среды имитационного моделирования Simulink;
- автоматизация расчетов ДУ рассматриваемых схем ЭЭС;
- оценка влияния отклонений параметров моделей СГ на результаты расчета значений предельного времени существования короткого замыкания (КЗ) по условию сохранения ДУ ЭЭС для различных видов и точек КЗ;
- оценка влияния отклонений параметров моделей СГ на результаты расчета предельной загрузки генерирующего оборудования в доаварийном режиме по условию сохранения ДУ ЭЭС для заданного возмущающего воздействия.

Материалы и методы. В рамках исследования рассмотрены два подхода, в каждом из которых фигурируют различные

¹Приказ Минэнерго Российской Федерации от 3 августа 2018 года № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»».

схемы ЭЭС, а также реализованы различные стратегии проведения вычислительных экспериментов.

Подход №1. Рассматривается участок ЭЭС, эквивалентированный относительно шести узлов, три из которых являются генерирующими (рис. 1). Схема имитационной модели участка ЭЭС, реализованной в MATLAB/Simulink, представлена на рис. 2. Узел 1 является балансирующим (с точки зрения динамической устойчивости этот узел представляет собой систему конечной мощности с заданной постоянной инерции T_J). Параметры моделей генераторов, трансформаторов, воздушных линий (ВЛ), а также фиксированные значения напряжений и мощностей, необходимые для расчета установившегося режима (УР), сведены в табл. 1–3 [7]. В табл. 2 также представлены данные, необходимые для анализа динамической устойчивости рассматриваемой ЭЭС по расчетной модели с постоянством переходной ЭДС генерирующих элементов и уравнением движения ротора.

Для автоматического расчета динамической устойчивости ЭЭС (рис. 1) при трехфазных КЗ используется алгоритм в виде совокупности m -функций, реализованных на языке MATLAB. Алгоритм ранее был успешно верифицирован [8], главным образом, непосредственным сравнением расчетных

кривых изменения взаимных углов между роторами СГ с соответствующими данными из [7]. Для дополнительного тестирования программного кода в виде m -функций, в том числе при несимметричных КЗ, в рамках проводимого исследования применяется имитационная модель рассматриваемого участка ЭЭС (рис. 2).

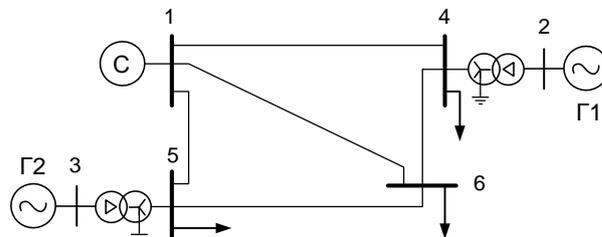


Рис. 1. Схема рассматриваемого участка ЭЭС (Подход №1)

При представлении СГ упрощенными моделями, содержащими уравнение движения ротора и постоянную переходную ЭДС, действующую за переходным сопротивлением, с соответствующими паспортными данными, приведенными в табл. 2, влияние неточности задания параметров СГ на выводы о динамической устойчивости ЭЭС может быть оценено только в отношении переходной ЭДС СГ x'_d и постоянной инерции агрегата T_J (или константы H , как это принято в зарубежной литературе).

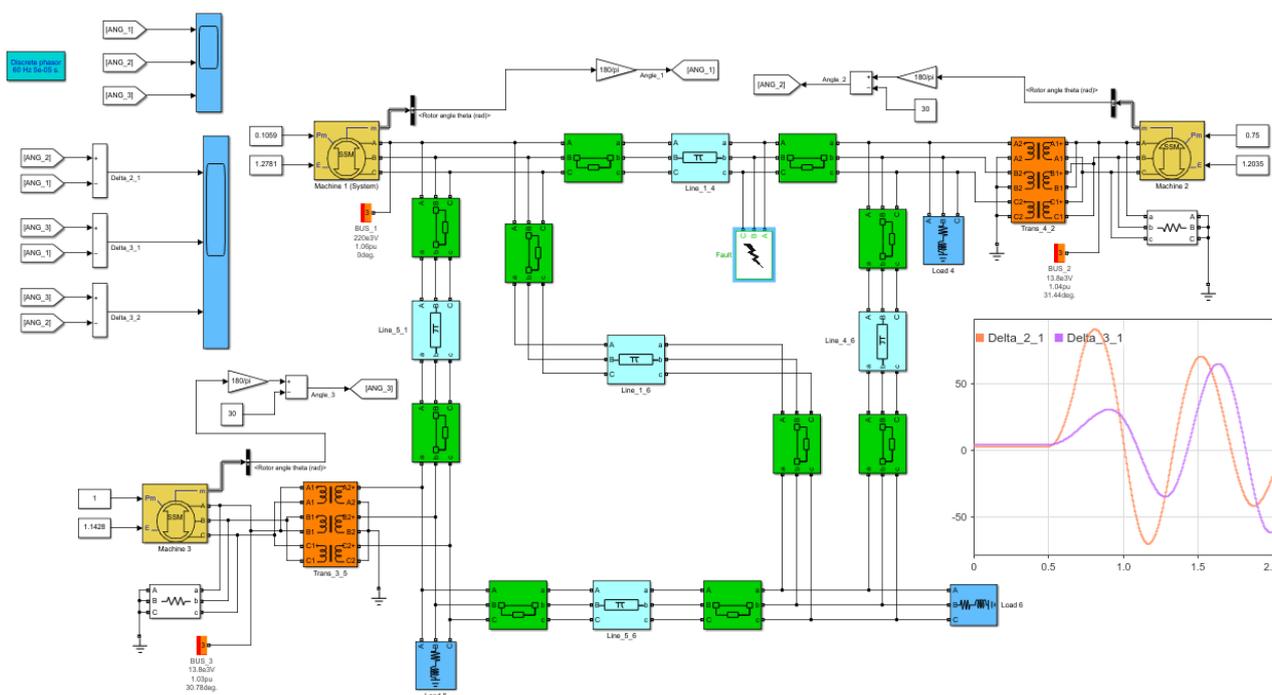


Рис. 2. Схема имитационной модели ЭЭС, представленной на рис. 1, в программном комплексе MATLAB/Simulink

Таблица 1. Мощности нагрузок (рис. 1)

№ узла нагрузки	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$Q_{\text{нагр}}$, Мвар
4	100	70
5	90	30
6	160	110

Таблица 2. Параметры генерирующих узлов схемы на рис. 1 (включая узел баланса), требуемые для расчетов исходного УР

№ узла генерации	$ U $, о.е.	P_g , МВт	Q_g пред., Мвар	x'_d , о.е.	H , с ($T_j = 2H$)
1	1,06	–	–	0,2	20
2	1,04	150	140	0,15	4
3	1,03	100	90	0,25	5

В проводимом исследовании приняты следующие диапазоны изменения x'_d и H ,

заданные на основании анализа паспортов различных турбо- и гидрогенераторов [9]:

- 80–120 % от соответствующего эталонного значения (табл. 2) для x'_d ;
- 90–110 % от соответствующего эталонного значения (табл. 2) для H .

