

ОЦЕНКА УЧАСТИЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В ДЕМПФИРОВАНИИ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

**А.С. Бердин, А.С. Герасимов, Ю.П. Захаров,
П.Ю. Коваленко, А.Н. Мойсейченков**

По своей природе низкочастотные колебания – это нелинейные и нестационарные колебательные процессы, представляющие собой наложение нескольких составляющих движения вращающихся масс в энергорайоне или узле, оказывающих взаимное влияние. При возникновении значительных небалансов мощности в энергосистемах могут возникать циклические низкочастотные колебания частоты с амплитудами более 0,05 Гц. В таких ситуациях крайне важным становится мониторинг эффективности демпферных свойств каждого генератора, которые в значительной степени определяются настройками применяемых системных регуляторов. Для оценки способности синхронного генератора сохранять синхронный режим при отклонении угла нагрузки синхронной машины θ от некоторого установившегося значения θ_0 на некоторую величину $\Delta\theta$ используют синхронизирующий момент $\partial M/\partial\theta$ и, соответственно, удельную синхронизирующую мощность $\partial P/\partial\theta$. В статье представлены способы определения угла нагрузки и, соответственно, удельной синхронизирующей мощности синхронной машины в зависимости от состава имеющихся измерений параметров электрического режима синхронного генератора, оценены основные их достоинства и недостатки.

Ключевые слова: синхронный генератор, угол нагрузки синхронной машины, синхронизирующая мощность, низкочастотные колебания в энергосистеме, синхронизированные векторные измерения.

Введение

Настоящий этап развития энергетики характеризуется наличием соединенных относительно слабыми связями крупных концентрированных энергосистем, в состав которых активно включаются мощности распределенной генерации. Изменение состава генерации и структуры электропотребления приводит к уменьшению постоянных инерции элементов энергосистем, повышая чувствительность параметров режима энергосистемы в целом к небольшим возмущениям. В целях повышения управляемости энергосистем внедряется новое оборудование, оснащенное современными быстродействующими устройствами регулирования: асинхронизированные и синхронные генераторы, FACTS, накопители энергии. В результате ввода новых устройств помимо повышения управляемости режима в энергосистеме появляются также некоторые негативные свойства, проявляющиеся, в частности, в возникновении низкочастотных (0,1–3,0 Гц) общесистемных колебаний ее режимных параметров.

Низкочастотные колебания (НЧК) параметров электрического режима при электромеханических переходных процессах в энергосистемах обычно возникают в результате таких ситуаций, как:

- понижение или повышение частоты электрического тока из-за возникшего резкого изменения мощности генерации и потребления (нагрузки потребителей) в энергосистеме;

- асинхронный режим работы отдельных частей энергосистем;
- разделение ЕЭС;
- ведение режима вблизи предела по статической устойчивости в сечениях;
- неправильная настройка системных регуляторов (АРВ, АРСВ).

По своей природе НЧК – это нелинейные и нестационарные колебательные процессы, представляющие собой наложение нескольких составляющих движения (в том числе и низкочастотных) вращающихся масс в энергорайоне или узле, оказывающих взаимное влияние.

Резонансные (собственные) частоты энергосистемы и частоты электростанций, входящих в энергообъединение, сугубо индивидуальны, но в каждой из них проявляются различные низкочастотные составляющие, соответствующие взаимному движению различных концентрированных частей или целых энергосистем друг относительно друга, а также собственные частоты генераторов станций [1].

Незначительные колебания синхронных генераторов (СГ) станций происходят практически всегда из-за непрерывно возникающих небалансов потребляемой и генерируемой мощностей, что выражается в малых изменениях частоты системы в энергорайонах. Эти колебания легко демпфируются и не вызывают опасений. Но при возникновении значительных небалансов мощности в энер-

госистемах могут возникать циклические изменения частоты с амплитудами более 0,05 Гц. В таких ситуациях крайне важным становится мониторинг эффективности демпферных свойств каждого генератора, которые в значительной степени определяются настройками применяемых системных регуляторов.

