

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ (ПРЕДПОСЫЛКИ, ПРЕПЯТСТВИЯ, ЗНАЧИМОСТЬ, ПРИМЕРЫ)

О.С. Голоднова, ст. науч. сотр. Корпоративного энергетического университета, канд. техн. наук, olgasergeevna73@yandex.ru

В статье рассмотрены перспективы интеллектуализации эксплуатации – мониторинга технического состояния турбогенераторов на базе современных IT-технологий. Показана значимость этой работы для обеспечения пожаробезопасности турбогенераторов с водородным охлаждением. Рассмотрены пути решения некоторых задач автоматизации контроля газомасляной системы.

Ключевые слова: автоматизация, водородное охлаждение, диагностирование, мониторинг, пожаробезопасность, турбогенератор, уплотнения вала.

OME PROBLEMS OF INTELLECTUALIZATION OF OPERATION OF TURBINE GENERATORS AT POWER PLANTS (PREREQUISITES, OBSTACLES, IMPORTANCE, EXAMPLES)

O.S. Golodnova, Senior Researcher. Corporate Energy University, Doctor of Engineering, olgasergeevna73@yandex.ru

The article considers the prospects of intellectualization of operation – technical condition of monitoring turbine generators on the basis of modern IT-technologies. The importance of this work is to ensure the fire safety of turbine generators with hydrogen cooling. The Article discusses solutions to some problems of automatic control of gas-oil system.

Keywords: automation, hydrogen cooling, diagnostics, monitoring, fire safety, turbine generator shaft seals.

В свете разработки в России электроэнергетической системы нового поколения – интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) – возникает вопрос о месте генерации в составе этой системы. Работы по интеллектуализации генерации пока не включены в госпрограммы, хотя предполагаемое преобразование электроэнергетики включает генерацию в состав основных элементов ИЭС. Недостаточно обоснованно рассматривается как основа для ИЭС только распределенная генерация – маломощные генерирующие устройства (25 МВт и менее) [1]. В электроэнергетике России доля генераторов мощностью менее 300 МВт в единице составляет менее 15 %, доля единичных мощностей до 25 МВт еще меньше (до 8 %), а выработка электроэнергии на этих малых станциях составляет всего 5 % [1].

Таким образом, наблюдается недооценка большой генерации как элемента ИЭС, хотя преимуществом для «large generation smartening» является именно то, что мощные генераторы более полно снабжены средствами контроля технологических параметров, крупные электростанции оснащены автоматизированными системами (АСУ ТП), в функции которых входит контроль. Ставится задача внедрения мониторинга технического состояния силового энергооборудования, в том числе генераторов [2], хотя недооценивается роль мониторинга для обеспечения энергетической безопасности – путем поддержания работоспособного состояния действующих генераторов, особенно работающих за пределами нормативного срока службы [3].

Два основных направления «large generation smartening» могут быть реализованы путем широкого использования компьютерных технологий:

- интеллектуализация технологического контроля работающего в сети генератора (генератор должен «сам» сообщать о неполадках активных частей и вспомогательных систем);
- интеллектуализация обследования генератора, выведенного в ремонт, с анализом данных измерений и испытаний для повышения качества технического обслуживания и ремонта.

Предпосылкой для развития этих направлений является наличие значительного научно-технического задела, который заключается в следующем:

- известны типичные дефекты собственно генераторов и их вспомогательных систем, являющиеся первопричинами вынужденных остановов, практически для всех типов действующих генераторов [4÷8];
- разработаны алгоритмы анализа данных технологического контроля с решением задач диагностирования дефектов в процессе эксплуатации, в том числе задач обеспечения безопасности генераторов с водородным охлаждением [9, 10];
- в состав задач имеющихся на электростанциях и проектируемых программно-технических комплексов (ПТК) могут быть включены задачи обработки и анализа данных технологического контроля генераторов, мониторинга их технического состояния;
- предлагаются новые IT-технологии сбора и передачи информации, позволяющие непосредственно на электростанциях ограничиться сбором данных контроля, а обработку и анализ их проводить в соответствующих центрах (Data-Centre), возможно, с использованием «облачных» технологий;
- разработаны информационные системы, которые могут быть использованы на электростанциях для оптимизации управления техническим обслуживанием и ремонтом (ТО и Р) генераторов [7, 11, 12];
- при обследованиях генераторов и в процессе их эксплуатации применяется ряд апробированных диагностических методик и аппаратура с компьютерной обработкой и выдачей результатов измерений [7, 13].

Итак, практически интеллектуализация генерации – это мониторинг технического состояния генераторов в процессе эксплуатации для повышения качества оперативного управления, ТО и Р и предупреждения аварийных ситуаций, на базе современных IT-технологий.

Ожидаемые результаты – обеспечение безопасности эксплуатации генераторов, повышение готовности и снижение ущерба от отказов генераторов, эффективное управление нагрузкой генераторов с учетом их технического состояния, наконец, создание технической и информационной базы для внедрения ТО и Р «по техническому состоянию».

Однако внедрение мониторинга технического состояния генерации сдерживается тем, что государственное регулирование электроэнергетики стимулирует только ввод новой генерации, не предусматривая адекватных санкций за аварии, а уровень надежности генерации не регламентируется нормативными документами высокого уровня [14]. Кроме того, не регламентирована необходимость внепланового останова работоспособного генератора для устранения выявленного дефекта в целях предупреждения аварии, что делает неэффективным раннее диагностирование дефектов.

Нельзя не отметить значение безопасности и надежности эксплуатации турбогенераторов (ТГ), поскольку машинные залы электростанций являются объектами повышенной опасности, и совершенствование технологического контроля их оборудования должно выполняться с учетом требований Федерального закона от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов ТЭК».