Для каждой точки КЗ – в начале и конце каждой из пяти ВЛ (рис. 1, табл. 3) – сначала выполняется поиск предельной длительности КЗ (рис. 3) с эталонными параметрами x'_d и H (табл. 2), а затем осуществляется 50 итераций по методу Монте-Карло, на каждой из которых все шесть варьируемых параметров (три x'_d и три H) принимают некоторые значения из представленных выше диапазонов изменения, полученные с использованием генератора псевдослучайных чисел в MATLAB.

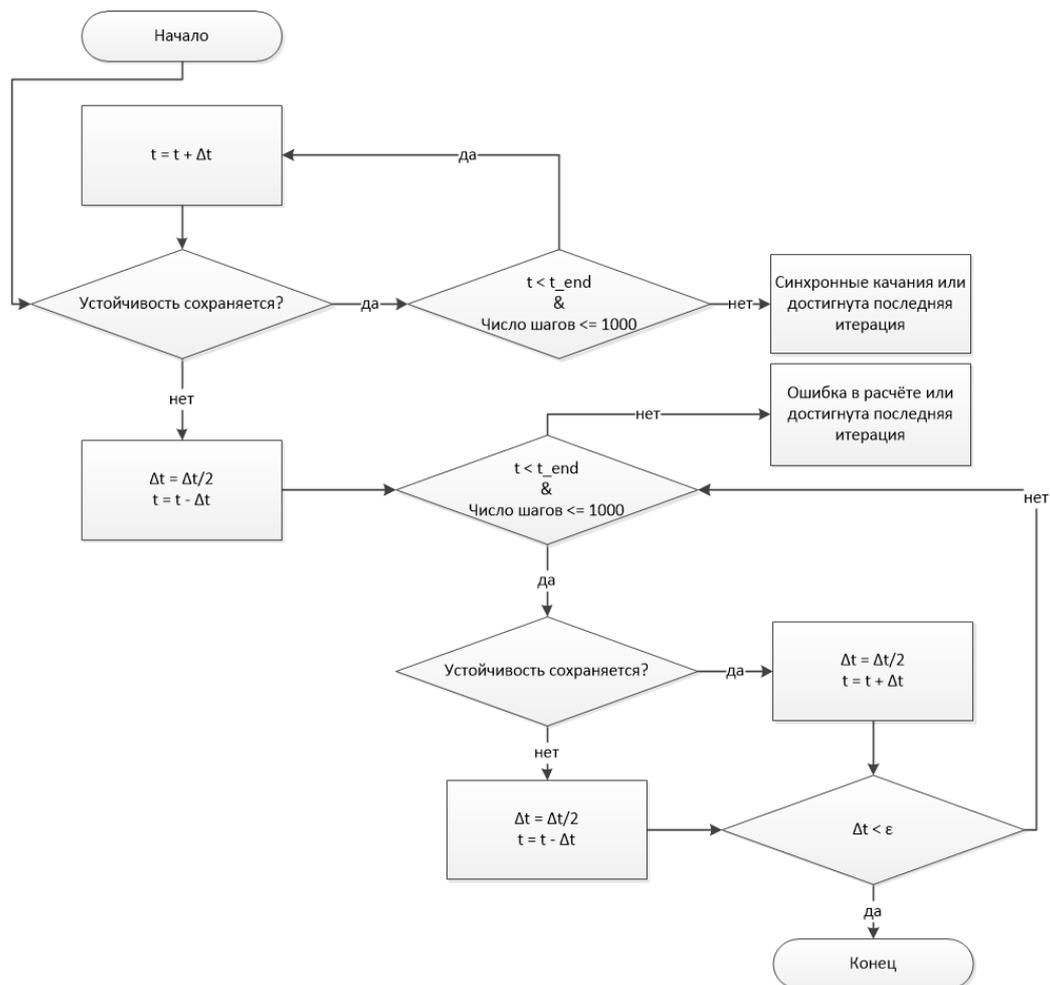


Рис. 3. Блок-схема алгоритма определения предельной длительности существования КЗ с точки зрения сохранения динамической устойчивости ЭЭС: t – длительность режима КЗ, при которой оценивается ДУ; t_{end} – общее время моделирования, включающее режим КЗ и режим после отключения КЗ; Δt – приращение по времени, на которое изменяется длительность режима КЗ на очередной итерации алгоритма; ε – точность расчета

Для более объективного анализа генерация значений x'_d и H выполняется один раз, затем полученная совокупность псевдослучайных величин используется поочередно для каждой из десяти рассматриваемых точек КЗ.

Таблица 3. Параметры моделей линий электропередачи и трансформаторов

Название элемента	R , о.е.	X , о.е.	$B/2$, о.е.
ВЛ 14	0,035	0,225	0,0065
ВЛ 15	0,025	0,105	0,0045
ВЛ 16	0,040	0,215	0,0055
Т 24	0	0,035	0
Т 35	0	0,042	0
ВЛ 46	0,028	0,125	0,0035
ВЛ 56	0,026	0,175	0,0300

Примечание. Параметры элементов приведены к базисной мощности, равной 100 МВА.

Подход №2. В данной серии экспериментов рассматривается схема (рис. 4) трехмашинной ЭЭС «IEEE 9-bus» [4].

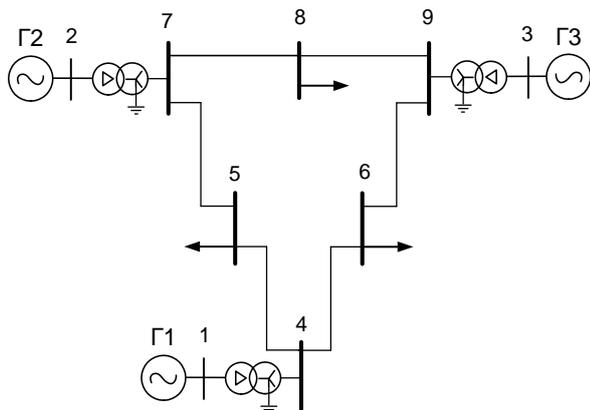


Рис. 4. Принципиальная схема рассматриваемой ЭЭС (Подход №2)

Каждый из генераторов представлен стандартной моделью СГ, основанной на уравнениях Парка–Горева и учитывающей переходные процессы в обмотке возбуждения (ОВ), а также демпферных контурах [1–4]. В используемой модели СГ фигурируют параметры отдельных контуров (например, сопротивления и индуктивности ОВ), тогда как в паспортах, справочниках электрооборудования и иной технической документации указаны расчетные параметры СГ (синхронные, переходные, сверхпереходные параметры). Для перехода от расчетных параметров к параметрам

контуров и наоборот в данном исследовании используется стандартный алгоритм, описанный в [3, 10]. Кроме того, в рассматриваемой ЭЭС каждый СГ оснащен системой возбуждения DC1A [11] и регулятором частоты вращения турбины TGOV1 [12].

