

## Повышение эффективности стабилизации режима при возмущениях в энергосистеме

КОГАН Ф.Л.

*Устойчивость параллельной работы генераторов в энергосистеме обеспечивается их автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ). При возмущениях в энергосистеме и уменьшении частоты напряжения на зажимах генераторов АРВ подается дозированный сигнал на уменьшение их возбуждения, что влечет за собой уменьшение тормозного электромагнитного момента на валу и обеспечивает ускорение генераторов, а при увеличении частоты подается сигнал на увеличение возбуждения, что увеличивает тормозной момент. Очевидно, что такое воздействие может быть эффективным только при совпадении по фазе отклонения частоты напряжения на зажимах статора и частоты вращения вала генератора. Однако при параллельной работе многочисленных генераторов в сложной многомашинной системе с сильными электрическими связями амплитуда и фаза отклонений частоты напряжения генератора может существенно отличаться от амплитуды и фазы отклонений частоты вращения его вала. Компенсировать это отличие выбором коэффициентов усиления и постоянных времени звеньев каналов регулирования принципиально невозможно, так как это отличие изменяется в зависимости от числа параллельно работающих агрегатов, степени их связи в энергосистеме и других часто изменяющихся факторов. Смещение же сигналов по отклонению и производной частоты по фазе может привести вместо демпфирования колебаний частоты вращения генераторов к их усилению по амплитуде и продолжительности по времени. Рассмотрен способ стабилизации режимов не по отклонению частоты напряжения на зажимах статора, а по разности отклонений между частотой вращения вала генератора и частотой напряжения на сборных шинах электростанции. Изложены результаты натурных системных испытаний, проведенных для проверки эффективности этого способа, которые показали, что при его использовании качество переходных процессов оказывается существенно лучше, чем при тех же условиях в штатной схеме. Даны предложения по использованию предлагаемого способа стабилизации.*

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** энергосистема, синхронный генератор, регулятор возбуждения, стабилизация переходных режимов, регулятор сильного действия

Устойчивость параллельной работы генераторов в энергосистеме обеспечивается их автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ). В 50-х годах прошлого столетия при сооружении волжских электростанций энергетикам нашей страны было необходимо обеспечить передачу электроэнергии этих электростанций в центр по протяженным линиям электропередачи. Решая проблему статической устойчивости этой передачи, М.М. Ботвинник<sup>1</sup> пришел к выводу, что задача сводится к созданию регулятора, обеспечивающего изменение тока возбуждения в соответствии с изменением угла  $\delta$  между ЭДС генератора и напряжением приемной системы. В [1] было подчеркнuto, что регулирование возбуждения только по отклонению угла  $\delta$  недостаточно и даже может привести к самораскачиванию. Существенное улучшение статической

устойчивости синхронных генераторов при работе через длинную линию может быть обеспечено «лишь регулятором, изменяющим напряжение возбуждения возбудителя в зависимости от отклонения угла  $\Delta\delta$ , а также первой и второй производных этого угла по времени». По предложенной М.М. Ботвинником терминологии, регулирование возбуждения с использованием производных параметров режима принято называть «сильным регулированием», а реализующие этот принцип регуляторы возбуждения — «регуляторами сильного действия».

В 2011 г. (к столетию со дня рождения М.М. Ботвинника) его работа [1] была включена в сборник [2]. В предисловии к этому изданию, в частности, обращается внимание на то, что при практическом осуществлении принципа регулирования по углу передачи возникли затруднения с телепередачей на удаленную электростанцию вектора на-

<sup>1</sup> М.М. Ботвинник — известный электроэнергетик и шахматист (6-й чемпион мира по шахматам), доктор технических наук.

пряжения приемного конца линии. Поэтому конкретные разработчики АРВ сильного действия в поисках альтернативных параметров режима остановились на способах регулирования по изменению частоты напряжения на зажимах статора генератора и ее первой производной, адекватных регулированию по первой и второй производным угла  $\delta_r$  (рис. 1 и 2). При этом, в случае уменьшения частоты контролируемого напряжения подается дозированный уставкой сигнал на развозбуждение генератора, что влечет за собой уменьшение тормозного электромагнитного момента на его валу и обеспечивает ускорение генератора, а при увеличении частоты подается сигнал на увеличение возбуждения, что увеличивает тормозной момент.

Регуляторы, основанные на этом принципе, позволяют регулировать возбуждение по режимным параметрам каждого отдельного генератора. Исследования показали, что такой принцип регулирования в отношении повышения устойчивости дальних электропередач практически не уступает принципу, предложенному М.М. Ботвинником. Однако надо подчеркнуть, что речь все время шла об обеспечении статической устойчивости передачи максимально возможной мощности на дальнее расстояние, т.е. об устойчивости работы синхронных генераторов параллельно с удаленной энергосистемой через протяженную линию электропередачи (500–1000 км и больше). С тех пор АРВ сильного действия, совершенствуясь с использованием современных измерительных средств и силовых устройств, получили распространение во всех энергосистемах. В то же время условия работы генераторов в современных энергосистемах стали существенно другими.

