

Авторы:

к.т.н. Илюшин П.В.,
ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», г. Москва, Россия,
к.т.н. Чусовитин П.В.,
УралЭНИИ УрФУ,
г. Екатеринбург, Россия.

Pavel Ilyushin,
PhD, CJSC «Technical inspection UES», Russia, Moscow.
Pavel Chusovitin,
PhD, Ural Federal University Russia, Yekaterinburg.

Annotation: In the paper out-of-step operation of distributed generation units (DG) is considered with construction features of generation units taken into account. Impact of DG out-of-step operation on other generation units and consumers is investigated

Ключевые слова: распределенная генерация, генерирующая установка, распределительная сеть, асинхронный режим, автоматика ликвидации асинхронного режима.

taking equivalent impedance into account. National standards on islanding algorithms and devices are considered. Consequences of DG fast out-of-step operation clearance are considered and proposals are state for islanding algorithms improvement. Possibility of resynchronization is important feature should be considered for designing islanding algorithms. Novel approaches are proved to be effective for DG out-of-step operation clearance.

Keywords: distributed generation, generation unit, distribution network, out-of-step operation, out-of-step operation clearance device.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С УЧЕТОМ ИХ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

NOVEL APPROACHES TO PREVENT OUT-OF-STEP OPERATION OF DISTRIBUTED GENERATION UNITS WITH CONSTRUCTION FEATUERES TAKEN INTO ACCOUNT

Аннотация: проведен анализ существующего положения с возникновением асинхронных режимов работы генерирующих установок (ГУ) объектов распределенной генерации (ОРГ) с учетом их конструктивных особенностей. Оценено отрицательное влияние асинхронных режимов работы генерирующих установок ОРГ на другие ГУ и потребителей электрической энергии, учитывая их электрическую близость в распределительных сетях. Рассмотрены требования действующих нормативно-технических документов по применению автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР) и алгоритмам ее работы. Приведены последствия быстрой ликвидации асинхронных режимов работы ГУ ОРГ, а также сформулированы предложения по возможным изменениям алгоритмов работы АЛАР, учитывая возможность самопроизвольной ресинхронизации данных ГУ. Обоснована область применения современных подходов к ликвидации асинхронных режимов генерирующих установок объектов распределенной генерации.

Внедрение объектов распределенной генерации (ОРГ) предполагает в основном использование генерирующих установок (ГУ) с номинальной мощностью от сотен киловатт до десятков мегаватт, которые подключаются к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий или распределительным электрическим сетям низкого, среднего и высокого напряжения, что зависит от мощности ГУ электростанции и ее удаленности от места подключения. При таких мощностях в современной электроэнергетике лидирующее положение занимают, как правило, следующие электростанции, которые позволяют значительно повысить КПД использования минерального топлива:

- в нижней части этого диапазона мощностей – газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС);
- в средней и верхней частях диапазона – газотурбинные (ГТЭС) различных конструкций – одновалвные, двухвалвные или трехвалвные (с разрезными валами или, что то же самое, со

свободными силовыми турбинами);

- в верхней части диапазона – парогазовые (ПГЭС), причем на таких электростанциях большая часть мощности вырабатывается газотурбинными установками [1].

Следует отметить, что суммарные механические постоянные инерции всех масс, вращающихся на одном валу с генератором, у ГТУ со свободной силовой турбиной примерно в 3-4 раза меньше, чем у одновалвных ГТУ, и в 2-3 раза меньше, чем у обычных паротурбинных генераторов, вследствие чего возникают трудности с обеспечением динамической устойчивости данных ГУ.

При этом нарушение динамической устойчивости и переход генераторов в асинхронный режим (АР) может оказывать отрицательное влияние как на другие ГУ, так и на потребителей электрической энергии, так как ОРГ электрически близки к нагрузкам и могут вызывать вторичные нарушения их устойчивости, что в большинстве случаев оказывается недопустимым по

условиям основного технологического цикла промышленного производства.

У двухвалных или трехвалных ГТУ при больших кратковременных сбросах электрической нагрузки генератора, например в результате КЗ ликвидированного резервными устройствами РЗА сети (с выдержкой времени), и повышении скорости вращения ее ротора регулятор скорости системы автоматического управления (РС САУ) прекращает подачу топлива в камеру сгорания, но компрессор, имеющий большой момент инерции, продолжает подавать воздух в силовую турбину. В итоге скорость вращения свободной силовой турбины и генератора может увеличиться настолько, что сработает технологическая защита по превышению скорости вращения и отключит ГУ. Следует отметить, что направления конструкторских разработок нацелены на ослабление этого недостатка – уменьшение массы и момента инерции компрессоров и увеличение массы и момента инерции свободной силовой турбины (альтернатива – сброс в атмосферу значительной части воздуха, проходящего через компрессор) [2].

