

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАЦИОНАРНЫХ И ПЕРЕХОДНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ОБМОТКАХ СТАТОРА МОЩНЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ ТИПА ТВВ В ТРЁХМЕРНОЙ ПОСТАНОВКЕ

Аннотация. Разработаны методика, математические модели, алгоритмы и программа для выполнения на компьютере расчёта трёхмерных температурных полей в обмотках статора мощного турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3 с непосредственным водяным охлаждением обмоток статора в установившихся и переходных режимах эксплуатации. Для сравнения с экспериментальными данными выполнены расчёты нестационарного и стационарного нагрева стержней обмотки статора турбогенератора. Проведены вычислительные эксперименты по определению трёхмерных температурных полей обмотки статора в установившихся режимах эксплуатации при наличии частичной и полной закупорки полых проводников стержней обмотки статора. Проведен анализ влияния частичной и полной закупорки полого проводника обмотки статора на максимальные температуры в обмотке статора и показания штатного термометра сопротивления, установленного в пазу статора. Проведены расчёты трёхмерных температурных полей обмотки статора в процессе пуска при изменении нагрузки турбогенератора от нуля до номинальной при наличии дефектов в стержнях этой обмотки. Произведена обработка расчетных температурно - временных зависимостей нагрева медного полого проводника и термометра сопротивления (расположенного под клином) в пазу верхнего стержня обмотки статора в зависимости от наличия дефектов при пуске турбогенератора. Определены диагностические признаки, с помощью которых, возможно надёжно и эффективно диагностировать появление и развитие дефекта в стержнях обмотки статора.

Abstract. Developed a technique, mathematical models, algorithms and program for implementation on the personal computer of calculating the three-dimensional temperature field of stator winding of powerful turbogenerator with direct water cooling of the stator windings types TVV-1000-2U3 in steady state and transient modes of exploitation. For comparing to experimental information, the non-stationary and stationary calculations of heating of bars of stator windings of turbogenerator type TVV-1000-2U3 are executed. Comparison is made of experimental and calculated data, which showed, that the experimental and calculation data practically coincide (differ by less than 5%), that confirms the accuracy of developed techniques, algorithms and mathematical apparatus.

Computational experiments were carried out to determine the three-dimensional temperature fields of the stator winding of the TVV-1000-2U3 turbogenerator in steady-state operation with partial and complete encapsulation of the hollow conductors of the bar stator windings. The analysis of the influence of partial and complete encapsulation of the hollow conductor of the stator winding on the maximum temperature in the stator winding and the indications of the regular resistance thermometer established in the stator groove was carried out.

The calculations of the three-dimensional temperature fields of the stator winding in the process of starting at the change of loading of turbogenerator from a zero to nominal at presence of defects [n the bars of this winding are carried out. Treatment calculated temperature-temporal dependences of heating a hollow copper conductor and a resistance thermometer (located under the wedge) in the groove of the upper stator winding bar depending on the presence of defects during the turbogenerator start-up was produced. Diagnostic features, with the help of which, it is possible to reliably and effectively diagnose the appearance and development of a defect in stator winding bars were identified.

Ключевые слова: турбогенератор, обмотка статора, математическая модель, закупорка полого проводника, температурное поле, диагностические признаки.

Keywords: turbogenerator, stator winding, mathematical model, encapsulation of the hollow conductors, temperature fields.

Турбогенераторы – самый сложный элемент электрической части тепловых и атомных электростанций, в которых сочетаются проблемы мощности, габаритов, электромагнитных характеристик, тепловых процессов нагрева и охлаждения, статической и динамической прочности элементов конструкции и тому подобное. Надёжность их работы определяет надёжность функционирования энергоблока в целом.

Турбогенераторы типа ТВВ-1000-2У3 обладают недостаточной надёжностью [1, 2, 3], несмотря на проведенные заводом «Электросила» модернизации [4 - 6]. Это является существенным

фактором, влияющим на надёжность, безопасность и эффективность эксплуатации энергоблоков электростанций, в составе которых установлены такие турбогенераторы. Простой турбогенератора АЭС мощностью 1000 МВт - это экономические потери в 480 000 USD в сутки только от недовыработки электроэнергии [7].

В турбогенераторах серии ТВВ, в целях повышения единичной мощности, применено непосредственное водяное охлаждение обмотки статора и непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора и активной стали статора.

