

УДК 631.313

В. В. ШЕВЧЕНКО (канд. техн. наук, доц.), **И. Я. ЛИЗАН** (канд. техн. наук, доц.)
Национальный технический университет «Харьковский политехнический институт»
zurbagan@mail.ru
Учебно-научный профессионально – педагогический институт
Украинской инженерно-педагогической академии
mail-korpus1@yandex.ru

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ СЕРДЕЧНИКОВ СТАТОРОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Состояние отечественного электрооборудования электростанций, в частности, турбогенераторов, требует постоянного контроля их параметров, сервисного обслуживания и реабилитации. Указанные работы выполняются с использованием статистических данных о причинах отказов турбогенераторов. В работе проведена оценка наиболее частых причин отказов и предложены способы реабилитации крупных турбогенераторов с целью продления срока их эксплуатации в случае установления возможности восстановления.

Ключевые слова: турбогенератор, электрооборудование, отказ, электростанция, реабилитация, сервисное обслуживание, восстановление, сердечник статора, температура, электромеханическое усилие, зубцовая зона, давление прессовки.

Постановка проблемы. Характерной особенностью современной электроэнергетики является эксплуатация на тепловых (ТЭС) и атомных (АЭС) электростанциях значительного числа турбогенераторов, выработавших установленный срок службы. В Украине в настоящее время более 50 % всего парка турбогенераторов (ТГ) отработало свой паспортный ресурс. И хотя практика показывает, что фактический срок эксплуатации ТГ часто существенно превышает срок, заявленный производителем [1], в последние годы участилось количество аварий на энергоблоках, а проблема продления ресурса эксплуатации ТГ стала наиболее актуальной.

Состояние отечественного электрооборудования электростанций, в частности, турбогенераторов, требует постоянного комплексного контроля их параметров, сервисного обслуживания и реабилитации, [2,3]. Указанные работы выполняют, базируясь на статистических данных о причинах отказов турбогенераторов. При этом необходимо предварительно создать научно-техническое и информационное обеспечение, которое даст возможность получить ответ на следующие вопросы:

- 1) какими показателями (критериями) следует руководствоваться при отборе энергоблоков (ТГ), которые в первую очередь требуют модернизации (реабилитации), а которые могут продолжать работать;
- 2) какие ТГ целесообразно реабилитировать из экономических соображений;
- 3) какой минимально-необходимый объем работ надо выполнить для увеличения ресурса эксплуатации турбогенераторов с максимальной эффективностью.

Анализ предыдущих исследований. Как показал анализ работ многих отечественных и зарубежных авторов, [1,4,5,8-11], актуально проведение анализа технического состояния ТГ для установления возможности их дальнейшей эксплуатации на блоках тепловых электростанций в условиях всемирного экономического кризиса, в результате которого замена отработавшего оборудования новым не представляется возможным даже для самых экономически сильных стран. Мировая практика обновления технологий производства электротехнической продукции определяет необходимость проведения модернизации оборудования в среднем раз в 8–10 лет, но в массовом масштабе в промышленности Украины обновление электротехнических установок не проводилось с 80–90-х г.г. 20 века, [2,3]. В соответствии с положениями «Обновленной Энергетической стратегии Украины на период до 2030 г.», основной проблемой обеспечения энергетической безопасности Украины, как и других стран, является повышение технико-экономических характеристик основного генерирующего оборудования –ТГ: расширение эксплуатационного диапазона допустимых нагрузок, продление срока службы, внедрение новых конструктивных решений и современных теплоносителей, повышение качества ремонтных работ, - что, в результате, приводит к обеспечению достаточной эксплуатационной надежности и конкурентоспособности ТГ.

Постановка задачи. Поставлена задача определить роль отказов ТГ в общем количестве аварийных остановов электростанций и недовыработке электроэнергии блоками ТЭС и АЭС, установить наиболее частые причины таких отказов и предложить решения по снижению вероятности их возникновения.

Основное содержание. Для обеспечения нарастающих потребностей в электроэнергии необходимо или увеличивать машинный парк электростанций с генераторами повышенной мощности (до 1200-1500 МВт) или, в результате модернизации, увеличивать мощность уже установленных ТГ, одновременно обеспечивая их надежность, снижая вероятность аварийных остановов, снижая материальные потери.