Очевидно, что при возникновении колебаний в энергосистеме стабилизация режима увеличением или уменьшением регуляторами возбуждения тормозного момента на валу генератора при входных сигналах по отклонению частоты напряжения на его зажимах может быть эффективной только при совпадении по фазе колебаний частоты этого напряжения и колебаний частоты вращения вала ге-

нератора. Испытания показали, что при связи генератора (или группы генераторов) с энергосистемой через длинную линию, реактанс которой многократно превышает реактанс эквивалентного генератора, эти колебания действительно по фазе практически совпадают. А при параллельной работе многочисленных генераторов в сложной многомашинной системе с сильными электрическими связями такого совпадения нет.

Это объясняется тем, что в переходном процессе значение частоты, измеряемой на зажимах статора генератора, определяется как частотой ЭДС, наводимой вращающимся магнитным потоком данного генератора и связанного по фазе с частотой вращения ротора, так и частотой ЭДС всех электрически связанных между собой машин (генераторов и электродвигателей нагрузки), изменение частоты вращения которых в переходном процессе в энергосистеме неодинаково из-за разной удаленности их от места возмущения, разных инерционных постоянных агрегатов, неодинаковой реакции систем автоматического регулирования частоты вращения турбин, реакции АРВ и других факторов. Поэтому при подключении блока измерения частоты к измерительному трансформатору напряжения (ТН) генератора АРВ реагирует на средневзвешенное отклонение частоты, которое в переходном процессе обуславливается как по амплитуде, так и по фазе отклонением частоты вращения и ускорением как данного генератора, так и всех других машин в системе, электрически связанных между собой.

В этих условиях амплитуда и фаза измеряемого отклонения частоты напряжения генератора могут существенно отличаться от амплитуды и фазы от-

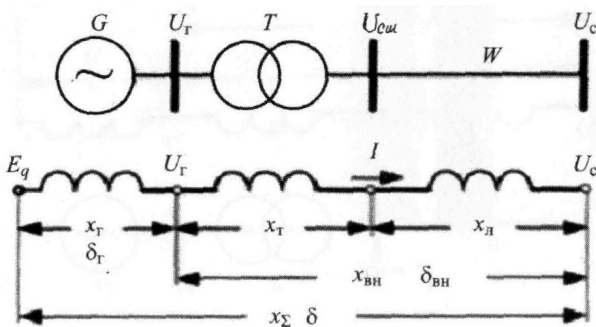


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения электростанции

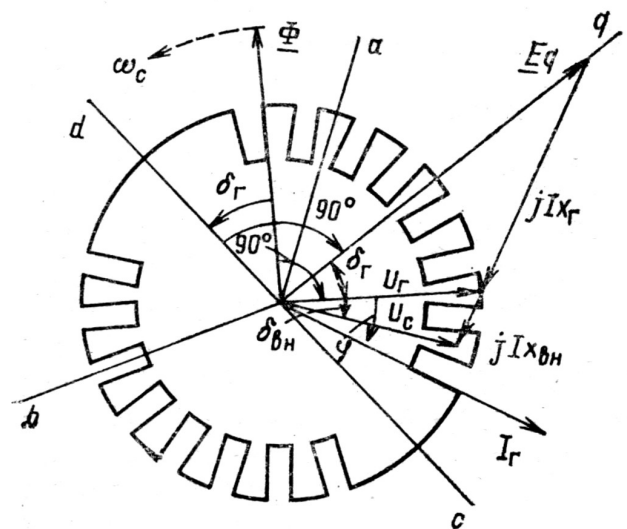


Рис. 2. Упрощенная векторная диаграмма турбогенератора, совмещенная с пространственным расположением осей  $d, q$  полюсов ротора и оси вращающегося потока статора  $\Phi$  ( $a, b, c$  – геометрические оси фаз обмоток статора)

клонения частоты вращения его вала, колебания которой АРВ призвано демпфировать. Компенсировать это отличие выбором коэффициентов усиления и постоянных времени звеньев каналов регулирования принципиально невозможно, так как это отличие изменяется в зависимости от числа параллельно работающих агрегатов, степени их связи в энергосистеме и ряда других часто изменяющихся факторов. Смещение же сигналов по отклонению и производным частоты по фазе может привести вместо демпфирования колебаний частоты вращения генераторов к усилению их по амплитуде и продолжительности по времени.

