

чению коллективных договоров в энергокомпаниях обеспечить в 2008 г. размер минимальной месячной тарифной ставки рабочего первого разряда не ниже прожиточного минимума трудоспособного населения и рост средней заработной платы промышленно-производственного персонала не менее чем в 1,5 – 2 раза.

О. Е. ЯКОВЛЕВ, член редакционной коллегии журнала "Энергетик"

Московское и Ростовское РДУ переведены в новые диспетчерские центры

Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционной зоне филиала Системного оператора ЕЭС России — Московского регионального диспетчерского управления (Московского РДУ) в новом диспетчерском центре осуществляется с 30 октября 2007 г. Операционная зона Московского РДУ включает в себя территории двух субъектов РФ — Москвы и Московской области.

Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционной зоне филиала Системного оператора ЕЭС России — Ростовского регионального диспетчерского управления (Ростовского РДУ) в новом диспетчерском центре осуществляется с 9 ноября 2007 г. Операционная зона Ростовского РДУ включает в себя территории двух субъектов РФ — Ростовской области и Республики Калмыкия.

Целью новых диспетчерских центров является обеспечение надежного функционирования Московской и Ростовской энергосистем путем создания условий для наиболее эффективного планирования и управления режимами, повышения надежности и живучести систем оперативно-диспетчерского управления, развития технологических комплексов Московского и Ростовского РДУ. Решение этих задач в значительной степени определяется наличием информационной инфраструктуры, соответствующей современным требованиям безопасности, технической оснащенностью диспетчерских центров, неразрывно связанными с инженерным оборудованием и эксплуатационным состоянием зданий и сооружений.

В новом диспетчерском центре Московского РДУ установлено самое современное оборудование, в том числе видеоскрин размером 10 × 4,8 м, состоящий из 28 видеокубов, на котором в режиме реального времени отображаются состояние и параметры работы всех объектов операционной зоны Московского РДУ. Использование преимуществ видеопроекционного оборудования и современных технологий позволяет отобразить 550 электроэнергетических объектов и 897 линий электропередачи различных классов напряжения (от 110 до 750 кВ).

В новом диспетчерском центре Ростовского РДУ установлено самое современное оборудование, в том числе видеоскрин размером 2,08 × 5,5 м, состоящий из 8 видеокубов, на котором в режиме реального времени отображаются состояние и параметры работы всех объектов операционной зоны Ростовского РДУ. Использование преимуществ видеопроекционного оборудования и современных технологий позволяет отобразить 11 электростанций, 311 воздушных линий электропередачи и 168 подстанций (это 5 ВЛ 110 кВ и 48 ВЛ 220 кВ в управлении; 236 ВЛ 110 кВ, 14 ВЛ 220 кВ, 3 ВЛ 330 (400) кВ и 5 ВЛ 500 кВ в ведении).

Работы в новых диспетчерских центрах должны существенно повысить надежность оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах двух филиалов ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" — Московском и Ростовском РДУ.

Из материалов отдела по работе со СМИ ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"

ОБОРУДОВАНИЕ, УСЛУГИ

Опыт тепловизионных обследований энергетического оборудования

КАЛМЫКОВ М. В., Самарский государственный технический университет (СГТУ)

В статье обобщен опыт работы с помощью термографа Иртис-2000 (сканирующий инфракрасный прибор для визуализации и измерения тепловых полей) и приведены основные результаты обработки экспериментальных данных.

За шесть лет были выполнены многопрофильные работы по обследованию основного и вспомогательного оборудования ТЭС и котельных, тепловых сетей, жилых и общественных зданий, холодильного оборудования и пр. Тепловизионные обследования и обобщение полученных результатов выполнялись на базе Самарского государственного технического университета.

Потребность в тепловизионном обследовании энергетического оборудования была вызвана потерей тепла от наружного охлаждения, поскольку при работе наружная поверхность оборудования отдает тепло окружающей среде. Эта потеря зависит от качества обмуровки и тепловой изоляции всех наружных частей, а также от разности температур наружной поверхности и окружающего воздуха.

В этих целях было обследовано оборудование Новокуйбышевской ТЭЦ-1, Самарской ГРЭС, Тольяттинской ТЭЦ, Новокуйбышевской ТЭЦ-2, Самарской ТЭЦ, Сызранской ТЭЦ, ТЭЦ ВАЗа, Безымянской ТЭЦ, Саранской ТЭЦ, ТЭЦ Куйбышевского нефтеперерабатывающего завода, ТЭЦ Новокуйбышевского нефтеперерабатывающего завода, а также ряда центральных отопительных котельных.

