

# Асинхронный режим и асинхронный ход синхронных генераторов. Опасность и защита<sup>1</sup>

КОГАН Ф.Л.

*Рассмотрены особенности и опасность асинхронного режима при потере возбуждения и асинхронного хода современных высокоиспользуемых синхронных генераторов. Показано, что распространившаяся на электростанциях защита турбо- и гидрогенераторов от этих режимов несовершенна и не способна предотвратить их серьезное повреждение при большой предшествующей нагрузке. Обоснованы теоретические предпосылки и представлены результаты разработки и испытаний избирательного устройства, отличающего возникновение этих опасных режимов от любых переходных режимов, качаний и асинхронного хода в энергосистеме и не требующих для этого задержки срабатывания.*

**Ключевые слова:** турбогенератор, гидрогенератор, асинхронный режим, асинхронный ход, потеря возбуждения, релейная защита

Анализу и практике использования асинхронных режимов (АР) синхронных машин посвящено большое число работ, например [1–5] и др. В этих работах, в частности, было показано, что у турбогенераторов при выпадении их из синхронизма из-за потери возбуждения и возникновении при этом скольжения ротора относительно вращающегося поля статора (частота которого определяется частотой сети) в бочке ротора наводятся токи, создающие тормозящий асинхронный момент, и эти турбогенераторы могут не отключаться от сети, а продолжать работать в АР при пониженной нагрузке. Со второй половины 40-х годов прошедшего столетия АР турбогенераторов с косвенным охлаждением широко использовался в энергосистемах нашей страны, что во многих случаях предотвратило как излишние остановы и пуски оборудования электростанций, так и ограничение потребителей.

Однако с освоением в производстве турбогенераторов с непосредственным охлаждением (высокоиспользуемых), удельный активный объем ротора которых на единицу мощности стал в 1,5–3 раза меньше, чем у машин прежнего исполнения (при практически сохранившемся уровне магнитной индукции), максимум и крутизна характеристики асинхронного момента турбогенераторов су-

*The specific features and hazard of the occurrence of asynchronous operating mode due to loss of excitation and out-of-step running of modern intensely used synchronous generators are considered. It is shown that the system for protecting steam turbogenerators and hydraulic turbine generators that is widely used at power stations is far from being perfect and cannot prevent serious damage to them in case of high initial load. Theoretical prerequisites are substantiated and results from development and tests of a selective device are presented that discriminates between the occurrence of these hazardous modes and any transients, swings, and out-of-step operating conditions in the power system in case of which no time delay for the actuation is required.*

**Key words:** turbogenerator, hydraulic turbine generator, asynchronous mode, out-of-step running, loss of excitation, relay protection

ществено понизились. Вследствие этого их скольжение в АР возросло на 1–2 порядка. Возникли большие колебания активной мощности турбогенераторов при их переходе в АР из-за потери возбуждения, пренебрегать которыми стало нельзя. В то же время случаи возникновения АР мощных турбогенераторов участились в связи с существенным усложнением систем возбуждения, в качестве которых широко распространились вентильные системы, состоящие из большого числа элементов, повреждение которых, а также ошибки обслуживающего персонала при операциях с ними приводят к потере генератором возбуждения или внезапному уменьшению его уровня.

В последнем случае возникает асинхронный ход (АХ) этого генератора по отношению к остальным, синхронно работающим между собой генераторам данной электростанции и энергосистемы в целом. Этот режим следует отличать от АХ в энергосистеме, когда при нарушении устойчивости целые группы синхронно работающих между собой генераторов одних частей энергосистемы работают со скольжением вплоть до полных проворотов относительно групп генераторов других частей энергосистемы, также синхронно работающих между собой. Это отличие следует подчеркнуть потому, что во многих литературных источниках в этом случае также используется термин «асинхронный режим», а для создания избирательного устройства защиты

<sup>1</sup> В порядке обсуждения. *Ред.*

необходимо отличать АХ отдельного генератора, уровень возбуждения которого оказался недостаточным для удержания его в синхронизме, от АХ (АР) в энергосистеме, который возникает в ней в результате нарушения статической или динамической устойчивости по относительно слабой связи.

**Особенности и опасность АР и АХ современных генераторов.** При скольжении замкнутой обмотки возбуждения (ОВ) генератора относительно вращающегося поля статора в ней наводится переменный ток, имеющий частоту скольжения. В связи с одноосным размещением ОВ на роторе этот ток периодически с двойной частотой скольжения изменяется от нуля до максимума и обуславливает возникновение пульсирующей составляющей асинхронного момента, которая накладывается на основную составляющую, обусловленную током скольжения в бочке и демпферных контурах ротора. Поэтому результирующий асинхронный момент  $m(s)$  также пульсирует с двойной частотой скольжения. При этом амплитуда пульсаций при прочих равных условиях зависит от значения сопротивления, на которое замкнута ОВ, и оказывается наибольшей при ее замыкании накоротко.

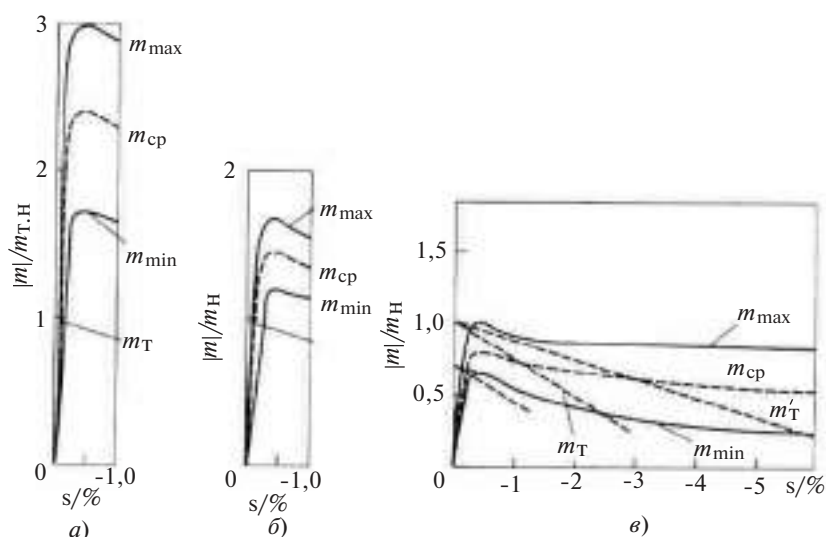
На рис. 1 приведены расчетные статические характеристики асинхронного момента нескольких турбогенераторов. Характеристики рассчитаны с помощью известного выражения из [4]. Из рис. 1 видно, что в отличие от машин с косвенным охлаждением максимум характеристики асинхронного момента высокоиспользованного турбогенератора периодически с двойной частотой скольжения оказывается при достаточно большой нагрузке то выше, то ниже момента турбины. Это, наряду со значительным уменьшением инерционной постоянной новых агрегатов, и является причиной большой неравномерности скольжения.

При этом ускорение и последующее торможение агрегата вызывают большие колебания активной мощности, размах (двойная амплитуда) которых может существенно превосходить исходную (в том числе номинальную) мощность генератора; происходит значительная периодическая перегрузка по току обмотки статора, в демпферных контурах ротора возникают большие потери, генератор потребляет из сети большую реактивную мощность, а напряжение на его выводах (и соответ-

ственно на агрегатах собственных нужд энергоблока) периодически существенно понижается [6, 7].

При возникновении АР генератора с замыканием ОВ на вентили выпрямительного преобразователя эта обмотка в течение той части периода скольжения, когда выпрямители заперты, оказывается разомкнутой. При этом максимум  $m(s)$  понижается и скольжение ротора увеличивается. В другую часть периода, когда ЭДС, индуцируемая в ОВ, прикладывается к выпрямителям в проводящем для них направлении и они открываются, ОВ оказывается замкнутой через них накоротко, что обуславливает возрастание максимума и крутизны  $m(s)$  и вызывает резкое торможение. Это приводит к еще большим колебаниям активной мощности, размах которых в 1,5 раза больше номинальной мощности генератора, а частота практически в 2 раза выше [7]. В случае исчезновения управляющих импульсов тиристорного преобразователя его вентили запираются при первом прохождении тока в ОВ через нуль и затем остаются запертыми независимо от периодического изменения направления ЭДС, индуцируемой в ОВ. При этом возникает АР с разомкнутой ОВ.

