

Editor-in-Chief

SERGEYEV S. A.

Assistant

Editor-in-Chief

BIRYULIN V. I.

Editorial Board

ARTYUKHOV I. I.

AVERBUKH M. A.

EROSHENKO G. P.

FILONOVICH A. V.

GASHIMOV A. M.

GRACHYOVA E. I.

KHOSHMUKHAMEDOV I. M.

KOBELEV N. S.

KRIVOV Yu. N.

KUVSHINOV G. E.

MILYKH V. I.

ORLOV P. S.

PEREDELSKIY G. I.

PODCHUKAYEV V. A.

POLUNIN V. M.

SERE BROVSKIY V. I.

SIVYAKOV B. K.

SMOLENTSEV N. I.

SMOLOVIK S. V.

SOSHINOV A. G.

TIMOSHENKO A. V.

TUROV V. E.

YEMELYANOV S. G.

ZYUZIN A. V.

Executive Secretary

GORLOV A. N.

Editor

TROFIMOVA N. K.

**Уважаемые подписчики, авторы и читатели
журнала «Электрика»!**

Редакция обращает Ваше внимание на ряд организационных изменений.

Теперь наш телефон 8 (499) 164-47-74,

E-mail: prmi79@mail.ru

TABLE OF CONTENTS

ELECTRIC EQUIPMENT: PROBLEMS AND EFFICIENCY

| | |
|--|----|
| <i>Khoshmukhamedov, I.M.; Kosareva-Volodko O.V.</i> Energetic factors' assessment of relief and landscape of region (enterprise) for optimal use of electric equipment | 2 |
| <i>Medvedev, K.M.</i> Single-phase home and office electrical appliances as sources of high harmonics in power supply system | 4 |
| <i>Shevchenko, V.V.; Minko, A.N.; Lukyanchikova, S.A.</i> Offers for construction modernization of turbine generators that exhausted their service life | 8 |
| <i>Grachyov, A.S.</i> Determination of load centre of workshop by method of cluster analysis | 14 |

ELECTRIC SAFETY AND ENERGY SAVING

| | |
|--|----|
| <i>Batarev, G.A.; Gorlov, A.N.; Alyabyev, V.N.; Kudelina, D.V.</i> Components of energy saving system. Problems of energy audit and implementation of energy saving projects | 17 |
| <i>Shilin, A.N.; Shilin, A.A.; Artyushenko, N.S.</i> Measurement errors of reflectometers for monitoring of power transmission lines | 26 |
| <i>Pleskonos, L.V.; Sedykh, K.I.; Serzhevskiy, N.A.</i> Use of alternative energy-saving light sources for lighting of urban electric transport compartments | 29 |

INFORMATION SUPPORT FOR ELECTRIC EQUIPMENT OPERATION

| | |
|--|----|
| <i>Milyukin, Yu.A.; Filonovich, AA.V.; Podchukayev, V.A.</i> Recognition of images for two classes of hyperbolic and algebraic functions | 32 |
| <i>Milyukin, Yu.A.; Filonovich, AA.V.; Podchukayev, V.A.</i> Algorithm of computer-aided designing of adaptive computerization | 35 |

NOVELTY IN VARIOUS FIELDS: EQUIPMENT, TECHNOLOGIES, MATERIALS

| | |
|---|----|
| <i>Gnezdilova, O.A.</i> Mathematical modeling of transportation and distribution of natural gas in low pressure gas pipelines | 38 |
|---|----|

Издается с января 2001 г.

Главный редактор
журнала
канд. техн. наук
СЕРГЕЕВ С. А.

Заместитель
главного редактора
канд. техн. наук
БИРЮЛИН В. И.

Члены редакционной
коллегии

АВЕРБУХ М. А.
АРТЮХОВ И. И.
ГАШИМОВ А. М.
ГРАЧЁВА Е. И.
ЕМЕЛЬЯНОВ С. Г.
ЕРОШЕНКО Г. П.
ЗЮЗИН А. В.
КОБЕЛЕВ Н. С.
КРИВОВ Ю. Н.
КУВШИНОВ Г. Е.
МИЛЫХ В. И.
ОРЛОВ П. С.
ПЕРЕДЕЛЬСКИЙ Г. И.
ПОДЧУКАЕВ В. А.
ПОЛУНИН В. М.
СЕРЕБРОВСКИЙ В. И.
СИВЯКОВ Б. К.
СМОЛЕНЦЕВ Н. И.
СМОЛОВИК С. В.
СОШИНОВ А. Г.
ТИМОШЕНКО А. В.
ТУРОВ В. Е.
ФИЛОНОВИЧ А. В.
ХОШМУХАМЕДОВ И. М.

