



УДК 621.313.1.01.4(083.96)

ТИТКО А.И., докт. техн. наук,

АХРЕМЕНКО В.Л., канд. техн. наук,

Институт электродинамики НАНУ, г. Киев



ТИТКО А.И.



АХРЕМЕНКО В.Л.

ПУТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ИННОВАЦИОННОЙ ОСНОВЕ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Выполнен краткий анализ состояния генерирующего оборудования электростанций Украины и предложены пути повышения их функциональной эффективности с использованием новейших научных и технических достижений в этой области

В настоящее время Украина обладает избыточной генерирующей мощностью. Коэффициент технического использования тепловых электростанций составляет 15–30% от установленной мощности.

Выдача электроэнергии атомными станциями ограничена возможностями передачи электроэнергии линиями электропередачи (ЛЭП). В связи с этим, иногда вынуждены простаивать блоки

ЗАЭС, РАЭС. Тем не менее коэффициент технического использования АЭС около 70–80%.

Мощностей ГЭС не хватает для регулирования суточных колебаний потребления электроэнергии, т.к. в общем электроэнергетическом балансе Украины гидроэнергетика составляет около 9%, а колебания электропотребления достигает 30%. Поэтому приходится использовать для регулирования электроэнергии блоки ТЭС мощностью 200–300 МВт, а иногда даже разгружать блоки АЭС, что для энергоблоков ВВЭР-1000 нежелательно.

Состояние теплоэнергетических электростанций, которые по существу не модернизировались и на них не вводилось новое оборудование, (изношенность энергоблоков составляет 85% и они имеют наработку свыше 200 000 ч) такое, что необходимо принимать неотложные меры к постепенной замене всего теплоэнергетического комплекса. Прогнозируется, что возможность эксплуатировать основную часть существующего оборудования ТЭС иссякнет через 10–15 лет [1].

Ускоренной замене оборудования должно способствовать то, что КПД энергоблоков 200–300 МВт (основа генерирующих мощностей ТЭС) колеблется в пределах 30%, тогда как КПД существующего теплового зарубежного энергооборудования находится в пределах 40–45%, а современное энергогенерирующее оборудование достигает 60–65%.

Возможности увеличения выработки электроэнергии на ГЭС можно достигнуть путем модернизации оборудования ГЭС, строительства ГАЭС и ввода новых мощностей, в основном на малых ГЭС, расположенных на реках Тиса, Днестр, ряде рек Закарпатья и Львовской обл.

Общую мощность малых ГЭС к 2030 г. можно довести до 2000 МВт.

Состояние атомных энергоблоков в основном зависит от технического уровня стран поставщиков (строителей) оборудования АЭС. В настоящее время достигнуто соглашение о строительстве 2-х энергоблоков на ХАЭС. Какое оборудование сможет поставлять Украина на эти энергоблоки — неизвестно.

При замене энергоблоков (модернизация энергоблоков ТЭС не дает возможности эффективно использовать новые технологии, т.к. КПД, показатели экологии и надежность энергоблоков при этом изменится незначительно) необходимо сразу внедрять новые достижения по всей цепочке технологического процесса производства электроэнергии.

Использование угольных технологий прежде всего связано с увеличением параметров пара, что повышает КПД до 40–45%, и улучшает экологические характеристики электростанции.

За рубежом экологическая составляющая доходит до 25% от стоимости ТЭС. Ведутся работы по снижению выбросов азотных окислов, серных окислов, углекислого газа, пыли [2].

Новые технологии направлены на выделение кислорода из воздуха, сжигание топлива происходит в чистом кислороде, а окислы азота отсутствуют в продуктах сгорания. Углекислый газ сжимается после выхода из котельного агрегата компрессором свыше 90 атм, превращается в твердое вещество и захоранивается на глубине 1000 м. В отходящие газы подается струя воды и известняка, которая связывает SO₂ (серые окислы) в гипс, который потом используется в строительстве. Зола удаляется высокоэффективными электромагнитными фильтрами.

Для использования низкосортного топлива в мировой практике нашли применение котельные агрегаты с циркулирующим кипящим слоем как под давлением (более экономичные), так и при атмосферном давлении. В мире существует свыше 1000 таких котлов (в Китае — 700, в Польше — 15), КПД которых составляет 41–43%.