Проблема пожаро- взрывобезопасности в машинном зале электростанции с паро-турбоагрегатами и газотурбинными установками весьма актуальна, особенно для АЭС [15÷17], вследствие неизбежного наличия следующих основных факторов:

- горючего масла в маслосистемах турбоагрегатов и его вспомогательного оборудования (температура пламени масла до 1200 °С);

– горючего и взрывоопасного водорода в системах водородного охлаждения генераторов (температура пламени выше 2000 °С);

– механизмов с большими вращающимися массами.

Дополнительные технические факторы:

– горючая изоляция высоковольтных обмоток электрических машин;

– горючая изоляция силовых и контрольных кабелей;

– горючие материалы, используемые в электрических аппаратах;

– дизельное топливо и мазут в резервных дизель-генераторах АЭС;

– высокая вероятность поджига горючих сред вследствие:

– искрообразования на щеточно-контактном аппарате ТГ или машинного возбuditеля,
– нагрева и нарушения контактов, повреждений элементов вентильных колес бесщеточного возбuditеля,

– короткого замыкания электрических кабелей,

– попадания масла на горячие участки турбины, токопроводов.

Способствующие факторы («человеческий фактор»):

– дефекты изготовления оборудования;

– низкое качество ремонта;

– несоответствие проектных решений;

– неправильные действия или бездействие эксплуатационного персонала; как известно, «причинами более 90 % пожаров являются неправильные действия персонала» [16].

В терминологии Федерального закона «О безопасности объектов ТЭК» от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ вышеперечисленные факторы определяют базовые угрозы безопасности в машинных залах электростанций – угрозы разрушительных аварий ТГ. Тот же закон требует определения критических элементов оборудования. Для ТГ с водородным охлаждением могут считаться критическими следующие узлы (укрупненно):

1. Газомазанная система, включая корпус ТГ, заполненный водородом, и уплотнения вала с системой маслоснабжения.

2. Подшипники и система смазки.

3. Вращающаяся масса – ротор ТГ с бандажными кольцами.

Далее будем рассматривать те угрозы, которые связаны с газомазанной системой ТГ с водородным охлаждением.

На рис. 1 показаны схематически основные узлы ТГ и полости, заполненные водородом, откуда возможны утечки газа.

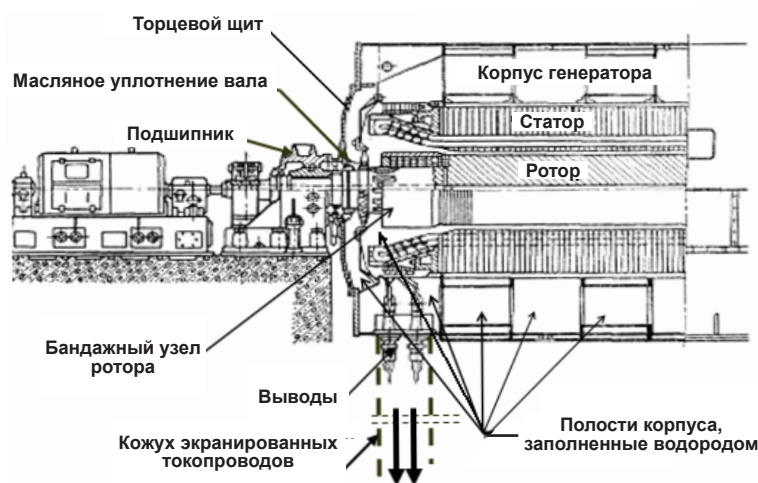


Рис. 1. Схема расположения критических элементов ТГ с водородным охлаждением

Опасность возгораний и пожаров масла и водорода в машинных залах ТЭС и АЭС и сложность их ликвидации определяются следующими особенностями [15, 16]:

- температура пламени масла – 1100°C, водорода – 2300°C;
- при значительном разуплотнении ТГ (например, при повреждении вала, наружного щита и масляного уплотнения) возникает факел горения водорода с маслом с температурой 2000°C и выше;
- подача воды в зону высокотемпературного водородного пламени может начинаться только после удаления водорода, поскольку при температуре выше 1700°C вода разлагается на водород и кислород;
- факел достигает строительных металлических конструкций (стропильных ферм кровли, колонн машзала) с нагреванием их до критической температуры $t = 500^\circ\text{C}$ в течение 25÷30 с;
- обрушение незащищенных металлоконструкций кровли происходит в течение короткого промежутка времени от одной до трех минут;
- минимальное время от обнаружения утечки водорода до отключения ТГ от сети составляет практически от двух до семи минут;
- время автоматического отключения трубопроводов – до двух минут, а ручного отключения – до пяти минут;
- при сбоях в работе сигнализации, защиты и запаздывании принятия мер персоналом время до отключения может непредсказуемо увеличиваться.

Надо отметить также, что прекращение поступления в очаг пожара масла путем отключения маслонасосов уплотнений осуществляется персоналом только после отключения ТГ в соответствии с действующими инструкциями, а вытеснение водорода азотом может начинаться только после снижения давления в корпусе ТГ до 0,1 МПа [17].

Продолжительность выхода водорода из ТГ в случае разгерметизации может изменяться в широком диапазоне (от 2 до 10 мин и более) и определяется объемом водорода в корпусе и расходом водорода через неплотность.

Итак, быстрое развитие пожара в машинном зале в сочетании с временными характеристиками процедур отключения ТГ практически не позволяет предотвратить потерю устойчивости несущих металлоконструкций в машинном зале при пожаре водорода и масла. Вид машинного зала после пожара с обрушением кровли показан на рис. 2 (Вестник МГСУ, 2013, № 4). Далее рассматриваются некоторые работы в направлении снижения риска пожаров ТГ с водородным охлаждением.



Рис. 2. Вид после пожара с обрушением кровли в машинном зале

Для снижения риска развития утечки водорода в аварию с пожаром и разрушением строительных конструкций машинного зала электростанции, очевидно, необходимо: 1) ускорить выявление и оценку опасности случайно возникшей значительной утечки водорода; 2) свести до минимума продолжительность истечения, а следовательно, и горения водорода; 3) увеличить продолжительность защиты несущих металлоконструкций от прогрева до критической температуры. По п. 2 – разработана и внедряется схема аварийного ускоренного сброса водорода из ТГ [18]. П.3 реализуется действующими нормами и правилами [19], проектно-конструкторскими решениями.

