

УДК 621.313

В.В. Шевченко¹, И.Я. Лизан²¹Национальный технический университет «ХПИ», Харьков²Учебно-научный профессионально-педагогический институт УИПА, Артемовск

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОТ ПО ИХ ВОССТАНОВЛЕНИЮ ИЛИ УСТАНОВЛЕНИЯ НЕОБХОДИМОСТИ ЗАМЕНЫ

Показана связь между режимами работы турбогенераторов и энергетическими параметрами энергосистемы, предложен способ оценки состояния турбогенераторов для установления возможности их дальнейшей эксплуатации на блоках станций. Предложена методика оценки технического состояния с учетом проведенных испытаний на остановленном турбогенераторе и с учетом данных, выполненных в режиме on-line. Сделаны выводы, что на основании этой оценки можно определить возможность (или нет) продления срока эксплуатации турбогенератора после окончания его срока службы, установить типы и объемы ремонтов. По предлагаемой оценке можно также сделать вывод о необходимости замены турбогенератора, который отработал срок эксплуатации. Оценка велась по техническим параметрам без учета экономических аспектов, т.к. последние в настоящее время слишком неопределенные и меняются в зависимости от завода-изготовителя или фирмы, которая выполняет ремонты. Оценка проведена с учетом перспективного развития отечественной электроэнергетики, приоритетов использования турбогенераторов определенных мощностей (200, 300, 1000 МВт) и уровня развития сопутствующих отраслей, с учетом темпов нарастания объемов стареющего оборудования.

Ключевые слова: турбогенератор, конкурентоспособность, энергетическая независимость, реабилитация электрооборудования, остаточный срок эксплуатации, эксплуатационная надежность.

Введение

Постановка проблемы. При проведении оценки технического состояния электрооборудования, в частности, турбогенераторов (ТГ), рассматриваются основные, наиболее уязвимые узлы, которые определяют и ранжируют по параметрам конструкции, по монтажу обмоток и сердечников статора и ротора, по их основным показателям работы. При оценке используют результаты визуальных осмотров и испытаний, собирают статистические данные. Необходимо учитывать состояние механических элементов и режимные параметры ТГ, которые могут повлиять на надежность работы, определить необходимость проведения их ремонта (восстановления) или определить необходимость замены новыми.

При проектировании новых ТГ, как для внешне-го, так и для внутреннего рынков, необходимо учитывать, что отечественные ТГ должны соответствовать мировым стандартам, что позволит поддержать их конкурентоспособность. Следует понимать, какие машины потребуются в ближайшее время для модернизации или полного обновления оборудования, знать общемировую тенденцию развития электроэнергетики и, соответственно, какие будут нужны типы ТГ и какие требования будут к ним предъявляться:

– нужно ли проводить работы по созданию ТГ предельной мощности (1000 – 1500 МВт и более) или следует все экономические возможности направить на техническое совершенствование ТГ среднего диапазона мощности (200 – 300 МВт);

– знать диапазон электромагнитных нагрузок и массогабаритные показатели по мировым стандартам;

– в новых конструкциях необходимо обеспечивать максимальную эксплуатационную надежность, высокую прочность элементов конструкции, допустимые температурные показатели за счет внедрения современных систем охлаждения.

В период экономического спада, помимо технических показателей, необходимо учитывать экономические факторы, например, одним показателем, характеризующимся отношением кг/кВт [1, 2]. Также необходимо учитывать приоритеты совместного развития мировой экономики и промышленности, технологические, ресурсные и экологические возможности и взаимное влияние указанных факторов [3]. Разработаны новые материалы, новые технологии, использование которых при создании новых ТГ позволяет не только повысить их качество и надежность, но и обеспечить высокую унификацию, снизить себестоимость производства и эксплуатационные расходы.