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 [8, 9]. 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 пробоям изоляции [10]. Например, при закупорке двух полых проводников стержня обмотки статора их температура может повышаться до значений, в 3 - 3,5 раза превышающих допустимую. При этом более чем в 100 раз повышается вероятность пробоя изоляции стержня [11]. Механизм закупорки гидравлических ветвей продуктами коррозии меди таков: внутренняя поверхность полых проводников покрыта слоем оксидных отложений, химический или фазовый состав которых определяется окислительно-восстановительными свойствами дистиллята. При низкой концентрации кислорода в дистилляте (менее $0,05 \text{ мг/дм}^3$) защитная поверхностная пленка состоит из закиси меди, а при высокой концентрации кислорода в дистилляте (более $0,5 \text{ мг/дм}^3$) 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, изгибах и т.п. По 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, между ними расположена область усиленной коррозии меди и неустойчивости оксидной пленки [9, 12]. Для предотвращения закупорки проводников обмотки статора необходимо избегать области промежуточных концентраций кислорода в дистилляте $\sim 0,05\text{-}2 \text{ мг/дм}^3$.

В процессе эксплуатации температуры стержней обмоток статора работающего турбогенератора тщательно контролируются. На турбогенераторах серии ТВВ температура обмотки измеряется термометрами сопротивления,

наложенными на изоляцию каждого стержня обмотки статора со стороны слива дистиллята. На верхних стержнях термометры сопротивления уложены под пазовый клин вблизи выхода из паза. На генераторах мощностью 800 МВт и выше нижние стержни охлаждаются независимо от верхних и контролируются термометрами сопротивления, наложенными на боковую поверхность лобовой части стержня.

Нормативные методы контроля теплового состояния обмоток статора [13 - 15] предусматривают контроль температур стержней и их превышений над температурой хладагента. Например, согласно [13] признаком дефекта охлаждения стержня является повышение показаний его термометра сопротивления сверх $75 \text{ }^\circ\text{C}$ или значение разности максимальной и номинальной температур обмотки, превышающее $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Согласно [14] и [15] признаком дефекта служит возрастание температуры стержня более чем на $5 \text{ }^\circ\text{C}$. Несмотря на значительное повышение температуры закупоренных полых проводников изменение показаний термометра сопротивления не так велико, если между закупоренными проводниками и термометром сопротивления имеются исправные проводники с циркуляцией дистиллята. Такие изменения часто не превосходят установленного [14] порога в $5 \text{ }^\circ\text{C}$. Их трудно обнаружить на фоне помех, создаваемых изменениями параметров режима работы турбогенератора. Кроме того, чувствительность термометра сопротивления к изменению температуры меди стержня существенно зависит от степени прижатия термометра сопротивления к изоляции стержня. Например, при ослаблении клиновки паза, ослабевает прижатие термометра сопротивления к изоляции, увеличивается обдув корпуса термометра сопротивления водородом и чувствительность термометра сопротивления уменьшается. В ряде случаев дефект прекращения циркуляции воды в обмотке обнаруживается, когда процесс разрушения изоляции достигает последней стадии своего развития – происходит пробой корпусной изоляции. Нормативные методы контроля имеют низкую эффективность обнаружения закупорки полых проводников стержней обмоток статора [11]. Использование штатной системы теплового контроля также малоэффективно для выявления локальных перегревов в стержнях обмотки статора. Термометры сопротивления установлены в ограниченном количестве мест на наружной поверхности изоляции стержней, они являются распределенными по поверхности и, следовательно, измеряют усредненное значение температуры в месте расположения, и не могут непосредственно контролировать температуру в наиболее нагретых местах обмотки, тем более, что размещение локальных перегревов изменяется с изменением режимов работы турбогенератора.

Вопросам температурного контроля и температурной диагностики стержней обмоток с

непосредственным охлаждением в концептуальном и техническом плане уделяется серьезное внимание. Однако проблема до сих пор не решена. В связи с этим моделирование тепловых процессов для целей контроля и диагностики дефектов в стержне статора мощных турбогенераторов ТЭС и АЭС, разработка математических моделей теплового состояния стержня, разработка алгоритмов и программ, получение исходных данных по параметрам теплопередачи и добавочным потерям в стержне, принимают все большее значение.