© Шевченко В.В., Лизан И.Я., 2015

Практическая реализация экспертной оценки эффективности и целесообразности дальнейшей эксплуатации энергоблоков с истощенным ресурсом - трудоемкий процесс, который требует значительных интеллектуальных и финансовых затрат. Комплексная экспертиза индивидуального состояния энергоблоков не ведется в связи с отсутствием методик и технического обеспечения. Поэтому персонал АЭС и ТЭС продолжает пользоваться технической документацией для новых агрегатов без корректировок, учитывающих старение и деградацию.

Собранные нами статистические данные показывают, что наибольшая доля в недовыработке электроэнергии на ТЭС и АЭС Украины из-за отказов электротехнического оборудования приходится на ТГ и эта недовыработка постоянно нарастает, табл.1, [3]. Также установлено, что на сегодня самыми ненадежными на энергоблоках АЭС Украины остаются турбогенераторы типа ТВВ-1000-2У3. Опыт эксплуатации турбогенераторов этого типа на Ровенской, Хмельницкой и Южно-Украинской АЭС выявил ряд конструктивных дефектов, которые значительно снижают показатели их надежности. Причем дефекты во всех ТГ практически одинаковые: трещины в соединительных шинах, повышенный уровень вибрации, утечка водорода.

Таблица 1 – Данные отказов турбогенераторов на энергоблоках АЭС Украины

Данные отказов	Годы							
	2004	2005	2006	2008	2010	2011	2012	2014
Общее число отказов на блоках АЭС	25	23	32	25	22	26	31	32
Число отказов турбогенераторов: кол-во/ % от общего числа отказов	3/12	2/9	3/9,4	4/16	3/13,6	4/15,4	6/19,4	7/21,9
Количество отказов, которые вызвали нарушения в работе всего энергоблока	3	2	3	4	2	4	5	7
Недовыработка электроэнергии из-за отказов ТГ, млн. кВт·час	67,32	99,71	2493,38	3310,3	2302,5	2604,2	2812,3	3088,5

Можно полагать, что после значительного времени наработки (около 300 тыс. часов и больше) деградация ТГ достигает уровня, после которого его дальнейшая эксплуатация становится все более убыточной, нецелесообразной и восстановление его трудоспособного состояния также нецелесообразно. На практике это проявляется в уменьшении продолжительности межремонтных периодов при одновременном возрастании продолжительности и стоимости ремонтов (рис. 1), [4]. Ширина столбиков на рис. 1 отражает увеличение времени ремонтных работ и сокращение рабочих периодов.

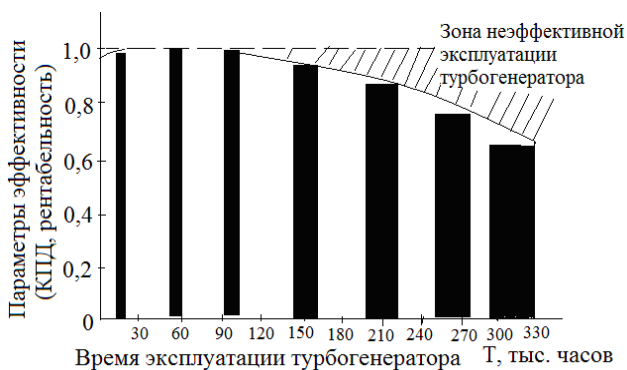


Рисунок 1 - Диаграмма процесса уменьшения эффективности эксплуатации турбогенератора на блоке станции (ширина темного участка определяет время проводимых ремонтов)

Оценка технико-экономического состояния каждого ТГ требует проведения комплексных экспериментальных и статистических исследований, большого объема количественной и качественной информации в динамике. В последние годы возросла актуальность определения состояния сердечников статоров турбогенераторов (ТГ) в связи с тем, что:

- все большее число ТГ имеет срок службы, превышающий установленный техническими условиями;
- многие ТГ эксплуатируются при повышенном напряжении, с высоким коэффициентом мощности и в режимах потребления реактивной мощности;
- из-за экономического кризиса снизилось качество технического обслуживания и ремонта.

При конструировании статоров мощных ТГ основное внимание уделяется проблемам их охлаждения, надежности изоляции, теплового и термоупругого состояния обмоток статоров, [2]. Обязательно ведутся исследования электромагнитных полей и электродинамических процессов, как в поперечном сечении ТГ, отдельно - в концевых зонах статоров ТГ. Результаты такого анализа используются для разработки технических решений по повышению надежности ТГ, особенно концевых зон, при работе с повышенными значениями коэффициента мощности и при потреблении реактивной мощности, [5-7].