Следует обратить внимание на то, что при сохранении управляющих импульсов тиристорных преобразователей или при замыкании ОВ на диоды потери в массиве ротора могут при одинаковой исходной нагрузке оказаться даже большими, чем в АР с разомкнутой ОВ. Это связано с тем, что при разомкнутой ОВ крутизна асинхронного момента



**Рис. 1.** Расчетные статические асинхронные характеристики турбогенераторов при короткозамкнутой ОВ: а – Т2-25-2, включенный непосредственно на сборные шины номинального напряжения; б – ТВ2-150-2, включенный через блочный трансформатор с  $x_T = 0,13$ ; в – ТВВ-165-2, включенный через аналогичный блочный трансформатор;  $m_T$  – момент, развиваемый турбиной при статизме 4%;  $m_T'$  – то же с учетом инерционности системы регулирования турбины;  $s/\%$  – скольжение турбогенератора в АР; — — — огибающие амплитуды знакопеременной составляющей асинхронного момента относительно среднего; - - - — средний момент, развиваемый турбогенератором при работе в асинхронном режиме

наименьшая и система регулирования турбины, реагируя на увеличение скорости вращения ротора, разгружает агрегат, а при периодическом открытии выпрямителей крутизна и максимум момента резко увеличиваются, и теперь система регулирования не может без внешнего вмешательства разгрузить генератор в той же степени.

Таким образом, как по размаху колебаний мощности, так и по значению потерь, выделяющихся в массивных частях ротора и его демпферных контурах, АР генератора с замыканием ОВ на выпрямители является наиболее неблагоприятным и требует немедленного принятия специальных мер по разгрузке генератора до допустимого уровня и(или) отключения его от сети. Это особенно актуально при бесщеточной системе возбуждения, когда невозможно отключение ОВ от выпрямительного преобразователя и ее замыкание на шунтирующее сопротивление (ШС). Подробно все эти и другие особенности АР современных турбогенераторов и их физические причины рассмотрены в [7].

В связи с вышесказанным, а также учитывая значительное уменьшение перегрузочной способности высокоиспользованных генераторов по сравнению с машинами прежнего исполнения и большие тепловые потери в торцевой части статора турбогенераторов [4, 7], при проектировании электростанций стали предусматривать устройство защиты турбо- и гидрогенераторов от АР. Тем не менее, Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (ПТЭ) допускается кратковременная работа турбогенераторов в АР без возбуждения при пониженной нагрузке. Поэтому на электростанциях защита турбогенераторов от АР включается либо с действием на сигнал, либо на разгрузку турбогенератора через АСУ ТП. При этом ответственность за предотвращение опасного для генератора режима делится электриками с технологами и не контролируется должным образом.

Наиболее опасным является случай возникновения АХ возбужденного генератора при включенном автоматическом регуляторе возбуждения (АРВ). Этот режим характеризуется особенно резкой неравномерностью скольжения ротора относительно вращающегося поля статора и очень большими колебаниями активной мощности, периодическим ускорением (при «запирании» выпрямителей и, соответственно, исчезновении тока в ОВ) и последующим резким торможением агрегата. Это обусловлено тем, что при асинхронных проворотах ротора генератора относительно поля статора в ОВ при периодически открывающихся выпрямителях помимо индуцированного со стороны статора тока протекает вынужденный ток от возбудителя, который не остается постоянным, а зависит от характе-

ра изменения параметров, на которые реагирует АРВ.

На рис. 2 показана часть экспериментальной осциллограммы АХ турбогенератора типа ТВВ-200-2, присоединенного через повышающий трансформатор к шинам ГРЭС, включенной в мощную энергосистему. Генератор был выведен из синхронизма путем уменьшения уровня его возбуждения изменением уставки АРВ. Из представленного на рис. 2 одного из периодически повторяющихся циклов асинхронного хода видно, что скольжение ротора относительно вращающегося поля статора периодически достигало 5–6%, а размах колебаний активной мощности в 3–3,5 раза превышал номинальную мощность турбогенератора, периодически изменяясь от  $-1,25P_H$  до  $+2P_H$ ; ускорение ротора достигало  $80 \text{ рад/с}^2$ , ток статора периодически кратковременно превышал номинальный в 3,7 раза, а напряжение статора при этом было ниже 50% номинального.

Такой характер процесса объясняется тем, что если при АР с замыканием ОВ накоротко на ШС или на вентили невозбужденного генератора момент прохождения тока в ней через нуль определяется моментом совпадения ее оси в процессе вращения относительно поля статора с осью его магнитного поля ( $\delta_1 = 0$ ) или с противоположным на-

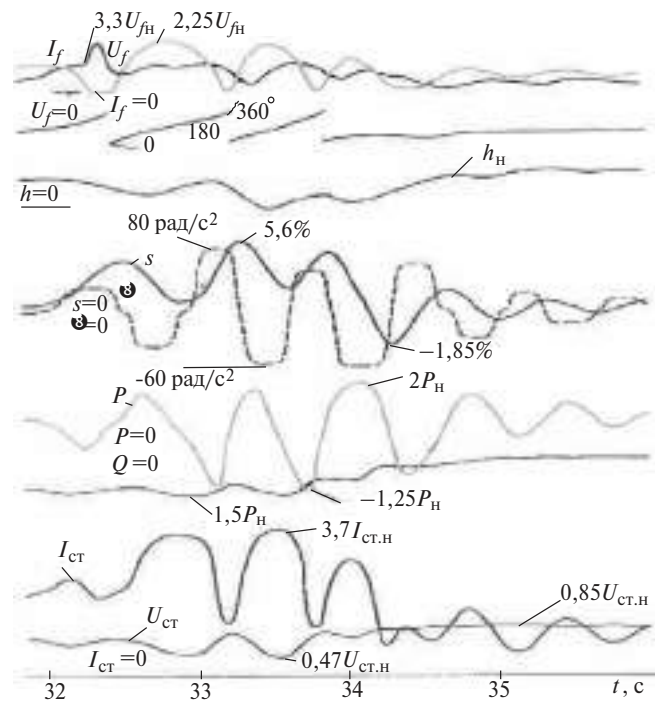


Рис. 2. Часть осциллограммы АХ турбогенератора ТВВ-200-2 (в пределах одного цикла) при уменьшении уровня возбуждения до выпадения из синхронизма при номинальной нагрузке с включенным АРВ:  $P, Q$  – активная и реактивная мощность генератора;  $U_{ст}, I_{ст}$  – ток и напряжение статора;  $s, \alpha$  – скольжение и ускорение ротора генератора;  $\delta_1$  – угол поворота ротора относительно вращающегося поля статора;  $h$  – ход поршня сервомотора, управляющего регулируемыми клапанами турбины;  $I_f, U_f$  – ток в ОВ и напряжение на кольцах ротора

правлением этих осей ( $\delta_1 = 180^\circ$ ), то при АХ возбужденного генератора этот момент (а следовательно и момент запираания вентилей) наступает при  $\delta_1 > 180^\circ$ . При протекании в ОВ вынужденного тока от возбuditеля  $I_f(U_B)$  и при одновременном скольжении ротора относительно поля статора  $I_f \neq 0$  до тех пор, пока в диапазоне изменения внутреннего угла генератора от  $180$  до  $360^\circ$   $I_f(U_B)$  больше тока, индуктируемого в ОВ при ее скольжении относительно поля статора в противоположном направлении, причем это превышение при прочих равных условиях тем больше, чем больше сохранившийся уровень возбуждения генератора.