Для решения такой проблемы была поставлена и решена новая полевая задача расчета трехмерного температурного поля обмотки статора турбогенераторов типа ТВВ-1000-2У3 в стационарных и переходных режимах эксплуатации.

Расчетная схема выбрана в виде двух витков обмотки статора, верхний и нижний стержни которых размещаются в одном пазу (рис. 1). Как известно, для турбогенераторов типа ТВВ

мощностью 1000 МВт стержни каждого витка, расположенные в разных пазах, соединенные последовательно по току и параллельно по воде - дистилляту. Верхний и нижний стержни в поперечном сечении разбиты на участки таким образом, чтобы выделить каждый элемент и элементарный проводник в качестве элементарного объема (узел сетки). Расчетная модель позволяет определить подогрев воды в каждом полом проводнике, учитывать транспозицию стержня в пазовой и лобовой частях обмотки. Для пазовой части обмоток описана тепловая связь с сердечником (сталью) статора, температура которого совместно с обмоткой статора рассчитывается в виде трехмерного поля. Аналогично описана тепловая связь лобовых частей обмотки с охлаждающим газом, подогрев которого также рассчитывается. При расчете предусмотрен учет зависимостей от температуры теплофизических параметров меди и хладагентов, а также потерь в меди.

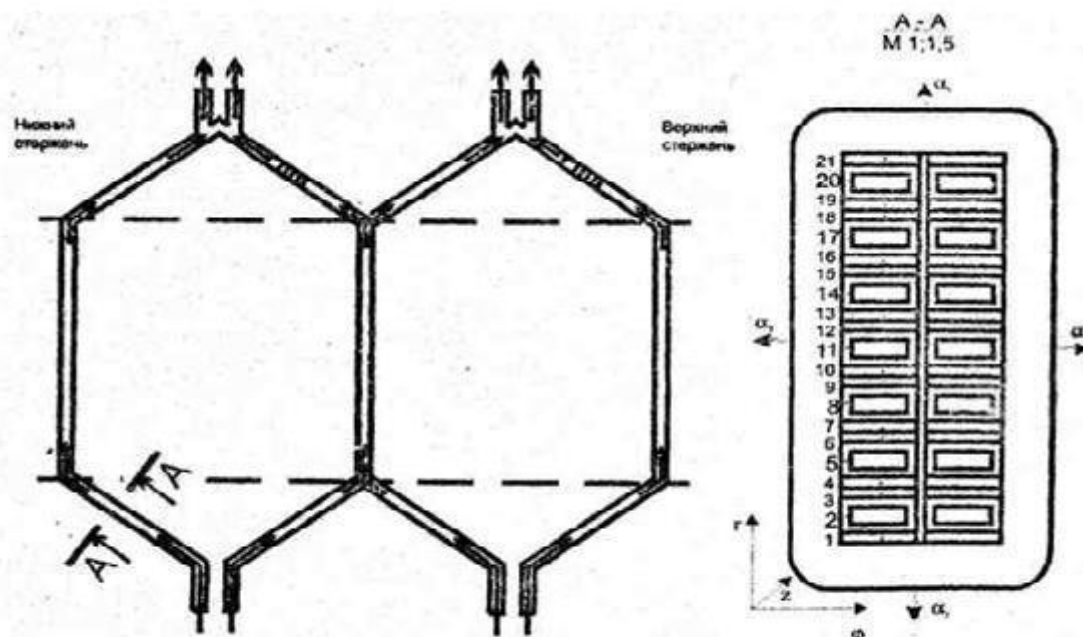


Рис. 1. Расчетная модель обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3

При математическом описании температурного поля приняты следующие допущения:

1. Учитывая наличие транспозиции в пазовой части стержня на 540° и на 360° в лобной части, а также учитывая результаты экспериментальных исследований, принимаем, что тепловыделения распределены равномерно по высоте стержней.

2. Принимаем, что тепловыделения распределены равномерно по длине лобовых частей.

3. Элементы анализируемой области рассматриваются как однородные анизотропные тела с усредненными теплофизическими

характеристиками материалов по соответствующему направлению в пределах элементарных расчетных объемов, которые зависят от температуры.

4. Зависимость теплофизических параметров (коэффициентов теплопроводности, удельной плотности, теплоемкости) материалов обмотки и сердечника статора от температуры учитываются с помощью соответствующих аналитических зависимостей.