Также значительно повысилась актуальность исследования вибрационного состояния сердечников статоров, обусловленного воздействием все возрастающих сил радиального магнитного тяжения со стороны ротора [4]. Для снижения влияния этого явления используют оригинальные технические решения. Так, в мощных ТГ для уменьшения передачи магнитных вибраций сердечника на корпус применяют упругую подвеску сердечника в корпусе статора, аксиально ориентированные стяжные ребра статора с продольными сквозными прорезями, жестко соединенные с поперечными стенками корпуса и с помощью ласточкина хвоста – с сердечником. Виброизоляция сердечника от корпуса статора также осуществляется за счет изгиба упругих элементов ребер,

податливих в радіальному і тангенціальному напрямках. Виброударні взаємодії елементів підвески об'являються по появленню в високочастотній частині спектра віброускорень корпусу статора гармонік, кратних основній частоті вібрації корпусу 100 Гц, [8,9].

Для турбогенераторів останніх випусків виконується реконструкція системи кріплення лобових частей. Лобові частини обмотки статора великих турбогенераторів представляють систему стержней, зв'язаних між собою і з зовнішньої опорної конструкцією. Кожна лобова дуга складається з двох з'єднаних в головці стержней, починаються на виході з паза статора. Лобова частина стержня обмотки розділяється на прямий ділянку пазової частини, евольвентний ділянку на конічеській поверхні і головку. Обробка різних варіантів кріплення обмотки статора в лобовій і пазовій частях виробляється звичайно на реальних машинах або на модельних установках. Наприклад, в фірмі «General Electric» були виготовлені і випробувані три моделі статора з лобовими частями обмотки в натуральну величину, [9]. Випробування проводилися як при установившійся навантаженні, так і при багаторазових раптово коротких замиканнях. В результаті реконструкції «корзінка» лобових частей виконується монолітною і більш жорсткою. Але при цьому вона перестала компенсувати термічеські і вібраційні напруження в шині і елементах водяного тракту, із-за вібрації часті стали пошкоджатися шини і інші деталі лобової зони статора. Крім того залишилися недоліки:

- використовуються лавсанові тяги без термообробки;
- шини так і колектор залишилися закріпленими на нажимному фланці, хоча в вузол колектора в новій конструкції були введені демпфуючі елементи в формі резинових прокладок.

Виконання реконструкції не знизило кількість відмов елементів тракту водяного охолодження обмотки статора, шин і стержней, часті продовжують руйнуватися гнучкі вставки в районі «вивідні шини – фазні виводи». К аварійним відмовам ТГ також продовжують приводити:

- руйнування гнучких компенсаторів нулевих і лінійних виводів;
- обриви штуцерів шлангов водоподводу к виводам лінійних шин;
- ослаблення кріплення напорного колектора і расклиновки стержней обмотки в пазах статора;
- появлення тріщин і течей по з'єднаним шинам обмотки статора.

Жорсткість кріплення, нерівномірності охолодження лобових частей обмотки, нерівномірне теплове розширення провідників приводить к руйнуванню самих провідників.

Необхідно встановити критерії, які на етапі експлуатації і післяремонтних випробувань змогли б визначати стан електрооборудування. В якості основного показателя надійності електрооборудування можливо використання коефіцієнта готовності K_g і коефіцієнта використання $K_{ис}$.

Коефіцієнт готовності визначає ймовірність того, що об'єкт опиниться в робоспособному стані в довільний момент часу, крім планованих періодів, в течение яких застосування об'єкта по призначенню не передбачається, і представляє собою відношення часу справної роботи к суммі часу справної роботи і змушених простоїв об'єкта, взятих за один і той же календарний термін:

$$K_g = \frac{t_q}{t_q + t_{sum}},$$

де t_q - суммарний час справної роботи об'єкта, год;

t_{sum} - суммарний час змушених простоїв, год.