Однако в указанном диапазоне изменения внутреннего угла генератора электромагнитный момент, обусловленный вынужденным током от возбuditеля, является уже не тормозящим, а ускоряющим. До тех пор, пока напряжение возбuditеля больше ЭДС, индуктируемой в ОВ при скольжении со стороны статора, выпрямители остаются открытыми. В результате снижения напряжения статора индуктированный ток в ОВ еще уменьшается, а вынужденный ток от возбuditеля возрастает под действием АРВ до форсировочного значения (см. рис. 2). Это, с одной стороны, относительно увеличивает часть периода скольжения при открытых выпрямителях, а с другой – увеличивает ускорение ротора. При этом скольжение в опыте достигало такого большого значения, что индуктируемый в ОВ ток превышал вынужденный ток от возбuditеля, в результате чего вентили запирались и происходил следующий асинхронный проворот ротора.

Подчеркнем, что из-за инерционности системы регулирования скорости вращения турбины в течение 2,5 с произошло три описанных асинхронных проворота. Только после этого ротор затормозился, но при уменьшении частоты вращения система регулирования вновь открывала клапаны впуска пара в турбину, и описанный процесс повторялся в новом цикле. Аналогичные данные неоднократно подтверждены при натурных испытаниях турбогенераторов мощностью 165, 200, 300 и 500 МВт.

Автору не известны подобные испытания гидрогенераторов. Их электрические характеристики независимо от числа полюсов ротора и соответственно скорости вращения агрегата практически не отличаются от характеристик турбогенераторов, а демпфирующие свойства ротора хуже, поскольку в этом плане демпферные контуры ротора гидрогенератора существенно слабее массивной бочки ротора турбогенератора. Поэтому работа гидрогенераторов в асинхронном режиме ПТЭ, как это было и прежде, не допускается. Заметим также, что инерционность открытия и закрытия направляющего аппарата (НА) гидроагрегата вследствие движения

его массивных лопаток в плотной среде воды больше, чем регулирующих клапанов (РК) паровой турбины.

Из сказанного очевидна необходимость действия защиты от АХ и АР в течение первого проворота ротора относительно вращающегося поля статора, т.е. до достижения первого максимума броска активной мощности и других указанных ранее параметров режима. Для этого защита должна незамедлительно воздействовать на отключение АРВ, гашение поля генератора с замыканием ОВ на ШС и последующее быстрое снижение нагрузки генератора или(и) отключение его от сети. Однако приходится констатировать, что применяемая на наших электростанциях защита генераторов от АР не во всех случаях удовлетворяет этому принципу. Это тем более важно, что характер протекания как АР, так и АХ синхронного генератора, как было показано, зависит от многих факторов и надежность действия защиты должна быть обеспечена независимо от того, какой из них в конкретном случае является определяющим.

Для примера на рис. 3 проанализировано возможное действие используемого с этой целью реле сопротивления (РС) с круговой характеристикой в описанном выше случае АХ. Из рис. 3 видно, что РС надежно фиксирует режим только в его начальной стадии и, следовательно, защита должна действовать мгновенно, т.е. без всякой выдержки времени, и реле защиты должно иметь самоудерживание. Однако на практике во избежание ложного действия защиты, построенной на этом принципе, при внешних коротких замыканиях в сети, качаниях в энергосистеме и других возможных переходных режимах защита на базе РС выполняется с выдержкой времени до 2–3 с или со счетом циклов асинхронных проворотов, что при АХ (да и в случаях возникновения АР с короткозамкнутой ОВ или ее замыканием на вентили системы возбуждения) недопустимо.

На рис. 4 приведены экспериментально определенные зависимости среднего и максимального значений скольжения в пределах его колебаний от исходной нагрузки турбогенераторов двух типов в установившемся АР при отключении возбуждения и замыкании ОВ на ШС [7, 8]. Из рис. 4 видно, что при предшествующей нагрузке этих турбогенераторов больше 60–70% номинальной колебания скольжения резко увеличиваются и при еще большей нагрузке их максимальное значение может достичь уставки срабатывания автомата безопасности (АБ) турбины. В опыте с ТГВ-500 при исходной нагрузке 445 МВт мгновенное значение скорости вращения агрегата на второй секунде после отключения АГП с замыканием ОВ на ШС достигло

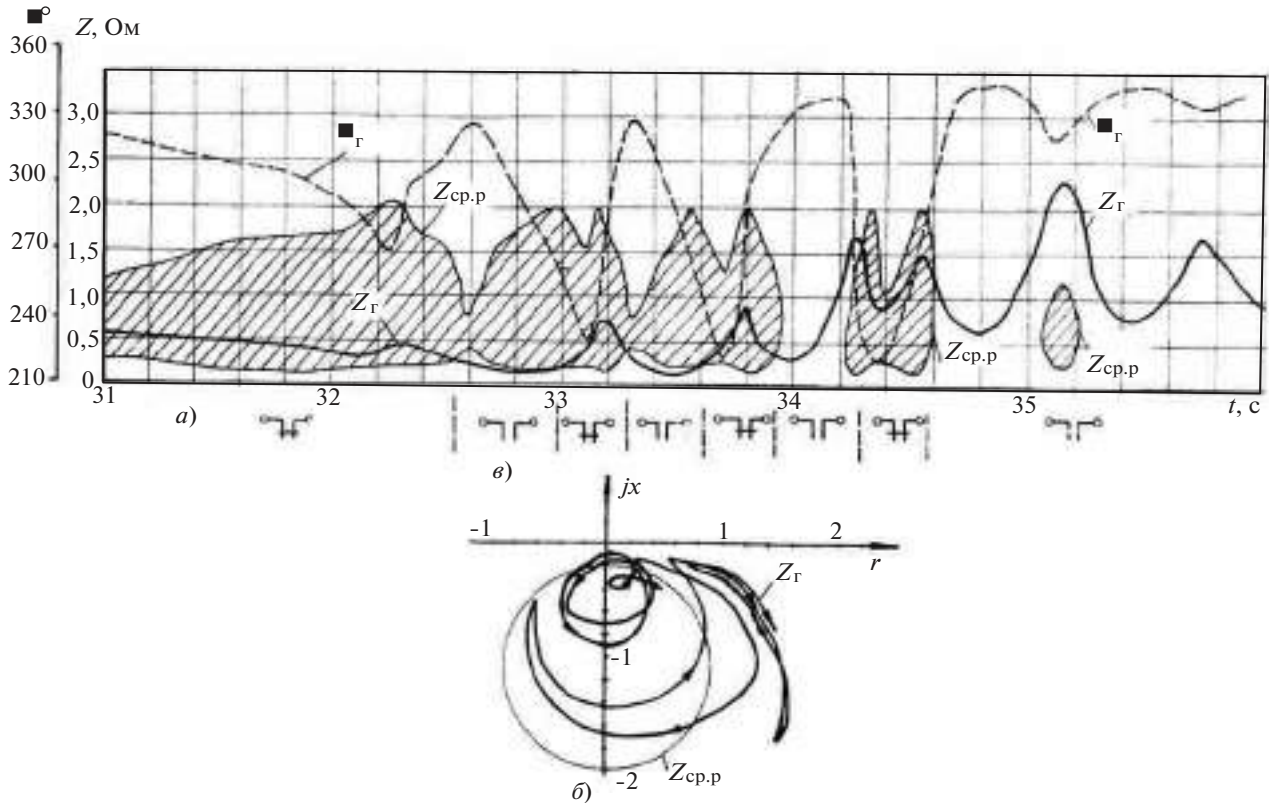


Рис. 3. Анализ работы реле сопротивления при возникновении асинхронного хода турбогенератора типа ТВВ-200-2 при исходной номинальной нагрузке и включенном АРВ: а – во времени,  $Z_r(t); Z_{cp.p}(\varphi_r)$ ; б – то же в комплексной плоскости  $r, jx$ ; в – поведение контактов реле сопротивления;  $Z_r = U_{ст} / I_{ст}$ ;  $\varphi_r = \arctg Q_r / P_r$  – модуль и аргумент полного сопротивления генератора;  $Z_{cp.p}$  – сопротивление срабатывания реле с круговой характеристикой  $Z_{cp.p \min} = X_d'$ ;  $Z_{cp.p \max} = X_d$

уставки срабатывания АБ и он отключил агрегат с аварийным погашением энергоблока. Но АБ турбины является последней защитой от ее разрушения из-за недопустимого увеличения частоты вращения. Поэтому рассчитывать на предотвращение развития аварии, сознательно допуская возможность его срабатывания, было бы неправильно.

