

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВОДОПОДГОТОВКИ В СИСТЕМАХ НЕПОСРЕДСТВЕННОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОБМОТОК СТАТОРОВ МОЩНЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ И ЕЁ ВЛИЯНИЕ НА БЕЗОПАСНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ БЛОКОВ АЭС

Г.М. Федоренко¹, докт. техн. наук, А.В. Выговский², канд. техн. наук

¹ – Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

² – Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины,
ул. Кирова, 36а, Чернобыль, Киевская обл., 07270, Украина

Приведены статистика повреждений турбогенераторов АЭС Украины за 2003–2010 гг. и краткая справка по водородному показателю, обоснована необходимость контроля водородного показателя дистиллята обмоток статоров мощных турбогенераторов. Библ. 11, рисунок, табл. 2.

Ключевые слова: турбогенератор, коэффициент готовности, стержень, обмотка статора, водоподготовка, водородный показатель.

За период 2003–2010 гг. на АЭС произошло несколько повреждений турбогенераторов, вызванных причинами, которые систематически проявляют себя и стали уже типовыми. К ним можно отнести:

- рассоединение распорно-клиновых узлов лобовых частей;
- изломы элементарных проводников стержней в местах припайки их к наконечникам;
- нарушение герметичности систем водяного охлаждения обмоток статоров;
- язвенная коррозия меди полых проводников стержней обмоток статоров;
- витковые замыкания в катушках обмоток роторов;
- пробой по поверхности гильз роторного паза;
- нарушения паяных соединений в обмотках роторов;
- расплавление токоведущих болтов в роторах.

В табл. 1 приведены показатели повреждаемости турбогенераторов энергоблоков АЭС Украины на протяжении 2003–2010 гг.

Удельная повреждаемость турбогенераторов типа ТВВ-1000-2 за восемь лет (табл. 1) составила 0,35 повреждения на генераторо-год эксплуатации, что в семь раз больше, чем аналогичный показатель турбогенераторов в четырехполюсном исполнении типа ТВВ-1000-4УЗ (0,05), и в 3,5 раза больше, чем у турбогенераторов мощностью 220 МВт энергоблоков № 1 и 2 Ровенской АЭС типа ТВВ-220-2УЗ (0,11). За это время недовыработка электроэнергии из-за вынужденных остановок энергоблоков, причиной которых были отказы турбогенераторов ТВВ-1000-2УЗ, составила 6592,99 млн кВт·ч.

Таким образом, потери только из-за недовыработки электроэнергии, вызванной недостаточной надежностью турбогенераторов типа ТВВ-1000-2УЗ, за семь лет составили около 185 млн долл. США (при себестоимости 1 кВт·ч в 2,8 долл. США). И это без учета затрат на проведение ремонтных работ, материалов и запасных частей.

Основными показателями надежности турбогенераторов являются наработка на отказ, коэффициент готовности и коэффициент аварийности.

Средняя наработка на отказ определяется как отношение суммарной наработки объекта, работоспособность которого может быть возобновлена, к математическому ожиданию количества его отказов в течение этой наработки. Статистическую оценку средней наработки на отказ для каждого турбогенератора можно получить как отношение суммарной наработки

за рассмотренный период к количеству отказов за этот период $T = \frac{t_{\Sigma}}{r}$, где r – количество отказов за время суммарной наработки t_{Σ} .

Таблица 1

Тип турбогенератора	ТВВ-220-2У3	ТВВ-1000-4	ТВВ-1000-2
2003 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	3
Количество повреждений	0	0	2
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	0	0	318,34
2004 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	3
Количество повреждений	1	0	2
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	1,15	0	66,17
2005 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	3
Количество повреждений	1	0	1
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	1,01	0	98,7
2006 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	5
Количество повреждений	0	1	2
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	0	12,5	2481,53
2007 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	5
Количество повреждений	1	1	3
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	7,7	11,7	352,396
2008 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	5
Количество повреждений	0	0	2
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	0	0	2301,42
2009 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	5
Количество повреждений	0	1	0
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	0	19,53	0
2010 год			
Количество на АЭС Украины	4	8	5
Количество повреждений	0	0	2
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	0	0	974,43
Итого за восемь лет (2003–2010 гг.)			
Количество повреждений	3	3	14
Недовыработка электроэнергии, млн кВт·ч	9,86	43,73	6592,99
Удельная повреждаемость, ед. на генераторо-год эксплуатации	0,11	0,05	0,35