Что касается быстрого выявления и оценки опасности возникшей утечки водорода, то эта проблема пока остается без достаточного внимания, так как требования нормативных документов к действиям персонала при возникновении утечек водорода не способствуют быстрому их выявлению.

Согласно Типовой инструкции [17], при понижении давления водорода ниже предельной величины персонал должен принять меры к восстановлению давления водорода, при продолжении снижения последнего – выяснить и устранить причины «утечки водорода, обратив особое внимание на выводы генератора, уплотнения вала, торцевые щиты, вентили газовой системы и т. д.; проверить работу регулятора уровня гидрозатора».

В случае же «внезапного резкого падения давления водорода в корпусе ТГ с выбросом большого количества водорода в машинный зал и его возможным возгоранием с угрозой перехода в пожар», персонал должен «отключить турбину кнопкой аварийного отключения со срывом вакуума; не дожидаясь останова ТГ, приступить к сбросу водорода из корпуса в атмосферу и подаче инертного газа в корпус генератора» (п. 17.2, табл. 10 [17]).

Анализ Правил [20, 21] в части требований к персоналу в аналогичной ситуации показывает, что четкое требование об аварийном отключении турбоагрегата установлено для случаев «воспламенения масла на турбоагрегате, турбогенераторе или водорода на турбогенераторе», «появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора» (10.4.4.29 в [20] и 4.4.29 [21]). Однако, при резком падении давления водорода в генераторе аварийное отключение турбоагрегата не предусматривается. Вместо этого одним из условий, когда согласно п. 12.3.30 в [20] и 4.4.30 в [21] «Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый главным инженером электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы)...», является условие «обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса генератора».

Если утечка водорода не сопровождается его воспламенением и (или) сигналом о недопустимой концентрации водорода, то опасность утечки определяется только расходом водорода, который практически невозможно в этой ситуации сравнить оперативно с известной нормой расхода (суточная утечка водорода 5%). Итак, в Правилах [20, 21] заложена возможность запаздывания действий персонала при резком падении давления водорода.

ППБ-АС-95 [19] также не требуют аварийного отключения генератора при падении давления водорода (п. 5.2.13), хотя предусматривается немедленный аварийный останов в случаях «течи масла ... с угрозой растекания и воспламенения масла», «воспламенения масла», «возникновения пожара».

Несвоевременное отключение ТГ при падении давления в корпусе представляет реальную опасность пожара или взрыва, поскольку в случае даже интенсивной утечки водорода оперативность действий персонала ТЭС и АЭС не обязательно будет обеспечена.

К значительному разуплотнению газомасляной системы ТГ могут привести механические повреждения вала и торцевых щитов, масляных уплотнений вала, напорных маслопроводов, изоляторов выводов и водоподвода статора, нарушения работы подачи масла в уплотнений от системы маслоснабжения, в том числе из-за дефектов регуляторов. Последствиями ука-

занных нарушений могут быть выбросы и возгорания масла и водорода, пожары в машинных залах, а также локальные взрывы вследствие накопления водорода в близлежащих замкнутых объемах (например, в кожухе экранированных токопроводов – при утечке водорода через выводы или в картере подшипника – при утечке через уплотнение, или в шумозащитном кожухе).

Интегральным показателем исправности уплотнений вала и оборудования газомасляной системы ТГ является газоплотность. Избыточное давление водорода в корпусе ТГ контролируется и регистрируется, допускаемые отклонения от номинального значения составляют $\pm 0,02$ МПа.

Анализ аварий ТГ показывает, что в целях раннего выявления опасной утечки водорода целесообразно усовершенствовать контроль газоплотности, дополнив существующий контроль давления водорода в корпусе ТГ контролем скорости V_h снижения этого давления [22]. Резкое возрастание этого показателя может быть принято в качестве диагностического признака начала развития аварийной ситуации.

Задача автоматизации контроля скорости V_h снижения давления водорода в турбогенераторе может быть реализована на вычислительных средствах АСУ ТП электростанции. Алгоритм задачи (рис. 3.) включает обработку текущих значений давления водорода, определение показателя газоплотности V_h , сравнение его с уставками, выдачу сигнала при выходе показателя V_h за пределы аварийной или предупредительной уставок, регистрацию и хранение информации [22]. На основании опыта эксплуатации могут быть заданы следующие уставки по этому показателю [22]:

- максимальная (аварийная) $V_{\max} = 4,0\%$ /ч;
- минимальная (предупредительная) $V_{\min} = 2,4\%$ /ч.

Определенная часть риска реализации базовой угрозы – пожара, возгорания, взрыва, «хлопка» – приходится на нарушения в работе масляных уплотнений вала и оборудования газомасляных систем, включая регуляторы перепада давлений масла. Часть из них происходит вследствие нарушений определенных правил и требований при ТО и Р (например, дефекты сборки узла, загрязнение масла), другая часть является следствием деградиационных процессов (износ баббита, изменение свойств уплотняющей резины, нарушение подвижности вкладышей уплотнений, золотника регулятора в буксе).

Для раннего выявления дефектов масляных уплотнений вала и оборудования газомасляных систем ТГ разработаны принципы диагностирования, основанные на анализе изменений параметров, которые контролируются штатной системой контроля технологических параметров ТГ, оценке степени и характера этих изменений. На основании опыта эксплуатации и исследований [23] разработаны диагностические таблицы (матрицы «дефект-признак») [12, 17, 23]. Эти таблицы предназначались для идентификации дефектов персоналом и принятия решения о необходимости корректирующего ремонта. Однако трудоемкость выполнения вручную анализа текущих значений контролируемых параметров не позволяет осуществлять такой анализ достаточно регулярно и быстро, ставя его в зависимость от загруженности и квалификации персонала, обслуживающего газомасляную систему ТГ.