Параметры СГ, линий и трансформаторов, а также фиксированные значения напряжений и мощностей исходного УР приведены в табл. 4–7 [4].

Таблица 4. Мощности нагрузок (рис. 4)

№ узла нагрузки	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$Q_{\text{нагр}}$, Мвар
5	125	50
6	90	30
8	100	35

Таблица 5. Параметры генерирующих узлов схемы на рис. 4 (включая узел баланса), требуемые для расчетов исходного УР

№ узла генерации	$ U $, о.е.	P_r , МВт
1	1,04	–
2	1,025	163
3	1,025	85

Таблица 6. Параметры линий электропередачи и трансформаторов

Название элемента	R , о.е.	X , о.е.	B , о.е.
ВЛ 45	0,01	0,085	0,176
ВЛ 46	0,017	0,92	0,158
ВЛ 57	0,032	0,161	0,306
ВЛ 69	0,039	0,17	0,358
ВЛ 78	0,085	0,072	0,149
ВЛ 89	0,0119	0,1008	0,209
Т 14	0	0,0576	0
Т 27	0	0,0625	0
Т39	0	0,0586	0

Примечание. Параметры элементов приведены к базисной мощности, равной 100 МВА.

Автоматизированный расчет ДУ ЭЭС выполняется с использованием имитационной модели, реализованной в MATLAB/Simulink (рис. 5), а также совокупности m -файлов на языке MATLAB. В качестве показателей, используемых для количественной оценки влияния отклонения параметров моделей СГ на выводы о ДУ, рассматриваются значения предельного времени существования трехфазных и однофазных КЗ с последующим неуспешным действием автоматического повторного

включения (АПВ), а также значения предельной загрузки генерирующего оборудования в доаварийном режиме при трехфазных и однофазных КЗ длительностью 0,1 секунды с последующим неуспешным действием АПВ. Условием нарушения ДУ является превышение разности углов роторов двух любых генераторов значения в 360 электрических градусов.

Рассмотрим влияние отклонений синхронных, переходных, сверхпереходных сопротивлений, переходных и сверхпереходных постоянных времени СГ, а также постоянной инерции СГ.

Для каждой точки КЗ – в начале и конце ВЛ 7–8 и 7–5 (рис. 4) – при эталон-

ных параметрах (табл. 7) рассчитывается предельное время существования КЗ, а также определяется предельная нагрузка генератора Г2 в доаварийном режиме при заданном возмущающем воздействии. Затем осуществляется 100 итераций по методу Монте–Карло, на каждой из которых все варьируемые параметры трех генераторов принимают некоторые значения, получаемые случайным образом из диапазона 80–120 % от эталона (табл. 7) для первой группы экспериментов и 90–110 % от эталона (табл. 7) для второй группы экспериментов.

Таблица 7. Параметры генераторов

№ генератора	x'_d , о.е.	x''_d , о.е.	x''_q , о.е.	x_q , о.е.	x'_q , о.е.	x_r , о.е.	T'_{d0} , с	T''_{d0} , с	T''_{q0} , с	H , с
1	0,146	0,0608	0,06	0,1	0,06	0,0146	8,96	0,01	0,01	23,64
2	0,8958	0,1198	0,11	0,8645	0,11	0,08958	6	0,01	0,01	6,4
3	1,3125	0,1813	0,18	1,2578	0,18	0,13125	5,89	0,01	0,01	3,01

Примечание. Параметры элементов приведены к базисной мощности, равной 100 МВА.