Коэффициент готовности характеризует пригодность объекта к использованию по назначению в любое время за исключением запланированных периодов, когда его использование не предусмотрено. В данном случае он определялся как отношение наработки за период, который рассматривается, к сумме наработки и времени возобновления после отказов за этот же период $K_G = \frac{t_\Sigma}{t_\Sigma + t_{B\Sigma}}$, где $t_{B\Sigma}$ – время, потраченное на возобновление после отказов за период, который рассматривается.

$$\text{Коэффициент аварийности составляет } K_A = 1 - K_G = \frac{t_{B\Sigma}}{t_\Sigma + t_{B\Sigma}}.$$

В качестве комплексного показателя оценки эффективности изменения надёжности турбогенераторов лучше принять коэффициент аварийности [10]. Это связано с тем, что чувствительность K_A значительно выше, чем чувствительность K_G . Проиллюстрируем этот факт

примером: если K_T турбогенератора равен 0,933, то $K_A = 0,067$, после проведенных ремонтных работ и модернизации $K_T = 0,95$ и $K_A = 0,05$, тогда изменение K_T составляет 4,5 %, а изменение K_A – 25,4 %.

Для расчета показателей надежности турбогенераторов необходимо иметь данные относительно длительности плановых простоев энергоблока (планово-предупредительные ремонты, обслуживание и тому подобное). В данном случае средняя длительность планово-предупредительных ремонтов (капитальных и средних, согласно данным НАЭК «Энергоатом» за 2002 г.) каждого энергоблока принята равной 81,5 суток (1956 часов) на год.

В табл. 2 приведены коэффициенты готовности турбогенераторов типа ТВВ-1000-2 энергоблоков АЭС Украины в 2003–2010 гг. [11].

Наработка на отказ турбогенераторов ТВВ-1000-2УЗ не отвечает требованиям МСТ-533-2000 (18000 ч). Коэффициент готовности турбогенераторов типа ТВВ-1000-2 (в соответствии с теми же требованиями) должен составлять не менее 0,995. Как следует из табл. 2, коэффициент готовности только двух (РАЭС-3 и ХАЭС-1) турбогенераторов энергоблоков украинских АЭС отвечает этим требованиям, средний же по НАЭК коэффициент готовности этих турбогенераторов значительно ниже.

Для турбогенераторов типа ТВВ-1000-2УЗ большое влияние на теплотехническую надежность, то есть свойство турбогенератора сохранять в течение заданного времени нормальный теплоотвод от активной зоны в стационарном режиме работы в условиях случайных отклонений параметров активной зоны от номинальных значений, обусловленных технологическими погрешностями, и эксплуатации турбогенератора в целом, имеет работа системы охлаждения обмоток статора. Перегрев или термический дефект составляет опасность не только из-за повышения вероятности теплового пробоя корпусной изоляции, но и в результате механического влияния на медные проводники и изоляцию стержня. Последнее обстоятельство может быть вызвано ограничением теплового удлинения данного стержня, связанного через детали крепления с другими стержнями, нагревы которых значительно ниже. Сжатие медных проводников приводит к деформации стенок полых проводников с частичным перекрытием водяных каналов. Сжатие корпусной изоляции приводит к образованию опоясывающих складок и трещин в изоляции на выходе из паза, что связано с опасностью следующего замыкания меди на зубец.