Например, при испытаниях на Беловской ГРЭС (Кузбассэнерго) один из шести ее турбогенераторов мощностью 200 Мвт был включен через выделенную систему шин на параллельную работу с энергосистемой через линию напряжением 220 кВ протяженностью 460 км. С помощью электронно-кварцевого тахометра проводилось измерение частоты вращения вала выделенного турбогенератора  $f_B$ , а также частоты напряжения на зажимах его статора  $f_T$  и частоты напряжения в энергосистеме  $f_C$ . Сравнение этих параметров показало, что при работе генератора через столь длинную линию и динамических возмущениях как со стороны агрегата турбина–генератор, так и со стороны сети возникающие колебания частоты, измеряемой на зажимах статора генератора, и частоты вращения его вала практически совпадают как по амплитуде, так и по фазе. Это лишний раз подтвердило результаты экспериментов других организаций.

В отличие от этого на Ермаковской ГРЭС (Павлодарэнерго)<sup>2</sup> были проведены испытания турбогенератора мощностью 300 Мвт стационарный № 5, работавшего через повышающий трансформатор на шины напряжением 500 кВ при достаточно сильных связях в энергосистеме. При активной нагрузке испытуемого генератора 235 МВт и подаче по контрольному входу его АРВ единичного возмущающего сигнала, эквивалентного 10% повышения напряжения на статоре генератора, возникали затухающие колебания параметров режима. При этом в первом периоде колебания активной мощности испытуемого турбогенератора оказались в пределах от 169 до 316 МВт, угол вылета ротора (внутренний угол) генератора  $\delta_T$  изменялся от 67 до 100° (эл.), а колебания частоты вращения вала турбоагрегата  $f_B$  – от 50,31 до 49,87 Гц. В том же периоде колебания частоты напряжения на зажимах генератора  $f_T$  были в пределах от 50,05 до 49,95 Гц, т.е. их амплитуда была в 4,5 раза меньше амплитуды колебаний час-

тоты вращения вала генератора, а опережение фазы отклонения частоты вращения вала по сравнению с фазой отклонения частоты напряжения статора  $\varphi$  составило 32° (эл.).

Заметим, что знак сдвига по фазе должен зависеть от направления волны возмущения (т.е. от возникновения возмущения в агрегате турбина–генератор или в электрической сети). В любом случае можно ожидать, что сигналы по штатным каналам  $\Delta f_T, f'_T$ , поступаая не в фазе с колебаниями частоты вращения вала агрегата, могут способствовать усилению качаний генераторов.

Существенное влияние усиления электрических связей на характер устойчивой работы энергосистем подчеркнуто в [3], где отмечено, что при вводе в эксплуатацию мощных ГЭС Западной Сибири «было установлено, что эквивалентное внешнее сопротивление  $x_{вн}$  (от шин Братской ГЭС до центра ее электрических качаний...) составляло на тот период 1,5 отн. ед. при принятых в качестве базисных значений полной мощности и номинального напряжения станции. В этих условиях определяющей являлась стабилизация «внешнего» угла между шинами БрГЭС и приемной энергосистемой. Аналогичные эксперименты и расчеты, проведенные через 20 лет в 1987 г. при модернизации систем возбуждения БрГЭС, показали, что в результате развития энергосистемы Западной Сибири эквивалентное внешнее сопротивление БрГЭС снизилось в 6 раз и составило всего 0,25 отн. ед. В этих условиях проблема обеспечения апериодической устойчивости в нормальных режимах практически исчезла. При этом на первый план вышли вопросы обеспечения колебательной устойчивости и работы в режимах потребления реактивной мощности. Аналогичная ситуация существует в настоящее время практически на всех электростанциях ЕЭС России.

На рис. 2 представлена векторная диаграмма генератора, совмещенная с пространственным расположением осей  $d, q$ . Вектор ЭДС  $E_q$  жестко связан с ротором генератора. Следовательно, частота вращения  $f_{Eq} = \frac{pn}{60}$ , где  $p$  – число пар полюсов генератора;  $n$  – скорость вращения ротора, об/мин. Таким образом,  $f_{Eq}$  является производной по времени от угла поворота ротора генератора, а  $f'_{Eq}$  – вторая производная этого угла, соответствующая ускорению валопровода агрегата турбина–генератор. В стационарном режиме работы энергосистемы угол  $\delta_T$  пропорционален нагрузке, которую берет на себя генератор, но при возмущениях в энергосистеме неизбежно возникают механические колебания скорости вращения агрегатов турбина–генератор.

<sup>2</sup> На ЕрмГРЭС установлено восемь турбогенераторов типа ТГВ-300, работающих на шины напряжением 110, 220 и 500 кВ параллельно с другими энергосистемами.

