

Диагностика режимов работы турбогенераторов и их систем охлаждения

Белов В. С., Золотых А. Г., Лобанов К. С., инженеры

- Курская АЭС
- ЗАО "НПФ "Энергосоюз"

Термические дефекты активных частей турбогенератора (ТГ), возникающие в процессе эксплуатации, требуют аварийного останова генератора, что является крайне нежелательным событием для станции. Чтобы предупредить эти события, целесообразно иметь систему мониторинга технического состояния турбогенератора, способную автоматически или полуавтоматически производить раннюю диагностику указанных нарушений [1].

В современных условиях, когда турбогенераторы могут работать в предельных режимах, подобная их эксплуатация требует особого отношения к контролю режимов работы и диагностике состояния машины. Речь идет о появлении специальных средств мониторинга генератора в качестве обязательного звена системы постоянного наблюдения за тепловым состоянием генератора.

Используемые в отечественной электроэнергетике уже более 20 лет установки А-701 для температурного контроля турбогенераторов к настоящему времени устарели и физически, и морально, их ресурс фактически исчерпан. Заменять А-701 на подобную же систему, пусть даже и реализованную на современной элементной базе, но выполняющую только функции контроля, уже недостаточно, поскольку такая система не способна участвовать в решении диагностических задач.

Общие требования к системе мониторинга с учетом диагностики. Современная система контроля и диагностики генераторов должна не только осуществлять стандартный температурный контроль, но и нести дополнительные функции, изложенные в РД ЭО 0305-01 "Методические указания по контролю теплового состояния турбогенератора типа ТВВ-500-2У3" [2].

При замене комплектных устройств температурного контроля (шкафов теплоконтроля) целесообразно учесть в требованиях к новой аппаратуре возможность выполнения диагностических операций. С этой целью к функции собственно температурного контроля рекомендуется добавить:

оценку теплового состояния активных частей генератора;

оценку эффективности и стабильности работы систем охлаждения генератора;

выявление на ранних стадиях развития термических дефектов в активных частях генератора;

выявление неисправностей в системе теплового контроля генератора.

Для информационного обеспечения диагностических процедур требуется не только измеренные значения температуры, но и сведения о параметрах текущих электрических режимов турбогенератора, для чего аппаратура мониторинга должна иметь соответствующие измерительные входы и преобразователи.

Принципы диагностики, примененные в автоматизированной системе контроля и диагностики генераторов (АСКДГ) для ТГ Курской АЭС. Оценка теплового состояния ТГ и системы охлаждения производится путем сравнения текущих параметров теплового состояния генератора и систем охлаждения с их базовыми значениями при текущих значениях параметров электрической нагрузки (квадрата полной мощности, квадрата тока статора, квадрата тока ротора и потерь на возбуждение).

Процедура оценки производится в несколько этапов:

вначале проводятся стандартные тепловые испытания ТГ для получения исходных (базовых) характеристик теплового состояния генератора и систем охлаждения, которые вводятся в программное обеспечение АСКДГ;

АСКДГ автоматически или по запросу производит непосредственное измерение параметров теплового состояния генератора и систем охлаждения, а также формирование расчетных аналитических параметров. Полученные значения автоматически сопоставляются с базовыми значениями соответствующих параметров, что отображается в графическом и табличном виде;

проводится анализ полученных результатов для выдачи заключения об исправном тепловом состоянии генератора и эффективной работе систем охлаждения либо для выдачи указания на про-