Для полноценного диагностирования в режиме «on-line» уплотнений вала и оборудования газомасляных систем ТГ необходима автоматизация, например, путем создания на базе штатной системы контроля подсистемы контроля и диагностики масляных уплотнений вала и газомасляной системы ТГ. Обработка и анализ данных могут осуществляться на вычислительных средствах АСУ ТП или при помощи дополнительного ПТК. Для такой подсистемы разработан алгоритм анализа изменений контролируемых параметров узла на базе диагностических таблиц, при этом возможности диагностирования расширены при помощи математического моделирования.

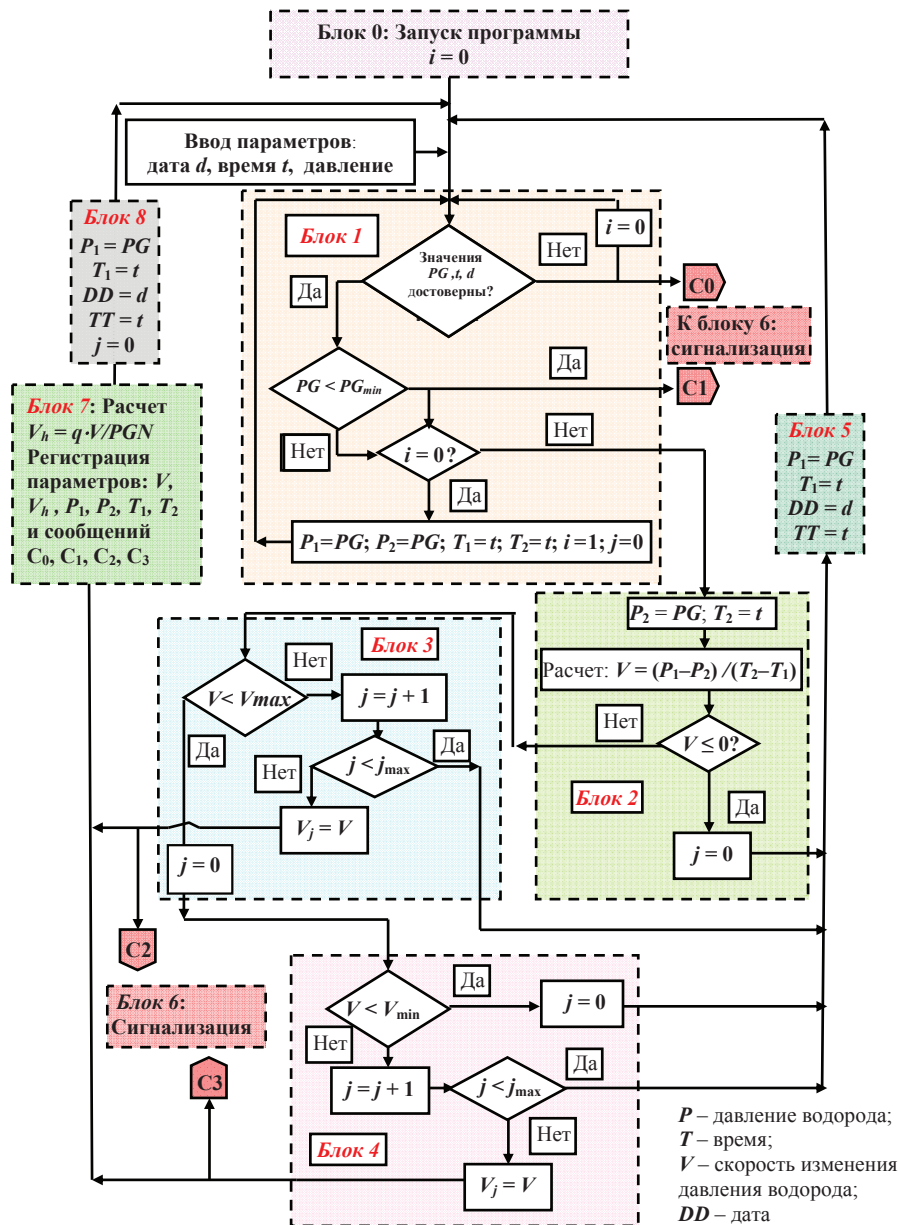


Рис. 3. Блок-схема алгоритма контроля V -показателя газоплотности ТГ

Основой многих известных алгоритмов диагностирования является сравнение текущего технического состояния объекта с исходным (начальным или базовым) состоянием, которое принято априори в качестве исправного. Этот принцип положен и в основу диагностирования масляных уплотнений и регуляторов в газомасляной системе. Текущие значения измеряемых и расчетных параметров сравниваются с константами. Часть массива констант – неизменные константы – это номинальные и предельные значения контролируемых параметров, уставки для схем сигнализации и т. п. Остальные – текущие константы – определяются, рассчитываются и запоминаются в процессе работы алгоритма в соответствии с динамикой изменений технического состояния объекта. В состав этих констант входит набор усредненных параметров, описывающий исходное состояние объекта. Для уплотнений вала,

как для восстанавливаемых узлов, константы, описывающие исходное состояние, должны обновляться после каждого ремонта с разборкой узла.

Детерминированный алгоритм анализа отклонений текущих значений параметров от исходных состоит из следующих основных этапов:

1. Проверка достоверности измеряемых параметров.
2. Предварительная обработка и выявление предаварийной ситуации по превышению предельно допустимых значений параметров (уставок).
3. Усреднение текущих значений параметра за заданный промежуток времени (для исключения зависимости параметра от нагрузки ТГ).
4. Анализ отклонений текущего состояния узла от исходного состояния и идентификация дефектов по набору признаков.