В настоящее время наиболее эффективным способом выработки электроэнергии на ТЭС является комбинированный способ, заключающийся в использовании ГТУ (газотурбинная установка). На первом этапе температура газа 1300–1400 °С, а в дальнейшем этот газ с температурой 700–800 °С поступает в котельный агрегат и нагревает пар, ис-



пользуемый в паровой турбине. Еще более эффективно, если вместо ТЭС на втором этапе использовать ТЭЦ. КПД парогазовых установок может достигать 60%.

Украина может разрабатывать и изготавливать мощные экономичные ГТУ, паровые турбины на высокие параметры пара, а также турбогенераторы.

Одним из способов повышения эффективности гидрогенераторов является применение асинхронизированных гидрогенераторов, КПД которых на 1,5–10% выше обычных гидрогенераторов. Они наиболее эффективны при переменных уровнях напора, что характерно для ГАЭС и приливных электростанций. Для устойчивой работы АЭС в базовом режиме в периоды провала графика потребления электроэнергии недоиспользованная мощность направляется на работу ГАЭС.

Асинхронизированные турбогенераторы, которые впервые созданы и успешно работают в Украине, в настоящее время активно завоевывают себе место в электроэнергетике [3]. В Японии изготовлено около 10 асинхронизированных гидрогенераторов мощностью 80–500 МВт.

В настоящее время созданы турбогенераторы в России до 160 МВт, во Франции — до 300 МВт, с полным воздушным охлаждением. Хотя их КПД несколько снижается, но обеспечивается пожаробезопасность, снижаются расходы на изготовление и установку турбогенератора, а также упрощается его обслуживание в условиях эксплуатации.

Ведутся работы по повышению эффективности генераторов путем создания высокотемпературной изоляции. Разработаны полиамидные пленки, уже выдерживающие температуру до 220 °С и напряжение 4 кВ. Такие пленки лучше обеспечивают теплообмен.

Эти разработки позволят в будущем создать турбогенераторы на высокое напряжение и отказаться от блочных трансформаторов.

Значительное влияние уделяется мониторингу оборудования в условиях эксплуатации. Так, например, мониторинг гидроагрегатов по вибрационным, механическим и магнитным характеристикам в различных режимах эксплуатации осуществляется при помощи комплексов АЛМАЗ-7010-ГЭС и датчиков, разработанных фирмой ДИФМЕХ-2000 [4].

На турбогенераторе, кроме штатной системы датчиков, используются оригинальные комбинированные датчики воздушного зазора и магнитного поля, обеспечивающие синхронный сбор данных о механической форме ротора, а также о состоянии обмотки возбуждения.

Зарубежные турбогенераторы имеют на порядок больше датчиков, характеризующих их техни-

ческое состояние по сравнению с турбогенераторами 60–70-х годов отечественного производства.

На новых турбогенераторах используются датчики, позволяющие определять участки изоляции с повышенными утечками тока, контроль перегревов на работающих турбогенераторах посредством ионизационной камеры, газоанализаторы и др. средства контроля.

Несмотря на основную выработку электроэнергии невозобновляемыми источниками (традиционная энергетика) средние темпы прироста числа патентных заявок выше на получение энергии с использованием возобновляемых источников энергии [5]:

- на традиционную энергетику — 30%;
- на возобновляемую энергетику — 48%;
- на ядерную энергетику — 22%.

Больше всего заявок приходится на возобновляемую энергетику: ветровая — 31%; топливные элементы — 22%; солнечная — 10%; геотермальная — 11%.

К 2030 г. в мире при увеличении производства энергии (к 2008 г.) на 20% традиционная энергетика увеличится на 9%.

В перспективе биоэнергетики: глубокая очистка биогаза, получение биометана, биоводорода и получение электроэнергии на топливных элементах с высоким КПД и практически отсутствием вредных выбросов.

Разрабатывается, а в США используется получение газа путем сжигания горючих сланцев или низкосортных углей под землей.

Инновации вкладываются в развитие водородной энергетики. В перспективе: термоядерный синтез, орбитальные солнечные электростанции, использование пустынь для получения солнечной энергии.