Ответственный секретарь
ГОРЛОВ А. Н.

Редактор
ТРОФИМОВА Н. К.

За достоверность информации и ре-
кламы ответственность несут авторы и
рекламодатели.

При использовании материалов жур-
нала (в любой форме) ссылка на жур-
нал «Электрика» обязательна.

Адрес редакции:
105425, Москва, Сиреневый
бульвар, д. 14, корп. 1.
Тел. (499) 164-47-74.

E-mail:
prmi79@mail.ru
admin@nait.ru
www.nait.ru
© ООО «Наука и технологии», 2015

ВНИМАНИЕ!

Уважаемый читатель, Вы получили номер журнала с голограммой на первой стороне обложки. Это означает, что этот экземпляр журнала является оригинальным, выпущенным научно-техническим издательством ООО "Наука и технологии". Если голограмма отсутствует, экземпляр журнала — контрафактный. В этом случае убедительная просьба сообщить в издательство, в какой фирме был приобретен этот экземпляр журнала, по телефону (495) 223-09-10, факсу (499) 164-47-74 или e-mail: market@nait.ru.

Благодарим за сотрудничество.

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО: ПРОБЛЕМЫ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

| | |
|--|----|
| Хошмухамедов И.М., Косарева-Володько О.В. Оценка энергетических показателей рельефа и ландшафта региона (предприятия) с целью оптимального использования электрического оборудования | 2 |
| Медведев К.М. Однофазные административно-бытовые электроприемники как источники высших гармоник в системе электроснабжения | 4 |
| Шевченко В.В., Минко А.Н., Лукьянчикова С.А. Предложения по модернизации конструкций турбогенераторов, отработавших технический ресурс | 8 |
| Грачёв А.С. Определение центра нагрузок цеха методом кластерного анализа | 14 |

ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

| | |
|---|----|
| Батарев Г.А., Горлов А.Н., Алябьев В.Н., Куделина Д.В. Элементы системы энергосбережения. Проблемы энергоаудита и реализации энергосберегающих проектов | 17 |
| Шилин А.Н., Шилин А.А., Артюшенко Н.С. Погрешности рефлектометров для мониторинга линий электропередач | 26 |
| Плесконос Л.В., Седых К.И., Сережевский Н.А. Использование альтернативных энергосберегающих светильников для освещения салонов городского электротранспорта | 29 |

ИНФОРМАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

ЭЛЕКТРОХОЗЯЙСТВА

| | |
|--|----|
| Милюкин Ю.А., Филонович А.В., Подчукаев В.А. Распознавание образов для двух классов гиперболических и алгебраических функций | 32 |
| Милюкин Ю.А., Филонович А.В., Подчукаев В.А. Алгоритм автоматического конструирования адаптивных вычислений | 35 |

НОВОЕ В РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЯХ: ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНОЛОГИИ, МАТЕРИАЛЫ

| | |
|--|----|
| Гнездилова О.А. Математическое моделирование транспортировки и распределения природного газа в газопроводах низкого давления | 38 |
|--|----|

УДК 621.313.322—81

Предложения по модернизации конструкций турбогенераторов, отработавших технический ресурс

В.В. Шевченко¹, канд. техн. наук, доцент, *zurbagan@mail.ru*А.Н. Минко², зав. сектором перспективных проектов отдела проектирования турбогенераторов, *alexandr.minko@list.ru*С.А. Лукьянчикова³, магистр, *svetavalejeva@mail.ru*^{1,3}Национальный технический университет «ХПИ», г. Харьков, Украина.²ГПЗ «Электротяжмаш», г. Харьков, Украина.

Статья посвящена вопросу проведения конструктивной реконструкции турбогенераторов, отработавших свой ресурс. Указано, что модернизация отдельных элементов турбогенераторов — основной способ продления их срока службы без демонтажа фундамента и с использованием последних достижений в области электромашиностроения для повышения установленной мощности. В качестве примера рассмотрена замена турбогенератора ТГВ-300, отработавшего свой технический ресурс, на модернизированный турбогенератор ТГВ-325.

Ключевые слова: турбогенератор, модернизация, конкурентоспособность, энергосбережение.

The problem of construction modernization of turbine generators that exhausted their service life is considered. Modernization of some components of turbine generators is a main method to prolong their service life without dismantling a foundation. This modernization is considered on the example of replacement of TGV-300 turbine generator with TGV-325 modernized one.