Анализ последних исследований и публикаций позволяет сделать вывод, что по-прежнему определение направлений развития и установление научных проблем дальнейшего совершенствования мощных ТГ не закончено. Каждая электромашиностроительная фирма, занимающаяся созданием ТГ, в равной степени решает вопросы повышения предельной мощности ТГ и совершенствования средних по мощности ТГ [2 – 6]. Например, в 2007 г. в России было подписано Соглашение об организации совместного предприятия СП «Альстом-Атомэнергомаш» с долями: «Атомэнергомаш» – 51%, французский энергомашиностроительный «Альстом» – 49% [5]. Целью этого Соглашения являлось производство ТГ 1200 МВт для АЭС в России и за рубежом, с перспектив-

ным увеличением мощности до 1800 МВт. Планировалось в 2011 г. начать производство с 1,5 комплектов в год с выходом на проектную мощность в 2015 г. – 3 комплекта в год. Общий заказ составлял 15 турбогенераторов 1200 – 1800 МВт до окончания срока действия Соглашения в 2017 г. включительно. На заводах General Electric (США), Parsons и English Electric (Великобритания) проектируют генераторы мощностью до 2000 МВт [6]. Для отечественной энергетики в настоящее время рассматриваются ТГ мощностью 1500 МВт для работы в блоке с атомными реакторами [1 – 3]. Переход к ТГ таких мощностей приводит к снижению удельных затрат на материалы, на удельные капиталовложения при сооружении станций, к снижению стоимости электроэнергии: удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности для ТГ 1000 МВт почти в 2 раза меньше, чем для ТГ мощностью 325 МВт. ТГ большой единичной мощности имеют более высокое значение КПД. Основная проблема – обеспечение достаточно-го, более интенсивного охлаждения [4].

Развитие отечественного турбогенераторостроения имеет свои особенности, которые определяются тем, что уже сегодня на многих ТЭС количество ТГ, отработавших свой эксплуатационный срок, приближается к 90 % (официальная версия) [2]. Например, из 10 блоков Змиевской ТЭС шесть были введены в эксплуатацию в 1961-1969 годы, и их срок эксплуатации превышает 40 лет. Три – в середине 80-х годов. И только один ТГ был заменен в 2009 г. Уровень турбогенераторостроения определяет в целом уровень развития электроэнергетики любой страны и, в определенной степени, ее энергетическую независимость. Поэтому оценка перспектив дальнейшего использования ТГ, установление объемов работ по модернизации при практически полной невозможности полной замены, становится первоочередной.

Целью статьи является установление критериев оценки состояния ТГ по их параметрам для определения возможности их дальнейшего использования при завершении срока эксплуатации и после проведения работ по модернизации с учетом реального соотношения темпов нарастания объемов стареющего оборудования.

Изложение основного материала

Для проведения контроля состояния ТГ необходимо знать критерии, которым он должен соответствовать. Также следует учитывать экономические возможности производства и перспективные цели. Отечественные ТГ пока остаются конкурентоспособными, но в условиях усиления конкурентной борьбы за право поставок энергетического оборудования на мировой рынок, требуют значительных научно-технических шагов в совершенствовании конструкции, в повышении качества и экономичности, в поддержании эксплуатационных показателей. При проведении модернизации, полных или частич-

ных ремонтов следует обеспечить следующие требования:

1) увеличение сроков службы и межремонтных периодов, снижение расходов на обслуживание и ремонты, обеспечение надежности и долговечности узлов и деталей. Вопрос снижения расходов на обслуживание и ремонты может решаться путем повышения мощности ТГ в единичном исполнении. В конце 70-х годов 20-го века это направление было приостановлено на границе 1200 МВт, т.к. невозможно было обеспечить устойчивое состояние энергосистемы в случае аварийного останова генерирующей единицы. Существовала и проблема изготовления роторов для таких крупных ТГ. В настоящее время энергосети стали более мощными и, соответственно, более устойчивыми к «выпадению» из системы мощного генератора, также расширились возможности металлургической промышленности;

2) необходимо повышать коэффициенты готовности и маневренности, запасы мощности и эксплуатационной надежности. Последнее особенно трудно обеспечить с учетом мировой тенденции отказа от повышенных запасов механической прочности (из-за требований снижения массогабаритных показателей) и от service-factor-a [3];

3) следует учитывать требование обеспечения безаварийной работы ТГ в нестационарных режимах (например, в режиме потребления реактивной мощности, т.е. в режимах недовозбуждения) [2];