Основой формирования наборов признаков для выявления дефектов является проверка условий нахождения отклонения каждого параметра A от исходного значения A_0 в пределах

$$\varepsilon_t A_0 < (A - A_0) < \varepsilon_t A_0$$

где ε_t – допустимое относительное отклонение параметра.

Имеется ряд проблем с определением констант, описывающих исходное состояние. Промежуток времени, в течение которого производится усреднение параметра, назначается априорно. Усреднение за сутки обычно позволяет исключить зависимость параметра от нагрузки ТГ. Но иногда начальное состояние, принятое за исходное, фактически не является исправным из-за недостатков проведенного ремонта уплотнений. В некоторых частных случаях об этом может свидетельствовать выход параметров за пределы допустимых значений, а также слишком большой разброс данных относительно среднего значения. Можно уточнять продолжительность периода усреднения в процессе работы, исходя из минимизации разброса данных относительно среднего значения. Но, вообще говоря, отсутствуют объективные критерии для автоматизированной оценки исправности исходного состояния уплотнений вала по текущим значениям параметров в пределах уставок.

Поэтому целесообразно обосновать такие критерии на основе математической модели уплотнения вала, которая описывается известными уравнениями теории смазки подшипника [24]. Уточнив фактические размеры узла после очередной ревизии, можно определить расчетный диапазон ожидаемых значений контролируемых параметров, которые будут соответствовать исправному состоянию, и таким образом, обосновать выбор исходного состояния узла. Кроме того, сравнение фактически измеренных значений с расчетным диапазоном параметра дает ряд дополнительных диагностических признаков для оценки технического состояния и выявления дефектов.

Рассмотрим это на примере расчета расхода и температуры уплотняющего масла, сливающегося в сторону водорода через кольцевую щель между вращающимся валом и запирающим пояском баббитовой поверхности вкладышей уплотнений. Основные расчетные формулы приняты в соответствии с уравнениями теории смазки [24] и после преобразований приведены к виду, единому для торцевых и кольцевых уплотнений (табл. 1).

При расчетах следует учитывать, что вязкость масла μ зависит от его температуры [25].

Расчетные зависимости перегрева и расхода масла, сливающегося в сторону водорода, для торцевого уплотнения ТГ 500 МВт показаны на рис. 4 и 5 [10]. Предлагается критерий исправности торцевого уплотнения – изменения фактических температур и расходов масла при изменениях нагрузки ТГ не выходят за пределы расчетного диапазона, а различия температур баббита верхней и нижней половин вкладыша не превышают 10%. Этот критерий позволяет подтвердить правильность выбора исходного состояния для функционирования алгоритма диагностики.

Таблица 1

Расчетные формулы

Наименование	Торцевое уплотнение	Кольцевое уплотнение
Расход масла, м ³ /с	$Q = \frac{\pi PR \delta^3}{6\mu B}$	$Q = \frac{\pi PR \delta^3}{6\mu B}$
Момент трения, Н.м	$M = \pi\mu\omega (R_1^4 - R_2^4) / 2\delta$, или $M = \frac{2\pi\mu\omega R^3 B}{\delta}$	$M = \frac{2\pi\mu\omega R^3 B}{\delta}$
Потери мощности в слое масла, Н.м/с	$N = \omega M$	$N = \omega M$
Перегрев масла*, °С	$\Delta T = \frac{0,5N}{c\rho Q} = \frac{\pi\omega^2\mu R^3 B}{c\rho Q\delta}$, или $\Delta T = \frac{6\omega^2\mu^2 R^2 B^2}{c\rho P\delta^4}$	$\Delta T = \frac{0,5N}{c\rho Q} = \frac{\pi\omega^2\mu R^3 B}{c\rho Q\delta}$, или $\Delta T = \frac{6\omega^2\mu^2 R^2 B^2}{c\rho P\delta^4}$
Обозначения и соотношения	δ – толщина масляного слоя между валом и вкладышем; R_1 и R_2 – внешний и внутренний радиусы запирающего пояска на баббите; $B = R_1 - R_2$; $R_2 = R$; $R_1 = R + B$; $B \ll R$; $R_1^4 - R_2^4 \approx 4BR^3$; $P = \Delta P - P_R$; $P_R = 0,15 \rho\omega^2 (R_1^2 - R_2^2) \approx 0,3BR \rho\omega^2$	$P = \Delta P$; B – ширина запирающего пояска; δ – толщина масляного слоя между валом и вкладышем; R – радиус баббитовой поверхности вкладыша
Температура сливающегося масла, °С	$T = T_m + \Delta T$, где T_m – температура входящего (холодного) масла	
Константы	ΔP – перепад давлений масла и водорода; μ , ρ , c – вязкость, плотность, удельная теплоемкость масла, ω – частота вращения, δ – толщина масляного слоя на запирающем пояске	

* Примечание: при расчете перегрева масла принимается, что половина потерь мощности на трение N в слое масла передается через теплопроводный вкладыш к основному потоку масла, сливающимся в сторону воздуха (здесь не рассматривается)

Расчеты позволяют сформулировать также некоторые признаки неисправностей (дефектов) торцевых уплотнений:

– если фактический расход масла в сторону водорода превышает более чем на 20 % максимальное значение расчетного диапазона, то имеет место утечка масла помимо запирающего пояска – через неплотности резинового кольца, отделяющего камеру уплотняющего масла от сливной камеры на стороне водорода, либо через неплотности разъема вкладыша, при этом температура сливающегося масла будет ниже расчетного значения, а температура баббита может быть близкой к предельно допустимой;

– если фактический расход масла в сторону водорода превышает более чем на 20 % максимальное значение расчетного диапазона, а различия температур баббита верхней и нижней половин вкладыша превышают 10 %, то это – следствие перекаса вкладыша по вертикали, что может быть вызвано различием сил трения по окружности из-за ошибочной центровки вкладыша;

– если фактические температуры и расходы масла зависят от нагрузки ТГ так, что их изменения выходят за пределы расчетного диапазона и даже за пределы уставок, а температуры баббита изменяются более чем на 10% от среднего значения, это свидетельствует о значительном нарушении аксиальной подвижности вкладыша при тепловых перемещениях вала в связи с изменениями нагрузки ТГ; запаздывание вкладыша сопровождается пропуском водорода в картер подшипника – причины обычно заключаются в неправильной установке уплотняющих колец и неправильной центровке вкладыша.