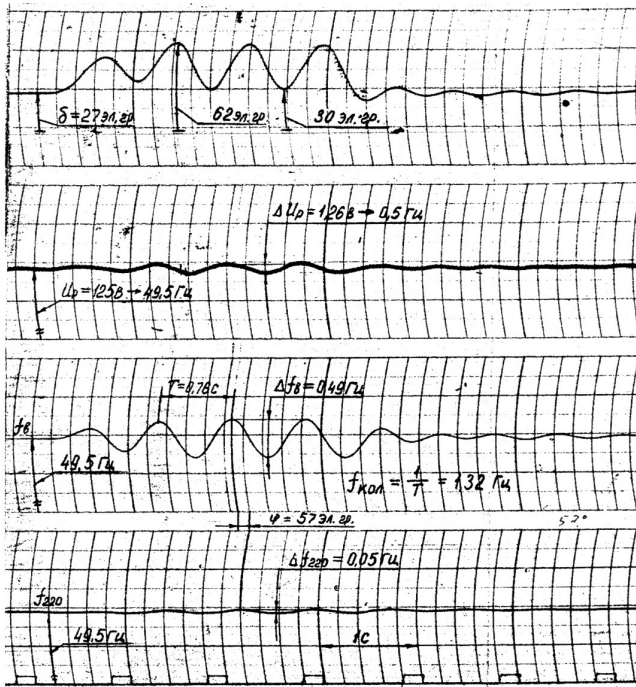


Рис. 3. Колебания частоты вращения вала  $f_B$  гидрогенератора, приведенные к частоте сети, и вызванные ими колебания частоты напряжения на сборных шинах 220 кВ

На рис. 3 показана часть регистрограммы опыта, проведенного на Братской ГЭС при подготовке испытаний для проверки нового (предлагаемого) способа стабилизации, результаты которых изложены далее. Из регистрограммы видно, что при штатном способе стабилизации активная мощность испытуемого гидрогенератора в процессе качаний в энергосистеме колебалась в пределах от 160 до 320 МВт, периодическое приращение внутреннего угла генератора достигало 32° (эл.), а колебания частоты вращения вала гидроагрегата (умноженной на число пар его полюсов) находились в пределах 0,49 Гц. В то же время, колебания частоты напряжения на зажимах статора генератора не превышали 0,15 Гц, т.е. их амплитуда была более чем в 3 раза меньше, чем обусловленная колебаниями частоты вращения вала агрегата. Колебания частоты напряжения на шинах 220 кВ в системе со столь сильными электрическими связями не превышали 0,05 Гц. При этом опережение по фазе колебаний частоты вращения вала генератора  $\varphi$  по сравнению с фазой колебаний частоты напряжения на его зажимах было в пределах 19–23° (эл.), а по сравнению с фазой колебаний частоты напряжения на шинах 220 кВ – 57° (эл.).

**Предлагаемый способ стабилизации для сложной энергосистемы и сравнение его эффективности с принятым в настоящее время.** С учетом приведенного ранее автором предложено подавать входные сигналы на АРВ генераторов в сложной энергосистеме с сильными связями не по отклонению частоты на-

пряжения на зажимах статора, а по разности отклонений между частотой вращения вала генератора и частотой сети, в которую он включен, а также от производной рассогласования между ними [4]. Блок-схема устройства, выполненного по этому способу, представлена на рис. 4. Блок 1 предназначен для формирования сигнала, пропорционального частоте вращения вала генератора, т.е. частоте вращения ротора и связанного с ним вектора ЭДС генератора. В блоке 2 выходной сигнал блока 1 преобразуется и усиливается. Блок 3 является аналогом частоты в заданной точке электрической сети (например, на зажимах статора генератора или на шинах электростанции, или при использовании телепередачи в любой точке сети). Блок 4 предназначен для передачи выходного сигнала блока 3; блок 5 – для сравнения поступающих сигналов и получения сигнала рассогласования между ними; блок 6 для получения производной по времени сигнала рассогласования; блок 7 – усилитель сигнала рассогласования и блок 8 – усилитель сигнала, соответствующего его производной.

Впоследствии на этой основе было разработано устройство [5], названное блоком разности частот (БРЧ). Для проверки эффективности предложенного способа стабилизации режимов объединенным диспетчерским управлением ОДУ Сибири и предприятием Сибтехэнерго под руководством автора в 1980 г. были проведены системные испытания. Испытания проводились на Братской ГЭС с гидрогенераторами типа СВ<sup>1190</sup>-48 мощностью 250 Мвт, оборудованными независимой тиристорной системой возбуждения и работающими через повышающие трансформаторы на шины 220 и 500 кВ (рис. 5). Подробно организация и методика выполнения этих испытаний изложены в [6].