4) необходимо применение средств технической диагностики состояния наиболее напряженных узлов и элементов в режимах on-line, а также при плановых и аварийных ремонтах [4]. Большая рабочая длина «вала» турбоагрегата: турбина – ТГ – возбуждатель – вращающийся выпрямитель (у ТВВ-1000-4УЗ эта длина достигает 75 м), – требует установки комплекса измерительной аппаратуры, позволяющего определять амплитуды и фазы вибраций не только подшипников, но и роторов в различных сечениях, и позволяющего производить гармонический анализ этих колебаний. Для ТГ меньшей мощности, с более «коротким» валом, проблема усугубляется снижением уровня демпфирования из-за отсутствия демпферных обмоток, функции которых принимают на себя вихревые токи, замыкающиеся по массивным участкам стали ротора. Они в недостаточной степени ограничивают вибрацию и компенсацию механических воздействий на ротор ТГ;

5) использование современных систем охлаждения – при проведении модернизации ТГ мощностью 200-300 МВт (некоторые фирмы указывают и более высокую мощность [2, 6]) следует заменить водород в объеме машины на воздух [4]. Это потребует также проведения реконструкции систем охлаждения и систем маслообеспечения.

Применение воздушного охлаждения возможно при использовании современных технических решений: применение схемы вентиляции с более ин-

тенсивной циркуляцией воздуха и непосредственным охлаждением обмоток (подпазовые каналы в пазах роторов и т.д.), применение в конструкции электротехнических стале́й с малыми удельными потерями и изоляции более высокого класса нагровостойкости. Возврат к воздушному охлаждению в ТГ с большей мощностью, чем в исторически первых появившихся «воздушных» машинах, во многом определяется требованиями энергетики и новыми техническими возможностями. В настоящее время достигнут максимальный уровень использования воздушного охлаждения в ТГ 400 МВт/500 МВА (фирма «Альстом», Франция) [6];

б) обеспечение возможности эксплуатации ТГ в особых режимах, в частности, в режимах недо возбуждения. В электрических сетях обострились проблемы поддержания нормативных значений напряжения и частоты, баланса реактивных и активных энергий, компенсации избытков реактивного тока. Эта проблема настолько серьезна, что в настоящее время стоит вопрос не о генерации турбогенераторами реактивного тока в сеть (работа ТГ с опережающим $\cos\varphi$), а о его потреблении.

Существует достаточно много способов обеспечения баланса активной и реактивной энергии в системе, как «классических» (использование индуктивных реакторов, снижение в ночные часы выработки электроэнергии, вплоть до перевода ТГ в режим потребителей электроэнергии, как, например, в насосный режим на ГАЭС), так и более новых, которые ранее не использовались. На АЭС, после аварии на ЧАЭС, практически запрещено снижать нагрузку ТГ, но возможна их эксплуатация с увеличенным значением коэффициента мощности до (0,99–0,995). Ведутся исследования возможности эксплуатации ТГ в режиме некоторого недо возбуждения, о переводе ТГ небольшой мощности в режим синхронных компенсаторов или даже об изменении типов установленных ТГ, (например, использование турбогенераторов асинхронизированного типа – АСТГ).

В условиях, когда полная замена стареющего электрооборудования практически невозможна, возможность его использования сводится к повышению долговечности. Пути решения этой проблемы существенно отличаются от обычных методов повышения безотказности и обеспечения ремонтнопригодности. Оценку необходимо выполнять по данным генераторов одного типа. Снижение электрической и механической надежности отдельных узлов генератора, которые подлежат частой проверке, могут быть оценены во время профилактических ремонтов, которые проводятся согласно графику (каждые 3 – 5 лет). Внешний осмотр, который проводится при этих ревизиях, не может дать окончательных данных о возможных отказах элементов ТГ и поэтому они могут быть установлены только тогда, когда произойдет реальный отказ отдельных узлов, что может привести к отказу генератора и

поставить под угрозу безопасность персонала. Главные причины отказов ТГ имеют электрическую или механическую природу:

- уменьшение сопротивления изоляции обмоток статора и ротора;
- увеличение токов утечки, коэффициента адсорбции и электрического сопротивления обмоток;
- увеличение рабочих температур;
- увеличение разности фазовых токов обмотки статора и появление частичных разрядов;
- неравномерность воздушного зазора;
- возрастание вибраций вала.