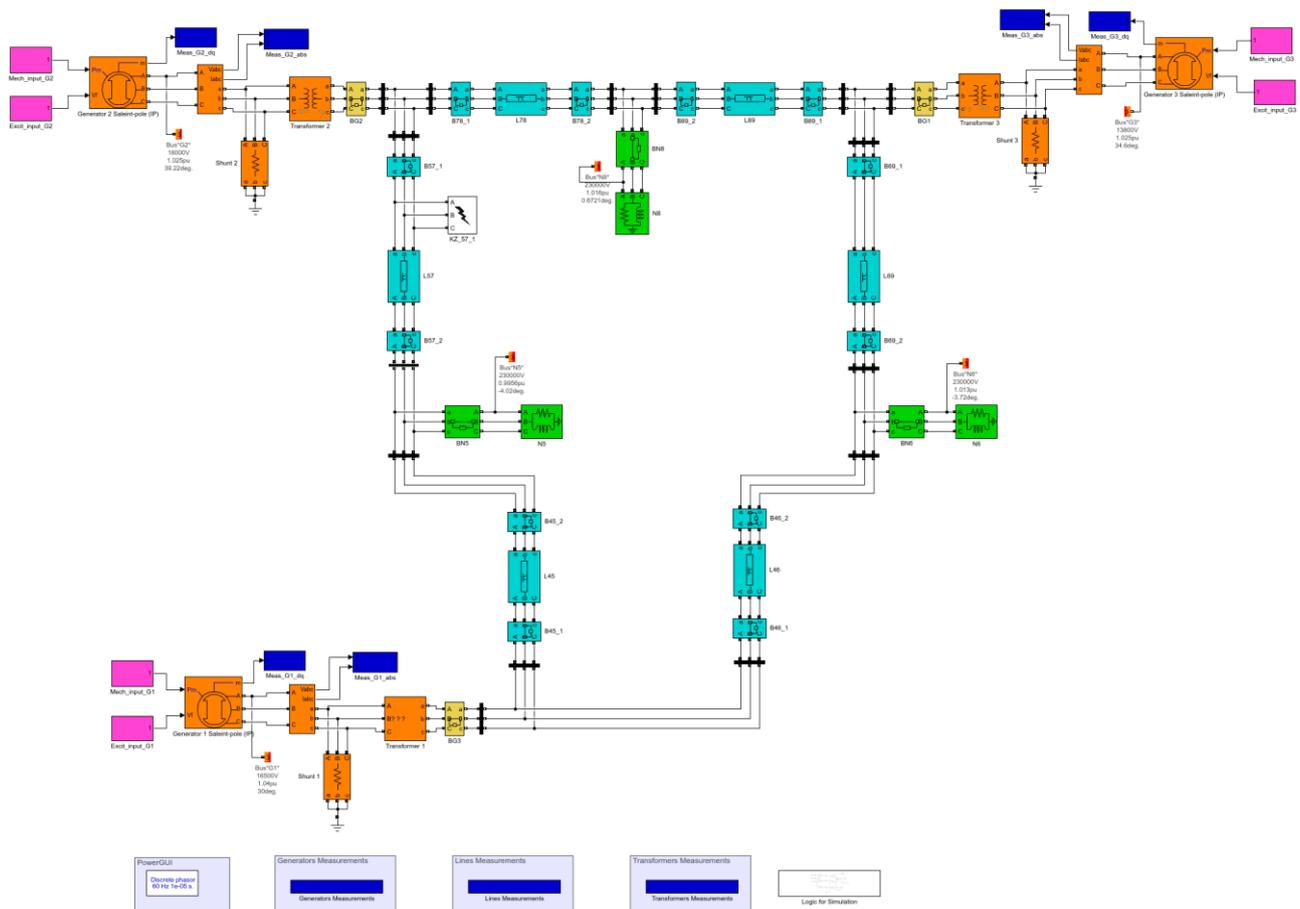


Рис. 5. Схема имитационной модели ЭЭС, представленной на рис. 4, в программном комплексе MATLAB/Simulink

Результаты. Подход №1. Верификация расчетного алгоритма для исследования динамической устойчивости и поиска предельной длительности КЗ. Алгоритм в виде совокупности m -функций, реализованных на языке MATLAB, ранее был успешно верифицирован для трехфазных КЗ в рассматриваемой схеме [8]. Для дополнительной верификации алгоритма и, в частности, логической схемы поиска предельной длительности КЗ с делением шага пополам (рис. 3) рассматривается двухфазное КЗ на землю длительностью 0,2 с на ВЛ 1–4 в узле 4 (рис. 1). Длительность аварийного режима в данном случае не связана с действием устройств основной и резервной защиты, а выбрана такой, чтобы обеспечить выраженный характер колебаний взаимных углов роторов СГ для верификации расчетной модели при возмущении, при котором ДУ еще сохраняется. На рис. 6 представлено сопоставление расчетных кривых взаимных углов между каждой парой роторов СГ: одна из кривых в каждом случае получена по реализованному в виде m -функций алгоритму («Расчет» в легенде графика на рис. 6), другая – в Simulink по имитационной модели, отраженной на рис. 2 («Sim.» в легенде).

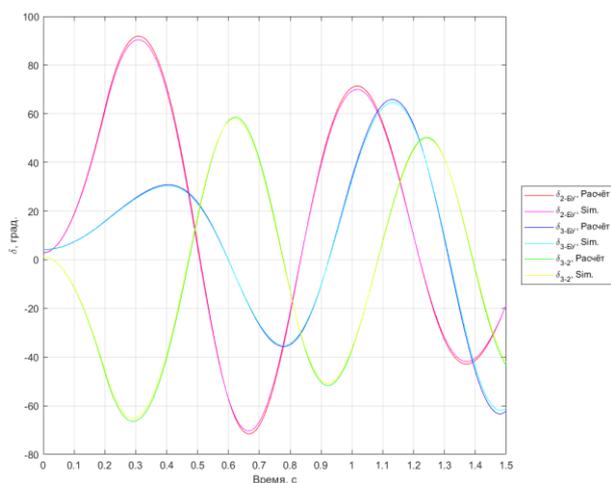


Рис. 6. Результаты верификации алгоритма для исследования динамической устойчивости ЭЭС

Практически полное совпадение одноименных кривых при рассматриваемом возмущении, при котором требуются схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей ЭЭС, свидетельствует о корректной реализации

собственного расчетного алгоритма на языке MATLAB.

Предельная длительность существования рассматриваемого КЗ с точки зрения сохранения устойчивости, автоматически определенная с помощью логической схемы рис. 3, составила 0,264 с, а в Simulink путем подбора получено значение, равное 0,268 с. Таким образом, отличие не превышает 1,5 % и разработанный расчетный алгоритм можно считать успешно верифицированным и применимым для автоматизированных исследований, предполагающих множество итераций с автоматическим сбором полученных данных.

Результаты моделирования вариации параметров СГ. Как было отмечено выше, неточность задания параметров СГ имитируется генерацией псевдослучайных чисел в диапазоне 80–120 % от соответствующего эталонного значения x'_d и 90–110 % от соответствующего эталонного значения H . На рис. 7 приведены 50 значений каждой из величин для трех СГ (три x'_d и три H), использованные затем в экспериментах для каждой точки КЗ.

Результаты поиска предельной длительности КЗ при вариации переходного сопротивления и постоянной инерции СГ. На рис. 8 приведены результаты автоматического определения (рис. 3) предельной длительности КЗ с точки зрения сохранения динамической устойчивости. Рассмотрены трехфазные КЗ в начале и в конце каждой ВЛ (рис. 1), где в качестве «эталонного» значения предельной длительности КЗ (рис. 8, средний столбец в каждой группе данных) фигурирует максимальное время существования КЗ при исходных значениях x'_d и H (табл. 2). После проведения 50 итераций с конкретными значениями x'_d и H (согласно рис. 7) для каждой точки КЗ определены минимальное и максимальное значения предельного времени с точки зрения сохранения устойчивости, соответствующие левому и правому столбцу в каждой группе на рис. 8. На рис. 9 для более удобного анализа разброса результатов представлены те же минимальные и максимальные значения предельной длительности КЗ в процентах от эталона, принятого за 100 %.