При малых значениях моментов инерции соответственно снижаются пределы по динамической устойчивости генераторов при КЗ в сети, однако общее снижение динамической устойчивости энергосистемы при этом незначительно, так как суммарная мощность ГУ со свободной силовой турбиной, по крайней мере в настоящее время, невелика. Но АР, возникающие сравнительно часто, имеют свою специфику, которую необходимо учитывать при определении параметров настройки автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

Целью данной статьи является рассмотрение последствий АР, критериев их допустимости и возможных УВ для их ликвидации.

Наиболее существенны три особенности АР рассматриваемых ГУ ОРГ, работающих в распределительных сетях:

1. При нарушении синхронизма генераторы достигают больших сколь-

жений, но достаточно высокое быстродействие РС САУ повышает вероятность самопроизвольной ресинхронизации генераторов. Ресинхронизация, как следует из теории переходных процессов синхронных машин, облегчается также тем, что амплитуда колебаний скольжения генераторов из-за малых значений механической постоянной инерции велика. Однако из-за большой разности частот продолжительность АР может быть значительной – несколько секунд, т.е. 5-10 проворотов или больше.

Расчетный пример затажно-го АР на ПГЭС (3 ГТУ × 50,8 МВт + ПТУ

73,5 МВт), приведенной на рис. 1, и присоединенной к распределительной сети показан на рис. 2. На графике приведены изменения скоростей вращения генераторов ПГЭС.

В результате КЗ все генераторы ПГЭС переходят в асинхронный режим, попытка ресинхронизации генераторов ПГЭС между собой и с энергосистемой (при $t \approx 3$ с) оказывается unsuccessful, и АР продолжается, причем из трехчастотного (наибольшая частота – у Г1–Г3, частота Г4 – промежуточная между частотой Г1–Г3 и частотой в сети) он в условиях очень низких напряжений (ис-