Коефіцієнт використання $K_{ис}$ рівний відношенню середньарифметическої потужності к установленній потужності турбогенератора за визначений інтервал часу. Цей коефіцієнт характеризує ефективність електростанції в цілому, включаючи не тільки її технологічне досконалість, але і кваліфікованість персоналу, організацію роботи керівництвом самої станції і організацію всієї галузі на державному рівні. В нинішній час значення $K_{ис}$ стало ще більш важливим, т.к. воно характеризує рівень рішення питання про збільшення енергоефективності і енергозбереження. Коефіцієнт готовності для потужних ТГ в 1996-2003 г.г. складав 96,3-95,5 %, [...]. В 2006 г. на АЕС України коефіцієнт готовності знизився до 71,4%. В нинішній час воно знизився до 67,3 %.

Коефіцієнта використання турбогенераторів $K_{ис}$ характеризує виробку електроенергії на електростанціях. Для АЕС світу коефіцієнт використання досягає 80 %, а на деяких АЕС - перевищує 90 % [...]. В Україні в 2006 г на АЕС цей коефіцієнт складав 68,9 %, а для всіх електростанцій – всього лише 37,4 %. В період 2000-2010 г.г. цей показник складав 69 %. Середній по енергоблокам України коефіцієнт використання $K_{ис} = 68,9 %$, а коефіцієнт готовності $K_g = 71,4 %$, що нижче аналогічних світових показників на 10-15 %. Причиною цього є низька надійність і, відповідно, часті відмови ТГ із-за найбільш часто зустрічаються дефектів, [...]:

- тріщини в зварних швах напорного і сливного колекторів;
- обрив болтів кріплення сливного колектора;
- тріщини в паяних з'єднаннях головок лобових частей обмотки;
- неплотність порожніх провідників;
- тріщини і «сплюснення» фторопластових шлангов передположително із-за підвищеного нагріву і перепаду тиску при впливі вібрації обмоток;

- неплотная затяжка гаек штуцеров присоединения фторопластовых шлангов к головкам стержней;
- усталостные трещины в медных водо - соединительных трубках выводов обмотки статора вблизи пайки медной трубки к стальному штуцеру, в т.ч. и в медных патрубках охлаждающих шин;
- увеличенные виброперемещения лобовых частей;
- ослабления крепления радиальных шпилек в лобовых частях обмотки с повреждением датчиков термоконтроля нижних стержней;
- неплотности между камерами охлаждения в концевых выводах, приводившие к перегреву выводов и ускоренному процессу кристаллизации уплотнительных деталей.

Особое значение среди этих поломок занимают повреждения активной стали статора, где наблюдаются следующие виды повреждений:

- ослабление прессовки;
- повышенный нагрев отдельных зубцов сердечника;
- оплавление, скол и выкрашивание отдельных участков активной стали и сегментов в торцевой зоне;
- поломка и выпадение дистанционных распорок и повышенная вибрация клиньев обмотки статора.

Ослабление плотности прессовки торцевых зон сердечников приводит к возникновению дефектов, которые чаще всего обнаруживаются в процессе испытаний, при диагностике или при осмотрах во время плановых ремонтов. Ослабление прессовки и распушение зубцов в торцевой зоне приводит к вибрации листов активной стали под действием аксиальных знакопеременных электродинамических усилий и усталостным повреждениям с последующим выкрашиванием фрагментов, которое представляет большую опасность и ограничивает работоспособность ТГ, рис. 2. При оплавлении или выгорании небольших участков сердечника вырубает поврежденный участок, удаляют заусеницы, разводят листы, вливают в образовавшуюся щель лак БТ-99, закладывают между листами пластины из слюды толщиной 0,05 мм на глубину 10-15 мм и покрывают лаком БТ-99.

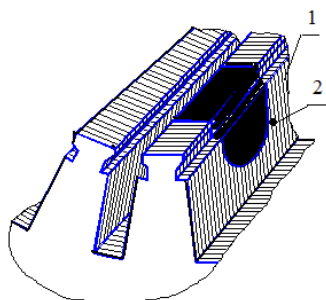


Рисунок 2 - Ремонт сердечника статора
1 - листы шихтованного сердечника
2 - заполнение поврежденной зоны

При оплавлении значительных участков сердечника в вырубленные участки установить вставку из текстолита на клей БФ-2. Для устранения распушения крайних пакетов сердечника статора используют разные приемы: устанавливают дополнительные нажимные шайбы, ребра жесткости или нажимные пальцы, иногда сваривают крайние листы сердечника шириной 1,5-2 мм и длиной 10-15 мм или склеивают эпоксидными смолами.