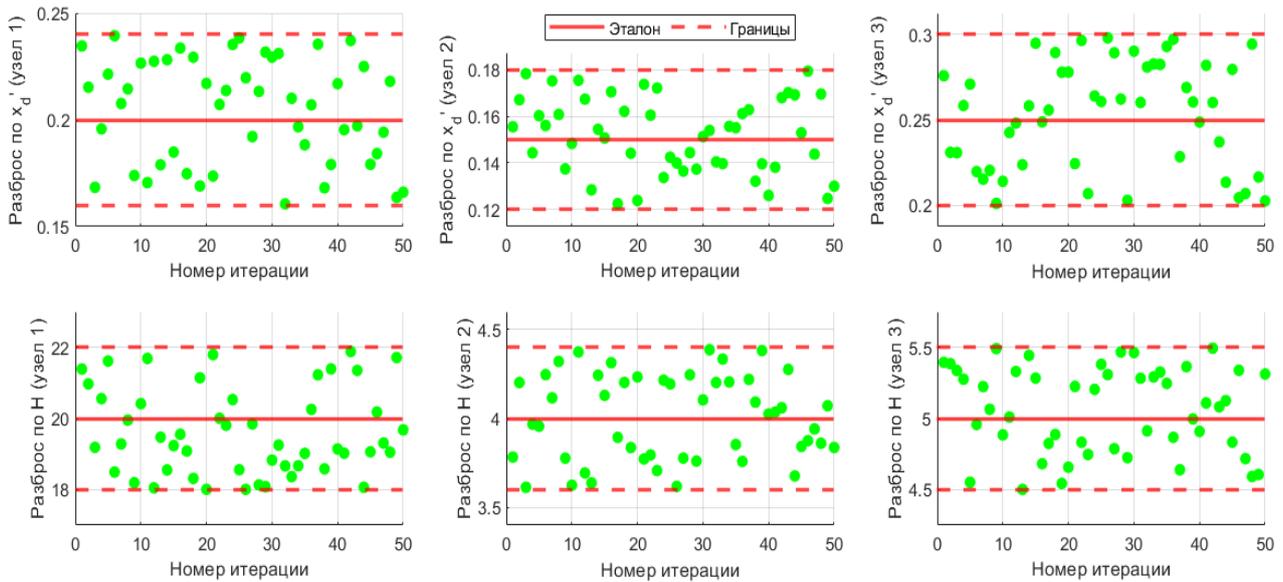


Рис. 7. Сгенерированные параметры СГ, отражающие неопределенность паспортных данных СГ

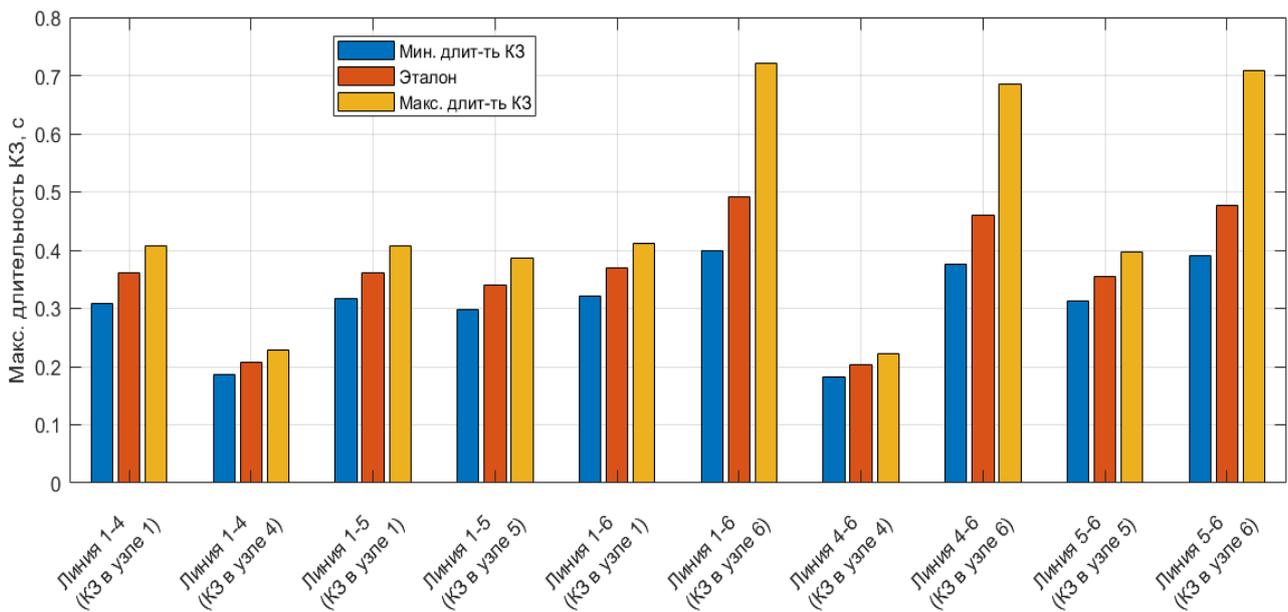


Рис. 8. Предельное допустимое время существования КЗ в различных точках схемы на рис. 1 при исходных паспортных данных и вариации параметров СГ

Анализ данных, отраженных на рис. 8 и 9, свидетельствует о достаточно существенном влиянии неточностей задания параметров СГ на выводы о предельной длительности КЗ. В некоторых случаях (КЗ в узле 6 на линиях 1–6, 4–6 и 5–6) раз-

брос значений предельно допустимого времени существования КЗ достигает 70–80 %, что подтверждает актуальность задачи идентификации фактических параметров расчетных моделей СГ.

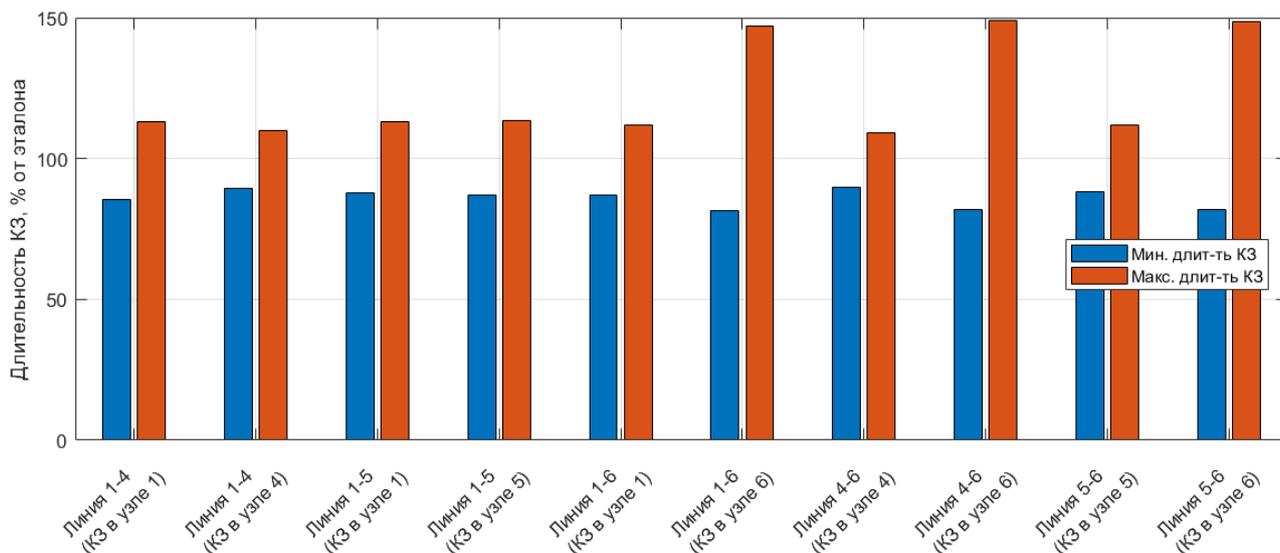


Рис. 9. Предельное допустимое время существования КЗ в различных точках схемы на рис. 1 при вариации параметров СГ (в процентах от эталона, соответствующего паспортным данным СГ (табл. 2))