Добавим, что мгновенные значения частоты вращения ротора турбогенератора в пределах колебаний скольжения периодически кратковременно могут достигать значения разъединительной скорости вращения бандажей ротора, которая нормально находится в пределах от 3300 до 3600 об/мин, а это может вызывать возникновение микродуг и местные подплавления на посадочных местах бандажей и бочки ротора.

Без немедленного действия специальной защиты появляется также вероятность «раскачки» агрегата. Дело в том, что для системы регулирования турбины переход турбогенератора в АР с большой нагрузкой является более тяжелым случаем, чем сброс нагрузки при отключении генератора от сети, когда нет причин для возникновения колебательного процесса. Так, по данным ВНИИЭ при испытаниях турбогенератора мощностью 300 МВт с тиристорной системой возбуждения был зарегист-

рирован случай, когда при исходной нагрузке 250 МВт первоначальное среднее скольжение после возникновения АР составляло 1,1–1,2%, однако затем оно возросло, достигнув на 5-й секунде 7,9%.

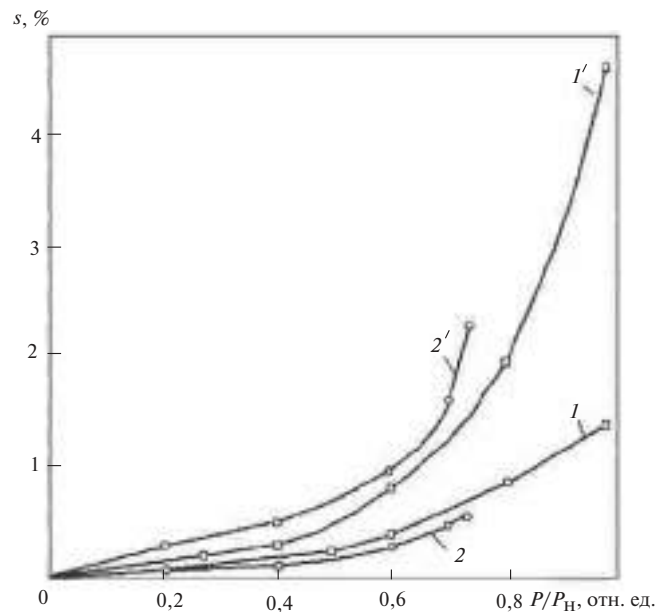


Рис. 4. Зависимости среднего (1, 2) и максимального (1', 2') значений скольжения от исходной нагрузки турбогенераторов типа ТГВ-300 и ТГВ-500 соответственно в установившемся АР при потере возбуждения

При этом возросли его периодические колебания, достигнув в максимуме 14%, что привело к срабатыванию АБ. Отметим также, что напряжение статора этого генератора в начальной стадии АР снизилось на 25%, а на 5-й секунде уже на 54%, колебания активной мощности происходили в пределах от +418 до -214 МВт. При своевременном действии защиты от АР эти явления были бы предотвращены и аварийного отключения агрегата не произошло бы.

Заметим, что приведенные данные получены при испытаниях, когда режим специально готовился, в сети устанавливалось предварительно повышенное напряжение, в энергосистеме предусматривался резерв активной и реактивной мощности, а сами испытания проводили опытные специалисты-экспериментаторы. В практике эксплуатации режимы могут оказаться еще тяжелее, а значительное понижение напряжения в процессе АР всегда возможно вследствие того, что если при его возникновении уровень напряжения в энергосистеме кратковременно будет поддержан за счет форсировки возбуждения остальных машин, то через 10–20 с она во избежание недопустимой перегрузки ОВ этих машин автоматически прекращается.

**Требования к защите.** Предотвратить эти явления возможно только немедленным действием защиты на отключение АРВ, замыкание ОВ на ШС (для турбогенератора – 10-кратного значения [7, 9]) и закрытие РК (НА) турбины с разгрузкой агрегата ниже 60% номинальной мощности и (или) отключением его от сети. Защита, обеспечивающая эти воздействия на первом асинхронном провороте

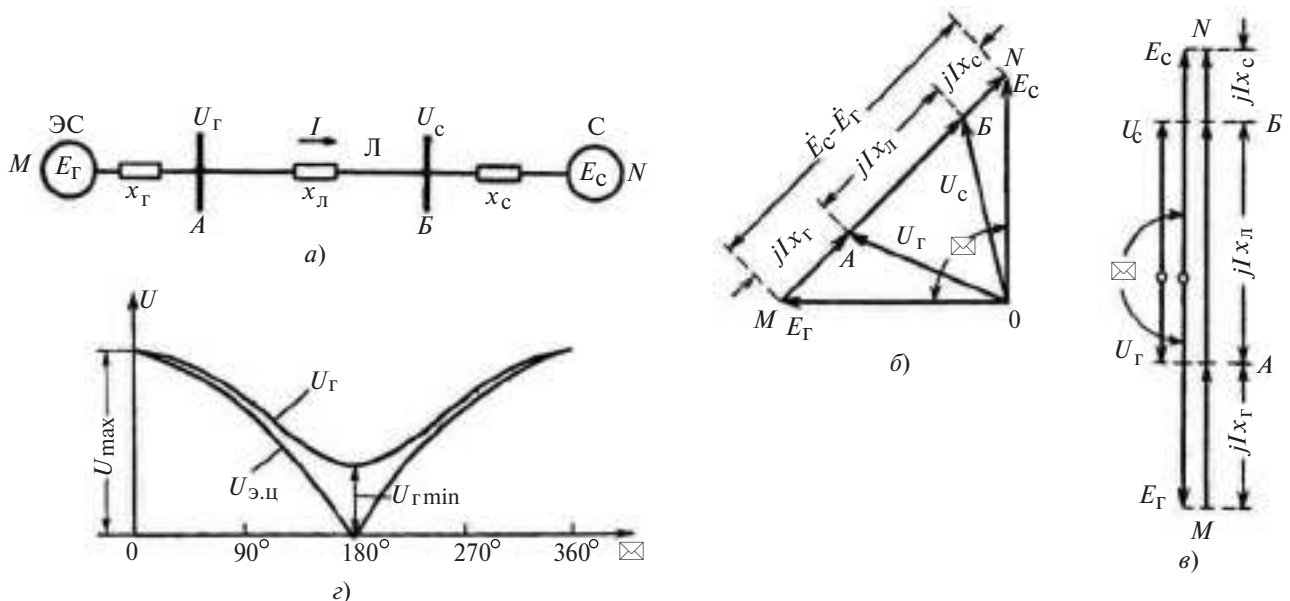
ротора относительно поля статора, «срезает» размах колебаний мощности до значения не больше 0,5–0,6 номинальной и обеспечивает ее дальнейшее уменьшение по мере разгрузки агрегата. Это означает, что защита мощных турбо- и гидрогенераторов от АР при потере возбуждения, и тем более от АХ возбужденного генератора, должна быть быстродействующей, т.е. не иметь выдержки времени. Следовательно, защита должна быть селективной по принципу действия.

Таким образом, важнейшим требованием к защите генераторов от АХ и АР является требование избирательности. В этом смысле режим АХ возбужденного генератора является граничным в силу того, что характер изменения его параметров наиболее сходен с характером их изменения при качаниях или АХ в энергосистеме, когда должна действовать системная противоаварийная автоматика, а излишнее действие индивидуальных защит генераторов может привести к одновременному отключению или разгрузке нескольких машин электростанции и усугубить аварийную ситуацию.