Для снижения «распушивания» листов сердечника выбирают достаточное давление прессовки активной стали, которое должно обеспечить силу трения между отдельными листами, исключающую возможность их взаимного перемещения из-за изгибных колебаний сердечника. Это приводит к относительному перемещению листов активной стали друг относительно друга, к фреттинг – коррозии, истиранию

межлистовой изоляции, коррозионному износу сегментов, и способствуют повышенной вибрации сердечника и попаданию масла между сегментами. В результате фреттинг - коррозии, которой подвержены поверхности сжатых взаимно перемещающихся стальных листов и деталей, на зубцах появляется полупроводящая красно-коричневая пыль (коррозионный износ). Смесь этой пыли и продуктов износа лака с маслом под воздействием нагрева и вибрации превращается в темную дегтеобразную массу со слабомагнитными свойствами. В результате разрушения изоляции листов возникают их местные замыкания и повышенный нагрев стали. Ослабление прессовки активной стали при работе ТГ также вызывает распушение листов коронок зубцов крайних пакетов, появление специфического шума, а сильное ослабление может вызвать вибрацию корпуса статора. К ослаблению прессовки активной стали также может привести самоотвинчивание гаек крепления стержней к нажимной плите, остаточная деформация нажимных пальцев, излом и выпадение вентиляционных распорок, попадание посторонних предметов в расточку сердечника. В ряде случаев ослабление является следствием недостаточного усилия прессовки активной стали на заводе-изготовителе. Возможен также технологический перекос запеченных пакетов при их установке в сердечник. Распушение зубцов в торцевой зоне сопровождается вибрацией листов активной стали, воздействующей на торцевую зону зубцов сердечника. Это приводит к появлению усталостных трещин листов с последующим их изломом и выкрашиванием. Такой дефект может вызвать перерезание фрагментами листов корпусной изоляции стержней обмотки статора, пробой изоляции. Также было отмечено, что при работе ТГ с коэффициентом мощности, близким к единице, и особенно в режиме потребления реактивной мощности, когда резко возрастают аксиальные электромагнитные силы в торцевых зонах, усиливается ослабление прессовки зубцов.

Снижение давления прессовки в сердечнике, которое началось в торцевых зонах зубцов, может распространяться на другие зоны сердечника. Это определяется по появлению налета красно-коричневой пыли в расточке и на спинке сердечника. При этом увеличивает локальный нагрев дефектной зоны в сердечнике и лавинообразный рост нагрева вплоть до плавления стали и повреждения корпусной изоляции стержней обмотки.

На состояние зубцов сердечника влияет способ крепления стержней обмотки статора в пазах и изменение температуры стержней и сердечника. При нагреве и охлаждении фрикционная связь стержней обмотки и зубцов вызывает термомеханические деформации стержней, зубцов и нажимных пальцев. При охлаждении давление в крайнем пакете сердечника в зубцовой зоне снижается, при нагреве – увеличивается. Но на следующих участках зубцовой зоны шихтованного пакета происходит обратное, т. е. давление снижается при нагреве и возрастает при охлаждении, [7,8].

Если в конструкции сердечника применено склеивание торцевых пакетов и убрано крепление в конце сердечника стержней обмотки статора, то возможное ослабление прессовки и распушение от термомеханических сил не исчезает, а смещается к центру сердечника, в те пакеты, которые расположены непосредственно после свободных участков или после склеенных пакетов. Силовое воздействие фрикционно закрепленных стержней на торцевую зону сердечника при нагреве и охлаждении усугубляет неравномерность распределения давления прессовки, которая возникает от технологических и конструктивных факторов.

Наиболее интенсивно локальное ослабление прессовки проявляется при более плотном закреплении обмотки в пазу, особенно на концевых участках пазов, и более свободном в аксиальном направлении - в лобовых частях. Отрицательную роль играет снижение температуры дистиллята на входе в обмотку статора ниже 30 °С при нагревом сердечнике.

Выводы:

1. Наибольшая доля в недовыработке электроэнергии на ТЭС и АЭС Украины из-за отказов электротехнического оборудования приходится на ТГ и эта недовыработка постоянно нарастает из-за превышения срока эксплуатации.

2. В последние годы возросла актуальность исследования состояния сердечников статоров турбогенераторов, нарушения в работе которых наиболее часто становится причиной отказов ТГ и всего блока электростанции. Актуально исследование состояния сердечников статоров, повреждения активной стали статора.