Осуществлено обследование обмуровки и тепловой изоляции ряда энергетических, промышленных и теплофикационных котлов: ТП-230-110, ТП-87, ТП-47, ТГМ-84, ТГМЕ-464, ТГМЕ-428, ТГМ-151, БКЗ-110-39, БКЗ-100-39, БКЗ-220-100, БКЗ-420-140, НЗЛ-110-39, НЗЛ-60-39, ПК-19, КО-Ш-200, Е-50-3,9, ДЕ-25-16, ПТВМ-100, КВГМ-100 и др.; тепловой изоляции паровых турбин Т-100-130, ПТ-80-130, ПТ-60-130, а также вспомогательного оборудования. На рис. 1 представлена термограмма перепускного паропровода от ЦСД до ЦНД паровой турбины.

Программное обеспечение прибора Иртис-2000 позволяет определить температурные поля поверхностей с погрешностью $\pm 2\%$ измеряемой температуры, получить значения средних температур на участках. Однако для анализа и оценки состояния тепловой изоляции этого недостаточно. Необходимо измерить также температуру окружающего воздуха на расстоянии 0,8 – 1,5 м от поверхности. Физически возможно произвести такие измерения. В таком случае с достаточной долей приближения температуру окружающего воздуха можно определить по температуре ненагреваемых и неохлаждаемых поверхностей, находящихся вблизи участков измерения (например, площадки обслуживания, лестницы, перила и т.п.).

Согласно Правилам технической эксплуатации, при температуре окружающего воздуха 25 °С температура на наруж-

Рис. 1. Термограмма перепускного паропровода от ЦСД до ЦНД паровой турбины Т-100-130, станционный № 8, Тольяттинской ТЭЦ (20.11.2006 г.)

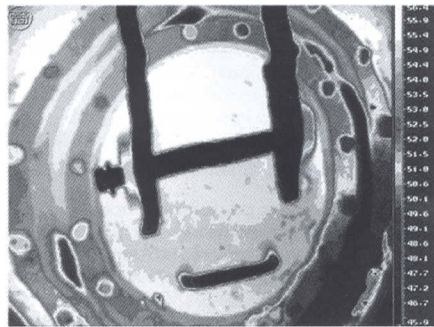
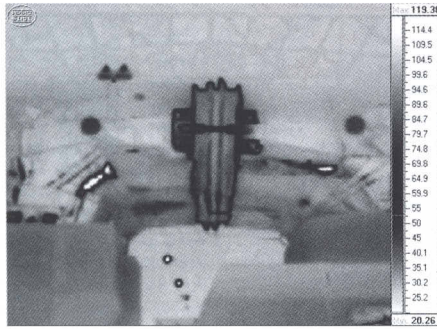


Рис. 2. Термограмма клапана паровой турбины ПТ-60-130, станционный № 5, Новокуйбышевской ТЭЦ-2 (апрель 2003 г.)

ной поверхности изоляции не превышает 45 °С. Часто температура воздуха, окружающего действующее оборудование, выше 45 °С, а следовательно, и температура изоляции выше. Тогда произвести диагностику состояния изоляции, руководствуясь только ПТЭ, затруднительно.

Зная температуры поверхности и окружающего воздуха, а также материал поверхности, можно определить фактический тепловой поток [для стенки — в ваттах на единицу площади (Вт/м²), для трубопроводов — в ваттах на погонный метр (Вт/м)]. В Методических указаниях МУ 34-70-184-87 представлены зависимости нормативных значений тепловых потоков от температуры теплоносителя.

Опыт работы показал, что для ориентировочной оценки состояния тепловой изоляции, например, всех котлоагрегатов ТЭС достаточно обследовать только один котел в цехе. Места наибольших утечек теплоты, как правило, повторяются. Часто большие ее потери возникают в районе свода топки.

Удачное техническое решение было принято на ТЭЦ Новокуйбышевского нефтеперерабатывающего завода: обмуровка топки котлов Е-50-3,9 и газоходов была снаружи защищена кожухом, в котором создавался воздушный теплоизолирующий зазор.