Подход №2. Результаты анализа предельной длительности КЗ при вариации параметров СГ. На рис. 10 и 11 приведены результаты расчета предельной длительности КЗ по условию сохранения ДУ для ЭЭС, представленной на рис. 4. Рассматриваются трехфазные (рис. 10) и однофазные (рис. 11) КЗ на ВЛ с последующим неуспешным действием АПВ.

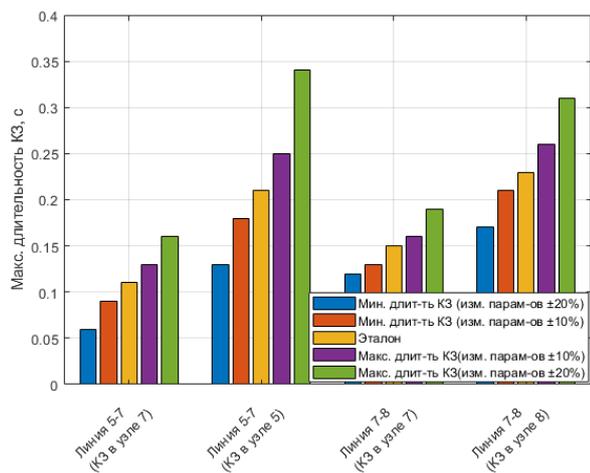


Рис. 10. Предельное допустимое время существования трехфазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при исходных паспортных данных и вариации параметров СГ

В качестве «эталонного» значения предельной длительности КЗ (рис. 10 и 11, средний столбец в каждой группе данных) фигурирует максимальное время существования КЗ при исходных значениях па-

раметров СГ (табл. 7). После проведения 100 итераций по методу Монте–Карло для каждой точки КЗ определены минимальное и максимальное значения предельной длительности КЗ по условию сохранения ДУ. Представлены результаты как для экспериментов, в которых параметры изменялись в диапазоне 80–120 % от эталона, так и для экспериментов, в которых изменение параметров осуществлялось в диапазоне 90–110 % от эталона. На рис. 12 (для трехфазных КЗ) и рис. 13 (для однофазных КЗ) для более удобного анализа разброса результатов представлены те же минимальные и максимальные значения предельной длительности КЗ в процентах от эталона, принятого за 100 %.

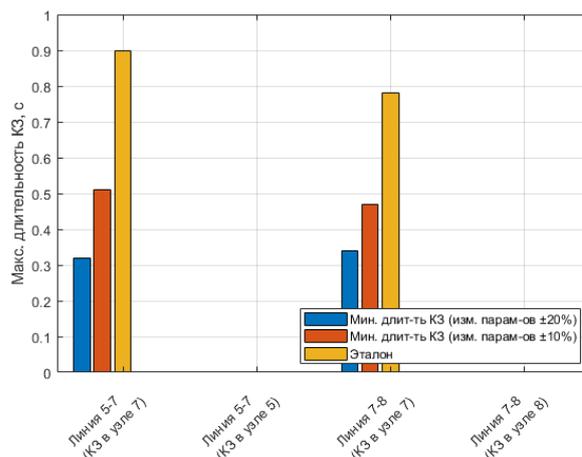


Рис. 11. Предельное допустимое время существования однофазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при исходных паспортных данных и вариации параметров СГ

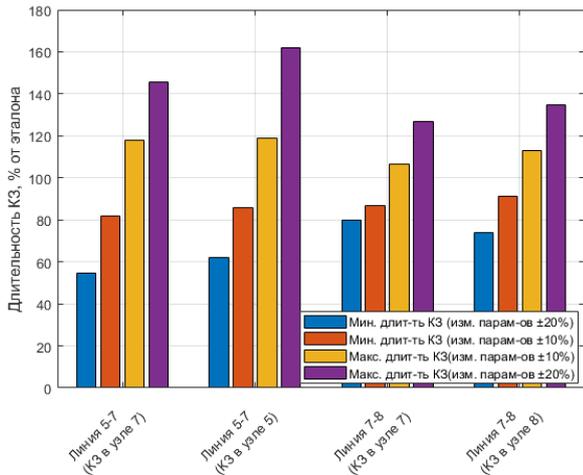


Рис. 12. Предельное допустимое время существования трехфазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при вариации параметров СГ (в процентах от эталона, соответствующего паспортным данным СГ (табл. 7))

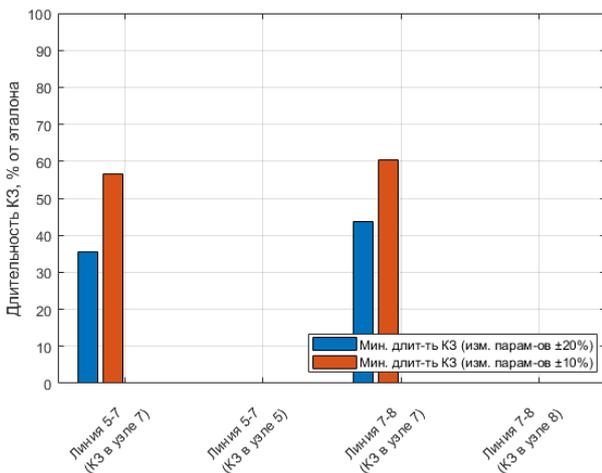


Рис. 13. Предельное допустимое время существования однофазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при вариации параметров СГ (в процентах от эталона, соответствующего паспортным данным СГ (табл. 7))

Стоит отметить, что в некоторых экспериментах для однофазных КЗ ДУ ЭЭС обеспечивалась при любой длительности КЗ, как, например, при однофазном КЗ вблизи узла 5 на ВЛ 5–7 (рис. 11 и 13). В некоторых же случаях подобная картина наблюдалась только при определенных соотношениях варьируемых параметров, как, например, при однофазном КЗ вблизи узла 7 на ВЛ 5–7 (рис. 11 и 13).