Кольцевые уплотнения нечувствительны к аксиальным перемещениям вала при изменениях нагрузки ТГ, но должны следовать за перемещениями вала в радиальном направлении. Нарушения радиальной подвижности кольцевого вкладыша из-за дефектов сборки, приводят к повышению температуры и ускоренному износу баббита, что также может привести к ложному выбору исходного состояния для целей диагностирования.

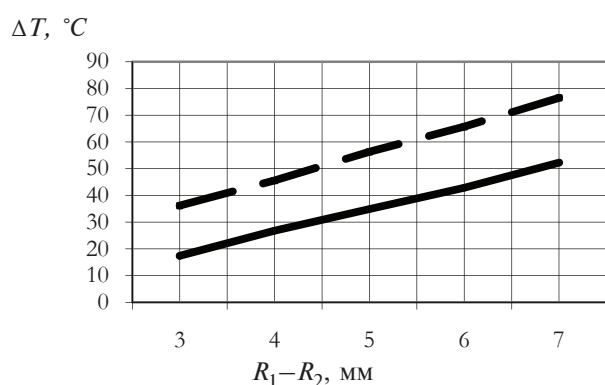


Рис. 4. Результаты расчета перегрева масла на запирающем пояске торцевого уплотнения ТГ типа ТВВ-500-2

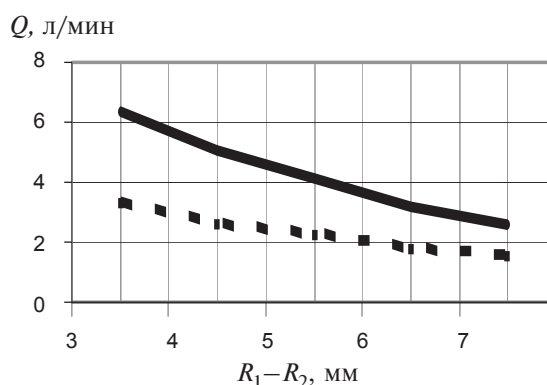


Рис. 5. Результаты расчета расхода масла в сторону водорода торцевого уплотнения ТГ типа ТВВ-500-2

Для кольцевого уплотнения характерно увеличение зазора δ между вкладышем и валом при нагреве из-за теплового расширения вкладыша, благодаря которому происходит саморегулирование нагрева вкладыша. Это следует учитывать при определении средней температуры масла в зазоре между вкладышем и валом.

Результаты расчета кольцевого уплотнения ТГ типа ТГВ-200М приведены на рис. 6 и 7 [10]. Расчеты показали, что при практически обоснованном диапазоне значений $A_f = 0,4 \div 0,6$ и нагреве вала на $20 \div 40$ °С, расходы масла в сторону водорода составят $4 \div 7$ л/мин при перегреве масла $40 \div 65$ °С.

Аналогично торцевому уплотнению, правильность выбора исходного состояния для функционирования алгоритма диагностики подтверждается сравнением фактических и расчетных параметров. Исправным исходное состояние может считаться, если изменения фактических температур масла и баббита вкладыша при изменениях нагрузки ТГ не выходят за пределы расчетного диапазона.

Признак неисправности кольцевого уплотнения: если фактический расход масла в сторону водорода превышает более чем на 20% максимальное значение расчетного диапазона, то имеет место утечка масла помимо запирающего пояска – через неплотности резинового уплотняющего кольца или по разъему вкладыша; при этом измеренный перегрев масла может оказаться ниже минимального расчетного значения.

Использование расчетных зависимостей в качестве критериев для оценки исправности исходного состояния уплотнений вала позволяет предложить двухвариантный алгоритм ди-

агностирования уплотнений [10] с расчетной проверкой исправности исходного состояния и последующим выбором одной из двух ветвей алгоритма: 1) типовой алгоритм контроля и диагностики, 2) алгоритм контроля развития аварийной ситуации.

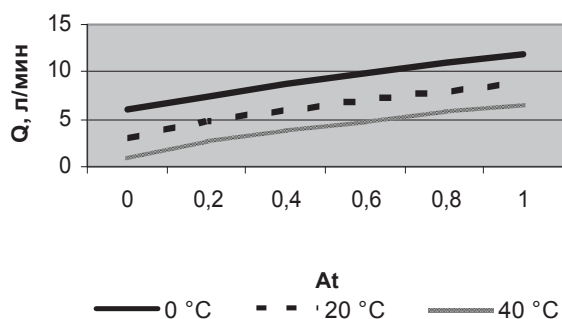


Рис. 6. Зависимость расхода масла в сторону водорода в кольцевом уплотнении от коэффициента нагрева вкладыша (A_t) при нагревах вала на 0, 20 и 40 °C

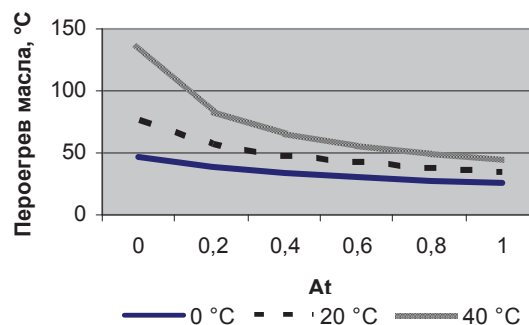


Рис. 7. Зависимость перегрева масла в кольцевом уплотнении от коэффициента нагрева вкладыша (A_t) при нагревах вала на 0, 20 и 40 °C

Заключение

Автоматизация диагностирования критических узлов турбогенераторов с водородным охлаждением актуальна; имеются задачи автоматизации контроля газомасляной системы, подготовленные к внедрению в составе интеллектуальных систем контроля.