Оценка участия синхронного генератора в демпфировании НЧК

В качестве меры демпферных свойств генератора целесообразно принять величину энергии, затраченной генератором на противодействие скольжению ротора относительно частоты системы – синхронизирующей энергии на интервале времени переходного электромеханического процесса.

Для оценки способности СГ сохранять синхронный режим при отклонении угла нагрузки синхронной машины θ от некоторого установившегося значения θ_0 на некоторую величину $\Delta\theta$ используют синхронизирующий момент $\partial M/\partial\theta$ и, соответственно, удельную синхронизирующую мощность $\partial P/\partial\theta$ [2].

Величина активной синхронизирующей энергии СГ в течение цикла НЧК (при $|f_p(t) - f_n| < \Delta f_{\text{доп.откл.}}$) определяется выражением

$$W_{\text{сц}} = \int_{\text{нц}}^{\text{кц}} P_{\text{см}}(t) dt, \quad (1)$$

где $W_{\text{сц}}$ – синхронизирующая энергия в течение цикла НЧК;

«нц», «кц» – начало и конец цикла, соответственно;

$P_{\text{см}}(t)$ – синхронизирующая мощность в момент времени t .

Тогда синхронизирующая энергия на интервале времени переходного электромеханического процесса определится как сумма $W_{\text{сц}}$ всех циклов колебаний.

В гидрогенераторах и турбогенераторах большой мощности КПД может достигать значений 0,97–0,99 [2].

Если пренебречь магнитными потерями и электрическими потерями в обмотке якоря, то электромагнитную мощность можно принять равной активной мощности генератора $P_{\text{эм}} = P_{\text{г}}$ [2] и при наличии прямых измерений активной мощности и угла нагрузки генератора можно определить удельную синхронизирующую мощность $P_{\text{см}}(t)$ для любого момента времени:

$$P_{\text{см}}(t) = \partial P_{\text{эм}}(t)/\partial\theta(t). \quad (2)$$

При правильной настройке системных регуляторов $P_{\text{см}}$ всегда препятствует изменению частоты системы, прикладывая синхронизирующий момент, действуя на уменьшение скольжения $\Delta f_{\text{с-р}}$.

Влияние автоматических регуляторов скорости вращения турбины на $P_{\text{см}}(t)$ определяется отклонением $f_p(t)$ от номинального значения $(f_p(t) - f_n)$. Если $|f_p(t) - f_n| < \Delta f_{\text{доп.откл}}$ не вы-

ходит за границы зоны нечувствительности, механический момент на валу СГ $M_T(t)$ можно считать постоянным и не влияющим на $P_{\text{см}}(t)$. В противном случае его влияние может оказаться существенным.

Влияние АРВ СГ проявляется через изменение $P_{\text{эм}}(t)$ и может быть определено по измерениям тока возбуждения $I_f(t)$, а также векторов напряжения $\vec{U}_r(t)$ и тока $\vec{I}_r(t)$ статора:

$$I_f(t) \rightarrow \vec{U}_r(t) \cdot \vec{I}_r(t) \rightarrow P_{\text{эм}}(t). \quad (3)$$

Для определения значений удельного синхронизирующего момента и удельной синхронизирующей мощности, соответствующих режиму работы синхронной машины в момент времени t , необходимо значение угла нагрузки синхронной машины.

Рассмотрим способы определения угла нагрузки синхронной машины для трех случаев состава непосредственно измеряемых (контролируемых) параметров регистраторами системы мониторинга переходных режимов (СМНР) на генераторе.

Способ 1

Для синхронной машины, работающей параллельно с системой, имеются измерения и полученные только из них следующие параметры:

- напряжение фаз обмотки статора u_a, u_b, u_c ;
- ток фаз обмотки статора i_a, i_b, i_c ;
- фазовый сдвиг между напряжением и током фазы обмотки статора $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$;
- напряжение обмотки возбуждения u_f ;
- ток обмотки возбуждения i_f ;
- угловое положение ротора;
- частота напряжения системы f_c ;
- синхронная электрическая угловая скорость вращения поля статора $\omega_c = 2\pi f_c$;
- электрическая угловая скорость вращения ротора ω ;
- угол нагрузки синхронной машины θ .