В Украине должен быть создан банк статистических данных о дефектах энергооборудования, разработана единая техническая политика в области обеспечения надежности и контроля технического состояния генерирующего оборудования на базе унифицированной нормативной документации независимо от форм собственности на это оборудование. Необходима организация сервисного обслуживания оборудования электростанций.

Так как экономическое состояние Украины не позволяет вести инновационные разработки по всем направлениям энергетики, необходимо выбрать приоритетные направления, в которых у Украины есть задел по производству и научному потенциалу, и по которым можно в ближайшее время достичь заметных результатов.

К таким направлениям следует отнести:

- разработка и создание газотурбинных установок большой мощности;
- создание синхронно-асинхронных и асинхронизированных турбо- и гидрогенераторов;



- создание турбогенераторов с полным воздушным охлаждением;
- создание сверхмощных гидрогенераторов для ГЭС и ГАЭС;
- производство элегазовых выключателей и трансформаторов.

Так как работа ГЭС и ГАЭС во многом определяет стабильность и надежность работы генерирующего оборудования ТЭС и АЭС, остановимся более подробно на развитии гидрогенераторостроения на инновационной основе и инвестиционно-инновационной политике в строительстве и эксплуатации ГЭС и ГАЭС.

Проблема надежности гидрогенераторов решается в нескольких направлениях: усовершенствование конструкции, внедрение системных средств контроля и диагностики, не допускающих крупных аварийных ситуаций, управление надежностью работающего оборудования на основании многоуровневых систем диагностирования и прогнозирования, оптимизация режимов работы и технического обслуживания оборудования.

Усовершенствование конструкции гидрогенераторов. Уже сейчас видно, что ряд узлов ГГ подлежат серьезному усовершенствованию. Важным является создание такой конструкции демпферной системы, которая бы снизила коэффициент аварийности ГГ на порядок. С повреждениями демпферных систем косвенно связано ряд других дефектов ротора, в т.ч. повышенные нагрев и вибрации, повреждения обмоток ротора и статора, механические повреждения расточки статора и другие.

Под воздействием электродинамических и термических нагрузок идет постоянное ослабление узла крепления и пресовки шихтованного магнитопровода. Усовершенствованию подлежит система крепления сердечника статора.

В условиях частых пусков и остановов при повышении мощности ГГ на первое место выходит снижение максимальных температур, т.е. проблема, которую длительное время решают в ТГ с водородным охлаждением. И хотя эта проблема в ТГ до конца не решена, богатейший опыт работы ученых, конструкторов и технологов в решении этой проблемы и, в частности, при создании генераторов с полным воздушным охлаждением, должен быть использован и при создании мощных ГГ. Ведь для этих машин функциональные режимы работы, т.е. эксплуатация машин в качестве генератора-двигателя (в случае ГАЭС) и компенсатора, а также эксплуатационные режимы работы (частые пуски и остановки, глубокие колебания мощности в ГГ на порядки выше, чем для ТГ) создают условия для возникновения дефектов, в т.ч. нештатных, связанных с существенными термомеханическими явлениями и локальными максимальными температурами. И это невзирая на то, что поля рассеяния в

концевых зонах ГГ существенно меньше, чем аналогичные поля в ТГ.

Важной задачей для ГГ остается конструктивное обеспечение равномерности воздушного зазора.

Следует отметить еще один аспект в развитии конструкции ГГ, а именно, создание такой конструкции, которая бы обеспечивала длительную эксплуатацию в асинхронных режимах. Ведь ГГ, в отличие от ТГ, в асинхронных режимах должны быть остановлены в течение секунд. Как утверждалось выше, в этом направлении в Украине и мире достигнуты определенные результаты. Созданы и успешно работают АСТГ в Украине, России, разработаны принципы создания синхронно-асинхронных генераторов с одной, двумя и больше обмотками на роторе различного типа с пассивными элементами управления электромагнитными процессами при переходе от синхронного режима к асинхронному [6]. Конструкции генератора такого типа позволяют нести активную нагрузку до 80% от номинальной в асинхронном режиме без ограничений во времени. Известны [7, 8] достоинства для энергосистемы генераторов, которые способны длительно нести нагрузку также в асинхронном режиме.

Целесообразно в ГГ больших мощностей использовать пассивные и активные средства управления процессами в динамических режимах.