Список литературы

1. Otchet.REA.USEA.Smart.Grid.eng. Joint russian/american study on legal: regulatory, market, consumer and technical impediments to smart grid technology deployment. EEE-A-00-02-00054-00. 2013.
2. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Анализ условий развития интеллектуальных энергосистем. 12.10.2012. Available at: <http://www.smartgrid.ru/tochka-zreniya/intervyu/analiz-usloviy-razvitiya-intellek-tualnyh-energostem>.
3. Голоднова О.С. О безопасности генерирующего оборудования объектов электроэнергетики в России. 17.07.2012. Available at: <http://www.smartgrid.ru/tochka-zreniya/avtorskie-kolonki/o-bezopasnosti-generiruyu-shchegooborudovaniya-obektov>.
4. Голоднова О.С. Основные причины отказов турбогенераторов и пути их предупреждения. Учебно-методическое пособие. Москва. ИПКГосслужбы. 2005.
5. Самородов Ю.Н. Дефекты и неисправности генераторов. М.: Библиотечка электротехника – приложение к журналу «Энергетик». НТФ «Энергопрогресс». 2005, № 9 (81).
6. Самородов Ю.Н. Риски повреждения турбогенераторов. М.: Библиотечка электротехника – приложение к журналу «Энергетик». НТФ «Энергопрогресс». 2011, № 3 (147).
7. Ростик Г.В. Оценка технического состояния турбогенераторов. М.: ИПК ГС, 2008.
8. Голоднова О.С. Типичные дефекты турбогенераторов и возможности предупреждения отказов при помощи диагностирования. Available at: http://ensafe.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=21&Itemid=26.
9. Цветков В.А. Диагностика мощных генераторов. М.: НЦ «ЭНАС». 1995.
10. Голоднова О.С., Максимов М.В. Диагностика уплотнений вала турбогенератора (перспективы математического моделирования). Доклад 4.16. на VII Симпозиуме «Электротехника 2010», том 3, 2003 г.
11. Антоненко И.А., Кац Б.А. Анализ рисков и электронный журнал дефектов (TRIM-PMS). М.: Молочная промышленность, 2013 г., № 3.

12. Пузаков С.Е., Голоднова О.С., Ростик Г.В. и др. Справочник по ремонту турбогенераторов. М.: ИПКгосслужбы. Под ред. Х.А. Бекова, В.В. Барило, 2006.
13. Попов И.Н., Зражевский СМ., Калмыков А.В. «О контроле состояния и настройке щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов». Электрические станции, № 1. 2002.
14. Кучеров Ю.В., Китушин В.Г. Реформирование и надежность электроснабжения. «ЭнергоРынок», 2005, № 1.
15. Солдатов Г.Е., Голоднова О.С. О путях снижения риска пожаров в машинных залах АЭС. М.: Атомкон. № 2 (3), с. 42–45.
16. Микеев А.К. Противопожарная защита АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1990.
17. СО 34-45.512-97 (РД 153-34.0-45.512-97). Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов. М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
18. Голоднова О.С. Об аварийном сбросе водорода из турбогенератора с водородным охлаждением. Москва. Вести в электроэнергетике. 2010, № 2.
19. ППБ-АС-95. Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций.
20. СТО 1.1.1.01.0678-2007. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций. ОАО «Росэнергоатом», 2007.
21. СО 153-34.20.501-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. Минэнерго России, 2003.
22. Голоднова О.С. Повышение безопасности эксплуатации турбогенератора с водородным охлаждением путем автоматизации контроля газоплотности. Вести в электроэнергетике. 2013. № 6.
23. Голоднова О.С. Уплотнения вала турбогенераторов с водородным охлаждением и их системы маслоснабжения (устройство, эксплуатация, причины, признаки и предупреждение отказов). «Энергетик», приложение. М.: НТФ «Энергопрогресс». 2004, № 1, с. 128.
24. Токарь И.Я. Проектирование и расчет опор трения. М.: Машиностроение, 1971.
25. Казанский В.Н. Системы смазывания паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1986.

References

1. (2013) Report. REA.The USEA. Smart. Grid. eng. Joint russian/american study on legal: regulatory, market, consumer and technical impediments to smart grid technology deployment. EEE-A-00-02-00054-00. 2013.
2. Kucherov Yu.N., Fedorov Yu.G. (2012) *Analiz usloviy razvitiya intellektual'nykh energosistem. 12.10.2012* [Analysis of conditions for the development of smart grids. 12.10.2012]. Available at: <http://www.smartgrid.ru/tochka-zreniya/intervyu/analiz-usloviy-razvitiya-intellektualnyh-energосistem>.
3. Golodnova O.S. (2012) *O bezopasnosti generiruyushchego oborudovaniya ob'ektov elektroenergetiki v Rossii. 17.07.2012* [On the security of generating equipment of power facilities in Russia. 17.07.2012]. Available at: <http://www.smartgrid.ru/tochka-zreniya/avtorskie-kolonki/o-bezopasnosti-generiruyushchego-oborudovaniya-obektov>.
4. Golodnova O.S. (2005) *Osnovnye prichiny otkazov turbogeneratorov i puti ikh preduprezhdeniya* [The Main causes of failures of turbo generators and ways of their prevention. Educational-methodical manual] *Uchebno-metodicheskoe posobie. Moskva. IPKgossluzhby* [Moscow. Training Institute of the Civil Service].
5. Samorodov Yu.N. (2005) *Defekty i neispravnosti generatorov* [Defects and faulty generators] *Bibliotekha elektrotekhnika – prilozhenie k zhurnalu «Energetik». NTF «Energoprogress»* [Moscow. Library of electrical engineering – Appendix to magazine «Energetik». NTF «Energoprogress»], No. 9 (81).
6. Samorodov Yu.N. (2011) *Riski povrezhdeniya turbogeneratorov* [NTF «Energoprogress». Risks of damage to turbogenerators] *Bibliotekha elektrotekhnika – prilozhenie k zhurnalu «Energetik». NTF «Energoprogress»* [Moscow. Library of electrical engineering – Appendix to magazine «Energetik». NTF «Energoprogress»], No. 3 (147).
7. Rostik G.V. (2008) *Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya turbogeneratorov* [Evaluation of the technical state of turbine generators] *IPK GS* [Moscow. IPK GS].