Значение угла нагрузки синхронной машины θ может быть определено путем непосредственных измерений, либо используя интегрирование разности мгновенных значений электрической угловой скорости вращения ротора ω и синхронной электрической угловой скорости вращения поля статора (частота системы) [2]:

$$\theta = \int_0^t (\omega - \omega_c) dt. \quad (4)$$

Для этого случая удельная синхронизирующая мощность $P_{\text{см}}(t)$ для любого момента времени определяется по формуле (2).

Кроме того, при таком составе прямых измерений возможно:

- определить значение полного индуктивного сопротивления якоря синхронной машины $X_1 = (X_a + X_\sigma)$, соответствующее режиму работы в текущий момент времени и его составляющие:

главное индуктивное сопротивление фазы обмотки якоря X_a , индуктивное сопротивление рассеяния фазы обмотки якоря X_σ , а также полное индуктивное сопротивление по продольной оси X_d и полное индуктивное сопротивление по поперечной оси X_q ;

- оценить влияние автоматического регулирования возбуждения конкретной синхронной машины на ее работу параллельно с сетью в текущий момент времени.

Способ 2

Для синхронной машины, работающей параллельно с сетью, выполняются измерения следующих параметров:

- напряжение обмотки статора u_a, u_b, u_c ;
- ток обмотки статора i_a, i_b, i_c ;
- фазовый сдвиг между напряжением и током обмотки статора $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$;
- напряжение обмотки возбуждения u_f ;
- ток обмотки возбуждения i_f ;
- частота напряжения системы f_c .

При малых колебаниях ротора отклонения угла нагрузки синхронной машины относительно начального значения малы, тогда можно считать, что $\sin(\Delta\theta) \cong \Delta\theta = \theta - \theta_0$. В этом случае допустимо при определении угла нагрузки использовать экспериментальные или проектные параметры (номинальные значения напряжения и тока, индуктивное сопротивление Потье X_p , индуктивное сопротивление рассеяния фазы обмотки якоря X_σ и др.) и характеристики (холостого хода, -фазного короткого замыкания и др.).

Тогда значение угла нагрузки синхронной машины можно определить с применением уравнений, соответствующих векторной диаграмме синхронной машины [2]:

$$U \sin(\theta) = X_q I_q - R I_d, \quad (5)$$

$$U \cos(\theta) = E_f - X_d I_d - R I_q, \quad (6)$$

где U – фазное напряжение на выводах обмотки якоря;

θ – угол между вектором ЭДС \dot{E}_f и вектором \dot{U} ;

E_f – ЭДС возбуждения, индуцируемая в фазе обмотки якоря полем взаимной индукции от МДС возбуждения;

X_q, X_d – полное индуктивное сопротивление по поперечной оси и полное индуктивное сопротивление по продольной оси, соответственно;

$I_q = I \cos(\beta), I_d = I \sin(\beta)$ – поперечная и продольная составляющие вектора фазного тока обмотки якоря $\dot{I} = I_d + j I_q$;

$\beta = \theta + \varphi$ – угол между вектором \dot{E}_f и вектором \dot{I} ;

φ – угол между вектором \dot{U} и вектором \dot{I} ;

R – активное сопротивление фазы обмотки якоря; тогда

$$\theta = \arctg \left(\frac{X_q I_q - R I_d}{E_f - X_d I_d - R I_q} \right). \quad (7)$$

Учет насыщения магнитной цепи может осуществляться для известных значений тока нагрузки и тока возбуждения в текущий момент времени.

Неопределенность значения угла нагрузки синхронной машины будет зависеть от:

- интервала интегрирования мгновенных значений напряжения обмотки статора, тока обмотки статора, тока обмотки возбуждения;

- гистерезиса (неоднозначности) зависимости ЭДС холостого хода и, как следствие, напряжения и тока статора от значения тока обмотки возбуждения.

Способ 3

Для синхронной машины, работающей параллельно с сетью, выполняются измерения следующих параметров:

- напряжение обмотки статора u_a, u_b, u_c ;
- ток обмотки статора i_a, i_b, i_c ;
- фазовый сдвиг между напряжением и током обмотки статора $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$;
- частота напряжения системы f_c .