Важнейшим направлением в усовершенствовании конструкции ГГ является использование средств управления системой охлаждения в динамических режимах [9, 10].

Такие системы особенно эффективны для ГГ с их частыми пусками и остановками. И, поэтому, понятно, что один из способов такого регулирования уже был применен на ГГ [10]. Для создания эффективных систем управления интенсивностью охлаждения в динамических режимах необходимы фундаментальные исследования нестационарных тепловых процессов. Использованием таких управляемых систем можно добиться снижения в несколько раз опасных термомеханических напряжений [11].

Надо отметить, что определяющим для усовершенствования конструкции ГГ являются фундаментальные исследования электродинамических и термомеханических процессов в переходных режимах, которые в значительной степени определяют механическую прочность элементов конструкции ГГ.

Заслуживает внимания применение новых достижений в смежных областях техники: применение изоляции обмоток типа "микодур плюс", гидридов для очистки хладогентов, элегаза для повышения стойкости изоляции обмоток и др.

Диагностирующие и прогнозирующие системы ГГ. Современные и эффективные системы диагностики применяются и в ТГ, и в ГГ недостаточно. В основном, в практике эксплуатации при-



меняется метод допускового контроля. Это связано, с тем, что такие системы, как правило, сложны в эксплуатации, не всегда могут быть включены в АСУТП и, наконец, дорогостоящие при внедрении. Срабатывает ментальность руководящих работников генерирующих компаний, которые не видят для себя непосредственной и быстро получаемой экономической прибыли от внедрения таких систем. Конечно, для более существенных сдвигов в этой области необходим системный всесторонний бизнес-план внедрения таких систем. Как пример этому, можно привести использование глобальных экспертных систем диагностики ТГ в Техасской энергосистеме (США) [12], которая была внедрена, прежде всего, для решения лишь одной проблемы – стабильного электроснабжения. При этом аварийность в течении 5 лет снизилась на порядок.

К приоритетным системам диагностики относятся вибродиагностика. Виброхарактеристики интегрально коррелируют со всеми зарождающимися дефектами в электрических машинах.

Отказы гидрогенераторов в основном связаны с разрушением отдельных его деталей и узлов, либо с повреждением изоляции.

Прочностные расчеты узлов и деталей гидрогенераторов не учитывают снижения механических характеристик материалов, вызванных эксплуатационными факторами: вибрационной составляющей нагрузки, скоростью роста микродефектов, изменением жесткости конструкций (релаксация).

Отсутствие таких расчетов не позволяет прогнозировать ресурс гидроагрегата и устанавливать оптимальные межремонтные сроки, т.е. осуществлять ремонты по фактическому состоянию.

Как показывает практика, основной причиной механического разрушения оборудования является вибрация, величина и характер которой зависит от многих факторов. В частности, вибрации зависят от наличия дефектов в оборудовании.

Вибрационные характеристики в заводских условиях определить невозможно, поэтому их оценка и фактическое их влияние на оборудование может быть осуществлено только на гидроэлектростанциях при различных режимах эксплуатации гидроагрегатов.

Схема влияния вибрации на оборудование следующая: возникший дефект увеличивает вибрационное состояние, ведущее к росту нагрузок на оборудование и, как следствие, к снижению его долговечности.

Вибрационные характеристики оборудования и отдельных его составляющих (собственные частоты колебаний) даже для однотипного оборудования могут отличаться на десятки процентов в резонансном диапазоне, как по низкочастотной (оборотной), так и по высокочастотной составляющей,

на которые накладываются и крутильные колебания, зависящие от моментов инерции роторов турбины, генератора и параметров вала.

Диапазон основных частот, действующих в гидроагрегатах, составляет от 0,5 до 300 Гц. Динамические напряжения и вибрации минимальны при расчетных номинальных режимах.

В процессе эксплуатации одной из основных причин, вызывающей повышение вибрации, является снижение жесткости (ослабление креплений, появление трещин).

Так, например, разрушение болтов в гидроагрегатах Г-13 и Г-15 на Днепровской ГЭС-2 (турбина пропелерного типа Пр-40-В-800 и гидрогенератор зонтичного типа СВ-1230/140-56) вероятнее всего, судя по фрактограмме излома, произошло из-за развития трещин от какого-то первоначального дефекта под влиянием высоких напряжений и изгиба. Рост трещины приводит к постепенному снижению жесткости и, как следствие, росту вибрации, которое в свою очередь влияет на ускоренное дальнейшее развитие трещин, что при достижении трещинами критических размеров, приводит к разрушению болтов и отрыву рабочих колес от вала.