Время эксплуатации (возраст) генератора является важным критерием в оценке состояния его конструктивных элементов. Нарботку ТГ сопоставляют с типом конструкции: конструкция обмоток статора и ротора, тип изоляции, способ крепления статора на фундаменте и т.п. Ремонту подлежат все элементы генератора, а не только те, которые определили необходимость останова на ремонт.

Перечислим критерии, которые обычно определяют необходимость проведения ремонта в ТГ:

- 1) нарушения обмотки статора (возгорание, потеря диэлектрических характеристик и разрушение изоляции);
- 2) увеличение числа и продолжительности вынужденных остановок из-за повторяющихся аварий обмотки статора, витковых замыканий в обмотке ротора, появление трещин и разрывов механических элементов, утечки масла и других причин, требующих проведение демонтажа ТГ;
- 3) деформация сердечника статора и воздушного зазора из-за смещения или подвижки элементов крепления узлов и элементов генератора;
- 4) проявление режимных ограничений, которые приводят к снижению мощности, вызывают избыточный нагрев, вибрацию, межкатушечные замыкания и другие проблемы.

Повышение долговечности эксплуатации ТГ сводится к повышению остаточного срока службы ($\Delta T_{\text{ост}}$). Методы количественной оценки $\Delta T_{\text{ост}}$ для электроустановок разработаны недостаточно полно. Для продления срока службы необходимо создавать автоматизированную систему контроля состояния ТГ, совершенствовать методы оценки его технического состояния, а также обеспечивать методическую поддержку персонала, который эксплуатирует оборудование с продленным сроком эксплуатации. Разрабатываемые методы должны обеспечивать обоснованную периодичность и объемы ремонтов, определять работы по снижению влияния износа.

Создание методов количественной оценки надежности и показателей долговечности по сочетанию различных признаков: время и условия эксплуатации, количество и тип ремонтов, работа в нештатных режимах и т.д., – должно начинаться со сбора статистических данных. Отдельно следует вести исследования для режимов номинальной экс-

плуатации и для режимов непрерывного воздействия факторов, вызывающих увеличенную скорость износа при несоответствии условий работы номинальным: аварии, перегрузочные режимы, unplanned остановки, воздействия со стороны приводных турбин или энергосистемы. Даже для однотипных ТГ остаточный срок службы может отличаться и во многом зависит от скорости износа ($V(t)$):

– одинаковая скорость износа ($V(t)=const$) свойственна однотипным элементам, имеющим одинаковую нагрузку;

– нарастающая скорость износа ($dV(t)/dt>0$), наблюдается у элементов, нагрузка которых превышает допустимое значение;

– замедленный износ ($dV(t)/dt<0$) возможен у ТГ, у которых на этапе изготовления был заложен дополнительный «запас прочности» (service – factor, дополнительный механический запас и т.д.).

Все расчеты и исследования ведутся на основании полной информации о техническом состоянии ТГ, о случаях повреждаемости, ремонтов и технического обслуживания, что позволяет провести анализ эксплуатационной надежности оборудования, рассчитать показатели безотказности, ремонтпригодности и долговечности, дать рекомендации по снижению аварийности и повышению остаточного срока службы. Техническое состояние ТГ в момент времени t может быть определено [4]:

$$\delta C_{\Sigma}^*(t) = \sum_{j=1}^n \delta C_j \cdot [1 - \delta M^*(P_j, t)], \quad (1)$$

где $\delta C_{\Sigma}^*(t)$ – относительная величина остаточной стоимости ТГ; n – число эквивалентных элементов ТГ; δC_j – относительная величина затрат на замену j -го элемента; $\delta M^*(P_j, t)$ – относительная величина среднего износа j -го элемента.

Если износ j -го элемента генератора происходит непрерывно, то

$$\delta M^*(P_j, t) = \sum_{i=1}^m P_{j,i}(t) / (m \cdot P_{j,lim}), \quad (2)$$

где m – число измерений при контрольных испытаниях ТГ на износ; $P_{j,i}(t)$ – результат i -го измерения показателя износа (P) j -го элемента турбогенератора в момент t ; $P_{j,lim}$ – предельно допустимое значение показателя износа j -го элемента.

При дискретном характере износа:

$$\delta M^*(P_j, t) = \sum_{i=1}^{r_d} (i \cdot Q_i(t)), \quad (3)$$

где r_d – допустимое число дискретных воздействий; $Q_i(t)$ – вероятность проявления i дискретных воздействий в момент t .