5. Электромагнитные потери в обмотке, которые выделяются в виде тепла, и теплофизические параметры (коэффициенты теплопроводности, удельной плотности и

теплоемкости) обмотки и сердечника статора на первом этапе задаются для ожидаемой температуры, а затем уточняются в процессе расчета в зависимости от температуры на каждом временном или итерационном шагах.

6. Коэффициенты теплоотдачи с охлаждающихся поверхностей определяются по соответствующим критериальным зависимостям.

7. При выборе расчетной области предполагается, что существует симметрия и периодическая повторяемость элементов конструкции обмотки и сердечника статора, их теплофизических свойств, условий охлаждения и тепловыделений по окружности статора. Наличие неоднородности и асимметрии параметров по окружности, особенно на стыке фазных зон, может быть определено расчетом выделенных областей с

последующим "сшиванием" методом последовательных приближений.

8. Граничные условия на границах соприкасающихся поверхностей описываются следующим образом. Известно, что между соприкасающимися поверхностями в области контакта процесс теплопередачи имеет сложный характер. Используя метод эквивалентирования, удобно рассматривать эквивалентный коэффициент теплопередачи контакта λ_k (Вт/(м²·К)) и термическую проводимость теплопередачи - Λ_k (Вт/К), $\Lambda_k = F_k \lambda_k$ (F_k - площадь контакта).

Тогда на границе соприкасающихся поверхностей имеет место равенство тепловых потоков:

$$\pm \lambda_i \frac{\partial \theta_i}{\partial n} (\xi - 0) = \Lambda_k [\theta_i(\xi + 0) - \theta_j(\xi - 0)],$$

$$\Lambda_k [\theta_i(\xi + 0) - \theta_j(\xi - 0)] = \pm \lambda_i \frac{\partial \theta_i}{\partial n} (\xi + 0).$$

9. Предполагается, что граница и граничные условия рассматриваемой области является математически гладкими.

Описание температурного поля, с учетом вышеизложенных допущений, выполнено с

помощью системы дифференциальных уравнений теплопроводности, уравнений подогрева хладагента, начальных и граничных условий I - IV рода:

$$c(\theta, l) \rho(\theta, l) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \text{div}(\lambda(\theta, l) \cdot \text{grad} \theta) + q_V(\theta, l); \quad (1)$$

$$\frac{c_{xi}(\theta_x, l) \rho_{xi}(\theta_x, l)}{\alpha_{xi}(\theta_x, l) \cdot b_i} \left[F_i \frac{\partial \theta_x}{\partial l} \right] + \theta_x = \theta. \quad (2)$$

Уравнения теплопроводности для описания температурного поля в узлах и элементах,

имеющих форму параллелепипеда, в декартовых координатах имеют вид:

$$c(\theta, x, y, z) \rho(\theta, x, y, z) \frac{\partial \theta}{\partial t} =$$

$$= \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda(\theta, x) \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda(\theta, y) \frac{\partial \theta}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda(\theta, z) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right) + q_V(\theta, x, y, z). \quad (3)$$

Уравнения теплопроводности для описания температурного поля в узлах и элементах,

имеющих цилиндрическую форму, в цилиндрических координатах имеют вид:

$$c(\theta, r, \varphi, z) \rho(\theta, r, \varphi, z) \frac{\partial \theta}{\partial t} =$$

$$= \lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_V(\theta, r, \varphi, z) \quad (4)$$

В стационарном режиме $\frac{\partial \theta}{\partial t} = 0$, уравнение (3) и (4) превращаются в соответствующие эллиптические уравнения вида:

$$\lambda_x(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \lambda_y(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + \lambda_z(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_V(\theta, x, y, z) = 0, \quad (5)$$

$$\lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_V(\theta, r, \varphi, z) = 0, \quad (6)$$

где θ - температура в области анализа; Q_i - расход хладагента в соответствующем i -м канале; F_i, b_i - площадь поперечного сечения и ширина i -го охлаждающего канала соответственно; l - соответствующая пространственная координата;

α_{xi}, c_{xi} - коэффициент теплоотдачи и удельной теплоемкости хладагента соответственно; c, ρ, λ - удельная теплоемкость, плотность и коэффициент теплопроводности области анализа.