При постоянном виброконтроле и знании предельно допустимых вибрационных значений этих разрушений можно было бы избежать. Недостаточный контроль за вибрацией и состоянием металла крепежа привел к аварии на Саяно-Шушенской ГЭС.

Помимо самой конструкции и ее состояния на вибрацию гидроагрегатов оказывают влияние эксплуатационные факторы:

- работа турбины в кавитационном режиме;
- гидравлический небаланс рабочего колеса;
- колебания давления в напорном трубопроводе;
- периодическая составляющая магнитного тяжения в гидрогенераторе;
- силы, возникающие в неравномерном воздушном зазоре между ротором и статором гидрогенератора;
- силы, появляющиеся при замыкании обмоток ротора;
- силы, возникающие при несимметричных режимах гидрогенератора;
- силы, возникающие при длительном коротком замыкании шин гидрогенератора и т.д.

При отсутствии полной информации о поведении материалов в реальных условиях эксплуатации, при невозможности изменить конструкцию и при затруднениях в проведении всеобъемлющего контроля в период ремонтов вибродиагностика становится эффективным способом избежать разрушения деталей и узлов гидроагрегата от постепенно развивающихся дефектов.

Разработка методики вибродиагностики может быть проведена в условиях работы гидроэлектростанции и должна заключаться в:



- измерениям вибрации в отдельных узлах гидроагрегата при различных режимах;
- оценке влияния отдельных дефектов на вибрационное состояние гидроагрегата;
- установлении причины повышения вибрации.

При наличии информации о механических характеристиках металла, диаграммах его усталостного разрушения, критических коэффициентов интенсивности напряжений применительно к реальным условиям эксплуатации появится возможность оценить долговечность деталей и узлов гидроагрегата с достаточной степенью вероятности, в т.ч. и остаточный ресурс.

Полученная информация может быть использована для обоснования выбора режимов эксплуатации, длительности и частоты нерасчетных режимов с целью увеличения сроков службы и повышения надежности гидроагрегатов, а также для улучшения характеристик вновь создаваемых гидроагрегатов.

Для повышения эффективности применения вибродиагностики непосредственно в генераторах необходимо, прежде всего, применять те средства и способы, которые основаны на функциональной диагностике. Существующие спектральные методы и методы допускового контроля по уставкам значений вибраций не всегда эффективны, так как генераторы имеют сотни тысяч отдельных элементов со своими частотами колебаний, которые изменяются от режима к режиму. С другой стороны, установленные датчики (ограниченное число) подчас не улавливают некоторые изменения деталей и узлов, где нет таких датчиков. Эта проблема решается путем изучения влияния режимов работы и физических процессов, которые происходят в различных узлах и деталях на вибрационные характеристики в месте установки датчиков. Такой принцип применен для ТГ и дал положительные результаты. Был определен критерий граничного накопления дефектов в статоре генератора, который базируется на критериальной функции от вертикальных составляющих вибраций на опорах подшипников в различных режимах [13]. Анализ показывает, что такой критерий более достоверно характеризует техническое состояние статора, чем значения вибрации. Многие аварийные остановки ТГ происходили, когда указанные вибрации были в норме. При этом введенный критерий всегда показывал на недопустимость дальнейшей эксплуатации.

Электрические машины являются таким электротехническим устройством, в котором имеют место почти все известные физические процессы. Эти процессы взаимосвязаны. Таким образом, все механические повреждения находятся в корреляционной зависимости от других процессов, и прежде всего, электромагнитных. Большинство известных дефектов в роторах и статорах

ТГ приводят к асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре. Известно, что в бездефектной машине магнитное поле в зазоре квазисимметрично, т.е. индукция поля представляется кривой, которая на двух полупериодах зеркально отображена. При проявлении дефекта в роторе в датчиках магнитного поля, установленных в статоре, регистрируются сигналы, в которых наблюдается асимметрия двух полупериодов. Для датчиков магнитного поля, установленных в роторе, такая асимметрия наблюдается при появлении дефектов статора.