Таблица 2

Энергоблок	Коэффициент готовности по годам, о.е.								Средний за восемь лет коэффициент готовности, о.е.
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
РАЭС – 3	1,0	0,991	0,985	1,0	0,994	1,0	1,0	1,0	0,996
ХАЭС – 1	0,998	0,991	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,998
ЮУАЭС – 3	0,955	1,0	1,0	0,636	0,954	0,95	1,0	0,997	0,937
РАЭС – 4*	–	1,0	0,933	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,989
ХАЭС – 2*	–	1,0	1,0	1,0	1,0	0,665	1,0	0,863	0,933
Средний по НАЭК	0,984	0,996	0,984	0,927	0,989	0,923	1,0	0,972	0,971

* Примечание: энергоблок № 4 РАЭС 10.10.04 – 06.04.06 – этап освоения мощности
с 06.04.06 – коммерческая эксплуатация
энергоблок № 2 ХАЭС 07.08.04 – 15.12.05 – этап освоения мощности
с 15.12.05 – коммерческая эксплуатация

Система водяного охлаждения обмоток генераторов должна обеспечивать качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, приведённых в технической характеристике, если в инструкции завода-изготовителя не указаны более жесткие требования*.

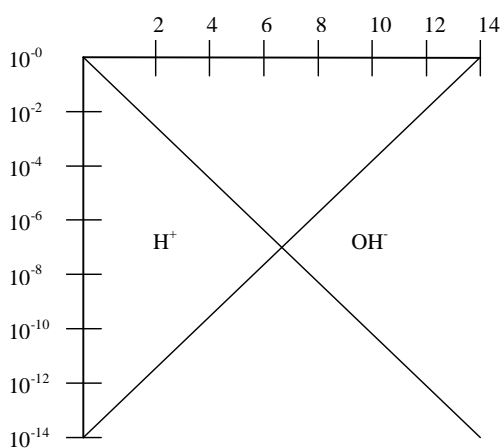
Техническая характеристика

Показатель pH при температуре 25 °С	8,5 ± 0,5 (7,0...9,2)
Удельное электрическое сопротивление при температуре 25 °С, кОм·см, не менее	200 (100)
Содержание кислорода, мкг/кг, не более	400
Содержание меди, мкг/кг, не более	100 (200)

В технической характеристике указаны временно допустимые нормы до ввода в эксплуатацию ионообменного фильтра смешанного действия (ФСД). Расход дистиллята на промывку контура свежим дистиллятом должен равняться не менее 5 м³/сут, а при необходимости снижения содержания меди расход дистиллята может быть увеличен, но во всех случаях должен составлять не более 20 м³/сут для закрытых систем. Допускается превышение не более чем на 50 % норм содержания соединений меди и кислорода в течение первых четырёх суток при пуске генератора после ремонта, а также если он находится в резерве. При снижении удельного сопротивления дистиллята до 100 кОм·см должна работать сигнализация.

Для нормальной работы систем охлаждения турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток статора водой большое значение имеет величина водородного показателя pH. Значения pH могут располагаться от 1 до 14 (величина безразмерная), причём 7 – нейтральное значение. Это значит, что при pH=7,0 в водном растворе содержится равное количество положительно заряженных ионов водорода и отрицательно заряженных ионов ОН. Если pH>7,0 – среда щелочная, pH<7,0 – кислая. Простота шкалы pH вводит в заблуждение. Дело в том, что она логарифмическая, и каждое последующее деление шкалы в десять раз больше предыдущего и, например, среда с pH=4,5 в 10 раз кислее, чем с pH=5,5, в 100 раз кислее, чем с pH=6,5 (рисунок). Поэтому даже незначительные отклонения pH вокруг крайних значений составляют намного большие изменения в кислотности (щелочности), чем те, что отмечаются вокруг нейтральной отметки [2, 9].