В этом случае значение угла нагрузки синхронной машины приближенно определяется по формуле (7), считая значения параметров постоянными и не зависящими от нагрузки и тока возбуждения.

Неопределенность значения угла нагрузки синхронной машины зависит от:

- интервала интегрирования мгновенных значений напряжения обмотки статора, тока обмотки статора, тока обмотки возбуждения;

- величины отклонения параметров синхронной машины для значений напряжения и тока нагрузки и тока возбуждения, соответствующих режиму работы синхронной машины в текущий момент времени, от значений, принятых неизменными.

Таким образом, определив угол нагрузки синхронной машины, по формуле (2) можно определить синхронизирующую мощность для любого момента времени. По зависимости $P_{см}(t)$ можно оценить качество работы системных регуляторов.

В качестве практического примера оценивалось участие турбогенератора номинальной мощностью 800 МВт в демпфировании низкочастотных колебаний, произошедших во время технологического инцидента. Так как регистратором СМНР измерялись только токи и напряжения обмоток статора, расчеты выполнялись способом 3.

График активной мощности генератора P_r в данном инциденте приведен на рис. 1. На рис. 2 приведены полученные зависимости активной мощности генератора от угла его нагрузки θ по одному циклу НЧК для указанных интервалов.

На интервалах по 10 секунд (8 циклов НЧК), обозначенных на рис. 1, определялись следующие величины:

P_r^{cp} – среднее значение мощности генератора;

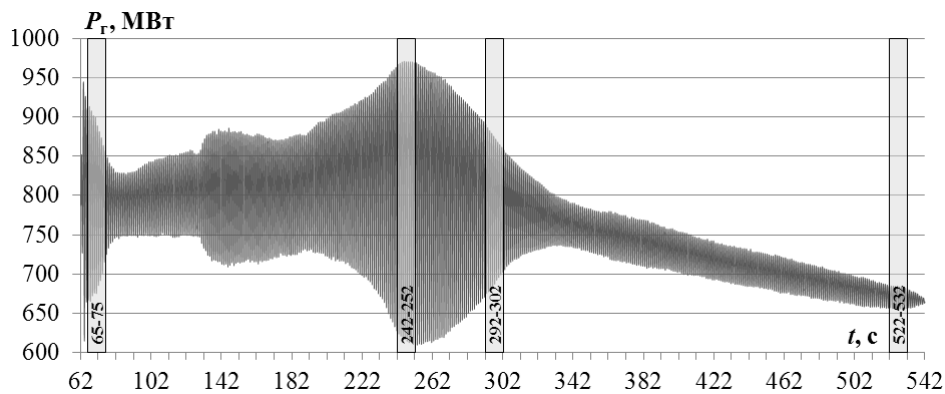


Рис. 1. Колебания активной мощности генератора

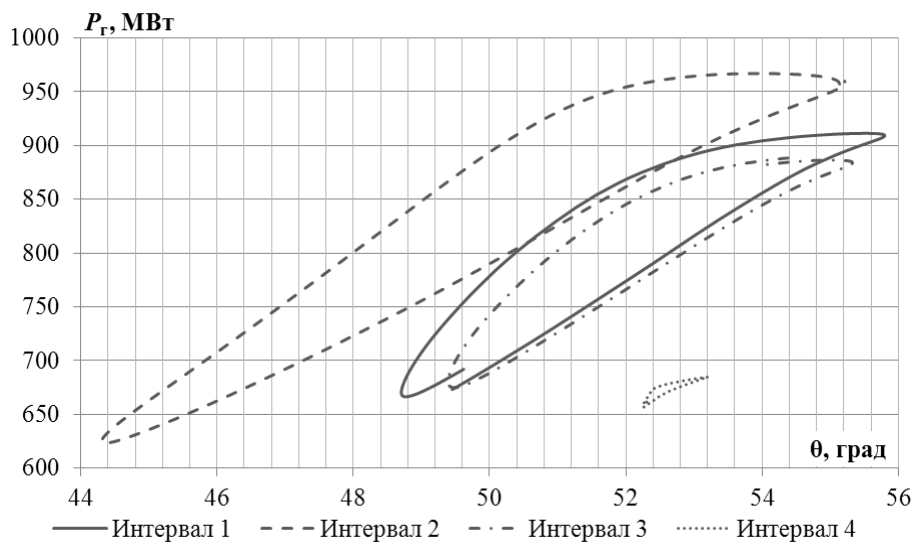


Рис. 2. Зависимость активной мощности от угла нагрузки генератора

P_g^{\min} – минимальное значение мощности генератора;