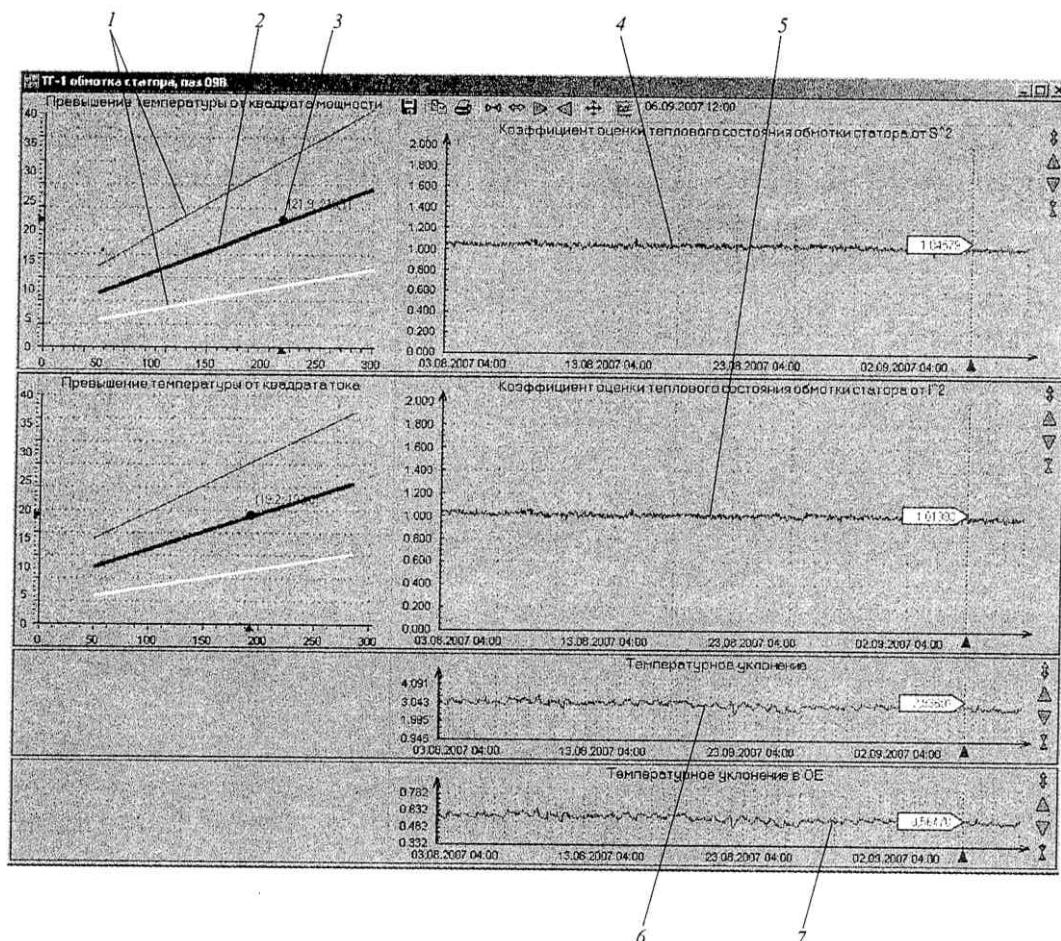


Рис. 1. Стержень обмотки статора, находящегося в заведомо исправном состоянии:

1 – установленные интервалы значений K_{ci} ; 2 – текущее значение превышения температуры стержня; 3 – исходная характеристика теплового состояния генератора; 4, 5 – графики изменения во времени K_{ci} оценки теплового состояния обмотки статора; 6, 7 – график изменения во времени текущего температурного отклонения соответственно в именованных и относительных единицах

верку исправности работы системы теплового контроля.

Рассмотрим эти этапы подробнее.

1 этап. Тепловые испытания представляют собой достаточно редкую процедуру, проводимую, как правило, в период, предшествующий капитальному ремонту, и в некоторых других случаях. По результатам испытаний рассчитывается и вводится в программное обеспечение АСКДГ объемный набор (несколько сотен) исходных (базовых) коэффициентов, когда генератор и оборудование систем охлаждения считаются заведомо исправными. В дальнейшем эти коэффициенты используются для расчетов:

характеризующих степень исправной работы:

системы охлаждения генератора для каждого газоохладителя,

системы теплообменников дистиллята ТОС,

системы газового охлаждения в целом,

системы водяного охлаждения обмотки статора;

позволяющих оценить:

общий подогрев охлаждающего газа,

тепловое состояние стержней верхнего ряда обмотки статора в зависимости от квадрата полной мощности и квадрата тока статора,

тепловое состояния сердечника статора в зависимости от квадрата полной мощности,

тепловое состояние обмотки ротора в зависимости от потерь на возбуждение и квадрата тока ротора;

интервалы исходных значений температурных отклонений от соответствующих средних значений температуры (только для обмотки статора);

базовые значения превышений температуры активных частей генератора при различных текущих значениях электрической нагрузки (квадрата полной мощности, квадрата тока статора, квадрата тока ротора и потерь на возбуждение).