Этот метод с большой достоверностью и на ранней стадии развития может быть применен для диагностирования замыкания обмоток, повреждений демпферной системы, неравномерности зазора и других, наличие которых изменяет магнитное поле зазора [14]. Причем, в синхронных машинах дефекты ротора идентифицируются на основе анализа поля при переходных процессах и в аномальных режимах, в асинхронных машинах — в т.ч. и в рабочих режимах.

Не до конца использованные возможности температурной диагностики, в т.ч. на основе анализа переходных процессов [15]. Разработано множество способов идентификации температурных дефектов для генераторов, в т.ч. такие, которые могут легко и без больших затрат быть реализованы в практику эксплуатации.

Особое внимание следует уделить диагностике изоляции обмоток статора ТГ. Ресурс изоляционных материалов, используемых в гидрогенераторах, не регламентирован в реальных условиях эксплуатации как по электрической составляющей, так и по тепловым и механическим нагрузкам.

Здесь также должны применяться совместно функциональные методы и электрофизические, например, с использованием метода частичных разрядов.

Существует ряд эффективных методов функциональной диагностики состояния прессовки сердечника статора генераторов, которые могут быть реализованы при эксплуатации.

Приведенные примеры эффективных способов диагностики показывают, что генераторы — уникальные машины, и в т.ч., в том смысле, что их можно диагностировать на основе системного анализа взаимосвязанных физических процессов, а, как известно, достоверность диагностирования зависит от количества процедур и решающих правил для идентификации одного дефекта. Диагностика тем более достоверна, чем больше таких правил.

Оптимизация режимов работы и техобслуживания напрямую связана с системой прогнозирования технического состояния. Здесь существует два подхода: на основе теории надежности, т.е. на основе построения вероятностных моде-



лей, и на основе построения детерминированных моделей, в т.ч. статистических моделей в виде регрессионных зависимостей, например, времени работы на отказ от параметров режимов, характеристик процессов, видов ремонтов и т.д.

Проблема определения остаточного ресурса изоляции обмоток может быть успешно решена на основе построения "формулы жизни" и трендов прогнозных параметров. Исследования показали, что в качестве последних может быть выбран критерий граничного накопления дефектов, о котором речь шла ранее.

"Формулы жизни" построены для температурного старения изоляции, в т.ч. по максимальным температурам [16]. Исследования показывают, что расчет времени температурного старения обмоток ТГ по средней температуре в номинальном режиме отличается на десятки лет от действительного ресурса с учетом локальных максимумов температур. Ведь практика эксплуатации показывает, что пробой изоляции обмоток статора в результате температурного старения, в основном, наблюдается локально, в зоне максимальных температур. Однако на состояние изоляции обмоток генераторов влияет ряд других факторов: вибрация, цикличность процессов, силы трения, термические напряжения, электрические поля и др.

Приведем один из видов "формулы жизни" для предельного напряжения пробоя изоляции в виде регрессионной зависимости от срока эксплуатации x , количества пусков и остановов N и числа колебаний нагрузок N_m

$$U = (1 - 0,7 \cdot 10^{-2} x \cdot k_n) (1 - 8 \cdot 10^{-5} (N \cdot k_n + N_m \cdot k_m)),$$

где k_n, k_n, k_m – введенные весовые коэффициенты, которые характеризуют уровень постоянной мощности, характеристики пуска генератора, глубину регулирования активной мощности соответственно.

Постоянные коэффициенты в этой зависимости определяются лабораторными испытаниями, либо на основе статистических данных работы генераторов до пробоя изоляции. В зависимость могут быть введены и другие информационные параметры.

Исследования, проведенные для гидрогенераторов ДнепроГЭСа, которые работают в маневренных режимах, показали, что учет динамических нагрузок уменьшает остаточное напряжение пробоя изоляции на десятки процентов.

Для выбора оптимального графика и видов проведения ремонтов, а также инновационных модернизационных мероприятий, в мире разработаны методы динамического программирования. Имеющиеся методики и программное обеспечение [17, 18] позволяют определить оптимальную политику техобслуживания энергоблоков для обеспечения максимальной прибыли генерирующего предприятия.