3. Ослабления расклиновки обмотки статора в пазовой части является следствием, как повышенной вибрации обмотки, так и несовершенством применения системы ее крепления.

4. Ослабление прессовки и распушение зубцов в торцевой зоне приводит к вибрации листов активной стали под действием аксиальных знакопеременных электродинамических усилий, к усталостным повреждениям с последующим выкрашиванием фрагментов, которое представляет большую опасность и ограничивает работоспособность ТГ

5. На работающих ТГ, ранее имевших дефекты стального сердечника, в межремонтные периоды периодически следует проводить диагностический контроль для своевременного выявления распушения зубцов торцевой зоны. Контроль местных перегревов активной стали необходимо вести постоянно.

6. Торцевые зоны ТГ следует контролировать при проведении ремонта без вывода ротора (с вытеснением водорода), используя видеоскопы, эндоскопы, зеркальные зонды. Те же мероприятия целесообразны и для ТГ, не имевших ранее дефектов активной стали, если они длительно работали при повышенном напряжении статора.

7. Распушение зубцов в торцевой зоне сопровождается вибрацией листов активной стали под действием аксиальных знакопеременных электромагнитных сил, воздействующих на торцевую зону зубцов сердечника.

8. Возможное ослабление прессовки и распушение от термомеханических сил не исчезает, а смещается к центру сердечника, в те пакеты, которые расположены непосредственно после свободных участков или после склеенных пакетов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев Б.А. Определение состояний (диагностика) крупных турбогенераторов. [Текст] – М.: ЭНАС, 2001. – 152 с.

2. Шевченко В.В. Системный подход к вопросам оценки технического состояния электрооборудования энергосистем Украины [Текст] / В.В. Шевченко // *Электрика* (Россия, Москва), № 1. - 2013. - С. 6 – 11.

3. Шевченко В.В. Роль кризисов в динамике развития мировой энергетики и теория циклического развития [Текст] / В.В. Шевченко, С.Н. Лутай // *Научные труды Донецкого национального технического университета, Всеукраинский научный сборник*. – 2013. - №2(15). – Донецк. – С. 266-272.

4. Кузнецов Д.В. Дефекты турбогенераторов и методы их диагностики на начальной стадии появления. [Текст] / Д.В. Кузнецов, В.В. Маслов, В.А. Пикульский и др. // *Электрические станции*. – 2004. - № 8. – С. 11-14.

5. Загреддинов И. Ш. Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации тепловых электрических станций [Текст] / И.Ш. Загреддинов // Москва: *Электрические станции*. – 2004. - № 10. – С. 17-21.

6. Шевченко В.В. Определение технического состояния турбогенераторов для установления необходимости их реабилитации или замены [Текст] / В.В. Шевченко, И.Я. Лизан // *Системи озброєння і військова техніка. Науковий журнал*. – 2015. - № 2(42). – С. 145-150.

7. Шевченко В.В. К вопросу расчета сил, возникающих в шихтованном сердечнике статора турбогенератора / В.В. Шевченко // XXIII міжнародна науково-практична конференція. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я. //«МикроCAD- 2015». - Харків, 20-22 травня 2015. Частина II. – С.124

8. Голоднова О.С. Исследование режимных и термических параметров элементов крепления статора большого турбогенератора АЭС [Текст] / О.С. Голоднова, И.А. Евтушенко, Г.М. Федоренко и др. // Киев: Техническая электродинамика. - 1990. - № 6. - С.60-65.
9. Голоднова О.С. Анализ и мероприятия по предупреждению повреждений сердечников статоров турбогенераторов [Текст] / О.С. Голоднова, Г.В. Ростик // С.-Пб.: Сборник «Электросила». – 2004. - № 43 - С. 56-64.
10. Иогансен В.И. Упругое крепление сердечника статора в корпусе турбогенератора [Текст] / В.И. Иогансен // С.-Пб: Сб. Электросила. - № 30. - 1974. – С. 24-28.
11. Иогансен В.И. Влияние схемы укладки и относительного скольжения листов активной стали на изгибную жесткость сердечника [Текст] / В. И. Иогансен // С.-Пб: Сб. Электросила. - 1982. - № 34. – С. 60-69.