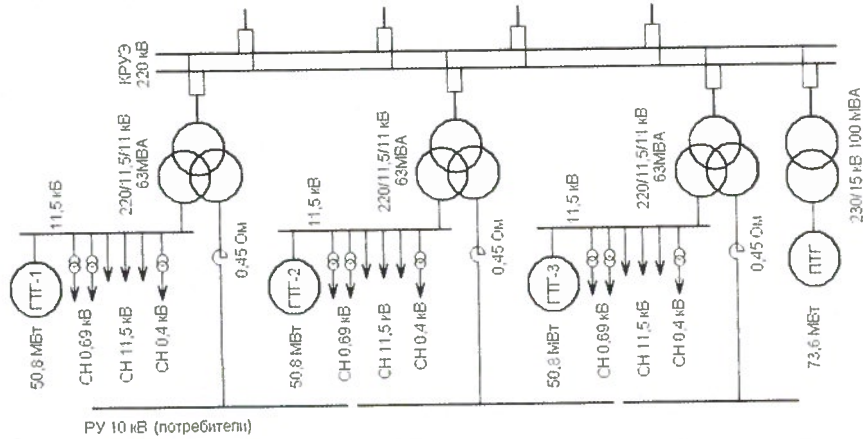


Рис. 1. Упрощенная схема электрических соединений ПГЭС

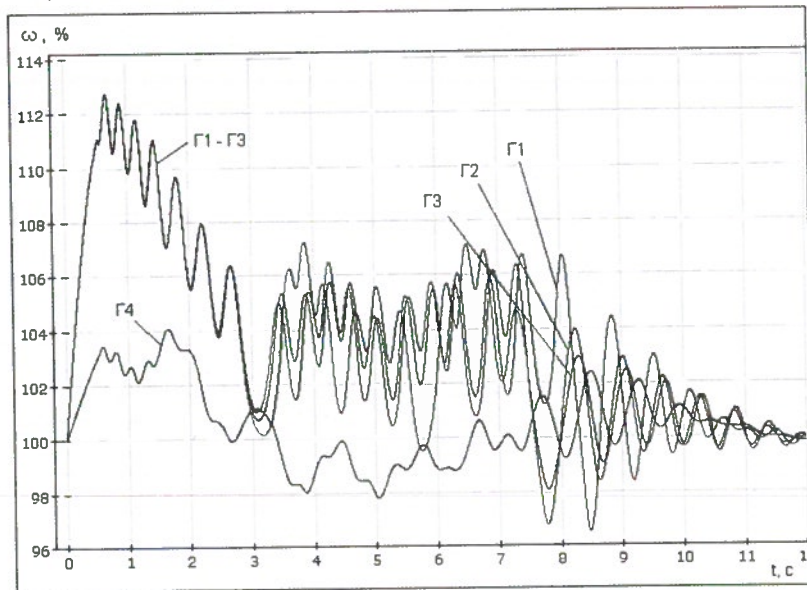


Рис. 2. Расчет изменения скоростей вращения генераторов ПГЭС: газотурбинных двухвалных Г1–Г3 и паротурбинного Г4 при трехфазном КЗ с отключением линии (АПВ на КЛ отсутствует)

ходная схема – ремонтная) переходит в многочастотный. Через $t \approx 8,5$ с наступает ресинхронизация всех генераторов ПГЭС.

Отметим, что в тех же условиях, но в случае применения одновальных ГТУ вместо двухвальных, синхронизм быстро восстановился бы (рис. 3).

2. Асинхронный режим в распределительной сети приводит к глубоким снижениям напряжения на потребительских подстанциях, и поэтому оказывает большое влияние на работу электроприемников – в первую очередь электродвигателей (синхронных и асинхронных). Отключение большого количества электродвигателей приводит к дополнительным снижениям напряжения и существенно затрудняет процесс ресинхронизации. Данный сценарий развития аварий характерен в первую очередь для промышленных предприятий с высокой долей двигательной нагрузки, но в последние десятилетия он стал реальным для непромышленных и коммунально-бытовых потребителей за счет установки мощных холодильных агрегатов и установок кондиционирования воздуха в торговых центрах и офисных зданиях, а также кондиционеров и split-систем в квартирах.

Проводя анализ аварий, произошедших в различных регионах США начиная с 1994 г. и сопровождаемых потерей устойчивости узлов нагрузок и отключением значительного объема потреби-

лей до 2000-3000 МВт, можно отметить, что все аварии имеют аналогичный сценарий развития событий. При многофазном КЗ вблизи центра нагрузки и соответствующем снижении напряжения происходит снижение скорости вращения, а в некоторых случаях и остановка части двигательной нагрузки (зависит от вида приводимых во вращение механизмов, мощности электродвигателей, коэффициента загрузки и т.д.). Последующее отключение КЗ на одной из питающих линий электропередачи и попытка восстановления напряжения сопровождается резким увеличением токов электродвигателей при самозапуске, что при ослабленной схеме распределительной сети (ремонтная схема) приводит к ее неустойчивости и последующей лавине напряжения. Для восстановления напряжения до границ области допустимых режимов требуется принятие комплексных мер по форсировке выдачи реактивной мощности ГУ объектов распределенной генерации средствами компенсации реактивной мощности (СКРМ) и, при недостаточности указанных мер, отключению нагрузки (ОН). Проведенные дополнительные испытания показали, что бытовые кондиционеры останавливаются при снижении напряжения ниже 60% $U_{ном}$. в течение 0,1 с, при срабатывании устройств РЗА в распределительной сети через 0,15-0,18 с. Короткое замыкание вызывает снижение напряжения и, соответственно, величины электрического

момента электродвигателя пропорционально квадрату напряжения, замедляя вращение двигателя и увеличивая скольжение. При этом механический момент приводного механизма практически не зависит от скорости вращения электродвигателя. После отключения КЗ устройствами РЗА сети напряжение из-за повышенных в 4-6 раз токов электродвигателей (пусковые токи) нередко восстанавливается частично. В случае если электрический момент будет больше механического, то двигатели начнут ускоряться, а в противном случае – тормозиться, вплоть до полной остановки, с каскадной остановкой других электродвигателей. Отключение остановленных двигателей в зависимости от наличия устройств РЗА (других видов защит) может происходить в течение:

- нескольких периодов промышленной частоты защитой по снижению напряжения на выводах электродвигателя (при наличии);
- нескольких секунд при действии защиты от перегрузки питающих фидеров;
- нескольких десятков секунд при действии тепловых защит электродвигателей 0,4 кВ.