Граничные условия запишем в виде:

$\theta_{xi} = \pm \frac{\lambda_M}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i}$ - для охлаждающих каналов полых проводников;

$\theta_{xi} = \pm \frac{\lambda_3}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i}$ - для внешних теплообменных поверхностей обмотки статора, ее лобовых частей и пакетов сердечника статора;

$$\pm \lambda_i \frac{\partial \theta_i}{\partial n} (\xi - 0) = \Lambda_k [\theta_i (\xi + 0) - \theta_j (\xi - 0)] \text{ и}$$

$$\Lambda_k [\theta_i (\xi + 0) - \theta_j (\xi - 0)] = \pm \lambda_j \frac{\partial \theta_j}{\partial n} (\xi + 0) -$$

на границе соприкасающихся поверхностей элементов обмотки.

Настоящая задача является нелинейной, так как при изучении температурных процессов необходимо учитывать нелинейную зависимость коэффициентов теплопроводности, плотности, теплоемкости и электрического сопротивления от температуры. В качестве первого этапа решения этой задачи проводится дискретизация исходных дифференциальных уравнений, в результате которой получаем систему нелинейных алгебраических уравнений (нелинейную разностную схему). В дальнейшем производится

кусочная линеаризация и усреднение указанных теплофизических параметров в зависимости от температуры. Среда в рассматриваемой области является неоднородной (изоляция, медь). На границе разнородных материалов теплофизические параметры будут разрывными функциями. Следовательно, для решения настоящей краевой задачи требуется метод, при помощи которого можно получить схемы, сходящиеся в случае разрывных коэффициентов. Эффективным методом решения задач такого класса является интегро-интерполяционный метод (метод баланса).

Аппроксимация задачи осуществляется в два этапа: сначала по пространственным переменным, а затем по времени. По пространственным переменным узлы и элементы рассматриваемой области разбиваются на N – количество элементарных объемов. Используя результаты построения разностной схемы задачи теплообмена с помощью интегро-интерполяционного метода, уравнение теплового баланса для каждого элементарного объема представляем в конечно-разностном виде:

$$c_n \rho_n V_n \frac{\partial \theta}{\partial t} = (\theta_{n+1} - \theta_n) \Lambda_{n+1,n} + (\theta_{n-1} - \theta_n) \Lambda_{n-1,n} + \dots + q_n \cdot V_n, \quad n = 1, 2, \dots, N, \quad (7)$$

где $\Lambda_{n \pm j, n}$ – взаимная тепловая проводимость к соседнему элементарному объёму (узлу).

В результате получено дифференциальное уравнение по времени и разностное по пространственным координатам. В правой части представлены непрерывные составляющие (тепловые потоки), в которых в явном виде отсутствуют точки (линии) разрыва теплофизических параметров. Данное обстоятельство позволяет записать во всех узлах

сетки одни и те же формулы (без какого-либо изменения формул в окрестности разрывов). Таким образом, с помощью интегро-интерполяционного метода получаем однородную разностную схему (в том числе и для участков подогрева (охлаждения) хладагента в охлаждающих каналах и областях). Затем проведем разностную аппроксимацию частных производных по времени. Расчетные формулы для определения температуры в n -ом узле в следующий момент времени t^{j+1} имеют вид:

$$\theta_n^{j+1} = \left(\sum \theta_i \Lambda_{i \pm 1, n} + q_n^j v_n + \theta_n^j (F_{0n} - \sum_{i=1}^6 \Lambda_{n \pm 1, n}) \right) / F_{0n}, \quad (8)$$

где $F_{0n} = V_n c_n \gamma_n / t_j$.

Решение будет устойчивым при выполнении условия:

$$F_{0n} - \sum_{i=1}^6 \Lambda_{n \pm 1, n} \geq 0.$$

На каждом временном и итерационном шагах уточняются значения теплофизических параметров меди и потерь в меди, которые задаются в виде

функций от температуры по следующим зависимостям:

$$\lambda_{cu} = 400 \cdot (1 - 1,8 \cdot 10^{-4} \theta) \text{ Вт/(м·К)} \quad (9)$$

$$c_{cu} = 389 \cdot (1 + 1,7 \cdot 10^{-2} \theta + 0,6 \cdot 10^{-6} \theta^2) \text{ Дж/(кг·К)} \quad (10)$$

$$\gamma_{cu} = 1,68 \cdot 10^{-8} (1 + 4,33 \cdot 10^{-3} \theta + 4,53 \cdot 10^{-7} \theta^2) \text{ (Ом·м}^2\text{)/м} \quad (11)$$

$$\rho_{cu} = \frac{8800}{(1 + \alpha_{лр} \theta)^5} \text{ кг/м}^3, \quad (12)$$