Keywords: turbine generator, modernization, competitiveness, energy saving.

Введение

В настоящее время в условиях экономического и топливно-энергетического кризиса в области электроэнергетики есть значительные нерешенные проблемы, общие для всех стран: нарастающее загрязнение окружающей среды; непрерывный рост населения, что определяет рост потребности в электроэнергии; ограниченность топливных и минеральных ресурсов; значительные (и нарастающие из-за старения оборудования) потери электроэнергии на этапах ее получения, распределения и потребления.

Во многом эти проблемы возникают из-за серьезных недоработок современных технологий получения электроэнергии, несовершенства систем учета, плохого технического состояния электрооборудования и, в первую очередь, его значительного износа.

Технический уровень турбогенераторостроения определяет, в целом, уровень развития электроэнергетики любой страны и, в определенной степени, ее энергетическую независимость. В настоящее время в национальной энергетике стоит вопрос не просто об обеспечении достаточной надежности и безопасности электрооборудования электростанций, а, в основном, о технической возможности его эксплуатации: установленное оборудование практически отработало свой ресурс и на многих ТЭС и АЭС требуется его немедленная замена [1]. Но экономическое положение в стране, высокая стоимость электроэнергетического оборудования делают невозможным ее осуществление. По инженерно-экономическим оценкам полная модернизация одного энергоблока АЭС с установленным на нем турбогенератором мощностью 1000 МВт оценивается в 130—150 млн долл. В Украине возможны (и ведутся) только единичные ра-

боты по ремонту и модернизации отдельных элементов турбогенераторов (ТГ), установленных на энергоблоках, работы по минимизации топливных затрат, что позволяет обеспечить бесперебойное функционирование электростанций. Поэтому все большее значение приобретают работы по полной (или частичной) модернизации электрооборудования блоков электростанций без решения задачи их полной замены. Это решение усложняется тем, что при проведении модернизации (замене отдельных, не подлежащих ремонту элементов) необходимо одновременно увеличивать мощность ТГ, внедрять новые технические и конструктивные решения. Иными словами проведение модернизации обязано способствовать повышению технико-энергетических параметров электрооборудования блоков электростанций с обязательным условием сохранения установочных и присоединительных размеров (для сохранения фундамента), а также с обеспечением возможности использования всех обеспечивающих систем (подача охлаждающих сред, маслосистемы, системы возбуждения и т.д.).

Основная часть

Основным оборудованием энергоблоков электрических станций, работающих на твердом топливе (ТЭС), являются: турбогенератор, турбина, котел, блочный трансформатор, оборудование главного распределительного устройства, ОРУ и т.д. Эффективность работы этого оборудования (например, КПД, номинальная мощность, расход топлива и т.д.) определяется техническими и функциональными показателями его эксплуатации [1, 2]. Повышение мощности ТГ при сохранении всего остального оборудования, массогабаритных показателей с целью сохранения существующего фундамента, установочно-присоединительных размеров, конфигурации оборудования, систем обеспечения и возбуждения является важной задачей [3].

Современные достижения в таких сопутствующих отраслях как металлургическая и изоляционная, а также новые технологические процессы позволяют повысить электромагнитные нагрузки генератора. При этом возможно обсуждение варианта изменения системы охлаждения: замены водородного охлаждения на воздушное, что соответствует мировой практике. Осуществление подобной модернизации:

- требует меньших материальных вложений при проведении частичной модернизации турбогенераторов, отработавших свой срок эксплуатации;
- повышает активную мощность блоков электростанций без необходимости осуществления перестройки фундаментов и сопутствующих систем;
- сохраняет конкурентоспособность отечественных турбогенераторов в тендерах отборах при проведении работ по модернизации электрооборудования зарубежных электростанций.

Понимание важности и обязательное выполнение этих требований позволяет харьковскому заводу ГПЗ «Электротяжмаш» не только получать и выполнять заказы на новое, современное электрооборудование, но и побеждать в тендерах заявках на проведение реконструкции установленного оборудования в разных странах.

В качестве положительного примера проведения работ по реконструкции следует указать реконструкцию блока № 8 Змievской ТЭС, которая была проведена в 2000—2003 гг. Реконструкция затронула все структуры энергетического цикла и предусматривала реабилитацию следующего основного оборудования блока:

- двухкорпусного прямоточного парогенератора типа ТПП-210 (ПП 950/250);
- паровой турбины К-300-240;
- генератора типа ТГВ-300;
- электрофильтра типа УГ-2-3-53;
- АСУ ТП блока.