P_g^{\max} – максимальное значение мощности генератора;

θ^{cp} – среднее значение угла нагрузки генератора;

θ^{\min} – минимальное значение угла нагрузки генератора;

θ^{\max} – максимальное значение угла нагрузки генератора;

$P_{\text{синх.уд}}^{\text{cp}}$ – среднее значение удельной синхронизирующей мощности;

$P_{\text{синх.уд}}^{\min}$ – минимальное значение удельной синхронизирующей мощности;

$P_{\text{синх.уд}}^{\max}$ – максимальное значение удельной синхронизирующей мощности;

Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Средняя удельная синхронизирующая мощность характеризует количество энергии, прилагаемое генератором на демпфирование колебательного процесса. Из табл. 1 видно, что наименьшая величина $P_{\text{синх.уд}}^{\text{cp}} = 26,15$ МВт/град имела место при наибольшей амплитуде низкочастотных

колебаний. После разгрузки генератора ее величина увеличилась до 34,82 МВт/град и перед затуханием достигла величины 41,06 МВт/град.

Оценка влияния допущений, принятых в способе 3, выполнена в среде MATLAB на модели двухрайонной системы, представленной в главе 12 «Power System Stability and Control» [3]. В качестве примера из работы были выведены PSS генераторов 1, 2, 4, в результате чего наблюдаются затухающие НЧК активной мощности генераторов амплитудой до 50 МВт и частотой 0,55 Гц. На рис. 3 приведен график НЧК активной мощности P_g зафиксированные на генераторе 3. На рис. 4 приведена зависимость активной мощности P_g генератора 3 от значений угла нагрузки генератора θ , полученных в результате измерения¹ (способ 1) и расчета (способ 3).

Результаты расчетов приведены в табл. 2.

¹ В качестве непосредственных измерений угла нагрузки СГ приняты результаты моделирования НЧК.

Результаты анализа НЧК активной мощности турбогенератора

Интервал	И ₁ (65с-75с)	И ₂ (242с-252с)	И ₃ (292с-302с)	И ₄ (522с-532с)
$P_{Г}^{CP}$, МВт	804,53	835,08	798,59	670,76
$P_{Г}^{мин}$, МВт	664,16	610,13	674,95	654,57
$P_{Г}^{макс}$, МВт	913,47	970,99	890,66	684,73
θ^{CP} , град	52,37	50,13	52,65	52,66
$\theta^{мин}$, град	48,57	43,63	49,39	52,17
$\theta^{макс}$, град	55,90	55,50	55,57	53,21
$P_{синх. уд'}^{ср} \frac{МВт}{град}$	36,60	26,15	34,82	41,06
$P_{синх. уд'}^{мин} \frac{МВт}{град}$	-5,33	-22,40	-0,95	-12,69
$P_{синх. уд'}^{макс} \frac{МВт}{град}$	94,92	49,12	94,89	131,78