где $\alpha_{\text{лр}}$ - коэффициент линейного расширения:

$$\alpha_{\text{лр}} = 1,67 \cdot 10^{-6} + 3,8 \cdot 10^{-9}\theta + 1,5 \cdot 10^{-12} \cdot \theta^2 \quad (13)$$

Потери на элементарном участке:

$$\rho = I^2 \frac{\gamma_{\text{cu}} l}{S} \text{Вт}, \quad (14)$$

где l – длина элементарного участка; S – площадь поперечного сечения проводника.

С помощью описанных выше методики, алгоритмов и математических моделей разработана программа для выполнения на компьютере расчета трехмерного температурного поля обмотки статора турбогенераторов мощностью 1000 МВт типа ТВВ–1000-2У3 в стационарных и переходных режимах эксплуатации. Блок – схема программы расчёта приведена на рис. 2. Программа построена по структурно-модульному принципу, осуществляет расчеты температур и других теплофизических параметров (удельных тепловых потоков, удельных тепловыделений и т.п.) в узлах (точках) расчетной схемы, автоматический выбор шагов дискретизации по пространственным координатам и по времени. Разработанная программа позволяет рассматривать различные стационарные и нестационарные режимы теплового состояния обмотки статора мощных турбогенераторов с учетом подогрева воды вдоль длины стержня обмотки, зависимости теплофизических параметров (теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности) меди и хладагентов от температуры, зависимости потерь в меди от температуры, частичной закупорки или прекращения циркуляции воды в одном или нескольких полых проводниках, определять температуру дистиллята на сливе из фторопластовых шлангов. Предусмотрено моделирование показаний термометров сопротивления, установленных в пазах статора.

В качестве тестового для сравнения с экспериментальными данными, выполнены расчеты нестационарного (для пуска) и стационарного режимов нагрева стержней обмотки статора турбогенератора. Для сравнения были использованы данные тепловых испытаний турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3 Ровенской

АЭС (ст. № 5). Были заданы следующие значения экспериментального режима: активная мощность $P = 946,2$ МВт; $\cos\varphi = 0,994$; напряжение $U = 24,2$ кВ; токи фаз статора (кА) соответственно 22,5; 22,5; 21,8, среднее значение – $I_{\text{ср}} = 22,3$ кА; частота $f = 50$ Гц; температура холодного дистиллята равная 38 °С, средняя температура горячего дистиллята 52,5 °С, средняя температура холодного газа (водорода) 25,5 °С, средняя температура горячего водорода 41,9 °С, давление водорода в корпусе турбогенератора $p = 5$ кПа. Были заданы коэффициенты теплоотдачи в полых каналах проводников стержней обмотки статора к воде равные $\alpha = 15000$ Вт / (м² К).

Экспериментальные значения температуры и подогрева горячего дистиллята составляют 52,5 °С и 14,5 °С, а расчетные – 53,6 °С и 15,0 °С; они отличаются между собой на 2,1 % и 3,4 %, соответственно.

При непосредственном жидкостном интенсивном охлаждении температура полых медных проводников незначительно отличается от температуры охлаждающей воды. Так, в сечении на выходе из нижнего стержня максимальная температура горячей воды 50,3 °С, а температура полых медных проводников находится в интервале 50,8 - 50,9 °С. По данным АСКР (Автоматическая система контроля), значения измеренных температур по термометрах сопротивлений, установленных в пазу на боковых поверхностях нижних стержней, находятся в интервале 34 - 48,0 °С. Расчетное значение показаний соответствующего термометра сопротивления 42,9 °С. Для верхних стержней, установленных в пазу под клином, экспериментальные значения термометров сопротивлений находятся в интервале 40,6 - 48,7 °С, а расчетное значение – 48,2 °С.