Перед началом испытаний было проведено сравнение зон устойчивости и качества переходных процессов при штатном и новом способах включения каналов АРВ. При этом был сделан вывод, что разработанное устройство целесообразно включать на разность отклонений между частотой вращения вала каждого агрегата и частотой напряжения на сборных шинах электростанции. В установившемся

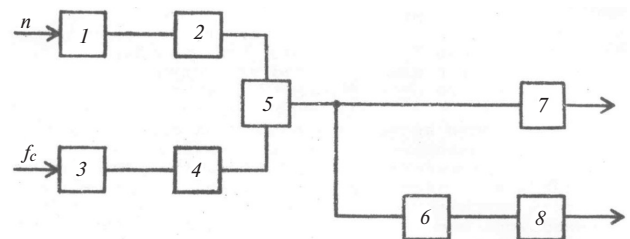


Рис. 4. Блок-схема блока разности частот предлагаемого способа стабилизации

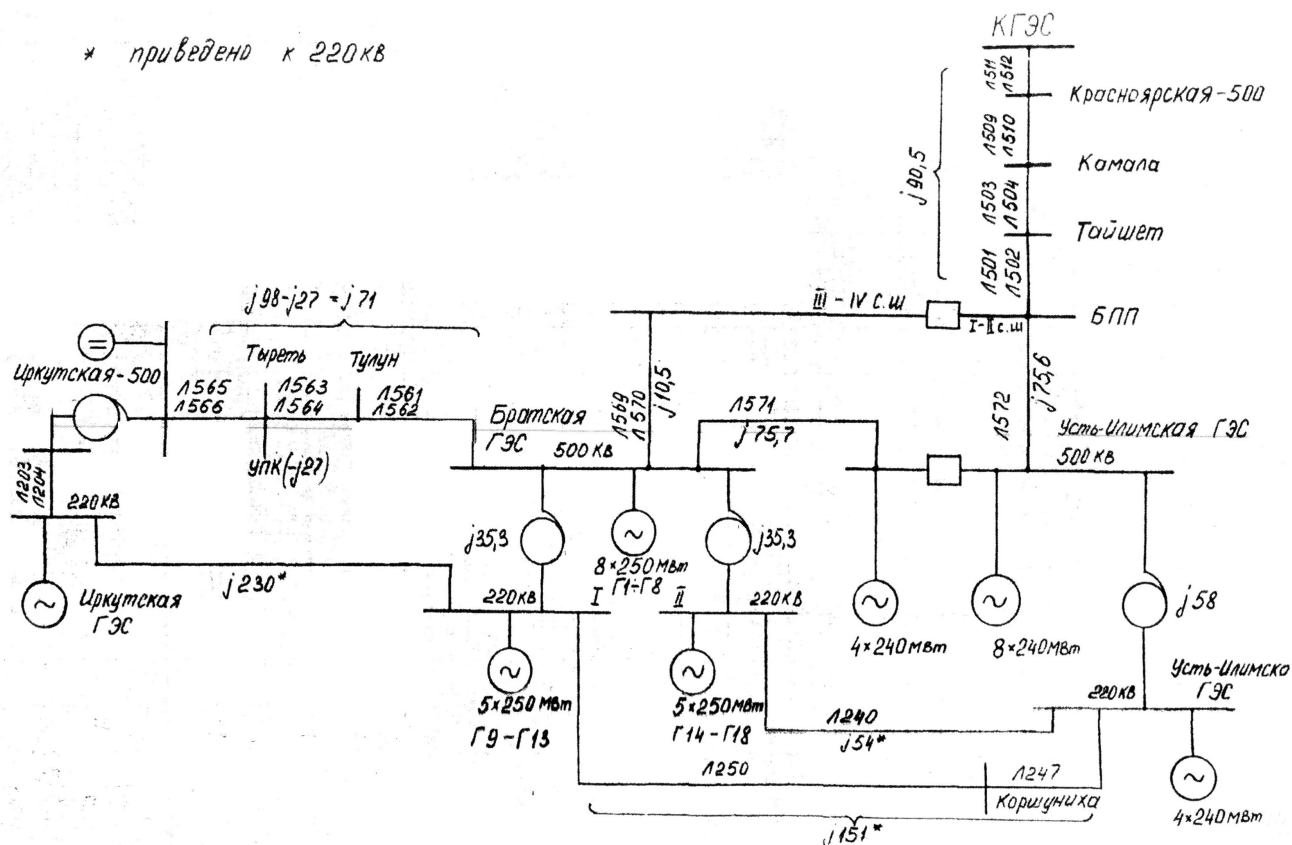


Рис. 5. Схема электрических соединений Братской ГЭС

режиме частота вращения генераторов, работающих на общие шины, равна частоте напряжения на этих шинах и рассогласование на выходе БРЧ всех параллельно работающих генераторов равно нулю.

Затем была определена частота электромеханического резонанса и выбраны положения переключателей каналов  $\Delta f$ ,  $f'$ , соответствующие коэффициентам усиления, при которых обеспечивалось наилучшее затухание переходных процессов для каждого из сравниваемых способов стабилизации. Амплитудно-частотные характеристики системы определялись при подаче гармонического возмущения от источника синусоидальных колебаний через последовательно соединенные входы АРВ гидрогенераторов 1, 3–5. Гидрогенератор 2 воспринимал колебания через шины 500 кВ из сети, поскольку создаваемые колебания воспринимались всеми остальными генераторами Братской ГЭС и энергосистемой в целом. Качания возникали на всех электростанциях энергосистемы. Особенно сильное беспокойство возникло на близко расположенной Иркутской ТЭЦ-2.