REFERENCES

1. Alekseev, V.A. (2001) *Opredeleniye sostoyaniy (diagnostika) krupnykh turbogeneratorov* [The definition states (diagnosis) of large turbogenerators] - М.: ENAS, 2001. – 152 p.
2. Shevchenko, V.V. (2013) «A systematic approach to the evaluation of technical condition of electric power systems of Ukraine», *Electrics (Moscow, Russia)*, no 1, p.p. 6 – 11.
3. Shevchenko, V.V. and Lutay, S.N. (2013) «The role of crises in the dynamics of global energy development and the theory of cyclic development», *Donetsk: Nauchnyye trudy Donetskogo natsionalnogo tekhnicheskogo universiteta. Vseukrainskiy nauchnyy sbornik*. – no 2(15). — P.p. 266-272.
4. Kuznetsov, D.V., Maslov, V.V. and Pikulsky, V.A. (2004) «Defects of turbogenerators and methods of diagnosis at the initial stage of emergence», *Moscow, Elektricheskiye stantsii*, no 8, p.p. 11-14.
5. Zagretidinov, I.S. (2004) «Providing safe and reliable operation of thermal power plants», *Moscow, Elektricheskiye stantsii*, no 10, p.p. 17-21.
6. Shevchenko, V.V. and Lizan, I.Y. (2015) «Definition of the technical state of of turbogenerators to establish the need for their rehabilitation or replacement», *Kharkov: Sistemi ozbroennya i viyskova tekhnika. Naukoviy zhurnal*, no 2(42), p.p. 145-150
7. Shevchenko, V.V. (2015) «To the question calculate forces generated in the stator laminated core turbogenerator» // *XXIII mizhnarodna naukovo-praktichna konferentsiya. Informatsiyni tekhnologii: nauka. tekhnika. tekhnologiya. osvita. zdorov'ya / «MikroCAD- 2015», Kharkov. 20-22 travnya 2015. Chastina II*, p. 124.
8. Golodnova, O.S., Yevtushenko, I. and Fedorenko, G. (1990) «Study regime and thermal parameters of fasteners large turbogenerator stator NPP». *Kiev: Tekhnicheskaya elektrodinamika*, no 6, p.p. 60-65.
9. Golodnova, O.S. and Rostic, G.V. (2004) «Analysis and measures to prevent of damage of stators cores of turbogenerators». *St. Petersburg: Sbornik «Elektrosila»*, no 43, p.p. 56-64.
10. Johansen, V.I. (1974) «Elastic mounting of the stator core in the case of turbogenerator», *St. Petersburg: Sbornik «Elektrosila»*, no 30, p.p. 24-28.
11. Johansen, V.I. (1982) «Effect of laying schemes and the relative sliding of the active sheet steel bending stiffness of the core», *St. Petersburg: Sbornik «Elektrosila»*, no 34, p.p. 60-69.

Надійшла до редколегії 01.12.2015

Рецензент: Сивокобиленко В.Ф.

V. SHEVCHENKO, I.Y. LIZAN

National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

Scientific training professional-pedagogical institute of Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy

Proposals on the prevention and elimination of defects in the cores of turbogenerators stators. Condition of domestic turbogenerators demands the constant control of parameters, technical maintenance and rehabilitation. The works to assess the status of turbogenerators is carried out using statistical data on the reasons for their failure. The paper shows the evaluation of the most frequent causes of failures of turbogenerators and proposes methods of rehabilitation for prolongation of their exploitation, if it was established that they can be restored. The task was to identify the scientific, technical and informational factors and criteria by which we can determine the energy units, which are primarily in need of modernization and which are inappropriate to rehabilitate by economic reasons. The paper presents data about the number of failures in the turbogenerators of Ukrainian NPPs for the period from 2004 to 2014. It has been established that in the last years namely stator core are the main cause of failures of turbogenerators. The urgency determining the state of stator core of turbogenerators therefore has increased, especially in the end of the core. The results of this analysis are used to develop technical solutions on improving reliability of turbogenerators when working with enlarged power factor and reactive power consumption. The paper considers the causes of destruction of cores of the stator and the reasons decreasing their monolithic condition. The methods of early detection of these conditions and decreasing their harm are proposed.

Keywords: turbogenerator, electrical equipment, refusal, power station, rehabilitation, service maintenance, reconstitution, stator core, temperature, electromechanical force, perforated zone, pressure compacts.