Поэтому до 2009 г. блок еще работал на старом генераторе с нагрузкой 300 МВт. Но после замены старого генератора на новый, произведенный харьковским заводом ГПЗ «Электротяжмаш», энергоблок достиг номинальной электрической мощности 325 МВт. Ресурс статора между капитальными ремонтами составляет около 100 000 ч. При этом проводилась модернизация сопутствующего оборудования: все основные технологические процессы работы энергоблоков ТЭС контролируются дистанционно, для каждого блока был предусмотрен необходимый уровень технологической защиты, системы технологической, аварийной сигнализации и регистрации аварийных состояний. Планировалась аналогичная реконструкция блока № 1 с обеспечением после реконструкции увеличения элек-

трической мощности турбоагрегата до 210 МВт (от предыдущего значения 175 МВт). Ождалось, что удельный расход топлива снизится до 360 г/кВт·ч, паропроизводительность котла будет восстановлена до номинального уровня — 640 т/ч. В целом срок службы энергоблока предусматривается продлить на 15–20 лет. Экономические проблемы приостановили этот процесс [4].

Также в 2012 г. был решен вопрос повышения мощности энергоблока № 10 Луганской ТЭС (от 200 МВт до 210 МВт) путем модернизации турбогенератора ТГВ-200 в турбогенератор ТГВ-210, который был реализован ГПЗ «Электротяжмаш». Несмотря на сложный исторический период, на 2014–2016 гг. запланированы (и осуществляются) работы по модернизации турбогенераторов ТГВ-200 и ТГВ-200М, мощностью 200 МВт Старобешевской ТЭС и Гусинозерской ГРЭС, с повышением мощности до 235 МВт, а также модернизация энергоблоков мощностью 300 МВт (турбогенератор ТГВ-300) с повышением установленной мощности до 325 МВт (турбогенератор ТГВ-325-2У3).

Определим техническую возможность и условия повышения мощности на примере энергоблока мощность 300 МВт до 325 МВт при за-

мене турбогенератора и с учетом возможности сохранения имеющейся на станции турбины, технологических систем обеспечения энергоблока, с сохранением основных габаритных и присоединительных размеров нового (модернизированного) турбогенератора. Т.е. геометрия конструкционной части должна быть неизменной.

При этом для повышения мощности ТГ модернизация активной части будет осуществляться за счет изменения геометрии сердечников статора и ротора, заполнения их пазов. Поскольку желательна модернизация (замена) одного из элементов с максимальным сохранением других, срок эксплуатации которых может быть продлен непосредственно на блоке путем проведения средних ремонтов, предложения по реконструкции будут касаться только статора ТГ. Такой выбор определяется тем, что статистический анализ отказов ТГ, приводящих к аварийному останову блока, показал, что основной причиной является именно статор (его обмотка, состояние торцевых частей сердечника, бандажные системы и системы охлаждения) [2]. Вопрос же повышения мощности ТГ в установленном габарите также определяется изменением электромагнитных параметров статора. И, в первую очередь, необходимо обеспечить