Все пять гидрогенераторов, работающих на шины 500 кВ, были оснащены БРЧ [5]. Эффективность каждого из сравниваемых способов стабилизации оценивалась по осциллограммам затухания переходных процессов и зон устойчивости регули-

рования возбуждения в координатах  $\Delta f$ ,  $f'$ , полученных двумя способами: подачей толчком одиночных возмущающих сигналов до 0,8 мА по контрольному входу АРВ Г-2 и подачей таких же сигналов в объединенные контрольные входы гидрогенераторов 1, 3–5, когда Г-2 воспринимал качания через сеть.

Заметим, что при одинаковых коэффициентах усиления по каналам  $\Delta f$ ,  $f'$  и поступлении возмущения со стороны агрегата выход АРВ от воздействия по этим каналам при их включении по предлагаемому способу оказывается значительно больше, чем при включении на ТН. Это связано с тем, что амплитуда колебаний частоты вращения вала генератора в этом случае оказывается в 3 и более раз больше амплитуды колебаний частоты напряжения на зажимах статора генератора. В то же время, при включении каналов  $\Delta f$ ,  $f'$  на разность частот вращения вала генератора и напряжения на шинах 500 кВ все поле коэффициентов оказалось одинаково устойчивым, а качество затухания переходных процессов не зависело от значения коэффициентов усиления во всем диапазоне положений переключателей от 0–0 до 10–10.

Обратим внимание на то, что поскольку частота на шинах 500 кВ в этих опытах оставалась практически неизменной (см. рис. 3), то входные сигналы, представляющие собой разность между частотой

той вращения вала генератора и частотой напряжения на шинах 500 кВ, и производные этой разности были в каждом случае возмущения практически такими же, как при отклонении частоты вращения вала от предшествующего значения. Следовательно, в этих случаях принятое на Братской ГЭС положение переключателей ( $\Delta f=2$ ,  $f'=4$ ) соответствовало по уровню выходного сигнала положениям  $\Delta f=6$ ,  $f'=12$  при питании АРВ от ТН. Столь высокие коэффициенты усиления в штатной схеме никогда и нигде не используются, так как при этом возможно нарушение устойчивости режима. При включении же АРВ на разность частот режим, как указано ранее, оказался устойчивым во всем поле коэффициентов усиления. Это в значительной мере определяется тем, что при таком способе стабилизации сигналы по  $\Delta f$  и  $f'$  приобретают иной, как бы гибкий, характер, поскольку теперь измеряется и дифференцируется разность частот, уменьшающаяся по мере затухания колебаний.

Сравнение эффективности способов стабилизации при имитации качаний в энергосистеме проводилось при подаче гармонических колебаний через объединенные контрольные входы АРВ гидрогенераторов 1–5. На всех этих генераторах проводилось одинаковое включение каналов стабилизации: на ТН – по штатной схеме, а затем на разность измеряемых частот (между частотой вращения валов генераторов и частотой напряжения на шинах 500 кВ) – через БРЧ. Положение переключателей коэффициентов усиления АРВ в обоих случаях устанавливалось одинаковым, а сравнение проводилось на резонансных частотах, уточнявшихся для каждого способа стабилизации.

Из осциллограмм этих опытов видно, что включение каналов стабилизации по штатной схеме с принятыми на Братской ГЭС коэффициентами усиления ( $\Delta f=2$ ,  $f'=4$ ) приводит к увеличению размаха колебаний параметров режима по сравнению с характером этих процессов при положении переключателей  $\Delta f=0$ ,  $f'=0$ . Амплитуда колебаний активной мощности при включенных каналах по  $\Delta f$ ,  $f'$  оказывалась на 20–25% больше, чем при отключенных каналах стабилизации. В опытах с включением каналов стабилизации на разность частот через БРЧ колебания активной мощности генераторов получились практически такими же, как при отключенных каналах  $\Delta f$ ,  $f'$ , т.е. на 20–25% меньше, чем при штатном включении. Этот результат также получен при втрое большем выходном сигнале по каналам  $\Delta f$ ,  $f'$ .

**Переход в зону ограничения минимального возбуждения.** При внезапном повышении напряжения на шинах электростанции (например, при односто-

ронном отключении линии напряжением 330–750 кВ с противоположного конца, когда генерируемая линией реактивная энергия стекает на шины электростанции) генераторы «толчком» переходят в зону потребления реактивной мощности и вступления в работу ограничения минимального возбуждения (ОМВ). При резком повышении напряжения вступление ОМВ в работу сопровождается значительными колебаниями тока ротора, внутреннего угла и активной мощности генератора [7]. В наладочной практике было отмечено, что при включенных каналах АРВ  $\Delta f$ ,  $f'$  этот процесс иногда затягивается по сравнению с вступлением АРВ при отключенных каналах стабилизации.