2 этап. В процессе эксплуатации в АСКДГ с установленной периодичностью производится измерение параметров теплового состояния активных частей генератора и охлаждающих сред с одновременными отсчетами электрических параметров нагрузки.

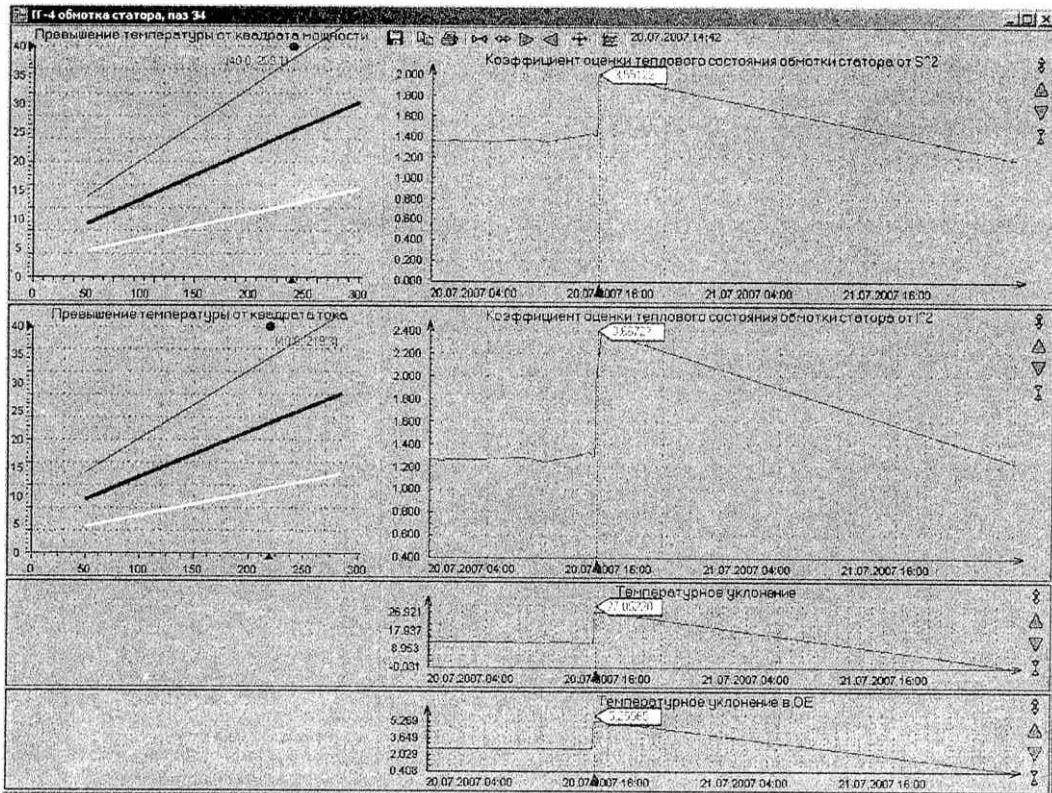


Рис. 2. Отображение аварийного состояния стержня обмотки статора

Затем производятся проверка выполнения условий установившегося теплового режима и контроль условий согласованности параметров теплового состояния путем сопоставления групп разноименных параметров по признакам физической непротиворечивости (это также важный элемент диагностики самой АСКДГ).

Наконец, согласно определенным алгоритмам, по входным электрическим параметрам и параметрам теплового состояния в АСКДГ производится формирование выходных значений расчетных аналитических параметров, которые используются в алгоритмах оценки теплового состояния генератора и работы систем охлаждения и служат в качестве контрольно-диагностического средства.

3 этап. Оцениваются тепловое состояние генератора и работа систем охлаждения путем сопоставления полученных расчетных значений с установленными температурными интервалами, присущими исправному тепловому состоянию генератора и оборудования систем охлаждения. Выход параметра за интервал является сигналом того, что в данном активном элементе генератора или системе его охлаждения появился дефект.

Результаты обработки данных АСКДГ отображают рис. 1 – 3. На рис. 1, 2 приведено отображение алгоритма по оценке теплового состояния обмотки статора генератора.