Анализ результатов проведенных вычислительных экспериментов показывает, что неточности параметров моделей СГ оказывают существенное влияние на ре-

зультаты расчета предельного времени существования КЗ по условию сохранения ДУ. Разброс значений предельно допустимого времени существования КЗ при вариации параметров моделей СГ достигает 100 %. В некоторых экспериментах для однофазных КЗ ДУ ЭЭС обеспечивалась при любой длительности КЗ.

Результаты анализа предельной загрузки генераторов при заданном возмущающем воздействии в случае вариации параметров СГ. На рис. 14 и 15 приведены результаты расчета предельной загрузки генератора №2 (рис. 4) в доаварийном режиме по условию сохранения ДУ ЭЭС при КЗ. Рассматриваются трехфазные (рис. 14) и однофазные (рис. 15) КЗ на ВЛ длительностью 0,1 секунды с последующим неуспешным действием АПВ.

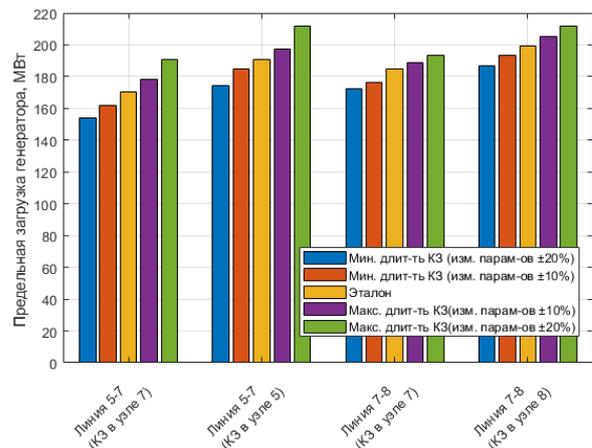


Рис. 14. Предельная нагрузка генератора №2 при трехфазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при исходных паспортных данных и вариации параметров СГ

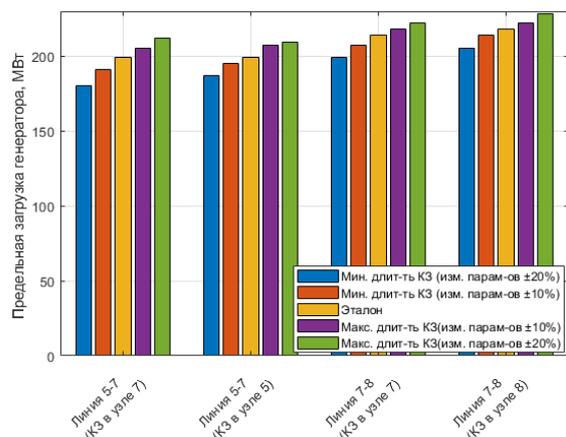


Рис. 15. Предельная нагрузка генератора №2 при однофазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при исходных паспортных данных и вариации параметров СГ

В качестве «эталонного» значения предельной загрузки генератора (рис. 14 и 15, средний столбец в каждой группе данных) фигурирует предельная загрузка генератора в доаварийном режиме при заданных КЗ для исходных значений параметров СГ (табл. 7). После проведения 100 итераций по методу Монте–Карло для каждой точки КЗ определены значения минимальной и максимальной предельной загрузки генератора по условию сохранения ДУ. Представлены результаты как для экспериментов, в которых параметры изменялись случайным образом в диапазоне 80–120 % от эталона, так и для экспериментов, в которых изменение параметров происходило в диапазоне 90–110 % от эталона. На рис. 16 (для трехфазных КЗ) и рис. 17 (для однофазных КЗ) для более удобного анализа разброса результатов представлены те же минимальные и максимальные значения предельной загрузки генератора в процентах от эталона, принятого за 100 %.

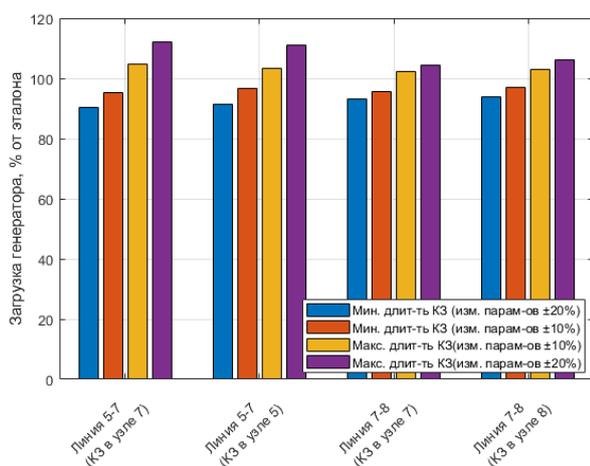


Рис. 16. Предельная загрузка генератора №2 при трехфазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при вариации параметров СГ (в процентах от эталона, соответствующего паспортным данным СГ (табл. 7))

Анализ результатов проведенных вычислительных экспериментов показывает, что неточности параметров моделей СГ также оказывают влияние на результаты расчета предельной загрузки генератора в доаварийном режиме по условию сохранения ДУ при заданных возмущениях. В некоторых случаях разброс значений предельной загрузки рассматриваемого генератора составляет до 20 %.

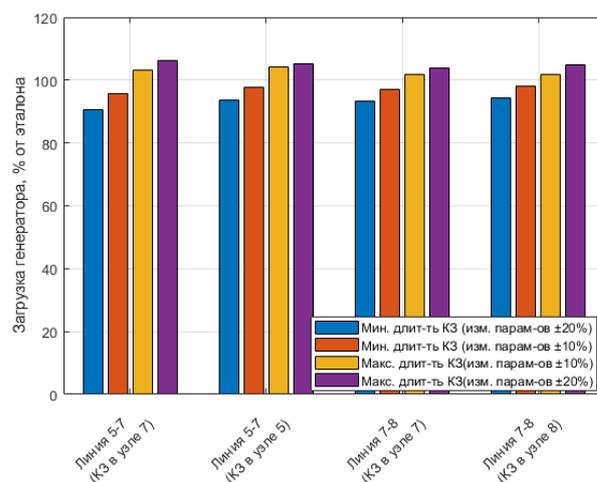


Рис. 17. Предельная загрузка генератора №2 при однофазных КЗ в различных точках схемы на рис. 4 при вариации параметров СГ (в процентах от эталона, соответствующего паспортным данным СГ (табл. 7))

Выводы. По результатам проведенных исследований могут быть сделаны следующие выводы.

1. Разработанный расчетный алгоритм в виде совокупности *m*-функций на языке MATLAB может быть успешно применен для автоматизированного исследования ДУ многомашинных ЭЭС различной конфигурации. При дальнейшем развитии алгоритма синхронные машины могут быть представлены более полными моделями с учетом автоматики регулирования возбуждения сильного действия.