Для проверки при испытаниях на Братской ГЭС предварительно была выполнена корректировка настройки ОМВ, при которой в штатной схеме удалось добиться наилучшего переходного процесса. Тем не менее, при подаче сигнала на развозбуждение по каналу  $\Delta U$ , соответствующего повышению напряжения генератора на 10%, вообще не удалось добиться затухания переходного процесса. Как при отключенных каналах стабилизации, так и при их включении по штатной схеме, возникали незатухающие автоколебания, при которых активная мощность периодически изменялась в пределах от 114 до 280 Мвт и наблюдалась тенденция к самораскачиванию. Автоколебания устранялись только при снятии сигнала, имитирующего повышение напряжения на зажимах генератора. В то же время, при включении каналов стабилизации на разность частот вращения вала и напряжения на шинах ГЭС удалось во всех случаях обеспечить быстрое затухание переходного процесса всего с несколькими незначительными колебаниями мощности.

**Опыты сброса и наброса нагрузки.** Для осуществления этих опытов часть Иркутской энергосистемы была отделена от единой энергосистемы страны при перетоке в сторону Красноярскэнерго, а затем выполнены два опыта наброса нагрузки на параллельно работающие генераторы выделенной части системы, включая гидрогенераторы 1, 2 и 5 Братской ГЭС (оснащенные БРЧ), путем отключения на ней спаренного блока с гидрогенераторами 3 и 4. В этих опытах частота в выделенной части менялась на 0,30–0,35 Гц. Переходный процесс проходил достаточно плавно, однако в опыте с набросом нагрузки при включении каналов  $\Delta f$ ,  $f'$  по штатной схеме возникли качания указанных ранее генераторов с небольшими колебаниями мощности в пределах от 210 до 220 Мвт, продолжавшиеся в общей сложности около 2 мин (на Г-1 они самоустранились через 1 мин.). В опыте при включении на гидрогенераторах 1, 2, 5 каналов стаби-

лизации через БРЧ качания не возникали вовсе, и новый режим установился спокойно.

**Заключение.** Проведенные испытания подтвердили, что при возникновении колебательных процессов в сложной многомашинной энергосистеме с большим количеством сильных электрических связей колебания частоты напряжения на зажимах генераторов существенно отличаются от колебаний частоты вращения вала генераторов как по амплитуде, так и по фазе. Отличие этих колебаний по фазе снижает эффективность стабилизации режимов при использовании в АРВ контроля отклонения частоты напряжения на зажимах статора генератора и ее производной. При включении АРВ с устройством стабилизации по разности между отклонением частоты вращения вала генератора и частоты напряжения на сборных шинах электростанции качество переходных процессов оказывается существенно лучше, чем в штатной схеме. При этом оказывается устойчивой вся зона коэффициентов усиления в координатах положений переключателей  $Df$ ,  $f'_{\text{ув}}$  в любых комбинациях (от 0–0 до 10–10).

Стабилизирующий сигнал по разности между отклонением частоты вращения вала генератора и частоты напряжения на сборных шинах электростанции, а также сигнал ее производной будут всегда полезны. Они не только оказываются в фазе с частотой вращения и ускорением собственно ротора генератора, но и способствуют скорейшему успокоению механических колебаний вала агрегата относительно частоты напряжения на шинах электростанции. Они также будут способствовать скорейшему прекращению качаний генераторов электростанции между собой и устранению перетоков между ними из-за несинфазных (в переходных процессах после возмущения) колебаний скорости их вращения, вызываемых разной реакцией систем регулирования турбин.

В 80-х годах прошлого столетия внедрение предлагаемого способа стабилизации на турбогенераторах представлялось проблематичным, так как в отличие от гидрогенераторов они не имели тахометров (тахогенераторов), надежно измеряющих

изменение частоты их вращения в колебательных режимах. В настоящее время как паровые, так и газовые турбины оснащены быстродействующими устройствами измерения частоты вращения, которые могут быть для этого использованы. При этом внедрение рассмотренного способа стабилизации режимов в энергосистемах может быть достаточно просто осуществлено заменой в АРВ генераторов блока измерения частоты напряжения на зажимах статора блоком измерения разности между частотой вращения вала генератора и частотой напряжения на сборных шинах электростанции и производной по времени рассогласования между ними.

