

температуры поверхности металла, концентрации кислоты и типа воздухоподогревателя.

Датчики коррозионного зонда предложено изготавливать из цинка, поскольку в золе топлив он не обнаружен. Следовательно, оседающая за время опыта зола не вносит дополнительной погрешности и, кроме того, реакционная способность цинка намного выше реакционности железа, что существенно повышает чувствительность определения. К достоинствам метода следует отнести простоту оснащения и малую затрату времени для получения конечных результатов.

Показатель КАПС определяется массой металла, прореагировавшего с пленкой серной кислоты, образующейся на поверхности датчика с заданной температурой в течение определенного времени выдержки его в потоке продуктов сгорания:

$$\text{СКАПС} = 1,225 \cdot \Delta G_{\text{Zn}} / (S \cdot \tau), \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с}),$$

где 1,225 – коэффициент пересчета массы цинка в эквивалентное количество SO_3 .

ΔG_{Zn} – убыль массы цинкового датчика, мг.

Расчетная абсолютная погрешность определения КАПС – $\pm 0,08 \text{ мг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$.

УДК 621.311

Особенности работы энергосистемы Республики Беларусь в условиях ввода АЭС

Карницкий Н.Б., Матвеев Е.А.

Белорусский национальный технический университет

В последнее время в связи с ростом потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме и снижением экспортных возможностей соседних энергосистем остро встал вопрос обеспечения баланса мощностей в часы максимальных нагрузок, особенно при сокращении импорта электроэнергии.

Одним из направлений развития энергетической отрасли является введение в эксплуатацию атомной электростанции. При расчетах капиталовложений в строительство АЭС топливные издержки принимаются единовременными, а ввиду длительного срока службы топливных элементов впоследствии себестоимость электроэнергии получается относительно ниже, чем на традиционных тепловых электростанциях. Однако при расчетах эффективности и экономичности работы АЭС необходимо принимать во внимание большое количество факторов работы электростанции совместно с энергосистемой в целом. В первую очередь необходимо учиты-

вать график нагрузок. Как известно, АЭС работает в номинальном режиме с отклонениями от мощности в пределах 5%, а потребление электроэнергии отнюдь не постоянно. Для сохранения баланса мощности в энергосистеме необходимо иметь резервные энергогенерирующие мощности для покрытия пиковых нагрузок, а также продумать компенсацию провалов в графике потребления. Для обеспечения оптимальной надежности энергоснабжения потребителей в случае непрогнозируемого роста электропотребления или аварийного отключения наиболее крупной генерирующей единицы (на сегодняшний день это 300–320 МВт) на электростанциях постоянно имеется резерв мощности. При этом необходимо принять во внимание, что мощность одного блока проектируемой атомной электростанции составит 1200 МВт. Наиболее важное требование к этому резерву – возможность его использования за время не более 15 минут. В связи с отсутствием в энергосистеме высокоманевренного оборудования, способного в течение 15 минут из отключенного состояния набрать нагрузку, резерв мощности находится на включенном оборудовании – так называемый горячий резерв мощности. Кроме того идет тенденция вводить в энергосистему маневренные блоки, способные вступать в работу в течение коротких промежутков времени.

УДК 621.311

Перспективный анализ поврежденных паровых турбин

Пантелей Н.В., Карницкий Н.Б.

Белорусский национальный технический университет

В настоящее время все больше внимания уделяется прогнозированию надежности работы турбоагрегатов и блоков тепловых электростанций, анализу аварийного резерва мощности в энергосистеме. Это связано с тем, что большая часть оборудования электростанций морально устарело и отработало свой проектный ресурс. Достигли предельной наработки все блоки Лукомльской ГРЭС и значительная часть оборудования Могилевской, Жобруйской, Гродненской, Мозырской и Новополоцкой ТЭС. В настоящее время, надежность становится категорией экономической и оказывает влияние на экономичность работы, как отдельных структурных частей ГЭС, так и ТЭС в целом.

Общее количество нарушений в надежности турбинного оборудования за последние 20 лет существенно снизилось. Так, в 1992 году количество отказов оборудования по различным причинам составляло 241 случай, а в 2010 году – 75 случаев. Снижение общего количества нарушений объясняется во многом снижением количества работающих турбоагрегатов из-за