На рис. 1 показаны графики, позволяющие персоналу увидеть, на сколько отличается текущее значение превышения температуры стержня об-

мотки над полусуммой температуры холодного дистиллята и холодного газа

$$\Delta\theta_{ij} = \theta_{ij} - 0,5(\vartheta_{xij} + \vartheta_{xri})$$

от базового превышения температуры при текущих параметрах нагрузки и его значения, определенного по формуле,

$$\Delta\theta_{ij}^* = \alpha_i X_j + \beta_i,$$

где X_j – квадрат тока статора I_j^2 или квадрат полной мощности генератора $S_j^2 = P_j^2 + Q_j^2$ [2]; ϑ_{xij} – температура холодного дистиллята для j -го измерения; ϑ_{xri} – температура холодного газа для j -го измерения; i – номер стержня; j – номер измерения (в АСКДГ фактически это дата и время измерений и расчетов).

Исходные базовые характеристики отображены графиками 3; кривые 4, 5 отражают изменения по времени коэффициентов $K_{ci} = \Delta\theta_i / \Delta\theta_i^*$, которые служат для оценки теплового состояния обмотки статора [1, 2].

Если значения K_{ci} находятся в интервале $0,5 < K_{ci} < 1,2$, то это свидетельствует об удовлетворительном тепловом состоянии обмотки статора [2]. Установленные интервалы исправного теплового состояния обмотки генератора отображены линиями 1.

Рис. 3. Отображение теплового состояния генератора и его систем охлаждения в табличной форме:

1 – параметр текущего теплового состояния генератора в норме; 2 – параметр приблизился к предельному значению; 3 – параметр превысил предельное значение

На рис. 2 в качестве примера приведено отображение аварийного состояния стержня паза 34 обмотки статора, когда $K_{ci} = (\Delta\theta_i / \Delta\theta_i^*) > 3$ отн. ед.

На рис. 3 показано отображение в табличной форме результатов диагностики, позволяющее персоналу производить оценку теплового состояния генератора. Такая оценка сводится к заключению по результатам анализа параметров текущего теплового состояния генератора и состояния работы оборудования систем охлаждения с учетом принятых нормативов на допустимые различия текущих и исходных значений, а также критериев оценки [2 – 6] о тепловом состоянии генератора.

Отображаемые текущие параметры теплового состояния генератора и состояния работы оборудования систем охлаждения ранжированы в таблице следующим образом:

значения, не выходящие за пределы установленных критериев оценки, в таблице отображаются на шкале зеленого цвета (1);

значения параметра, приближающиеся к предельному значению, отображаются на шкале желтого цвета (2);

значения, превышающие предельные значения, отображаются на шкале красного цвета (3).

Надежность системы мониторинга. Нельзя допускать работу турбогенератора с неисправной системой теплового контроля при любой ее конфигурации; когда же этой системе предписаны также и диагностические функции, то требования к ее надежности, естественно, повышаются.

В частности, в автоматизированной системе контроля и диагностики генератора "НЕВА-АСКДГ" производства НПФ "Энергосоюз" (г. Санкт-Петербург) для повышения надежности приняты следующие меры:

электрическое питание подается от двух независимых источников переменного и постоянного тока 220 В; источник переменного тока подключен через источник бесперебойного питания (UPS), находящийся внутри шкафов АСКДГ;

осуществляется постоянный самоконтроль аппаратуры нижнего уровня с индикацией на светоизодной панели и ЖК-мониторе различных режимов функционирования комплекса и выдачей сигнала на табло щита управления при неисправности;

имеется достаточное количество ЗИП для быстрого агрегатного ремонта и резервных первичных датчиков температуры с собственным индикатором.

Автоматизированная система контроля и диагностики генератора "НЕВА-АСКДГ" (рис. 4) в

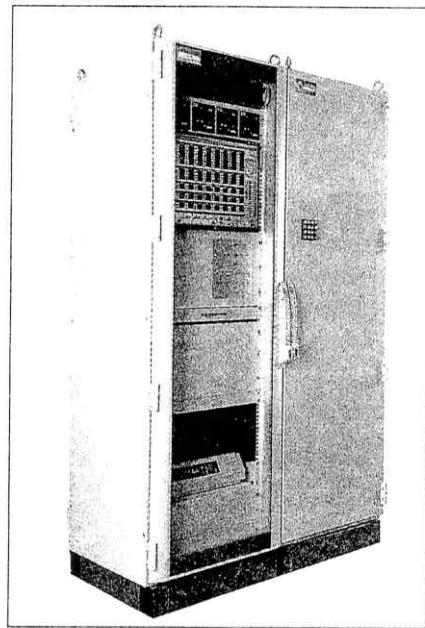


Рис. 4. Автоматизированная система контроля и диагностики генератора "НЕВА-АСКДГ"