Проведенный анализ аварий с «лавиной напряжения» показал, что каскадные отключения с погашением целых энергорайонов происходят за время длительностью до 20 с. после первого возмущения (КЗ) в сети, а восстановление напряжения – за 20-25 с путем отключения

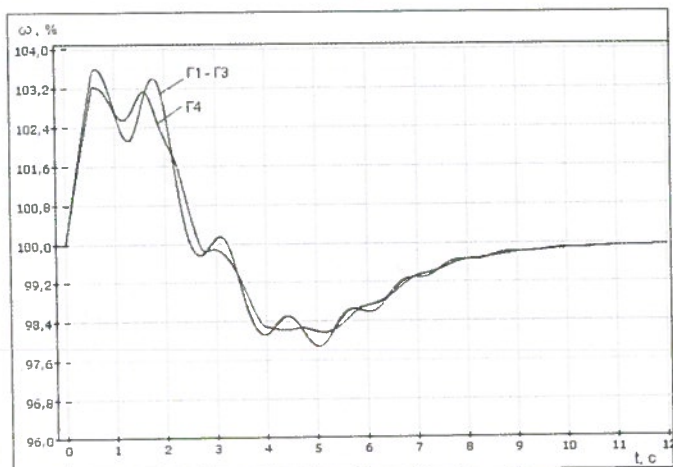


Рис. 3. Тот же процесс, что на рис. 2, но при замене двухвальных ГТУ на одновальные

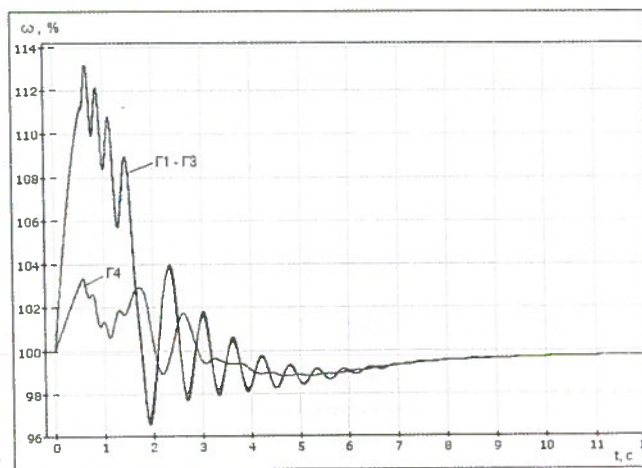


Рис. 4. Тот же процесс, что на рис. 2, но при меньшей доле электродвигателей в узлах нагрузки

ридеров, что позволяет частично или полностью исключить массовые отключения нагрузки и предотвратить возникновение «лавины напряжения».

Влияние параметров нагрузки на рассматриваемый процесс можно видеть на рис. 4 и 5. Все параметры схемы, режима и возмущения – те же, что на рис. 2, но составы нагрузки в узлах вблизи ПГЭС разные: в исходном варианте (рис. 2) электропотребление асинхронными электродвигателями в среднем составляют 40% от общей нагрузки, на рис. 4 – 20%, а на рис. 5 – 80% от общей нагрузки.

В случае варианта на рис. 4 АР длится менее 2 с (ресинхронизация наступает после четырех проворотов), а в случае варианта на рис. 5 ресинхронизация не наступает, так как возникает «лавина напряжения», а напряжение при этом становится ниже 50% $U_{ном.}$ (рис. 6) и будет оставаться низким, пока не отключится значительная часть нагрузки.

3. Вероятность того, что АР на ПГЭС перейдет в многочастотный, велика, как показано выше, из-за существенной разницы в значениях механических постоянных инерции газотурбинных и паротурбинных агрегатов. Кроме того, многочастотные АР наиболее часто наблюдаются в узлах промышленной нагрузки, особенно при наличии собственной генерации и большой доле синхронных электродвигателей. Для

многочастотных АР характерны значительные перемещения электрического центра качаний (ЭЦК), что затрудняет выявление асинхронного режима и его ликвидацию.

Таким образом, при выборе средств противоаварийного управления (ПАУ) в распределительных сетях нужно считаться со значительной вероятностью возникновения АР газотурбинных двухвалных или трехвалных ГУ.

В соответствии с [3], устанавливаются группы нормативных возмущений, при которых должна обеспечиваться динамическая устойчивость, а следовательно, вышеуказанные ГУ должны отвечать данным требованиям, но результаты расчетов для различных ОРГ показывают, что это не всегда так.

При этом низкая динамическая устойчивость является труднопреодолимым обстоятельством. Создание систем автоматического управления (САУ) ГТУ, аналогичных по своему эффекту известной импульсной разгрузке паровой турбины, пока остается делом будущего, а в настоящее время необходимо в конкретных условиях решать проблему ликвидации АР таких ГУ.