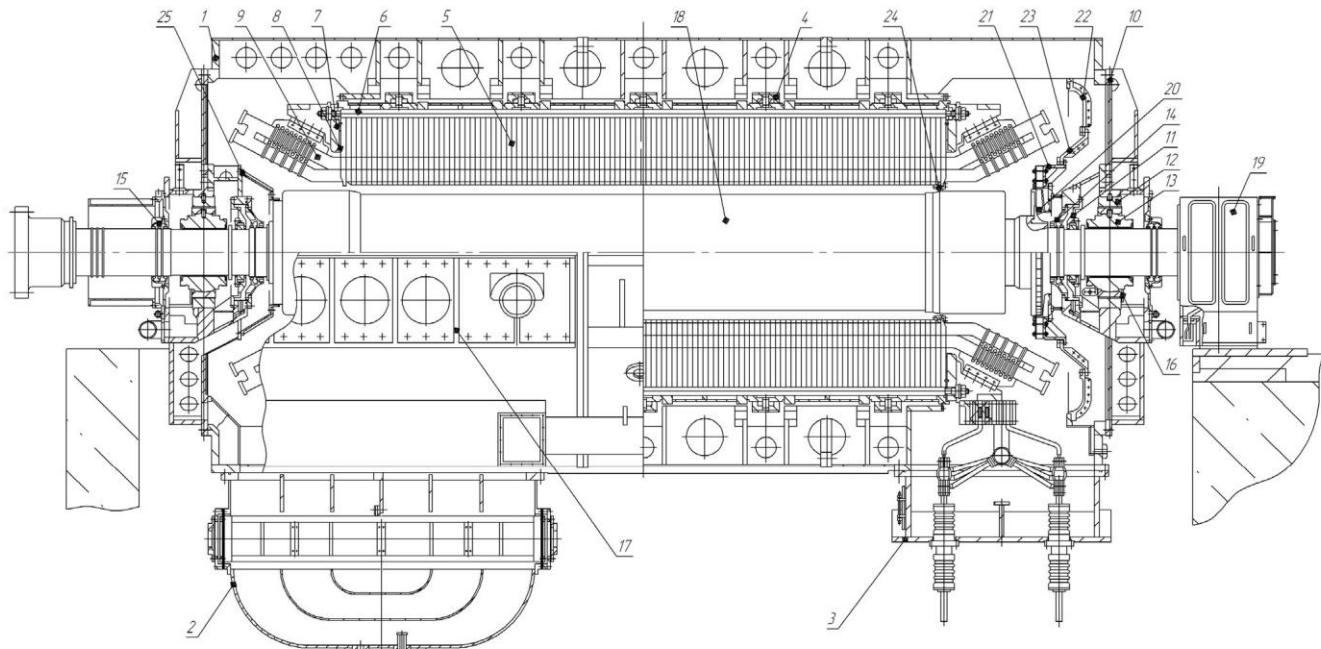


Рис. 1. Продольный разрез турбогенератора ТГВ-325-2У3:

1 — корпус статора; 2 — короб газоохладителей; 3 — коробка выводов; 4 — подвеска сердечника; 5 — сердечник статора; 6 — стяжная призма; 7 — фланец нажимной; 8 — медный экран; 9 — обмотка статора; 10 — щит наружный; 11 — уплотнение вала; 12 — обойма; 13 — вкладыш; 14 — маслоуловитель внутренний; 15 — маслоуловитель наружный; 16 — установка гидроподъема; 17 — лапа; 18 — ротор; 19 — аппарат щеткодержателей; 20 — компрессор; 21 — диффузор; 22 — щит внутренний; 23 — щит промежуточный; 24 — уплотнение воздушного зазора; 25 — кожух перепускной

достаточный уровень отвода тепла (потерь), так как именно тепловой фактор определяет жизнестойкость обмотки и, соответственно, всего генератора.

Для обеспечения работы турбогенератора в продолжительном режиме (S_1) с номинальной (увеличенной по сравнению с базовой) нагрузкой необходимо изменить параметры режима эксплуатации, среди которых: температура и скорость воды на входе в охладитель, величина избыточного давления охлаждающего газа внутри турбогенератора (водород, воздух) и т.д. Конструкция предлагаемого (модернизированного) турбогенератора мощностью 325 МВт производства ГПЗ «Электротяжмаш» представлена на рис. 1. Анализ конструкции позволяет утверждать, что при сохранении схемы вентиляции и типа охлаждающих сред (вода в статоре, водород в роторе и внутри машины) в сравнении с турбогенератором ТГВ-300 общая компоновка осталась прежней. Модернизация затронула только торцевую зону турбогенератора.

При этом для поддержания конкурентоспособности отечественных ТГ необходимо:

- обеспечить проработку технологических процессов, которые позволят упростить сборку и последовательность выполняемых монтажных операций;

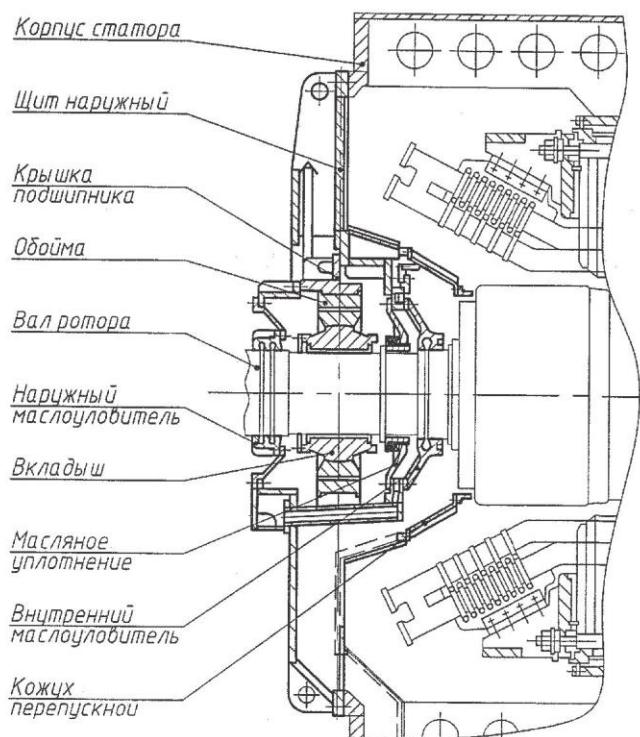
- облегчить доступ для технического обслуживания и ревизии подшипникового узла и обоймы масляного уплотнения, заменить торцевое масляное уплотнение уплотнением кольцевого типа;