При обследовании проводился анализ различных методик определения потерь теплоты от наружного охлаждения. Автором была предложена графоаналитическая методика определения потерь теплоты от наружного охлаждения котлов и сроков окупаемости замены тепловой изоляции, выполнено распределение нормативных потерь тепла по отдельным элементам энергетического котла, оценена экономическая эффективность замены тепловой изоляции котлов.

Полученный опыт работы позволил составлять паспорта тепловой изоляции энергетических котлов и турбин с выдачей соответствующих замечаний и рекомендаций. На сегодняшний день составлены паспорта тепловой изоляции двух энергетических котлов ПТ-87, станционные № 4 и 5, а также турбин Т-100-130, станционный № 8, и ПТ-80-130, станционный № 5 Тольяттинской ТЭЦ.

Состояние тепловой изоляции считается удовлетворительным, если удельные потери тепла через тепловую изоляцию не превышают нормативных значений или превышают их не более чем на 15 %. В этом случае составляется паспорт

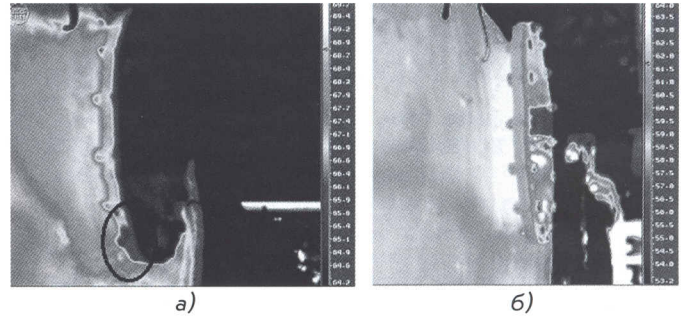


Рис. 3. Термограммы люка вакуумного деаэратора Самарской ТЭЦ до проведения ремонтных работ (а) и после них (б)

тепловой изоляции. Если удельные потери тепла через тепловую изоляцию превышают нормативные значения на 15 – 60 %, состояние ее считается неудовлетворительным и выдается временный паспорт тепловой изоляции сроком на один год. На тепловую изоляцию с потерями тепла, превышающими нормативные значения более чем на 60 %, паспорт не выдается.

Известно, что пар, поступающий в конденсатор из выходного патрубка турбины, всегда содержит воздух, проникающий в турбину через неплотности соединений. При энергетическом обследовании Новокуйбышевской ТЭЦ-2 работники станции предложили установить с помощью термографа места присоса воздуха в вакуумную систему паровой турбины ПТ-60-130, станционный № 5.

Температура поверхности в местах неплотных соединений должна быть несколько ниже (рис. 2), чем на исправных участках, поскольку присасываемый атмосферный воздух холоднее рабочей среды в турбине. После проведения ремонтных работ присосы воздуха в турбоагрегате снизились с 34 до 17 кг/ч.

Аналогичные обследования проводились на Самарской ТЭЦ, где определялись присосы воздуха в вакуумную систему паровой турбины Т-100-130, станционный № 4, и в вакуумный деаэратор (рис. 3). После проведения ремонтных работ присосы воздуха в турбоагрегате Т-100-130 снизились с 18 до 14 кг/ч, а содержание кислорода в воде после вакуумного деаэратора сократилось с 50 до 10 мкг/кг.

Примеры, представленные в статье, не исчерпывают всего объема исследованного оборудования. Тепловизионной диагностике и анализу подвергалось также и вспомогательное оборудование ТЭС и котельных: деаэраторы, трубопроводы, дымовые трубы (рис. 4), мазутное хозяйство и пр., а также печи нефтеперерабатывающих заводов.

Применение термографа Иртис-2000 позволило эксплуатирующим организациям оценить целесообразность проведения ремонтных работ энергетического оборудования, правильно наметить приоритеты и составить производственный план их выполнения.

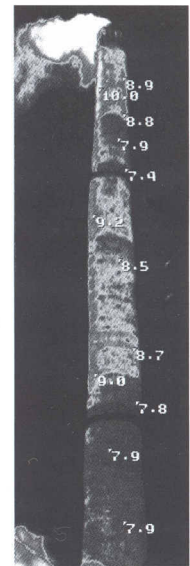


Рис. 4. Термограмма дымовой трубы № 3 Безымянской ТЭЦ

Самарский государственный технический университет.

443100, Самара, Молодогвардейская ул., д. 244.

Тел./факс (846) 278-44-00.

E-mail: postmaster@samgtu.ru