В соответствии с требованиями [4], устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах АЭС и на всех генераторах ТЭС и ГЭС мощностью 500 МВт и выше. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах

меньшей мощности, а соответственно, на ГУ ОРГ, должна определяться проектными решениями. При этом ликвидация АР возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путем его отключения.

Быстрая ликвидация АР генерирующих установок ОРГ действием АЛАР на отключение ГУ может привести к последствиям, которые необходимо учитывать при выборе алгоритмов и уставок ее действия, а именно:

- увеличение перетоков мощности по сети в связи с потерей на какое-то время данной генерации или значительной ее части;
- возникновение перегрузок электросетевых элементов (трансформаторов и ЛЭП), особенно если на генераторном напряжении имела значительная нагрузка;
- снижение напряжения в узлах нагрузки, что особенно критично для промышленных предприятий с большой долей нагрузки в виде синхронных и асинхронных электродвигателей.

С точки зрения надежности работы распределительных сетей и энергоснабжения потребителей, включая промышленных, возможно было бы допускать АР у генераторов небольшой мощности, относящихся к ОРГ, если АР:

- кратковременный;
- заканчивается самопроизвольной ресинхронизацией генераторов;

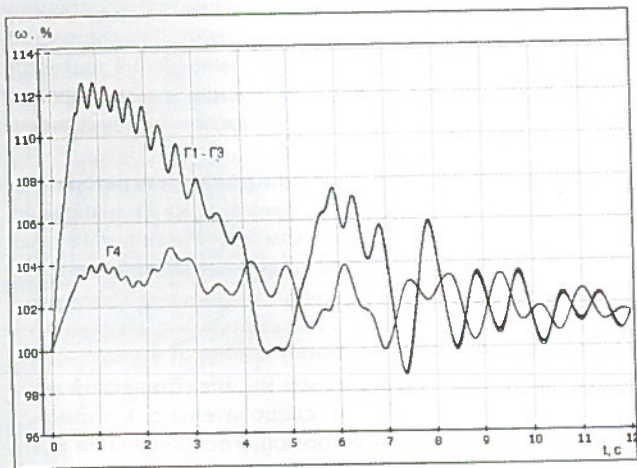


Рис. 5. Тот же процесс, что на рис. 2, но при большей доле электродвигателей в узлах нагрузки

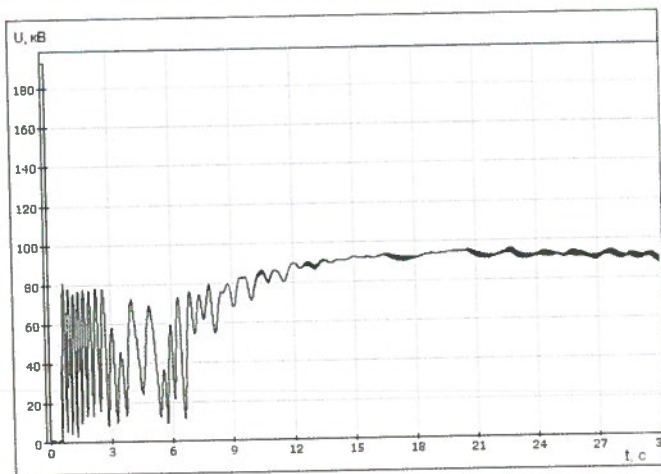


Рис. 6. Изменения U на шинах 220 кВ ПГЭС в процессе, показанном на рис. 5



- не наносит вреда нормальной работе других генераторов и электроприемников (должно быть обосновано расчетами);
- длительность АР контролируется устройством АЛАР.

Действие АЛАР на отключение обосновано в том случае, если длительность АР оказывается больше допустимой, т.е. при затяжных асинхронных режимах генераторов, которые наиболее вероятны в ремонтных схемах, аварийных и послеаварийных режимах, когда ослаблены связи в энергосистеме. Кроме того, быстрая ликвидация АР возможна в тех случаях, когда ОРГ внедряется только в целях выработки электрической энергии, без решения задач обеспечения надежного электроснабжения потребителей в различных режимах работы прилегающей электрической сети и без жестких контрактных обязательств по поставке электрической энергии сторонним потребителям.

Вероятность самопроизвольной ресинхронизации ОРГ в распределительной сети велика, поэтому, с учетом конкретных условий, целесообразно отстраивать срабатывание АЛАР по времени от ресинхронизации генераторов, если задержка срабатывания АЛАР не приводит к возникновению препятствующего ресинхронизации многочастотного АР ГУ или к дополнительным нарушениям устойчивости двигателей в узлах нагрузки. Решается этот вопрос проведением расчетов переходных процессов в сети, причем следует учитывать, что характеристики АР в значительной мере зависят от параметров нагрузки в соседних узлах.