Выводы. Итак, существующее генерирующее оборудование ГЭС Украины имеет ряд проблем в обеспечении высоких показателей маневренности.

Эти проблемы еще более существенны для гидрогенераторов мощностью 400 МВт и выше, которые Украина только начинает осваивать.

Использование инновационных проектов, на основе имеющихся в Украине и мире научных разработок, обеспечит Украине лидирующие позиции как в электромашиностроении, так и в гидроаккумулирующей энергетике. Это на сегодня единственный практически реализуемый, быстрый и наиболее дешевый путь обеспечения стабильной работы нашей энергосистемы при расширении атомной энергетике. И этот путь предоставляет возможность работать энергоблокам ТЭС в режимах, близких к базовым повышая их надежность и ресурс.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ольховский Г.Г., Тумановский А.Г.* Теплоэнергетическая технология в период до 2030 г. // Энергетика РАН, 2008. – № 6. – С. 79–94.
2. *Веселов Ф.В., Макаров А.А., Малахов В.А.* Влияние мер по ограничению эмиссии парниковых газов на развитие экономики и энергетики России // Энергетика РАН, 2010. – № 4. – с. 66–81.
3. *Рутберг Ф.Г., Шакарян Ю.Г., Гончаренко Р.Б., Кашарский Э.Г., Лабунец И.А.* О перспективных направлениях асинхронизированных генераторов в электроэнергетике // Энергетика РАН, 2008. – № 1. – с. 33–40.
4. *Трушин Е.С., Скворцов О.Б.* Эксплуатационный контроль технического состояния гидроагрегатов // Электрические станции, 2010. – № 6. – с. 38–45.
5. *Плакутин Ю.А.* Технологические ступени XXI века и их влияние на развитие мировой энергетики // Энергетика РАН, 2010. – № 4. – с. 13–25.
6. *Титко А.И., Васильковский Ю.И.* Синхронно-асинхронные турбогенераторы. – Киев.: Наукова думка, 2010. – 247с.
7. *Аллаев К.Р., Федоренко Г.М.* Асинхронные турбогенераторы в электроэнергетических системах // Технічна електродинаміка. – 2009. – № 2. – С. 58–63.
8. *Федоренко Г.М., Саратов В.О.* Підвищення надійності та ефективності експлуатації гідроагрегатів ГЕС і ГАЕС // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. – 2006. – № 2 (14). – С. 3–6.
9. *Титко О.І., Крамарський В.А.* Математичне моделювання можливості регулювання охолодження статора турбогенератора // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. – Київ. – 2005. – №1 (10). – С. 64–68.
10. *Балабанов И.Г.* Система автоматического регулирования температуры дистиллята высокоиспользованных генераторов // Электротехника. – 1986. – № 12. – С.14–18.
11. *Крамарский В.А., Кушинский К.А.* Оценка механических напряжений в обмотке статора турбогенератора при регулировании охлаждения // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. – 2006. – № 2 (14). – С. 80–83.
12. *Armor A.F.* Expert systems for power plants. – Power Engineering, July 1989.
13. *Титко А.И., Ахременко В.Л., Титко В.А.* Оценка состояния статора турбогенератора по показаниям штатных вибродатчиков // Энергетика и электрификация. – 2011. – № 1.
14. *Титко О.І., Гупорова М.С., Худяков А.В.* Електромагнітний спосіб ідентифікації пошкоджень стержнів короткозамкненої обмотки ротора асинхронних електродвигунів // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. – 2011.
15. *Титко А.И., Беспрозванный А.А., Осадчий Е.П. и др.* Диагностика стержней обмотки статора мощных турбогенераторов // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 8. – С. 44–49.



16. *Титко О.І.* Експлуатаційний контроль залишкового ресурсу обмоток статора електрогенераторів//Збірник наукових статей "Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин". Інститут електрозварювання ім. Є.О.Патона. — 2006. — С. 273–276.

17. *Титко В.А.* Влияние темпов инновационного развития энергомашиностроения на оптимальную политику об-

новления электростанций//Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. № 2 (5). — Київ. — 2003. — С. 101–105.

18. *Титко В.А.* Методика решения задач поиска оптимальной стратегии модернизации, замены и ремонта оборудования в электроэнергетике//Техн. електродинаміка. — 2001. — № 4. — С. 45–50.