Известно, что характерными признаками АХ в энергосистеме, упрощенная эквивалентная расчетная схема которой приведена на рис. 5,а, являются [10]:

периодическое изменение угла  $\delta$  между несинхронными ЭДС от нуля до  $2\pi$  рад с частотой скольжения (рис. 5,б,в);

периодическое с частотой скольжения изменение напряжения во всех точках электропередачи, при этом в электрическом центре (ЭЦ) АХ напря-



**Рис. 5.** Расчетная схема, векторные диаграммы ЭДС и напряжений и изменение напряжений в процессе АХ: а – эквивалентная расчетная схема работы электростанции на приемную энергосистему; б – векторная диаграмма ЭДС и напряжений электропередачи при  $E_C = E_G$ ,  $\delta = 90^\circ$ ; в – то же при  $\delta = 180^\circ$ ,  $E_C - E_G = jI x_G + jI x_L + jI x_C$ ; г – изменение напряжений в процессе АХ (при  $E_G = E_C$ );  $U_G$  – напряжение эквивалентного генератора, т.е. напряжение на шинах электростанции;  $U_{\text{Э.Ц}}$  – напряжение в электрическом центре АХ, находящемся на линии связи электростанции с системой или в системе

жение изменяется от максимального значения при  $\delta=0$  и  $\delta=2\pi$  рад до нуля при  $\delta=\pi$  (рис. 5,е);

периодическое с частотой скольжения изменение тока во всех элементах, связывающих несинхронные ЭДС, при этом ток имеет минимальное значение при углах  $\delta=0$  и  $\delta=2\pi$  и достигает максимального при  $\delta=\pi$ ;

периодическое с изменением знака с двойной частотой скольжения изменение активной мощности генераторов.

Очевидно, АХ возбужденного генератора является частным случаем АХ в энергосистеме и разграничение зоны действия защиты генератора от АХ и зоны действия системной автоматики должно определяться местонахождением ЭЦ АХ.

Суммируя сказанное, можно сформулировать принцип избирательности и наибольшей эффективности защиты синхронного генератора от АХ следующим образом: защита синхронного генератора от АХ должна надежно действовать при возникновении первого полного проворота ротора относительно вращающегося поля статора и в то же время должна быть отстроена от изменения параметров генератора по любым причинам, когда полного проворота ротора относительно поля статора не происходит. Исходя из этого принципа, рассматриваемая защита должна срабатывать при условии, что ЭЦ АХ находится внутри данного конкретного генератора. Если же ЭЦ АХ находится вне генератора, то ротор не делает полных проворотов относительно поля собственного статора, испытывая только качания, и рассматриваемая защита действовать не должна, а должна действовать противоаварийная системная автоматика.

Функциональная схема защиты должна обеспечивать самоудерживание повторителя датчика устройства при его первом срабатывании, т.е. в процессе первого асинхронного проворота ротора относительно поля статора, и выполнение следующих функций:

гашение поля генератора и замыкание его ОВ на ШС (или отключение АРВ при бесщеточной системе возбуждения), что избавляет от многовариантности протекания АР в зависимости от указанных ранее факторов и делает его характер однозначным, облегчая дальнейшее функциональное воздействие защиты;

воздействие через электрическую часть системы регулирования турбины на немедленное прикрытие ее РК (НА) с последующей разгрузкой агрегата (энергоблока) до 60–40% номинальной мощности;

отключение генератора от сети при недопустимости АР из-за конструктивных особенностей генератора или его запрета по другим причинам (при этом во избежание непредвиденных отказов и по-

вреждений в технологической части энергоблока при резком сбросе большой нагрузки отключение генератора от сети также целесообразно осуществлять после предварительной разгрузки агрегата);

автоматическое переключение питания собственных нужд энергоблока на резервное без выдержки времени или с выдержкой времени и контролем уровня напряжения на шинах собственных нужд;

контроль напряжения на шинах электростанции или в заданной точке электрической сети и отключение генератора с выдержкой времени, если до истечения это напряжение из-за недостатка реактивной мощности в сети остается ниже уровня, заданного по условиям устойчивости энергосистемы.

**Разработка селективной защиты.** Очевидно, что в первую очередь поставленной задаче удовлетворяет устройство защиты, базирующееся на измерении внутреннего угла генератора. Однако практическое выполнение такого устройства натолкнулось на ряд технических трудностей. В частности, они связаны с тем, что именно при нахождении ЭЦ АХ вблизи выводов генератора напряжение на них оказывается равным или близким к нулю, и такое устройство может отказаться, хотя при АР с потерей возбуждения оно действует надежно.

Исследования, проведенные на модели, и натурные испытания показали, что если ток возбуждения отдельного генератора недостаточен для удержания его в синхронизме, то при асинхронных проворотах ротора возбужденной машины относительно поля статора возникает режим, отличающийся теми же характерными признаками, которые перечислены выше для АХ в энергосистеме. Его особенностью является только то, что при нахождении ЭЦ внутри генератора ЭДС, наводимая в ОВ со стороны статора периодически с частотой скольжения, уравнивается или превышает ЭДС, обусловленную напряжением возбуждителя:

$$e_{f\text{инд}} = -d\Psi_f / dt \geq e_f(U_B). \quad (1)$$

При этом ток в ОВ периодически проходит через нуль, а при наличии в цепи ОВ вентиля они периодически запираются.

В случаях возникновения АР синхронного генератора из-за потери возбуждения ток, наводимый со стороны статора в ОВ при ее замыкании коротко, на ШС, на якорь электромашинного возбуждителя, имеет знакопеременный характер и периодически с двойной частотой скольжения также проходит через нуль, а при разомкнутой цепи ОВ равен нулю. При замыкании цепи ОВ на вентили выпрямительного преобразователя системы возбуждения ток в ее цепи периодически изменяется от некоторого положительного значения при откры-

том состоянии вентилях до нуля при их запирании. При управляемых вентилях, как это уже упоминалось, в случае сохранения управляющих импульсов ток в цепи ОВ изменяется аналогично, а при потере управляющих импульсов вентили оказываются запертыми независимо от полярности ЭДС, наводимой в ОВ, и ток в ней равен нулю.

Наконец, при выпадении из синхронизма возбужденного генератора условие (1) выполняется, если скольжение достигает такого большого значения, что генератор, несмотря на форсировку возбуждения, не может втянуться в синхронизм и индуктируемая в ОВ ЭДС оказывается периодически больше ЭДС, обусловленной напряжением возбудителя. Только тогда происходит запираание вентилей. Но если  $e_{f\text{инд}}$  не превысит  $e_f(U_B)$ , то запираания вентилей не произойдет, не произойдет и проворота ротора относительно поля статора, а угол вылета ротора, достигнув определенного значения, станет уменьшаться, т.е. будут происходить его периодические качания. Это возможно только в том случае, когда уровень возбуждения рассматриваемого генератора достаточно высок и ЭЦ АХ (рис. 5,а) находится за  $x_r$  в направлении линии.

Таким образом, факт периодического с частотой скольжения прохождения тока в ОВ через нуль или запираания вентилей является характерным признаком как АР генератора при потере возбуждения, так и АХ возбужденного генератора, т.е. характерным признаком возникновения асинхронных полных проворотов ротора относительно вращающегося поля собственного статора.

В то же время во всех длительно и кратковременно допустимых для генератора синхронных режимах и при возникновении коротких замыканий в сети ток в цепи ОВ генератора не снижается до нуля. При возникновении АХ в энергосистеме, когда ЭЦ находится на линии связи и векторы эквивалентных ЭДС групп генераторов вращаются относительно друг друга, относительно поля собственного статора роторы генераторов испытывают только качания в определенном диапазоне изменения внутреннего угла. Полных же асинхронных проворотов ротора относительно поля статора при этом не происходит и ток в цепи ОВ генераторов до нуля не снижается. Исключение составляют генераторы, система возбуждения которых обладает возможностью инвертирования. При периодическом повышении напряжения в процессе качаний или АХ в энергосистеме АРВ сильного действия может выдавать команду на инвертирование и ток в ОВ генератора может при этом кратковременно снижаться до нуля.

Используя эти особенности, специалистами предприятия Сибтехэнерго (г. Новосибирск) были

разработаны и проверены несколько модификаций устройств, обеспечивающих селективное срабатывание защиты на первом асинхронном провороте ротора генератора относительно поля статора [11]. Структурная схема устройства изображена на рис. 6. Его модификации отличаются либо выполнением и способом подключения нуля-индикатора, либо способом блокировки. В одном случае элемент  $B$  включается в цепи измерительного трансформатора напряжения генератора, в другом — подключается к блоку изменения уставки АРВ, что позволяет точнее фиксировать значение напряжения, предшествующего возникновению АР или АХ, а в третьем он включается через полярочувствительное реле на напряжение ОВ.