В ряде случаев оказывается целесообразным предусматривать двухступенчатое действие АЛАР на ГУ ОРГ:

- при фиксации одного (двух) проворотов ротора генератора относительно вектора напряжения энергосистемы – автоматическое снижение мощности ГУ до 60% от номинальной и формирование выдержки времени на случай самопроизвольной ресинхронизации;
- по истечении выдержки времени – отключение ГУ от шин высшего напряжения воздействием на выключатель по-

вышающего трансформатора (пример на рис.1), с сохранением электроснабжения собственных нужд и сторонних потребителей с шин генераторного напряжения или же отключение ГУ (при невозможности реализации предложенного алгоритма для конкретной схемы электрических соединений электростанции).

Исходя из опыта эксплуатации и выполнения расчетов динамической устойчивости для объектов РГ, электрический центр качаний на электростанциях малой и средней мощности находится, как правило, в повышающем трансформаторе или даже в самом генераторе, а применение АЛАР на ГТЭС, ГПЭС и ПГЭС представляется целесообразным и должно включаться в технические требования (ТТ) к закупаемым ГУ.

Однако на практике бывают случаи, когда ГУ уже приобретены, а следовательно, замена многовальных ГТУ на одновальные невозможна. При этом проводимые расчеты переходных процессов в сети показывают, что возникающие АР ресинхронизацией не заканчиваются, а переходят в многочастотные, которые являются недопустимыми, так как вызывают нарушение устойчивости двигательной нагрузки, а быстрая ликвидация АР действием на отключение ГУ приводит к лавине напряжения в прилегающей сети. В таком случае возможна реализация следующих технических мероприятий, экономическая целесообразность которых должна рассматриваться дополнительно:

- подключение к шинам генераторного напряжения исполнительных устройств, параметры которых изменяются во времени по заданному закону регулирования (на основании выполнения расчетов переходных режимов в темпе процесса);
- применение на ОРГ генерирующих установок с асинхронизированными синхронными генераторами и определенной настройкой алгоритмов и параметров фазовой форсировки возбуждения.

Рассмотрим подробнее каждое из указанных мероприятий.

1. Существующие и применяемые в настоящее время способы для создания систем ПАУ направлены на предотвращение последствий нарушения динамической устойчивости, которые могут возникать в результате аварий. Решаемая данными системами задача является задачей перехода ЭЭС от одного установившегося режима к другому без потери синхронизма, т.е. без перехода генераторов в длительный или кратковременный АР.

В отличие от существующего подхода целесообразно для ОРГ использовать систему управления аварийным переходным электромеханическим процессом, при котором движение ротора генератора происходит по заранее заданной траектории, обеспечивающей заданное качество данного процесса. Рассчитываемые и реализуемые в данной системе УВ дают возможность обеспечить заданную траекторию движения ротора генератора ОРГ $\delta = f(t)$, позволяя таким образом реализовать полную управляемость переходного процесса, т.е. устойчивого динамического перехода от установившегося доаварийного к послеаварийному режиму.

Для того, чтобы реализовать движение роторов генераторов ОРГ по заданным траекториям $\delta = f(t)$, необходимо предусматривать подключение исполнительных устройств к шинам генераторного напряжения ГУ, параметры которых изменяются во времени по заданному закону регулирования (на основании выполнения расчетов переходных режимов в темпе процесса) и позволяют достичь нижеуказанных результатов:

- при ускорении ротора генератора в начале аварийного режима (например: при коротком замыкании в прилегающей сети) подключение активного сопротивления к выводам генератора (плавно или ступенчато изменяемого во времени) приводит к увеличению выдаваемой им электрической мощности и, следовательно, к торможению ускоряющегося движения ротора генератора и его последующему переходу в кратковременный установившийся послеаварийный режим

с заданной частотой вращения (не допускаются переход генератора в АР или срабатывание технологических защит генератора по превышению скорости вращения ротора);
 • при торможении ротора генератора в начале аварийного режима (например, при отключении другого(-их) генератора(-ов) и (или) наброса нагрузки на оставшийся в работе генератор) подключение блока высоковольтных конденсаторов или накопителей электрической энергии другого типа, включенных через инверторный преобразователь, приводит к снижению выдаваемой генератором электрической мощности и, следовательно, к ускорению тормозящегося ротора генератора и его переходу в кратковременный уста-

новившийся послеаварийный режим с заданной частотой вращения.