- осуществить установку гидроподъема вала ротора;

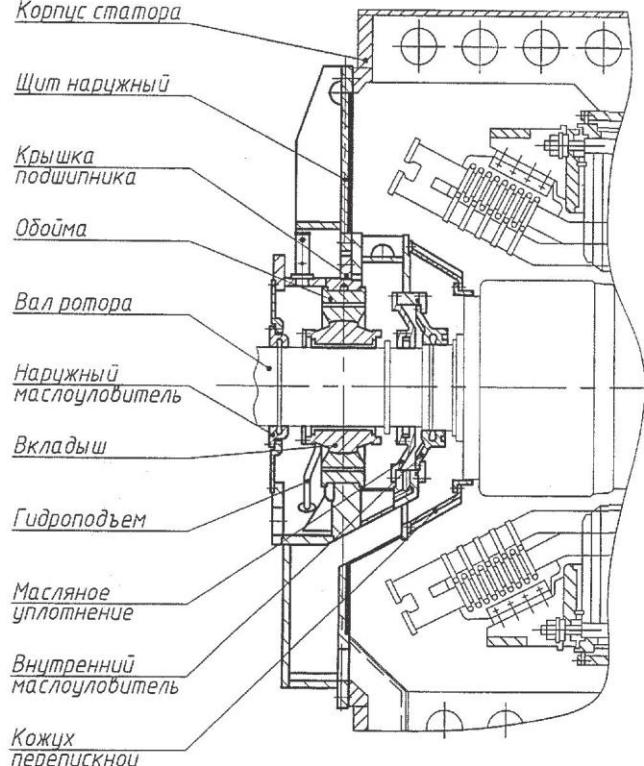
- увеличить жесткость наружных щитов, что вызвано возможной необходимостью увеличения избыточного давления водорода во внутреннем объеме ТГ от 0,3 до 0,35 МПа, что связано с увеличением его активной мощности;

- оптимизировать и упростить конструкцию кожуха перепускного для снижения гидравлического сопротивления прохождению водорода внутри объема ТГ.

Решение вышеизложенных задач может быть осуществлено изменением компоновки торцевой зоны ТГ [5, 6], которая представлена на рис. 2, где рядом изображены конструк-



Концевая зона турбогенератора
ТГВ-300



Концевая зона турбогенератора
ТГВ-325

ции торцевых зон турбогенераторов ТГВ-300 и ТГВ-325.

Увеличение мощности ТГ за счет увеличения электромагнитных параметров может быть обеспечено более эффективным заполнением паза статора: увеличением сечения меди обмотки статора и использованием современной изоляции обмотки, имеющей повышенные теплообменные свойства (вместо корпусной изоляции ВЭС толщиной 6,9 мм предложено использовать изоляцию «Изопроленг-*F*» толщиной 5,7 мм). Другими словами модернизация обмотки статора также включает усовершенствование изоляции путем повышения класса нагревостойкости от «*B*» до «*F*». При этом увеличивается эксплуатационная надежность ТГ.

На рис. 3 приведено сравнение заполнения паза статора турбогенератора ТГВ-300 и модернизированного ТГВ-325.

Сравнение основных технических показателей турбогенераторов ТГВ-300 и ТГВ-325-2УЗ представлено в таблице.