При этом в первых двух случаях блокировка осуществляется благодаря тому, что при возникновении АХ или АР генератора его напряжение всегда оказывается ниже предшествующего, а автоматическое действие АРВ на инвертирование, напротив, происходит только при напряжении генератора выше предшествующего. В третьем же случае с той же целью используется особенность изменения напряжения на зажимах ОВ при возникновении АХ или АР генератора, с одной стороны, и при инвертировании — с другой.

Эта особенность заключается в том, что при АР генератора с замыканием ОВ на сопротивление или при разомкнутой ОВ индуктированное напряжение на ее зажимах, так же как и ток при замкнутой цепи ОВ, носит периодический знакопеременный характер. Однако ток в продольных контурах ротора, в том числе в цепи ОВ, изменяется в фазе с определяющей его ЭДС, а напряжение на зажимах ОВ изменяется в противофазе с ней. Наведенный ток в ОВ и напряжение на ее зажимах при скольжении ротора относительно поля статора одновременно проходят через нуль, но изменяются при

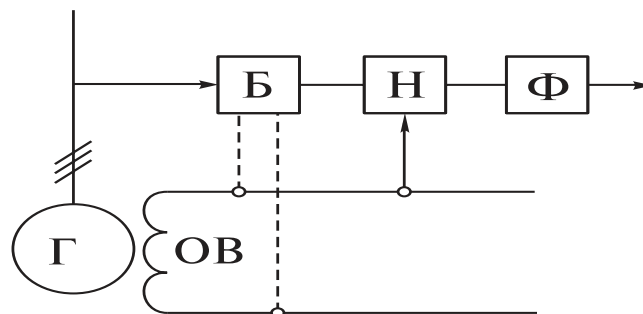


Рис. 6. Структурная схема датчика защиты синхронного генератора от АХ и АР:  $H$  — нуль-индикатор, срабатывающий при прохождении тока в ОВ через нуль;  $B$  — элемент блокировки устройства от срабатываний при напряжении статора генератора выше предшествующего потере возбуждения или возникновению АХ (штриховыми линиями обозначено присоединение элемента  $B$  другой модификации, предотвращающего возможность срабатывания устройства при отрицательном значении напряжения на зажимах ОВ);  $\Phi$  — функциональная схема защиты



этом в противоположных направлениях. Поэтому при отрицательной полярности тока в ОВ (или в период его равенства нулю из-за запираания вентилей выпрямительной установки) напряжение на зажимах ОВ положительно и наоборот. При замыкании ОВ накоротко (в том числе и через открытые вентили) напряжение на зажимах ОВ равно нулю.

При выпадении из синхронизма возбужденного генератора из-за уменьшения возбуждения ниже уровня, достаточного для сохранения синхронной работы, напряжение на зажимах ОВ положительно как при совпадении направления индуктированного в ней тока с вынужденным током от возбудителя, так и при обратной полярности тока, индуктированного в продольных контурах ротора. Во всех этих случаях обеспечивается срабатывание устройства, поскольку соблюдаются условия:  $I_f = 0$ ;  $U_f \geq 0$ .

Напротив, в случае глубокого развозбуждения генератора действием АРВ с переводом управляемого преобразователя системы возбуждения в режим инвертирования (что возможно при резком повышении напряжения в сети или периодически при качаниях в энергосистеме) на зажимах ОВ возникает отрицательное напряжение, что может повлечь за собой кратковременное уменьшение тока в ОВ до нуля с последующим его увеличением. За это время генератор не выпадает из синхронизма и защита от АХ действовать не должна. В этих случаях полярочувствительный элемент  $B$  пропускает ток в цепь блокировки, предотвращающей возможность срабатывания защиты.

Этим обеспечивается избирательность защиты, поскольку исключается возможность ее срабатывания в переходных режимах, не сопровождающихся возникновением асинхронных проворотов ротора генератора относительно поля статора. Функциональная схема защиты [12] обеспечивает выполнение требований, изложенных в предыдущем разделе.

**Результаты испытаний и опытной эксплуатации защиты.** Испытания описанных устройств проведены на электродинамической модели и в натуральных условиях. Генераторы переводились в асинхронный режим с потерей возбуждения при различной активной нагрузке – от нуля до номинальной – и замыкании ОВ накоротко, на ШС различного значения, на якорь электромашинного возбудителя, на вентили, а также с разомкнутой ОВ. Проводились опыты с понижением уровня возбуждения генератора до его выпадения из синхронизма как с введенным АРВ, так и при его отключении.

Испытания на электродинамической модели проводились в СибНИИЭ и ВНИИЭ [13]. Натурные испытания проведены на турбогенераторах ТВВ-165-2, ТВВ-200-2, ТГВ-300, ТГВ-500 и других

типов. Во всех случаях возникновения АХ и АР генератора подтверждена правильность действия защиты. При неоднократном повторении опыта, аналогичного представленному на рис. 2, но с введенной защитой, на турбогенераторах различных типов она обеспечивала при первом прохождении тока в ОВ через нуль, т.е. на первом асинхронном провороте ротора, отключение автомата гашения поля и принудительную разгрузку турбогенератора. При этом колебания мощности уже в первом периоде скольжения не превышали 0,5–0,6 номинального значения, а турбогенератор автоматически разгружался до 40% номинальной нагрузки (рис. 7).

При испытаниях турбогенератора ТГВ-300 с тиристорной системой возбуждения были проведены специальные опыты имитации повышения напряжения в сети на 5 и 10%, а также имитация качаний в энергосистеме. Опыты проводились подачей соответствующих сигналов на вход АРВ–СД для проверки отстройки защиты от ложного действия в этих условиях. Активная мощность турбогенератора составляла 180 МВт, исходная реактивная мощность 20 и 100 Мвар. Качания имитировались с частотой от 0,2 до 1 Гц с колебаниями напряжения сети в пределах  $\pm 5\%$ .

При малой исходной реактивной нагрузке и имитации повышения напряжения сети на 10% наблюдалось кратковременное (около 1 с) снижение тока в ОВ турбогенератора до нуля в режиме инвертирования с последующим восстановлением его под действием АРВ до 1,3 кА (исходное значение 1,7 кА). При этом турбогенератор работал в режиме глубокого недовозбуждения с внутренним углом  $110^\circ$  (рис. 8).

При имитации качаний также наблюдалось кратковременное снижение тока в ОВ в процессе инвертирования до нуля и значительное потребление генератором реактивной мощности. Турбогенератор удерживался в синхронизме при колебаниях внутреннего угла с частотой качаний в пределах от  $100$  до  $123^\circ$ . Во всех этих режимах устройство защиты блокировалось и не срабатывало, что подтвердило надежность его отстройки от инвертирования при возможном повышении напряжения в сети и качаниях в энергосистеме.

На электродинамических моделях проводились многочисленные опыты форсировки возбуждения и расфорсировки, опыты сброса и наброса нагрузки, а также опыты коротких замыканий различных видов разной удаленности и длительности. Проверена также селективность действия устройства при качаниях и АХ в энергосистеме, когда оно не должно срабатывать, а должна действовать системная противоаварийная автоматика.