Мощные турбогенераторы с водяным охлаждением обмоток имеют повышенную опасность засорения каналов охлаждения. Анализ информации о возникновении и развитии



термических дефектов обмоток статоров турбогенераторов показывает, что практически все они связаны с нарушениями охлаждения [1, 6]. Наиболее опасны нарушения, которые заключаются в частичной или полной закупорке водяных каналов одной или нескольких гидравлических ветвей системы водяного охлаждения статора. Чаще всего встречаются следующие причины этого явления: рост отложений в водяных каналах; утечки водорода в дистиллят. При закупорке полых проводников их температура может значительно превышать допустимую для изоляции, что уменьшает срок службы обмотки и может привести к пробое изоляции в работе [7]. Механизм закупорки гидравлических ветвей продуктами коррозии меди таков: внутрен-

няя поверхность полых проводников покрыта слоем оксидных отложений, химический или фазовый состав которых определяется окислительно-восстановительными свойствами дистиллята. При низкой концентрации кислорода в дистилляте (менее 0,05 мг/дм³) защитная поверхностная пленка состоит из закиси меди, а при высокой концентрации кислорода в дистилляте (более 0,5 мг/дм³) защитная поверхностная пленка в основном состоит из окиси меди; при промежуточных концентрациях кислорода оксидная пленка имеет смешанный фазовый состав. В случае резких и значительных изменений концентрации кислорода в дистилляте в указанном диапазоне происходит фазовая перестройка оксидной пленки, что сопровождается ее разрыхлением и частичным смывом в поток дистиллята. Смываемые отложения обычно накапливаются и образуют локальные отложения в застойных участках, гйбах и т.п.

Согласно данным фирмы «Альстом» (и других фирм) медь подвергается усиленной коррозии в кислой среде, а в слабощелочных условиях имеются две коррозионно-безопасные зоны, отличающиеся высокой и низкой концентрациями кислорода, а между ними расположена область усиленной коррозии меди и неустойчивости оксидной пленки [1, 8]. Для предотвращения закупорки проводников обмотки статора необходимо избегать области промежуточных концентраций кислорода в дистилляте $\sim 0,05 \dots 2$ мг/дм³. Продолжительный коррозионный износ меди приводит не только к отложениям оксидных пленок в каналах, но и к появлению коррозионных язв в стенках полых проводников, к сквозным точечным повреждениям. Кроме того, при неудовлетворительном ведении водно-химического режима отмечается не только коррозионный износ медных проводников, но имеет место и коррозия стальных элементов системы охлаждения, вследствие чего в гидравлическом тракте появляются оксиды железа, меди и никеля. Такое засорение водяного тракта может произойти при продувке водяной системы загрязненным дистиллятом извне, в результате сбоя в работе фильтров, при сварочных работах на трубопроводах водяной системы во время ремонта.

Анализ эксплуатационных данных АЭС показывает, что бескоррекционный водно-химический режим систем охлаждения статоров генераторов с подпиткой химически обессоленной водой не обеспечивает устойчивое поддержание качества дистиллята в заданных пределах [1]. Проведение компенсирующих мероприятий на отдельных энергоблоках (азотная защита, создание разрежения, повышение расхода воды на продувки системы) малоэффективно и не решает отмеченных проблем, а лишь интенсифицирует процессы коррозии и роста отложений [4, 7].

Для минимизации коррозии меди в воде необходимо обеспечить слабощелочные и восстановительные условия среды, а также исключить присутствие специфичных комплексобразователей (в данном случае – аммиака). Используемая в настоящее время для заполнения и подпитки контура охлаждения химически обессоленная вода содержит растворенные кислород и углекислоту воздуха, что создает окислительные и слабокислые условия среды, при которых интенсифицируется коррозия меди. Повышенный расход продувки системы охлаждения лишь маскирует проблему за счет разбавления концентрации продуктов коррозии, однако за счет увеличения поступления кислорода и углекислоты с добавочной водой лишь усиливается коррозия и тем самым ускоряется рост отложений. Коррозия меди значительно усиливается при наличии в дистилляте органических загрязнений, которые поступают с химически обессоленной водой при отсутствии эффективной очистки от органики.