Точность оценки $\delta C_{\Sigma}^*(t)$ определяется функцией распределения показателей износа $F(P_j, t)$ в момент t :

$$F_{\Sigma}^{-1}(P_i) = \sum_{j=1}^n [\delta C_j \cdot F_j^{-1} \cdot (1 - P_i)], \quad (4)$$

Функция выработанного ресурса позволяет оценить средний срок службы невосстанавливаемого элемента ТГ, лет:

$$M^*(T_{lim}) = F_{\Sigma}^{-1}(0,63).$$

Определение превышения допустимого ресурса позволит вовремя остановить ТГ и заменить отработавшие свой срок узлы и единицы, избежать аварийных отказов, unplanned длительные простои, оценить возможность (или нет) его дальнейшей эксплуатации [7, 8].

Одним из возможных способов установления целесообразности дальнейшей эксплуатации ТГ или его обязательной замены может стать суммарный анализ состояния отдельных элементов, который представлен в табл. 1, где был дан анализ элементов, отказ которых наблюдался наиболее часто на практике и был причиной аварийных остановов.

Для более точного результата такие таблицы следует составлять для нескольких ТГ одной серии, одинаковой (или близкой) мощности, работающих при подобных эксплуатационных режимах, например, для ТГ, установленных на одной станции и имеющих подобную историю. При невозможности точной оценки целесообразно указать самый вероятный ответ или принять его равным 25 % от максимального для данной серии. Данные колонки табл. 1 («Реальная оценка, пример») получены из анализа статистических данных аналогичных, более подробных таблиц, в которых рассмотрены основные элементы, подлежащие анализу.

Выводы

1. Установление диапазонов мощности ТГ, которые подлежат модернизации, является важным аспектом в период экономического кризиса. Перспективно значительное повышение мощности ТГ в единице исполнения, но для Украины наиболее перспективно решать вопросы модернизации и продления срока эксплуатации ТГ среднего диапазона мощности (200 – 300 МВт), которые являются основным электрооборудованием ТЭС страны.

2. Рост единичной мощности ТГ приводит к снижению удельных затрат на материалы, на капиталовложения при сооружении станций и, в результате, к снижению стоимости электроэнергии.

3. Для обеспечения устойчивости работы энергосистемы необходимо, чтобы ТГ взяли на себя функцию регулирования в сети реактивной энергии. Классические ТГ не рассчитаны на эти режимы, поэтому одним из возможных способов решения проблемы является применение АСТГ или обеспечение в новых конструкциях ТГ большей маневренности.

4. В экономических условиях, когда полная замена стареющего электрооборудования в стране практически невозможна, проблема использования этого оборудования сводится к проблеме повышения его долговечности, к повышению надежности путем