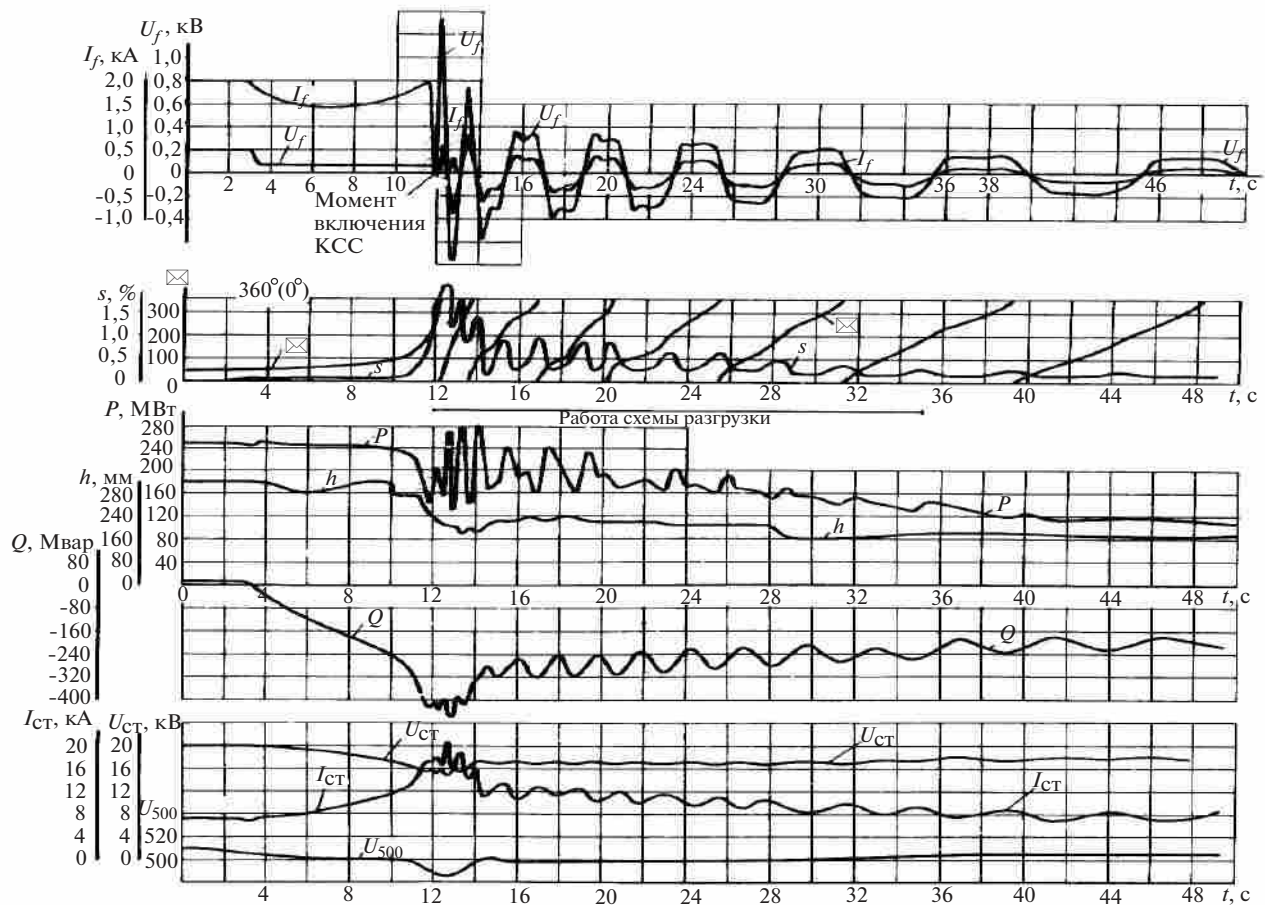


Рис. 7. Осциллограммы при автоматической разгрузке защиты турбогенератора ТГВ-300 при переходе в асинхронный режим

Правильность действия разработанного устройства защиты при АХ в энергосистеме была проверена и в натурном эксперименте. Турбогенератор ТВВ-200-2 Беловской ГРЭС, работающий с высокочастотной (диодной) системой возбуждения, был выделен на параллельную работу через линию 220 кВ длиной 460 км с системой практически бесконечной мощности. Был проведен опыт при исходной нагрузке генератора 160 МВт и ручном регулировании возбуждения. При небольшом увеличении нагрузки турбогенератор выпал из синхронизма, при этом ЭЦ АХ находился на линии связи. В этих условиях ток в ОВ турбогенератора колебался в широких пределах, но не снижался до нуля и датчик защиты не работал. Затем уменьшением уровня возбуждения испытуемого турбогенератора ЭЦ АХ приближался к нему и вошел в него в точке, соответствующей прохождению огибающей кривой напряжения на его выводах через нулевое значение<sup>2</sup>. Начались провороты ротора относительно поля собственного статора. В этот же момент нижний

предел колебаний тока возбуждения достиг нулевого значения, при этом немедленно сработала защита, отключившая автомат гашения поля турбогенератора.

Конструкция, результаты испытаний и опытной эксплуатации разработанного устройства и выполненной с его применением схемы защиты на Назаровской и Ермаковской ГРЭС, Чернобыльской АЭС и других электростанциях были рассмотрены приемочной комиссией, созданной приказом Главтехуправления Минэнерго СССР от 06.09.1984 г. №104 с участием представителей ПО «Союзтехэнерго», институтов «Атомтеплоэлектропроект», ВНИИЭ и ВНИИэлектромаш. По результатам работы комиссии актом приемки защиты от асинхронного режима разработки Сибтехэнерго, утвержденным Главтехуправлением 07.12.1984 г., устройство и схема защиты были рекомендованы к использованию на электростанциях. Оно было выполнено предприятием Сибтехэнерго более чем на 40 турбогенераторах мощностью 100, 150, 200, 300, 500 МВт и в течение нескольких лет подтвердило свою эффективность, однако в дальнейшем было заменено распространившимся устройством заводского изготовления на базе реле сопротивления.

<sup>2</sup> Здесь осциллограмма не приводится в связи с ее насыщенностью большим числом регистрируемых параметров.

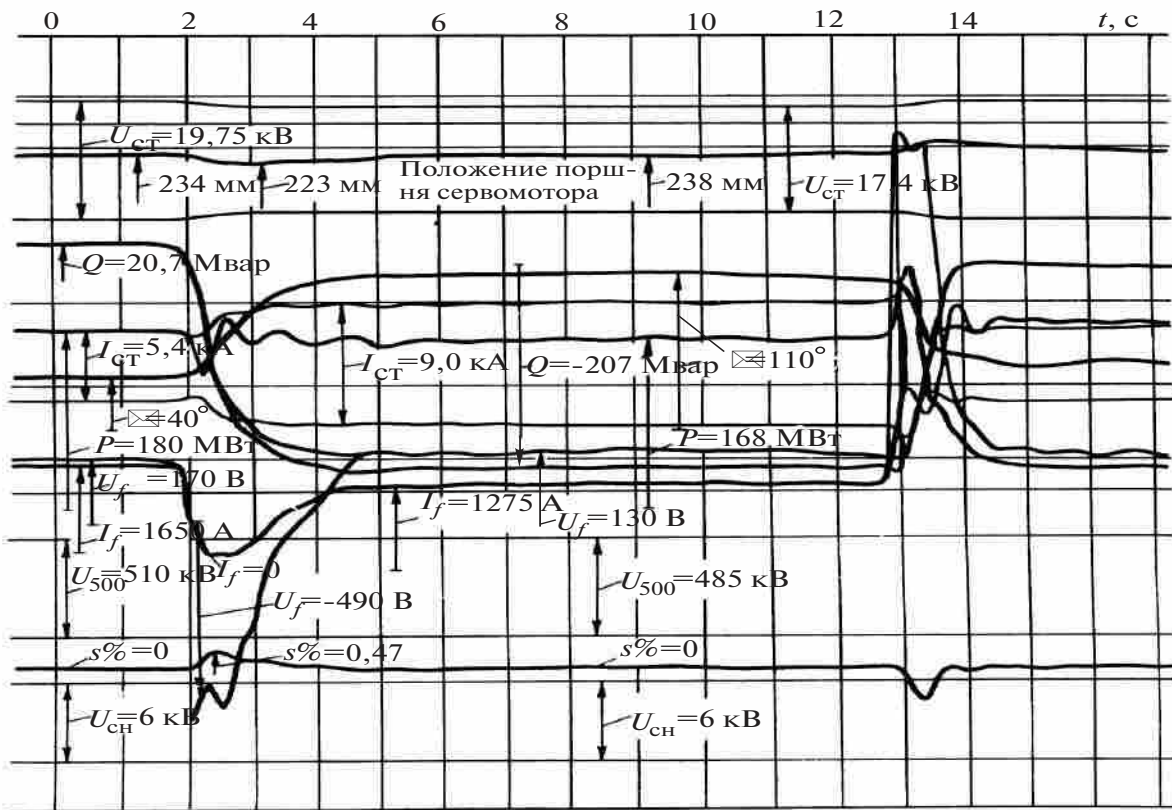


Рис. 8. Осциллограммы в опыте с инвертированием тиристорного возбудителя (ТГВ-300)

**Дополнительные замечания.** Конструктивное выполнение датчика защиты [11] определялось стремлением разработчиков к его универсальности в применении к любым системам возбуждения, широко распространенным в то время: электромашинным, ионным, высокочастотным с диодными преобразователями, начавшим тогда появляться тиристорным системам возбуждения разных модификаций, а также к обеспечению при этом его правильной работы при возникновении как АР с любым состоянием цепи ОВ, так и АХ возбужденного генератора с включенным АРВ также любого типа.