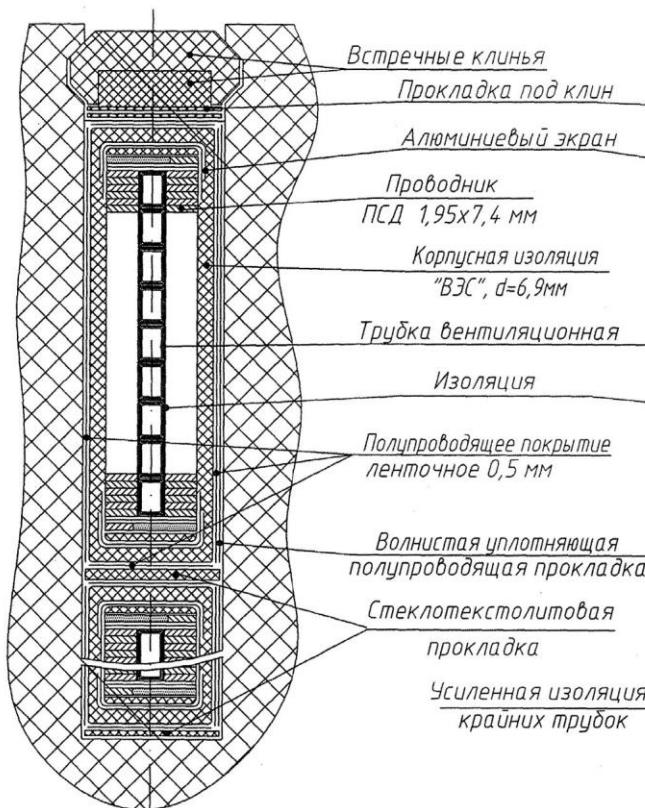
Из анализа данных таблицы следует, что модернизированный турбогенератор имеет большую площадь сечения меди обмотки стато-

ра, сниженное значение плотности тока и меньшую толщину изоляции стержня обмотки статора. При этом необходимо снижение температуры воды на входе в охладитель и увеличение ее расхода. Увеличение мощности также несколько снизило значение ОКЗ, но оно не вышло за пределы значений, указанных в ГОСТ 533—2000.

Выводы

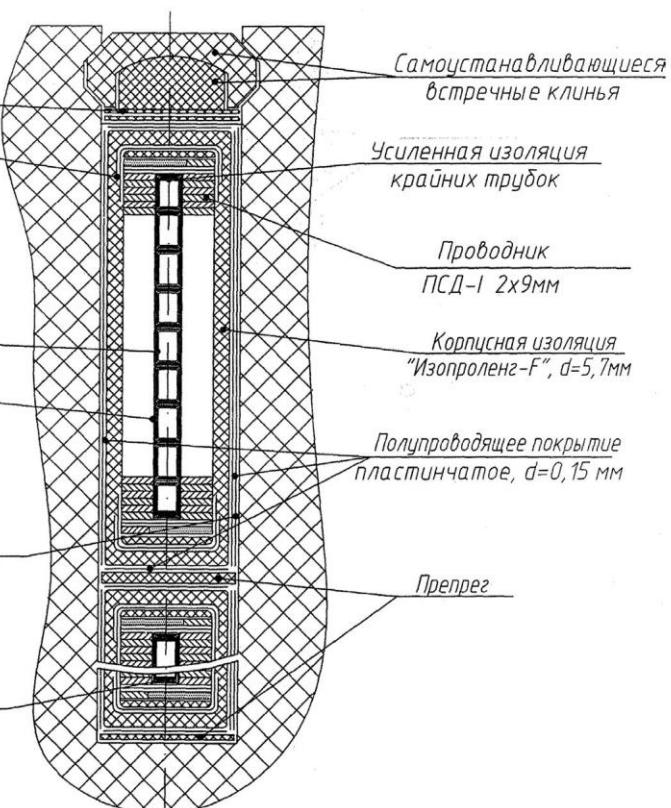
1. Современное увеличение выработки электроэнергии осуществляется за счет повышения установленной мощности турбогенераторов ТЭС. В период экономического спада это возможно только за счет продления срока службы установленного электрооборудования, выполнения его модернизации с обязательным решением вопроса повышения мощности путем использования современных материалов и технологий и с обязательным сохранением инженерных систем блока.

2. Анализ проведенных подобных модернизаций на энергоблоках украинских ТЭС свидетельствует об их экономической рентабельности и технической надежности. В качестве