2. Совокупность полученных в ходе экспериментов результатов подтверждает актуальность проблемы идентификации параметров моделей СГ.

3. Отклонения параметров моделей СГ от их эталонных значений оказывают существенное влияние на результаты расчета предельного времени существования КЗ по условию сохранения ДУ вне зависимости от модели СГ – погрешности расчетов достигают 100 %.

4. Отклонения параметров моделей СГ от их эталонных значений оказывают влияние на результаты расчета предельной загрузки генерирующего оборудования в исходном доаварийном режиме по условию сохранения ДУ при заданном возмущающем воздействии. В проведенных вычислительных экспериментах разброс значений предельной загрузки рассматриваемого генератора составляет около 20 %.

Список литературы

1. **Ульянов С.А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. – 2-е изд., стер. – М., 2010. – 519 с.

2. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.

3. **Kundur P.** Power System Stability and Control. – New York: McGraw-Hill, 1994.

4. **Sauer P.W., Pai M.A., & Chow J.H.** Power System Dynamics and Stability: With Synchronphasor Measurement and Power System Toolbox. (2 ed.) – Hoboken, NJ, USA: Wiley–IEEE Press, 2017.

5. **SG** parameters estimation based on synchronphasor data / B. Ahmadzadeh-Shoostari, R. Torkzadeh, M. Kordi, et al. // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – July 2018. – Vol. 12, no. 12. – P. 2958–2967.

6. **Kyriakides E.E., Heydt G.T., Vittal V.** On-line estimation of synchronous Generator parameters using a damper current observer and a graphic user inter-face // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – September 2004. – Vol. 19, no. 3. – P. 499–507. DOI:10.1109/TEC.2004.832057.

7. **Hadi Saadat.** Power System Analysis (Milwaukee School of Engineering). – WCB/McGraw-Hill, 1999.

8. **Шевцова А.А., Иванов И.Е.** Автоматизированное исследование динамической устойчивости электроэнергетической системы с несколькими генерирующими узлами // *Электроэнергетика: тез. докл. XVIII всерос. (X Междунар.) науч.-техн. конф. студ., асп. и молодых ученых, посвященной 75-летию теплоэнергетического факультета. В 7 т. Т. 3, Иваново, 16–18 мая 2023 г.* – Иваново, 2023. – С. 19.

9. **Чудинов Ю.А., Иванов И.Е.** Сравнительный анализ паспортных данных синхронных генераторов на предмет разброса расчетных параметров их моделей // *Электроэнергетика: материалы XVII Всерос. (IX Междунар.) науч.-техн. конф. студ., асп. и молодых ученых. В 6 т., Иваново, 11–13 мая 2022 г.* – Иваново, 2022. – С. 26.

10. **Переходные** процессы в электроэнергетических системах: учебник / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, М.В. Пиратов. – М.: НИУ МЭИ, 2018. – 396 с.

11. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.** – IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE

Std 421.5-1992). – 21 April 2006. P. 1–93. DOI: 10.1109/IEEESTD.2006.99499.

12. **Pourbeik P., Chown G., Feltes J.** Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. – IEEE Technical Report PES-TR1, 2013.

References

1. Ul'yanov, S.A. *Elektromagnitnye perekhodnye protsessy v elektricheskikh sistemakh* [Electromagnetic transients in electric systems]. Moscow, 2010. 519 p.

2. Venikov, V.A. *Perekhodnye elektromekhanicheskie protsessy v elektricheskikh sistemakh* [Electromechanical transients in electric systems]. Moscow: Vysshaya shkola, 1985. 536 p.

3. Kundur, P. Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994.

4. Sauer, P.W., Pai, M.A., Chow, J.H. Power System Dynamics and Stability: With Synchronphasor Measurement and Power System Toolbox. Hoboken, NJ, USA: Wiley–IEEE Press, 2017.

5. Ahmadzadeh-Shoostari, B., Torkzadeh, R., Kordi, M., Marzooghi, H., Eghtedarnia, F. SG parameters estimation based on synchronphasor data. *IET Generation, Transmission & Distribution*, July 2018, vol. 12, no. 12, pp. 2958–2967.

6. Kyriakides, E.E., Heydt, G.T., Vittal, V. On-line estimation of synchronous Generator parameters using a damper current observer and a graphic user interface. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, September 2004, vol. 19, no. 3, pp. 499–507. DOI:10.1109/TEC.2004.832057.

7. Hadi, Saadat. Power System Analysis (Milwaukee School of Engineering). WCB/McGraw-Hill, 1999.

8. Shevtsova, A.A., Ivanov, I.E. Avtomatizirovannoe issledovanie dinamicheskoy ustoychivosti elektroenergeticheskoy sistemy s neskol'kimi generiruyushchimi uzlamy [Automated study of dynamic stability of an electric power system with several generating nodes]. *Tezisy dokladov XVIII Vserossiyskoy (X Mezhdunarodnoy) nauchno-tekhnicheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh «Elektroenergetika», posvyashchennoy 75-letiyu teploenergeticheskogo fakul'teta. V 7 t. T. 3, Ivanovo, 16–18 maya 2023 g.* [Abstracts of the XVIII All-Russian (X International) Scientific and Technical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists “Electric Power Engineering”, Dedicated to the 75th Anniversary of the Heat and Power Engineering Faculty. In 7 vols., vol. 3, Ivanovo, 16–18 may 2023]. Ivanovo, 2023, p. 19.

9. Chudinov, Yu.A., Ivanov, I.E. Sravnitel'nyy analiz pasportnykh dannykh sinkhronnykh generatorov na predmet razbrosa raschetnykh parametrov ikh modeley [Comparative analysis of reference parameters of synchronous generators for the spread of design parameters of their models]. *Materialy XVII Vserossiyskoy (IX Mezhdunarodnoy) nauchno-tekhnicheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh «Elektroenergetika». V 6 t., Ivanovo, 11–13 maya 2022 g.* [Proceedings of XVII all Russian (IX International) conference of students, post graduate and young scientists "Electro power engineering". In 6 vols., Ivanovo, 11–13 of May, 2022]. Ivanovo, 2022, p. 26.

10. Kryuchkov, I.P., Starshinov, V.A., Gusev, Yu.P., Piratorov, M.V. *Perekhodnye protsessy v elektroenergeticheskikh sistemakh* [Transients in electric power systems]. Moscow: NIU MEI, 2018. 396 p.

11. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992), 21 April 2006, pp. 1–93. DOI: 10.1109/IEEESTD.2006.99499.

12. Pourbeik, P., Chown, G., Feltes, J. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. IEEE Technical Report PES-TR1, 2013.