Недостатком конкретного выполнения датчика была необходимость его размещения непосредственно в цепи ОВ или вблизи шунта в ее цепи. При современном уровне полупроводниковой техники датчик, аналогичный по принципу действия, может быть выполнен намного проще. При этом для электромашинных и диодных систем возбуждения блокировка от инвертирования не требуется. Возможно также выполнение отдельных устройств для срабатывания только при возникновении АР из-за потери возбуждения или только в случае возникновения АХ возбужденного генератора.

Очевидно, что для генераторов, работающих только с выпрямительными системами возбуждения, для выявления АХ можно вместо фиксации

момента прохождения тока в цепи ОВ через нуль фиксировать момент запирания клапанов системы возбуждения. Именно так выполняется сегодня защита от АХ гидрогенераторов на ряде ГЭС. Однако, насколько известно автору, эта защита выполняется с задержкой срабатывания порядка 0,5 с, в то время как запирание клапанов при возникновении АХ с большой нагрузкой, как это видно из рис. 2, может происходить на гораздо меньший промежуток времени. Что же касается используемой в ней блокировки по току статора, то она не может быть эффективной, так как между запиранием клапанов и увеличением тока статора имеется фазовый сдвиг (см. рис. 2, 8).

Следует также обратить внимание на то, что в отличие от турбогенераторов АХ гидрогенератора может возникнуть при большом открытии НА. Для турбогенератора это принципиально невозможно, поскольку при открытии РК турбины давление пара перед РК уменьшается и его нормализация возможна только за счет увеличения подачи в котел топлива, воды и воздуха или форсирования реактора (на АЭС). Гидроагрегаты часто работают с номинальной нагрузкой при открытии НА порядка 70% максимально возможного, что связано с сезонным изменением напора из-за изменения уровня воды в верхнем бьефе. Если при максимальном

напоре произойдет неконтролируемое открытие НА, то вращающий момент турбины может оказаться выше предела статической перегружаемости гидрогенератора, имеющего для машин большой мощности полуторакратное значение по отношению к номинальной активной мощности генератора при номинальном  $\cos\varphi$ , и такой случай может произойти.

В связи с этим заметим, что в акте технического расследования причин аварии на СШ ГЭС, имевшей катастрофические последствия, после срыва крышки турбины из-за усталостных повреждений шпилек ее крепления, отмечается факт обрыва перьев лопаток НА. В таком случае, а также независимо от этого, при отрыве НА от днища мог произойти асинхронный проворот ротора гидрогенератора с ускорением и последующим торможением всего агрегата. По аналогии с данными, приведенными на рис. 2, при выходе из синхронизма гидрогенератора СШ ГЭС номинальной мощностью 640 МВт по этой причине кратковременный наброс мощности мог оказаться порядка 2500–3000 МВт. Впрочем, асинхронный проворот ротора этого генератора мог произойти и несколько раньше, при заливе генератора водой после нарушения герметичности крышки турбины, поскольку в этом случае была неизбежна потеря возбуждения и возникновение АР с короткозамкнутой ОВ.

Очевидно, что в этих условиях резкое ускорение и последующее торможение вращающейся массы агрегата, включая рабочее колесо гидротурбины, создало бы пульсацию давления воды в спиральной камере и отсасывающей трубе и могло стать причиной возникновения гидравлического удара. Не исключено, что именно это при ослабленном креплении крышки турбины привело к выбросу агрегата из шахты, что и создало условия для затопления машинного зала и катастрофических последствий развития этой аварии.

В заключение подчеркнем, что хотя АХ синхронного генератора может возникать редко, поскольку современные турбо- и гидрогенераторы оснащены устройствами ограничения минимального возбуждения, но последствия его возникновения могут оказаться настолько тяжелыми для агрегата, что пренебрегать этим нельзя. Поэтому защита от АР и АХ должна совершенствоваться и быть надежной.

**Выводы.** 1. Широко распространенная на электростанциях защита современных высокоиспользуемых синхронных генераторов от асинхронного режима и асинхронного хода неэффективна и в ряде тяжелых случаев неспособна выявить возникновение этих режимов. Это может оказаться причиной серьезных повреждений мощных турбо- и

гидрогенераторов, не выявляемых комиссиями по расследованию аварий, и, соответственно, неправильных выводов о мероприятиях по предотвращению таких аварий.

2. Необходимо совершенствование указанной защиты и ее повсеместное устройство на электростанциях. При этом, в частности, могут быть использованы как разработки, так и опыт многосторонних испытаний, описанные в статье. Это особенно важно в настоящее время в связи со значительной изношенностью наших машин вследствие большого превышения установленного для них заводами срока эксплуатации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горев А.А. Переходные процессы синхронной машины. — М.:Л.: Госэнергоиздат, 1950.
2. Сыромятников И.А. Режимы работы синхронных генераторов. — М.:Л.: Госэнергоиздат, 1952.
3. Конкордия Ч. Синхронные машины. Переходные и установившиеся процессы. — М.:Л.: Госэнергоиздат, 1959.
4. Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением / Под ред. Л.Г. Мамиконянца. — М.: Энергия, 1972.
5. Мамиконянц Л.Г. Анализ некоторых аспектов переходных и асинхронных режимов синхронных и асинхронных машин. — М.: ЭЛЕКС-КМ, 2006.
6. Коган Ф.Л., Мамиконянц Л.Г. Асинхронный режим мощных турбогенераторов. — Электричество, 1977, №4.
7. Коган Ф.Л. Анормальные режимы мощных турбогенераторов. — М.: Энергоатомиздат, 1988.
8. Коган Ф.Л. Осуществимость асинхронного режима мощного турбогенератора и оценка возможности предотвращения отключения энергоблоков. — Электрические станции, 1983, №4.
9. Коган Ф.Л. Влияние гасительного сопротивления на асинхронный режим высокоиспользуемого турбогенератора. — Электричество, 1974, №10.
10. Беркович М.А., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергия, 1968.
11. Авторские свидетельства (СССР): №553708, БИ, 1977, №13; №649093, БИ, 1979, №7; №767889 БИ, 1980, №36; №858166 БИ, 1981, №31.
12. Коган Ф.Л., Баракин К.А., Воронин Г.И., Фридман М.М. Защита турбогенераторов от потери возбуждения и асинхронного режима. — В сб. «Энергетика и электрификация». — М.: Информэнерго, 1979, вып.1.
13. Бронштейн Э.Л., Травина Ю.Я., Шейнкман А.Г. и др. Сравнительные испытания датчиков асинхронного режима турбогенераторов при потере возбуждения. — Электрические станции, 1979, №6.

[25.03.10]

*А в т о р : Коган Феликс Лазаревич окончил Харьковский политехнический институт в 1955 г. по специальности «Электрические станции и системы». В 2003 г. защитил в ОАО «ВНИИЭ» докторскую диссертацию «Анализ и разработка мероприятий по повышению надежности и эффективности функционирования электростанций в крупном энергообъединении». С 1987 по 2007 гг. — заместитель главного инженера филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС — «Фирма ОРГРЭС».*