Целесообразно провести разностороннюю проверку эффективности предлагаемого способа стабилизации в многомашинной системе на электродинамической и цифровой моделях. Это позволит детальнее сопоставить его с принятым в настоящее время способом стабилизации и сделать вывод об актуальности его использования в энергосистемах.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ботвинник М.М.** Регулирование возбуждения и статическая устойчивость синхронной машины. М.: Госэнергоиздат, 1950.
2. **Ботвинник М.М.** Сильное регулирование возбуждения и асинхронизированные машины. М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011.
3. **Юрганов А.А.** Некоторые соображения о статье Ф.Л. Когана «Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме». — Электрические станции, 2019, № 7, с. 36–37.
4. **А.с. СССР № 892640** М. Кл.3/ Н 02 Р 9/14. Способ автоматического регулирования возбуждения синхронного генератора/Ф.Л.Коган. — БИ, 1981, № 47.
5. **А.с. СССР № 1220102** М. Н 02 Р 9/14. Устройство автоматического регулирования возбуждения синхронного генератора/Ф.Л. Коган, Л.А. Москвичев, В.Г. Сулягин, В.М. Шевченко.— БИ, 1985, № 11.
6. **Коган Ф.Л.** Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме. — Электрические станции, 2019, № 7, с. 27–35.
7. **Коган Ф.Л.** Развитие конструкций, параметры и режимы мощных турбогенераторов. М.: ИНФРА-М, 2017, 320 с.

[09.01.2020]

*А в т о р: Коган Феликс Лазаревич — доктор техн. наук, главный научный сотрудник НТЦ ФСК ЕЭС, диссертацию защитил в 2003 г.*

*Electrichestvo, 2020, No. 5, pp. 4–11*

*DOI:10.24160/0013-5380-2020-5-4-11*

## Improving Power System Stabilization in Response to Grid Disturbances

**KOGAN Feliks L.** (JSC «Scientific and Technical Centre of the Federal Grid Company of the Unified Energy System», Moscow, Russia) — Senior Scientist, Dr. Sci. (Eng.)

*The stability of the parallel operation of the generators in the power system is ensured by automatic excitation controllers (AEC). In case of disturbances in the power system and the frequency drop at the generator, the AEC provides a controlled signal to reduce excitation, which leads to a decrease in the braking electromagnetic moment on the shaft and provides acceleration of the generators, and when the frequency increases, a signal is sent to increase the excitation, which increases the braking moment. Obviously, this can only be effective if the phase deviation of the frequency at the terminals of the stator coincides with the frequency of rotation of the shaft of the generator. However, in parallel operation of numerous generators in a complex multi-machine system with strong electrical connections, the amplitude and phase of the deviations of the frequency of the generator can differ significantly from the amplitude and phase of the deviations of the frequency of rotation of its shaft. It is fundamentally impossible to compensate for this difference by choosing the gain and time constants of the elements of the control channels, since this difference varies depending on the number of units operating in parallel, the degree of their connection in the power system, and other dynamically changing factors. The phase shift of the signals with respect to the deviation and the frequency derivative can lead instead to increase of the oscillations, in amplitude and time. The paper discusses a method of stabilizing the modes by the difference between the rotational speed of the generator shaft and the voltage frequency on busbars of power plants. The results of full-scale system tests carried out to verify the effectiveness of this method are presented, which confirmed transient processes improvement. Suggestions for using the proposed stabilization method are provided.*

**Key words:** *power system, synchronous generator, excitation regulator, stabilization of transients, strong action regulator*

#### REFERENCES

1. **Botvinnik M.M.** *Regulirovaniye vozbuзhdeniya i staticheskaya ustoychivost' sinkhronnoy mashiny* (Regulation of excitation and static stability of a synchronous machine), Moscow, Gosenergoizdat, 1950.
2. **Botvinnik M.M.** *Sil'noye regulirovaniye vozbuзhdeniya i asinkhronizirovannyye mashiny*. TORUS PRESS (Strong field control and asynchronous machines), Moscow, 2011.
3. **Yurganov A.A.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Planta)*, 2019, No. 7, pp. 36–37.
4. **A.s. SSSR № 892640** M. K1.3/ N 02 R 9/14. *Sposob avtomaticheskogo regulirovaniya vozbuзhdeniya sinkhronnogo generatora*/F.L.Kogan (A.S. USSR No. 892640 M. Cl. 3 / H 02 P 9/14. A method for automatically controlling the excitation of a synchronous generator /F.L. Kogan). Bulletin of inventions, 1981, No. 47.
5. **A.s. SSSR № 1220102** M. N 02 R 9/14. *Ustroystvo avtomaticheskogo regulirovaniya vozbuзhdeniya sinkhronnogo generatora*/F.L. Kogan, L.A. Moskvichev, V.G. Sutyagin, V.M. Shevchenko (A.S. USSR No. 1220102 M. H 02 P 9/14. A device for automatically controlling the excitation of a synchronous generator /F.L. Kogan, L.A. Moskvichev, V.G. Sutyagin, V.M. Shevchenko). Bulletin of inventions, 1985, No. 11.
6. **Kogan F.L.** *Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)*, 2019, No. 7, p. 27–35.
7. **Kogan F.L.** *Razvitiye konstruksiy, parametry i rezhimy moshchnykh turbogeneratorov* (Development of structures, parameters and modes of powerful turbogenerators). Moscow, INFRA-M, 2017, 320 p.

[09.01.2020]