настоящее время внедрена на четырех генераторах типа ТВВ-500-2УЗ Курской АЭС. Следует отметить, что в данном случае мы имеем дело с первым в отечественной энергетике опытом такого рода, осуществленном в промышленных масштабах. Это стало возможным благодаря тесному сотрудничеству специалистов: электрического цеха Курской АЭС, имеющих многолетний опыт эксплуатации, проведения испытаний на нагревание генераторов и опыт создания АСУ ТП, производителя АСКДГ – НПФ "Энергосоюз" и при содействии специалистов филиала ОАО "Силовые машины" – "Электросила" – производителя турбогенераторов типа ТВВ-500-2УЗ.

Наличие АСКДГ позволяет дать информацию персоналу о появлении развивающегося термического дефекта в активных частях генератора и предотвратить повреждения, подобные тем генераторов.

Перспективы развития и внедрения АСКДГ. Перспективы развития АСКДГ заключаются в совершенствовании программного обеспечения верхнего уровня, в расширении и совершенствовании диагностики режимов работы генераторов, повышении точности измерений путем применения измерительных модулей, рассчитанных на четырехпроводные схемы.

Проблема с внедрением АСКДГ заключается в том, что в настоящее время непонятно, кто должен внедрять АСКДГ на электростанции: электрический цех (ЭЦ) или цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ). Так как согласно действующим руководящим документам, например, "Типовой инструкции по эксплуатации генераторов на элек-

тростанциях" РД 34.45.501-88 и др., на персонал цеха тепловой автоматики и измерений возлагаются обслуживание и ремонт штатной системы теплового контроля, а на персонал электрического цеха возлагается ежесуточная оценка теплового состояния генераторов, в связи с этим было бы логично, если бы обслуживание и ремонт аппаратной части АСКДГ производил ЭЦ, а датчиков с кабельными связями – ЦТАИ, с границей эксплуатационной ответственности на первом клеммном ряде зажимов со стороны АСКДГ. Именно так на Курской АЭС составлена и утверждена директором станции разделительная ведомость по обслуживанию и внедрению АСКДГ – штатной системы теплового контроля и диагностики активных частей статора, ротора и охлаждающих сред.

Выводы

АСКДГ – единственная автоматизированная штатная система теплового контроля, выполняющая требования "Методических указаний по контролю теплового состояния ТГ типа ТВВ" (РД ЭО 0285-01, 0305-01, 0332-02). Использование остальных штатных систем теплового контроля позволяет проводить только обычную текущую оценку теплового состояния генератора путем сравнения измеряемых параметров с уставками. Такая оценка не дает возможности прослеживать динамику теплового состояния генератора, своевременно выявлять тенденции его изменения [2]. Поэтому, по мнению авторов, АСКДГ должна внедряться на генераторах мощностью 200 МВт и выше с водяным охлаждением обмотки статора на тепловых и атомных электростанциях. Внедрение АСКДГ необходимо в первую очередь на генераторах, используемых для работы на мощности, выше номинальной; на генераторах, получивших дополнительный срок службы эксплуатации после проведения работ в рамках продления срока эксплуатации, и на генераторах при замене установок теплового контроля, выработавших свой ресурс.

Список литературы

1. Гуревич Э. И. Температурная диагностика электрических машин. СПб.: ОЭЭП РАН, 1997.
2. РД ЭО 0305-01. Методические указания по контролю теплового состояния турбогенератора типа ТВВ-500 – 2УЗ.
3. ОБС. 460.496 ТО Турбогенератор синхронный трехфазный типа ТВВ-500-2УЗ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. Л.: Электросила, 1985.
4. ГОСТ 10169-77. Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний.
5. ГОСТ 11828-86. Машины электрические врачающиеся. Общие методы испытаний.
6. ГОСТ 533-85. Машины электрические врачающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.