Заполнение паза статора ТГВ-300

Рис. 3. Эскизы заполнения пазов статоров ТГВ-300 и ТГВ-325



Заполнение паза статора ТГВ-325-2УЗ

Основные технические характеристики турбогенераторов ТГВ-325-2У3 и ТГВ-300

| Наименование параметра | Значение параметра для турбогенераторов | | Наименование параметра | Значение параметра для турбогенераторов | |
|--|---|------------|--|---|----------|
| | ТГВ-325 | ТГВ-300 | | ТГВ-325 | ТГВ-300 |
| Номинальная мощность (P_N/S_N), МВт/МВ·А | 325/382,4 | 300/353,3 | Масса меди ротора (G_{Cur}), кг | 5188 | 5200 |
| Номинальный ток статора, I_{sN} , А | 11040 | 10200 | Отношение короткого замыкания (OK3), о. е. | 0,455 | 0,505 |
| Номинальная температура циркулирующей воды на входе во внешний контур разделительного водоводяного теплообменника (t_{by}), °C | 32 | 33 | Ток возбуждения в номинальном режиме (i_r), А | 3140 | 3050 |
| Номинальное избыточное давление водорода в корпусе генератора (P_{NH2}), МПа | 0,3—0,35 | 0,3 | Напряжение возбуждения (U_r), В | 455 | 420 |
| Максимальная длительно допустимая мощность (P_{max}/S_{max}), МВт/МВ·А | 335/372,2 | 330/366,7 | Плотность тока в обмотке ротора (j_r), А/мм ² | 9,77 | 9,5 |
| Температура циркуляционной воды/избыточное давление водорода при максимально допустимой мощности ($t_{b,max}/P_{max}$), °C/МПа | 32/0,35 | 20/0,4 | Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси (x_d), о. е. | 0,314 | 0,30 |
| Поперечное сечение меди стержня обмотки статора (q_r), мм ² | 1588 | 1278 | Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке (η_N), % | 98,7 | 98,6 |
| Плотность тока в обмотке статора (j_s), А/мм ² | 3,48 | 3,99 | Минимальный коэффициент мощности в режиме недовозбуждения при номинальной активной мощности ($\cos \phi_{min}$) | 0,95 | 1,0 |
| Толщина корпусной изоляции стержня статора (Δ_{ins1}), мм | 5,7 | 6,9 | Максимальная допустимая активная мощность и продолжительность работы при потере возбуждения (P_{ac}/t_{ac}), МВт/мин | 130/15 | — |
| Класс изоляции: | | | Допустимое количество пусков-остановов за срок службы/за год, N_{startO} | 10000/330 | 50 в год |
| — обмотки статора | <i>F</i> | <i>B</i> | Наработка на отказ (T_{fail}), ч | 27000 | — |
| — обмотки ротора | <i>F</i> | <i>B</i> | Допустимое количество нагружений — разгрузок за срок службы (N_{CC}) | 20000 | — |
| Ориентация линий направления проката анизотропной холоднокатаной стали в сегменте статора | вдоль зубцов | вдоль ярма | Ресурс между основными ревизиями (T_{res}), лет | 6 | — |
| Частота собственных радиальных колебаний сердечника статора (f_s), Гц | 147,2 | 127,8 | Масса генератора без фундаментных плит и анкерной арматуры, т | 350 | 362 |
| Масса меди статора (G_{Cus}), кг | 15649 | 12700 | Масса статора транспортная, т | 247 | 256 |
| Масса стали сердечника статора (G_{Fe}), кг | 142300 | 134900 | Масса ротора, т | 54,9 | 56,0 |

примера была рассмотрена модернизация турбогенератора ТГВ-300 с повышением мощности до 325 МВт (ТГВ-325), которая возможна без разрушения исходного фундамента и существенных изменений систем обеспечения: газо-, водо-, маслоснабжения турбогенератора.

3. Установлено, что модернизация может быть осуществлена за счет усовершенствования активной части (статора) ТГ, что определяется как модернизирующий ремонт, а не полная замена. Предложена оптимизация компоновки торцевой зоны ТГ, что существенно повысит его ремонтопригодность, снизит трудоемкость монтажных работ и повысит надежность работы турбогенератора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Шевченко В.В. Проблемы и основные направления развития электроэнергетики в Украине // Енергетика та електрифікація. № 7 (287). 2007. С. 11—16.
- Шевченко В.В., Минко А.Н. Развитие систем охлаждения и оптимизация конструкций турбогенераторов: монография. Харьков: Издатель Иванченко И.С. 2013. 242 с. ISBN 978-617-7033-20-1
- Шевченко В.В. Направления деятельности по обеспечению энергоэффективности энергетики // Мир техники и технологий. № 5 (138). 2013. С. 26—35.
- Адрес доступа: <http://tyrbin.ru/blog/2008-12-30-60.10.4.1> Комплексная реконструкция блока мощностью 300 МВт Змievской ТЭС.
- Минко А.Н. Оптимальная геометрия и массогабаритные параметры конструкции подшипникового и щитового узлов турбогенераторов с воздушной системой охлаждения / Енергетика та електрифікація. 2012. № 1. С. 18—21.
- Шевченко В.В., Минко А.Н. О повышении конкурентоспособности отечественных турбогенераторов: зб. наук. праць XI Міжнародної наук. техн. конф., м. Кременчук 09—11 квітня 2013 р. / Кременчук, КрНУ, 2013. 386 с.