Таблиця оцінки (укрупнена) стану турбогенератора

Елемент ТГ, підлягає діагностиці		Оцінка, в балах		Оцінка стану в відповідності з отриманими балами	
		возмо- жний діапазон	реальна оцінка/% (приклад)		
Статор	Охолодження статора (проблеми з системою охолодження, аварійні перевищення температури)	5	1/20	повторна ревизія в номінальному режимі (без зупинки)	
	Оцінка стану на етапі прироботки, т.е. оцінка якості проектування та виготовлення, (число аварій, нештатних зупинок)	5	2/40	аналіз технічної документації (в номінальному режимі без зупинки)	
	Історія (число аварій, нештатних зупинок)	5	3/60	необхідні додаткові випробування статора при ремонті	
	Результати візуального огляду (кріплення катушок, стан бандажів, цілісність клин'єв, сліди частинних разрядів – наявність білої пилі)	5	4/80	необхідно повне технічне обслуговування, бажано заміна статора	
	Стан ізоляції (цілісність, наявність тріщин, сліди руйнування)	10	5/50	необхідно підвищений контроль та технічне обслуговування	
	Стан ізоляції: вимірювання опору при допомозі мегомметра (МОм на фазу):	менше 500	0		–
		від 100 до 500	3		повторна ревизія в номінальному режимі (без зупинки)
		від 50 до 100	10	5/50	необхідні додаткові випробування статора при ремонті
		від 30 до 50	10		бажано зупинка та контроль
		менше 30	15		аварійна зупинка
Вібрація (кожен 10% над гранично допустимим значенням 2,8 мм/с додає 1 бал)	10	2/20	необхідно підвищений контроль та повне технічне обслуговування		
Сумарний результат оцінки стану статора (max)		55	22/40	можлива модернізація та продовження експлуатації	
Ротор	Охолодження ротора (проблеми з системою охолодження, аварійні перевищення температури)	5	3/60	необхідно підвищений контроль та капітальний ремонт	
	Оцінка стану на етапі прироботки, т.е. оцінка якості проектування та виготовлення, (число аварій, нештатних зупинок)	5	2/40	аналіз технічної документації в номінальному режимі (без зупинки)	
	Історія (число аварій, нештатних зупинок)	5	2/40	аналіз технічної документації в номінальному режимі без зупинки	
	Результати візуального огляду (радіальне кріплення катушок, стан бандажів, цілісність клин'єв, сліди частинних разрядів – наявність білої пилі)	5	4/80	необхідно повне технічне обслуговування та капітальний ремонт	
	Стан ізоляції (цілісність, наявність тріщин, сліди руйнування)	10	7/70	необхідно капітальний ремонт	
	Стан ротора (тріщини поповерхових, вимивання міді обмотки, стан ізоляції бандажа)	10	9/70	необхідна заміна ротора	
	Стан ізоляції: вимірювання опору при допомозі мегомметра (МОм на фазу):	менше 500	0		
		від 100 до 500	3		
		від 50 до 100	5		
		від 30 до 50	10	10/100	необхідна заміна ротора
менше 30		15			
Сумарний результат оцінки стану ротора (max)		65	37/57	необхідна заміна ротора	
Механічні елементи та допоміжне обладнання	Підшипники (охолодження, сліди масла, стан проб масла, знос, електрокорозія вкладишів)	10	8/80	необхідна заміна камер підшипників	
	Система гідропід'єму (охолодження, наявність слідів масла, падіння тиску)	5	4/80	необхідно капітальний ремонт	
	Опорні елементи (стан заделки, відхилення зазору, растрескивание бетону, анкерів, стан фундаменту)	5	3/60	необхідно підвищений контроль та повне технічне обслуговування	
	Охладитель (стан ребер, трубок, корозія трубок, корозія водяних камер, вимірювання витрати повітря при обертанні машини)	10	2/20	контроль та технічне обслуговування	
	Щеточний апарат (стан поверхні контактних коліс, рівень зносу та стан щеток)	10	8/80	необхідно повний ремонт, заміна щеток	
	Сумарний результат оцінки стану механічних елементів та допоміжного обладнання		40	25/62,5	необхідно капітальний ремонт та повна заміна щеток

розробки методів прогнозування показателів довговечності ТГ, непрерывного контролю і оцінки можливості його дальнішої безаварійної роботи.

5. Оцінка технічного стану обладнання і його елементів проводиться в цілях визначення можливості їх дальнішої експлуатації або встановлення необхідності ремонтно-технічного обслуговування, реабілітації або повної заміни.

6. Аналізуючи дані, отримані в табл. 1, можна рекомендувати обов'язкову заміну ТГ, якщо основні показателі відмови елементів перевищать 65 %. Якщо показателі знаходяться в межах (35 – 65)%, рекомендується проведення капітального ремонту або модернізації, шляхом заміни одного з основних елементів. При більш низьких показателях можливо проведення ремонтних робіт по місцю роботи електрообладнання.

Список літератури

1. Шевченко В.В. Перспективна оцінка становлення енергетичної системи України / В.В. Шевченко // Електрика. – М.: ООО Наука і технології. – 2012. – № 9. – С. 10-15.
2. Шевченко В.В. Основні задачі, проблеми і напрямки розвитку вітчизняного турбогенераторостроєння / В.В. Шевченко // Енергетика та електрифікація. – 2012. – № 10. – С. 33-39.

3. Кузьмін В.В. Оптимізація масогабаритних параметрів неактивних частин турбогенераторів / В.В. Кузьмін, В.В. Шевченко, А.Н. Минко. – Х.: Монограф, 2012. – 246 с.