Минимальные значения величин рН существенно не выдерживаются на генераторах Сургутской ГРЭС-2 и Рязанской ГРЭС (турбогенераторы типа ТВВ-800 и ТЗВ-800) [6]. Можно утверждать, что на этих ГРЭС фактически соблюдается нейтральный водно-химический режим в системах водяного охлаждения обмоток статоров. Соблюдение нейтрального водно-химического режима может провоцировать в полых проводниках стержней, если в них попадают и застревают частицы ржавчины, резины, паронита, ила, возникновение язвенной и питтинговой коррозии. В этом случае под частицей и за ней может образоваться местная коррозия меди. Скорость ее протекания будет тем выше, чем ниже величина рН. Необходимо усовершенствование водно-химического режима с целью повышения значения рН, разрабатывать и внедрять соответствующие системы контроля и диагностики.

При нарушении параметров качества дистиллята возникает ряд проблем, причинами которых являются:

- образование несплошной пассивирующей пленки на внутренних поверхностях полых проводников стержней;
- нарушение целостности пассивирующей пленки (механическое или электрохимическое);
- нарушение устойчивости пассивного состояния поверхности из-за депассивации или перепассивации;
- активное выделение ионов меди в дистиллят и как следствие образование в нем микрочастиц меди CuO .

Вследствие перечисленных причин в дистилляте появляются растворенная медь и ее окислы. Выпадая в осадок, окислы меди образуют закупорки (полные или частичные) в полых проводниках и засоряют фильтры. Нарушается нормальная проходимость дистиллята по проводникам, возникают перегрев стержней, а также язвенная и питтинговая коррозии, приводящие к прободению стенки полого проводника и образованию течи. Только поддержание оптимального водно-химического режима может предотвратить как усиленный коррозионный износ медных полых проводников, так и их закупорку отложениями.

Последствием нарушения пассивирующего слоя является либо замена стержня, либо замена обмотки статора (например, на генераторе типа ТЗВ-800-2 Рязанской ГРЭС [6]).

На основании вышеизложенного следует считать недопустимым эксплуатацию турбогенераторов с дистиллятом, водородный показатель рН которого меньше 8,0. Рекомендованные значения рН по техническим описаниям и инструкциям по эксплуатации турбогенераторов мощностью 800 и 1000 МВт находятся в интервале между 8,0 и 9,0. Это свидетельствует о необходимости на электрических станциях, в составе блоков которых есть турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток водой контроля рН, например, с помощью рН-метра.

Для предупреждения повреждения статоров генераторов с непосредственным охлаждением обмоток из-за термических дефектов необходимо обеспечивать условия, исключающие существенное снижение протока дистиллята через обмотку статора и выход показателей качества дистиллята за пределы норм, что особенно актуально для статоров со сроком службы, превышающим 20 лет. Это требует усовершенствования как системы теплового контроля обмотки статора, так и системы контроля параметров водно-химического режима и концентрации водорода в дистилляте в процессе эксплуатации.

Из изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Турбогенераторы типа ТВВ-1000-2 на сегодня остаются самыми ненадежными на энергоблоках АЭС Украины. Потери только из-за недовыработки электроэнергии, вызванной недостаточной надежностью турбогенераторов типа ТВВ-1000-2УЗ, за восемь лет (2003 – 2010 гг.) составили около 185 млн дол. США (при себестоимости 1 кВт·ч в 2,8 дол. США). Нарботка на отказ турбогенераторов ТВВ-1000-2 согласно требованиям МСТ-533-2000 должна составлять не менее 18000 ч.

2. Следует избегать эксплуатации турбогенераторов с дистиллятом, водородный показатель рН которого меньше 8,0.

3. Необходимо повышение эффективности водоподготовки в системах непосредственного охлаждения обмоток статоров мощных электроэнергетических машин АЭС и ТЭС, в том числе: контроля водородного показателя, например, с помощью рН-метра, а также исключить присутствие специфических комплексообразователей и органических соединений в дистилляте.