8. Golodnova O.C. *Tipichnye defekty turbogeneratorov i vozmozhnosti preduprezhdeniya otkazov pri pomoshchi diagnostirovaniya* [Typical defects of turbine generators and the possibility of failure warning with diagnosis]. Available at: http://ensafe.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=21&Itemid=26.
9. Tsvetkov V.A. (1995) *Diagnostika moshchnykh generatorov* [Diagnostics of powerful generators] *NTs «ENAS»* [Moscow. NTS ENAS].
10. Golodnova O.S., Maksimov M.V. (2010) *Diagnostika uplotneniy vala turbogeneratora (perspektivy matematicheskogo modelirovaniya)* [Diagnostics of shaft seals of the turbine generator (prospects of mathematical modeling)] *Doklad 4.16. na VII Simpoziume «Elektrotehnika 2010»* [Report 4.16. at the VII Symposium «Electrical engineering» 2010], Vol. 3.
11. Antonenko I.A., Katz B.A. (2013) *Analiz riskov i elektronnyy zhurnal defektov (TRIM-PMS) [Risk Analysis and electronic magazine of defects (TRIM-PMS)] Molochnaya promyshlennost'* [Moscow. The Dairy industry], No. 3.
12. Puzakov S.E., Golodnova O.S., Rostik G.V. et al. (2006) *Spravochnik po remontu turbogeneratorov. Pod red. Kh.A. Bekova, V.V. Barilo* [Handbook on repair of turbine generators. Ed. by Kh.A. Bekov, V.V. Barilo] *IPKgossluzhby* [Moscow. Training Institute of the Civil Service].
13. Popov I.N., Zrazhevsky C.M., Kalmykov A.V. (2002) *O kontrole sostoyaniya i nastroyke shchetochno-kontaktnykh apparatov turbogeneratorov* [On condition monitoring and configuring the brush-contact apparatus of the turbo-generators] *Elektricheskie stantsii* [Power station], No. 1.
14. Kucherov Yu.V., Kitushin V.G. (2005) *Reformirovanie i nadezhnost' elektrosnabzheniya* [Reforming and reliability of power supply] *EnergoRynok* [Energorynok], No. 1.
15. Soldatov G.E., Golodnova O.S. *O putyakh snizheniya riska pozharov v mashinnykh zalakh AES* [Ways to reduce the risk of fires in turbine halls of nuclear power plants] *Moskva. Atomkon* [Moscow. Atomcon], No. 2 (3), pp. 42–45.
16. Mikheev A.K. (1990) *Protivopozharnaya zashchita AES* [Fire protection of nuclear power plants] *Moskva. Energoatomizdat* [Moscow. Energoatomizdat].
17. WITH 34-45.512-97 (RD 153-34.0-45.512-97). (1997) *Tipovaya instruktsiya po ekspluatatsii gazomaslyanoy sistemy vodorodnogo okhlazhdeniya generatorov* [A typical manual gas-oil system for hydrogen cooling of generators] *Moskva. SPO ORGRES* [Moscow. SPO ORGRES].
18. Golodnova O.S. (2010) *Ob avariynom sbrose vodoroda iz turbogeneratora s vodorodnym okhlazhdeniem* [On the emergency vent of hydrogen from hydrogen-cooled turbogenerator] *Moskva. Vesti v elektroenergetike* [Moscow. Lead in the power industry], No. 2.
19. PPB-AS-95. *Pravila pozharnoy bezopasnosti pri ekspluatatsii atomnykh stantsiy* [The rules of fire safety at operation of nuclear power plants].
20. STO 1.1.1.01.0678-2007. (2007) *Osnovnye pravila obespecheniya ekspluatatsii atomnykh stantsiy* [The basic rules of operation of nuclear power plants] *OAO «Rosenergoatom»* [OJSC Concern Rosenergoatom].
21. CO 153-34.20.501-2003. (2003) *Pravila tekhnicheskoy ekspluatatsii elektricheskikh stantsiy i setey Rossiyskoy Federatsii. Utv. Minenergo Rossii* [Rules of technical operation of electric stations and networks of Russian Federation. Approved. The Ministry Of Energy].
22. Golodnova O.S. (2013) *Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii turbogeneratora s vodorodnym okhlazhdeniem putem avtomatizatsii kontrolya gazoplotnosti* [Improving the safety of operation of hydrogen-cooled turbogenerator by automating the control of tightness] *Vesti v elektroenergetike* [Lead in the power industry]. No. 6.
23. Golodnova O.S. (2004) *Uplotneniya vala turbogeneratorov s vodorodnym okhlazhdeniem i ikh sistemy maslosnabzheniya (ustroystvo, ekspluatatsiya, prichiny, priznaki i preduprezhdenie otkazov)* [Shaft Seals of turbine generators with hydrogen cooling and the oil supply system (the device, operation, causes, signs and prevention of failures)] *«Energetik», prilozhenie. Moskva. NTF «Energoprogress»* [Energetik. Moscow. NTF Energoprogress], No. 1, p. 128.
24. Tokar I.Ya. (1971) *Proektirovanie i raschet opor treniya* [Design and calculation of supports of friction] *Moskva. Mashinostroenie* [Moscow. Mashinostroenie].
25. Kazansky V.N. (1986) *Sistemy smazyvaniya parovykh turbin* [Lubrication system of steam turbines] *Moskva. Energoatomizdat* [Moscow. Energoatomizdat].