4. Шевченко В.В. Розвиток систем охолодження і оптимізація конструкцій турбогенераторів: монографія / В.В. Шевченко, А.Н. Минко. – Х.: Іванченко, 2013. – 242 с.

5. [Електрон. ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.proatom.ru/modules.php?name=News&file=article&sid=3701>.

6. William G. Moore. Inspection, repair and rewind experience on large, air-cooled, high voltage generators / G. William // National Electric Coil. – USA. – CIGRE. – A1_213_2010. – P. 1-13.

7. Шевченко В.В. Пропозиції по модернізації конструкцій турбогенераторів, обробланих технічним ресурсом / В.В. Шевченко, А.Н. Минко, С.А. Лукьянчикова // Електрика. – М.: ООО Наука і технології. – 2015. – № 3. – С. 8-13.

8. Шевченко В.В. Модернізація конструкцій вітчизняних турбогенераторів з урахуванням вимог підтримки їх конкурентоспособності / В.В. Шевченко, А.Н. Минко // Вісник НТУ «ХПІ». – Х.: НТУ «ХПІ». – 2014. – №38 (1081). – С. 146-155.

Поступила в редколлегию 7.04.2015

Рецензент: д-р техн. наук, проф. Т.П. Павленко, Національний технічний університет «ХПІ», Харків.

ОЦІНКА ТЕХНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ РОБІТ З ЇХ ВІДНОВЛЕННЯ АБО ВСТАНОВЛЕННЯ НЕОБХІДНОСТІ ЗАМІНИ

В.В. Шевченко, І.Я. Лизан

У роботі показано зв'язок між режимами роботи турбогенераторів та енергетичними параметрами енергосистеми, запропоновано спосіб оцінки стану турбогенераторів для встановлення можливості їх подальшої експлуатації на блоках станцій. Запропоновано методику оцінки технічного стану з урахуванням проведених випробувань на зупиненому турбогенераторі і з урахуванням даних, виконаних в режимі on-line. Зроблено висновки, що на підставі цієї оцінки можна визначити можливість (або ні) продовження терміну експлуатації турбогенератора після закінчення його терміну служби, встановити типи та обсяги ремонтів. За пропонуваною оцінкою можна також зробити висновок про необхідність заміни турбогенератора, який відпрацював термін експлуатації. Оцінка велася за технічними параметрами без урахування економічних аспектів, тому що останні в даний час занадто невизначені і змінюються в залежності від заводу-виробника або фірми, яка виконує ремонти. Оцінка проведена з урахуванням перспективного розвитку вітчизняної електроенергетики, пріоритетів використання турбогенераторів визначених потужностей (200, 300, 1000 МВт) і рівня розвитку супутніх галузей, з урахуванням темпів наростання об'ємів старіючого обладнання.

Ключові слова: турбогенератор, конкурентоспроможність, енергетична незалежність, реабілітація електрообладнання, залишковий термін експлуатації, експлуатаційна надійність.

EVALUATION OF THE TECHNICAL PARAMETERS OF TURBOGENERATORS FOR DETERMINE THE WORKS FOR THE RESTORE THEM OR TO REPLACE

V.V. Shevchenko, I.Ya. Lizan

In the work indicated a link between modes of operation of turbo generators and of the energy parameters the power system. A method of turbogenerators assessment has been proposed for establish the possibility of their further use in the blocks of power plants. Methods of assessing the technical condition turbogenerator were obtained with the tests carried out on a standstill turbogenerator and with the data that were obtained in the mode on-line. In the paper conclusions are made that on the basis of this assessment can determine the possibility (or not) extend the life of the turbogenerator after the end of its useful life; can set the type and amount of repairs. Such an assessment makes it possible to draw a conclusion about the need to replace the turbogenerator, which has worked operating life. Evaluation was conducted on technical parameters without economic aspects, as they are currently uncertain and vary depending on the manufacturer or the company that performs repairs. The evaluation was conducted taking into account the promising development of the domestic electro energy, taking into account the priorities for the use of certain capacity of turbogenerators (200, 300, 1,000 MW). We used knowledge of the development level the related industries and the rate of increase in the number of aging equipment.

Keywords: turbogenerator, competitiveness, energy independence, rehabilitation of electrical equipment, residual service life, operational reliability.