Принципиальная схема подключения исполнительных устройств к шинам генераторного напряжения, позволяющая осуществлять управление электрической мощностью ГУ ОРГ и реализующая вышеуказанный способ управления переходным электро-механическим процессом, приведена на рис. 7. Введение дополнительной электрической мощности дает принципиально новую возможность в каждый момент времени получить на валу генератора суммарную мощность, необходимую для реализации заданной траектории движения [5].

Применение представленного подхода исключает необходимость отключения при авариях части нагрузки потребителей как средства сохранения динамической устойчивости системы, что служит важным элементом обеспечения надежного электроснабжения потребителей.

2. В качестве второго способа решения проблемы предотвращения возникновения асинхронных режимов ГУ ОРГ предлагается использовать возможность применения асинхронизированных синхронных генераторов (АСГ), которые обладают большей устойчивостью к динамическим возмущениям.

Для турбогенераторов не требуется регулировать частоту вращения в широком диапазоне и так многократно, как для ветрогенераторов, поэтому для ГУ ОРГ предлагается использовать АСГ,

позволяющие поворачивать поле ротора на 90° без возможности вращать его с какой-либо частотой, при этом их стоимость будет лишь на 20-30% дороже обычных синхронных генераторов.

Рассматриваемый АСГ имеет две роторные обмотки, сдвинутые на 90° , питающиеся постоянным током, ЭДС которых можно поворачивать на угол до 90° за счет изменения соотношения токов в роторных обмотках. Возможность поворачивать ЭДС позволяет увеличивать площадку торможения и тем самым повышать устойчивость генератора.

В предлагаемом способе при возникновении короткого замыкания (КЗ) АРВ АСГ производит форсировку возбуждения по осям q и d (в течение 2 с), а кроме этого в результате регулирования составляющей ЭДС по оси d изменяется фаза ЭДС. После отключения форсировки модуль вектора ЭДС снижается до первоначального значения, а фаза сохраняется на значении, соответствующем фазе при форсировке. На рис. 8 представлены результаты эксперимента с трехкратной и четырехкратной фазовой форсировкой, из которых видно, что предельную продолжительность КЗ удается увеличить на 0,13 с по сравнению с обычной форсировкой. Когда фаза ЭДС превышает 50° , возникают колебательные нарушения устойчивости, что требует проведения дополнительных исследований.

На рис. 9 представлен график зависимости угла от времени для ре-

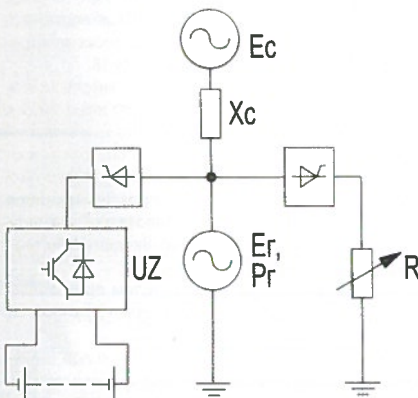


Рис. 7. Принципиальная схема управления электрической мощностью, отдаваемой генератором в сеть