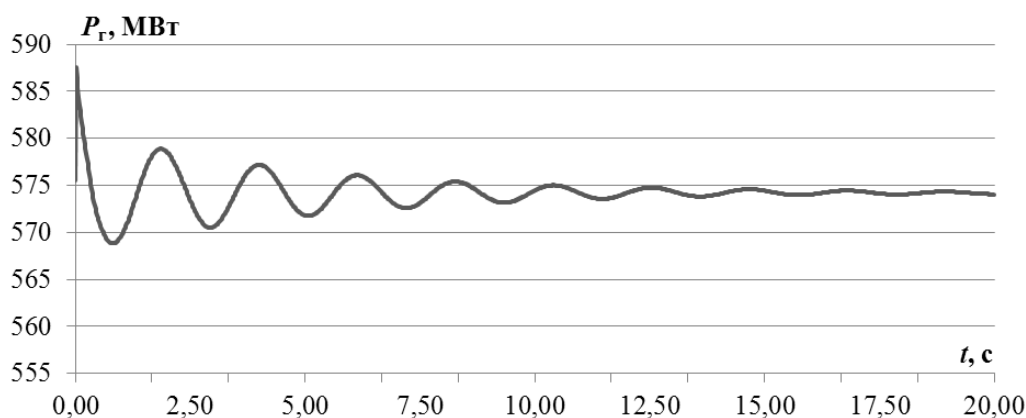


Рис. 3. Колебания активной мощности генератора 3

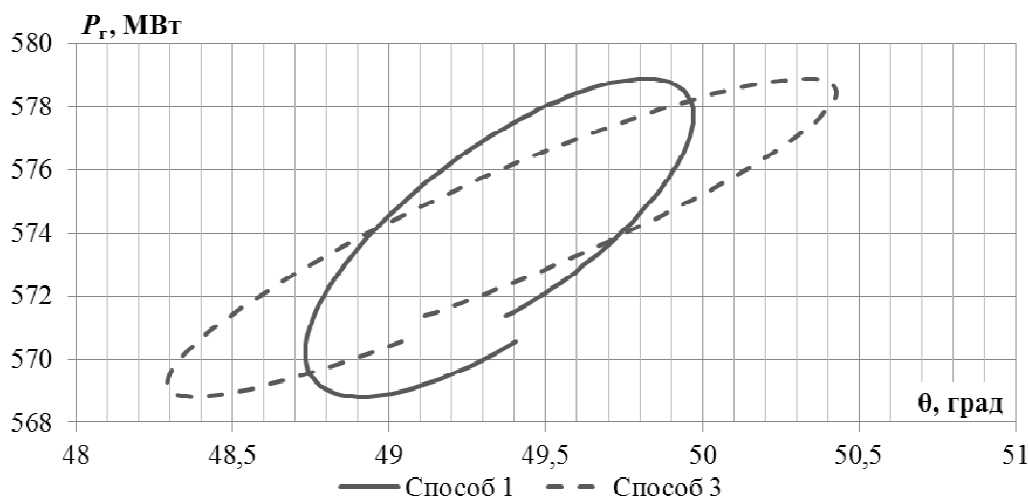


Рис. 4. Зависимость активной мощности генератора 3 от угла нагрузки генератора

Из табл. 2 видно, что допущения, принятые в способе 3, для модели приводят к увеличению амплитуды колебаний угла нагрузки генератора и снижению удельной синхронизирующей мощности. В то же время характер процесса при этом

сохраняется, что позволяет выполнить только оценочный анализ.

Необходимо отметить, что без детальных экспериментальных исследований на реальных генераторах и адекватной физической модели корректно оценить погрешности, вносимые за счет приня-

Таблица 2

Результаты анализа НЧК активной мощности генератора 3

	P_{Γ}^{cp} , МВт	$P_{\Gamma}^{мин}$, МВт	$P_{\Gamma}^{макс}$, МВт	θ_{cp} , град	$\theta_{мин}$, град	$\theta_{макс}$, град	$P_{синх.уд}^{cp}$, МВт/град	$P_{синх.уд}^{мин}$, МВт/град	$P_{синх.уд}^{макс}$, МВт/град
Способ 1	574,07	568,82	578,88	49,38	48,73	49,97	8,06	-30,13	38,90
Способ 3				49,39	48,29	50,43	5,42	-25,87	38,07

тых в моделях допущений, не представляется возможным. Тем не менее, характер и тенденции происходящих процессов представляются достаточно наглядными.

Заключение

- В данной статье приведены способы определения угла нагрузки синхронной машины в зависимости от состава имеющихся измерений параметров электрического режима синхронного генератора.

- Принимая электромагнитную мощность равной активной мощности генератора и при наличии прямых измерений активной мощности и угла нагрузки генератора можно определить величину удельной синхронизирующей мощности для любого момента времени.

- Для корректной оценки погрешности, вносимой за счет принятых допущений при отсутствии измерения угла нагрузки генератора, необхо-

димо выполнить экспериментальные исследования на реальных генераторах и адекватной им физической модели.