4. В комплекс задач контроля и диагностики, основанных на обработке данных штатного контроля, включить контроль и совместный анализ с выдачей сигналов и заключений следующих параметров системы водяного охлаждения статора:

- температура стержней обмотки статора;
- температура дистиллята на входе и выходе обмотки;
- давление газа в генераторе;
- концентрация водорода в дистилляте на входе и выходе обмотки;
- химические показатели качества дистиллята – водородный показатель рН, удельная электропроводимость, концентрации кислорода и окислов меди.

1. *Справочник по ремонту турбогенераторов* / Под ред. д.э.н., проф. Х.А. Бекова, к.э.н., проф. В.В. Барило. – М.: ИПКгосслужбы, ВИПКэнерго, 2006. – 724 с.
2. *Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.* – ДСТУ ГОСТ 533-2000.
3. *Белов В.С., Золотых А.Г., Лобанов К.С. Диагностика режимов работы турбогенераторов и их систем охлаждения // Электрические станции.* – 2007. – № 12. – С. 61–65.

4. Васильев В.С., Иогансен В.И. Модернизация турбогенераторов – опыт и перспективы // Электросила. – 2004. – № 43. – С. 18–24.
5. Горбатина Л.П., Жуков Д.В., Кади-Оглы И.А., Карташова Т.Н., Сергеева М.В., Трофимов А.М. Двухполюсные и четырёхполюсные турбогенераторы мощностью 1000 МВт для АЭС. Описание конструкции, опыт эксплуатации и пути совершенствования // Приложение к сб. «Электросила». – 2003. – № 42. – С. 16–21.
6. Журавлёв С.В., Самородов Ю.Н. Характерные дефекты турбогенераторов, обнаруженные в эксплуатации // Сб. докл. техн. семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М., 2005. – С. 21–26
7. Иогансен В.И., Пинчук Н.Д., Шаров В.И. Мероприятия по повышению надёжности работы двухполюсных турбогенераторов мощностью 800 МВт и 1000 МВт, установленных на тепловых и атомных электростанциях // Сб. докл. техн. семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М., 2005. – С. 40–46
8. Поляков В.И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и крепления стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы // Электрические станции. – 2001. – № 10. – С. 34–39.
9. Розора С.П. Всё о рН // Истоки долголетия. – 2007. – № 2. – С. 10–11.
10. Федоренко Г.М., Воциньский Ю.К. Підвищення надійності електричного обладнання ГЕС шляхом використання сучасних стратегій обслуговування // Гідроенергетика України. – 2005. – № 4. – С. 33–36.
11. Энергоатом Украины. – 2010. [Электронный ресурс]. <http://www.energoatom.kiev.ua> .

УДК 621.313

Г.М. Федоренко¹, докт. техн. наук, **О.В. Виговський²**, канд. техн. наук

1 – Ін-т електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

2 – Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України,

вул. Кірова, 36а, Чорнобиль, Київська обл., 07270, Україна

Ефективність водопідготовки в системах безпосереднього охолодження обмоток статорів потужних турбогенераторів та її вплив на безпеку, надійність і ефективність блоків АЕС

Наведено статистику ушкоджень турбогенераторів АЕС України за 2003–2010 рр. та коротку довідку по водневому показнику, обґрунтовано необхідність контролю водневого показника дистилляту обмоток статорів потужних турбогенераторів. Бібл. 11, рисунок, табл. 2.

Ключові слова: турбогенератор, коефіцієнт готовності, стержень, обмотка статора, водопідготовка, водневий показник.

G.M. Fedorenko¹, A.V. Vygovskiy²

1 – Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,

Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

2 – Institute of Problem Safety AES,

Kirova st., 36a, Chornobyl, Kyivska region, 07270, Ukraine

Efficiency of water conditioning in direct cooling of the stator windings of powerful turbogenerators and its impact on the safety, reliability and efficiency of NPP units

The statistics of damages of turbogenerators of the nuclear power plant of Ukraine is present. The brief information on a hydrogen indicator is resulted, necessity of the control of a hydrogen indicator of distillate is proved. References 11, figure, tables 2.

Key words: turbogenerator, availability, bar, stator windings, water conditioning, hydrogen indicator.

Надійшла 9.03.2011

Received 9.03.2011