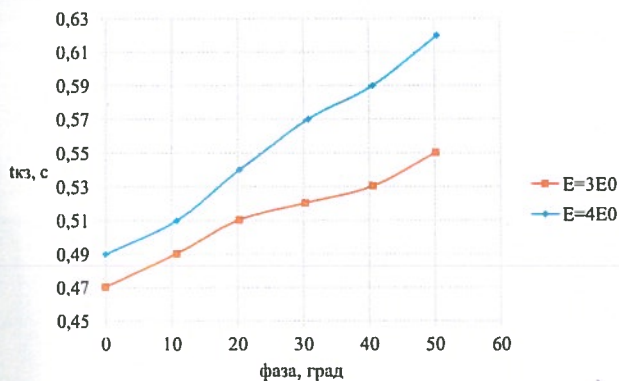


Рис. 8. Зависимость времени короткого замыкания от фазы ЭДС

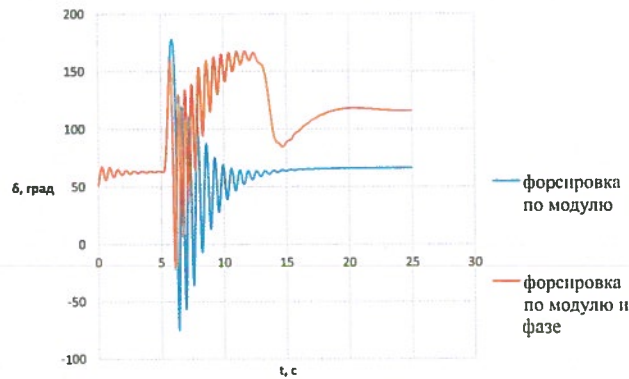


Рис. 9. Изменение угла генератора во времени



**Илюшин
Павел Владимирович**

Окончил факультет энергетики Новосибирского государственного технического университета в 1997 г. В 2011 г. в ОАО «НПЦ электроэнергетики» защитил кандидатскую диссертацию «Разработка и развитие принципов противоаварийного управления распределительными сетями мегаполиса». Заместитель генерального директора – главный инспектор ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».



**Чусовитин
Павел Валерьевич**

Окончил кафедру «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета в 2009 году. В 2014 году защитил кандидатскую диссертацию по теме «Разработка метода идентификации эквивалентной модели энергосистемы на основе синхронизированных векторных измерений». Доцент кафедры «Автоматизированные электрические системы».

жима КЗ с форсировкой возбуждения по оси q (изменение ЭДС, пропорциональной вынужденной составляющей тока обмотки возбуждения, по модулю) и с форсировкой возбуждения по обеим осям – q и d (изменение ЭДС по модулю и по фазе). Время КЗ – предельное для случая форсировки по одной оси.

Как видно из рисунка, при изменении ЭДС по модулю и по фазе колебания угла имеют меньшую амплитуду, в отличие от случая изменения ЭДС только по модулю. Кроме того, угол устанавливается в другое значение, хотя выдаваемая АСГ мощность остается без изменений, а колебания скорости при форсировке возбуждения по двум осям меньше, чем при форсировке только по одной оси.

Таким образом, проведенный вычислительный эксперимент показал, что смещение характеристики за счет форсировки возбуждения по оси d позволяет снизить амплитуду колебаний в переходном процессе, а также увеличить предельное время отключения КЗ. Из этого следует, что АСГ более устойчивы к возмущениям, чем обычные СГ, а следовательно, их применение поможет снизить вероятность нарушения устойчивости ГУ ОРГ при нормативных возмущениях [6].

Выводы

1. В распределительных сетях имеет значительную вероятность возникновения асинхронных режимов ОРГ (особенно – в отношении ГТУ со свободной силовой турбиной и ПГУ), а также того, что АР может переходить в многочастотный.

2. Применение АЛАР на ГТЭС, ГПЭС и ПГЭС представляется целесообразным и должно включаться в технические требования к закупаемым ГУ.

3. Вероятность самопроизвольной ресинхронизации ГУ ОРГ в распределительной сети велика, поэтому, с учетом конкретных условий, целесообразно отстраивать срабатывание АЛАР по времени от ресинхронизации генераторов, если такая задержка не приводит к возникновению препятствующего ресинхронизации многочастотного АР или дополнительным нарушениям устойчивости других ГУ и электродвигателей в узлах нагрузки.

4. Асинхронный режим в распределительной сети и сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий приводит к глубоким снижениям напряжения на потребительских подстанциях, и поэтому оказывает

большое влияние на работу электроприемников – в первую очередь электродвигателей.

5. При выполнении расчетов режимов, особенно в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с наличием ОРГ и значительного количества электродвигателей, необходимо обязательно учитывать влияние нагрузки на протекающие в сети процессы для разработки и реализации соответствующих мероприятий, препятствующих возникновению «лавины напряжения» и отключению значительной части нагрузки.

6. При наличии технико-экономического обоснования целесообразно применение описанных в статье современных подходов к ликвидации асинхронных режимов ГУ объектов распределенной генерации.

Литература

1. Илюшин П.В. «Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях» – Электро, – 2011 – , №4 – с. 19-25.
2. Берестнев Б.С., Майорович Б.Д., Филоненко А.А. «Регулирование газотурбогенераторов при мгновенных сбросах электрической нагрузки» – «Техногенная безопека». Выпуск 18.
3. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
4. ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования». Введен в действие 01.07.2013 г.
5. Илюшин П.В., Суханов О.А. «Структура систем противоаварийного управления распределительными сетями крупных городов», Электротехника, – 2014, – №3 – с. 14-19.
6. Илюшин П.В., Чусовитин П.В. «Изменение подходов к ликвидации асинхронных режимов объектов распределенной генерации» – Сборник докладов XX Международной научнотехнической и практической конференции «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика, высоковольтное управляемое и коммутационное оборудование», М., 2014 г. CD-диск.