- По величине траектории удельной синхронизирующей мощности на циклах НЧК можно выполнять оценку качества работы системных регуляторов.

Литература

1. Аюев, Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами Единой электроэнергетической системы России: дис. ... д-ра техн. наук / Б.И. Аюев. – Екатеринбург, 2008.
2. Иванов-Смоленский А.В. Электрические машины: учеб.: в 2 т. / А.В. Иванов-Смоленский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
3. Kundur, P.S. Power System Stability and Control / P.S. Kundur: McGraw-Hill Professional, 1994. – 1176 p.

Бердин Александр Сергеевич, доктор технических наук, профессор, кафедра автоматизированных электрических систем, Уральский энергетический институт, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург, тел.: +7-912-61-22-100, asberdin@gmail.com

Герасимов Андрей Сергеевич, кандидат технических наук, доцент, ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы». Заместитель генерального директора, г. Санкт-Петербург, тел. +7-812-29-29-465, Gerasimov_a@ntcees.ru

Захаров Юрий Павлович, аспирант, кафедра автоматизированных электрических систем, Уральский энергетический институт, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург, тел.: +7-912-61-58-062, yury.zakharov87@gmail.com

Коваленко Павел Юрьевич, аспирант, кафедра автоматизированных электрических систем, Уральский энергетический институт, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург, тел.: +7-922-61-24-835, kovalenko@olympus.ru

Мойсейченков Александр Николаевич, кандидат технических наук, доцент, кафедра электрических машин, Уральский энергетический институт, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, г. Екатеринбург, тел.: +7-919-38-86-023, a.n.moiseichenkov@ustu.ru

ESTIMATION OF SYNCHRONOUS GENERATOR PARTICIPATION IN LOW-FREQUENCY OSCILLATIONS DAMPING BASED ON SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENTS

A.S. Berdin, Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation,
asberdin@gmail.com

A.S. Gerasimov, JSC «STC UPS», Saint Petersburg, Russian Federation,
Gerasimov_a@ntcees.ru

Y.P. Zaharov, Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation,
yury.zakharov87@gmail.com

P.Y. Kovalenko, Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation,
kovalenko@olympus.ru

A.N. Moiseichenkov, Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation,
a.n.moiseichenkov@ustu.ru

Low-frequency oscillations in power systems are inherently non-linear and non-stationary processes representing a superposition of numerous rotating masses movement components having mutual influence in a power region or power center. In the case of significant power imbalance periodic low-frequency oscillations of frequency with a magnitude exceeding 0,05 Hz may arise in the power systems. These situations imply the crucial role of monitoring each generator damping capability which is determined by the adjustment of the system regulators in use. To estimate the synchronous generator capability to maintain synchronous operation under deviating load angle θ by the value of $\Delta\theta$ conditions synchronizing torque $\partial M/\partial\theta$ and corresponding synchronizing power $\partial P/\partial\theta$ are used. The article presents techniques for defining synchronous machine load angle and corresponding synchronizing power depending on the structure of available generator performance parameters measurements as well as outlines their essential advantages and shortcomings.

Keywords: synchronous generator, synchronous machine load angle, synchronizing power, low-frequency oscillations in power system, synchronized phasor measurements.

References

1. Ayuev B.I. *Metody i modeli effektivnogo upravleniya rezhimami Yedinoy elektroenergeticheskoy sistemy Rossii* [Methods and Models for Efficient Operational Control of United Power System of Russia]. D.Sc. thesis in engineering science. Yekaterinburg, 2008.
2. Ivanov-Smolenskiy A.V. *Elektricheskiye mashiny: uchebnyk dlya studentov vuzov, obuchayushchikhsya po napravleniyu podgotovki diplomirovannykh spetsialistov «Elektrotekhnika, elektromekhanika i elektotekhnologii»* [Electrical Machinery: High School Student Textbook for Those Studying at Certified Specialists Training Course]: in 2 volumes, 2nd edition, revised and enlarged, Moscow, 2004, p.
3. Kundur P.S. *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Professional, 1994, 1176 p.

Поступила в редакцию 09.08.2013 г.