© Титко А.И., Ахременко В.Л., 2011



УДК 621.313.322

ЛЕВИЦЬКИЙ А.С., канд. техн. наук,

Ін-т електродинаміки НАН України, м. Київ

КОНТРОЛЬ СТАНУ СТИКІВ СКЛАДЕНОГО СТАТОРА ПОТУЖНОГО ГІДРОГЕНЕРАТОРА ДВОКАНАЛЬНИМ ЄМНІСНИМ СЕНСОРОМ



Запропоновано двоканальний ємнісний сенсор для контролю стану стиків секторів складеного статора потужного гідрогенератора. Наведено аналітичні вирази для вимірювальних характеристик каналу лінійних переміщень та каналу кута перекосу. Проаналізовано похибки вимірювання каналів. Описана методика розрахунку середнього зазору в стикі за вимірними даними каналів сенсора.

Однією з необхідних умов достовірного контролю стиків секторів складеного статора гідрогенератора є визначення конфігурації зазору по всьому перетину стикі та його середньої величини, оскільки саме середня величина зазору впливає на рівень вібрації статора [1, 2]. Зрозуміло, що в зібраному у кільце статора середня величина зазору між суміжними секторами залежить від їх зсуву в тангенціальному напрямку та перекосів по висоті і ширині. Величину тангенціального зсуву та його перекосів по висоті можна визначити з використанням пристрою, описаного в [3]. Для цього необхідно встановити два пристрої на краях стикі по висоті і виміряти тангенціальний зсув. При наявності перекосу по висоті середній зазор визначиться як напівсума вимірних зсувів. Перекосів же суміжних секторів в радіальному напрямку вказаними пристроями виміряти не можна.

Ця проблема може бути вирішена шляхом використання пристрою, за допомогою якого можна одночасно вимірювати і лінійний тангенціальний зсув, і перекосів. Одночасне вимірювання вказаних параметрів було реалізовано у двокоординатному ємнісному пристрої, схема якого показана на Рис. 1 [4, 5].

Основними конструкційними частинами в ньому є дві плоскі діелектричні пластини 1 і 2, у яких на поверхнях, повернених одна до одної, розміщені електроди 3.1–3.3, 4.1–4.3 і 5.1–5.3 ємнісного сенсора лінійних переміщень та електроди 6.1, 6.2, 7.1 і 7.2 ємнісного сенсора кутових переміщень (перекосу) [5].

Вимірювання лінійних переміщень (коли пластини 1 і 2 зміщуються одна відносно іншої в напрямку осі X) здійснюється сенсором, який являє собою багатоелектродний диференціальний конденсатор зі змінною площею, в якому: 3.1–3.3 – загальні електроди, а 4.1–4.3 і 5.1–5.3 – диференціальні. Електроди 3.1–3.3, 4.1–4.3 і 5.1–5.3, які виконані у вигляді паралельних смужок, з'єднуються між собою в групи. Сумарна ємність між електродами 3.1–3.3 і 4.1–4.3 дорівнює C_1 , а між 3.1–3.3 і 5.1–5.3 – C_2 . З'єднання електродів у групи по N електродів дозволяє збільшити чутливість сенсорів (на Рис.1 кількість електродів $N = 3$).

Диференціальний конденсатор зі змінним зазором, створений з використанням електродів 6.1, 7.1, 6.2 і 7.2 вимірює відносне кутове переміщення ϕ пластин 1 і 2. Складові частини диференціального конденсатора – ємності C_3 (між електродами 6.1 і 7.1) та C_4 (між електродами 6.2 і 7.2).

В початковому положенні сенсора, тобто коли відсутнє лінійне і кутове переміщення (Рис. 1, а), величина електричних ємностей складових частин сенсора лінійних переміщень C_1 і C_2 визначиться як

$$C_1 = C_2 = N\epsilon_0\epsilon(la/2d), \quad (1)$$

а ємностей C_3 і C_4 сенсора кутових переміщень як

$$C_3 = C_4 = \epsilon_0\epsilon(S/d), \quad (2)$$

де ϵ_0 – діелектрична проникність вакууму ($8,8542 \cdot 10^{-12}$ Ф/м); ϵ – відносна діелектрична проникність середовища між електродами; l – до-