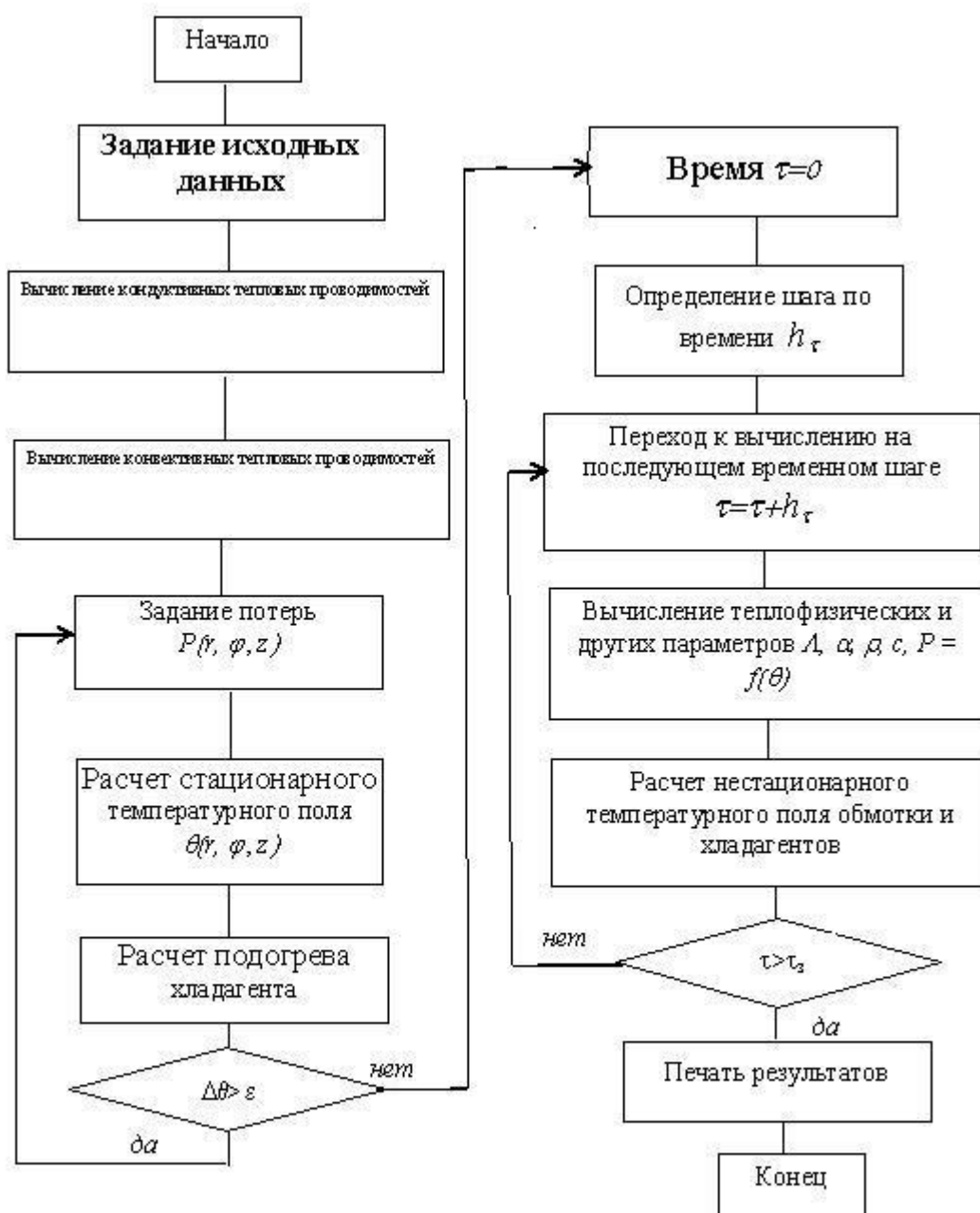


Рис. 2. Блок-схема программы расчета трёхмерного температурного поля обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2УЗ

Учитывая погрешность измерений, можно утверждать, что данные расчета и эксперимента практически совпадают (отличаются менее чем на 5%). Это свидетельствует о достоверности разработанных методик, математических моделей, алгоритмов и программы расчета трёхмерных температурных полей обмотки статора турбогенераторов мощностью 1000 МВт типа ТВВ-1000-2УЗ.

В процессе эксплуатации турбогенераторов с непосредственным охлаждением проводников обмотки статора периодически возникают проблемы с отсутствием проходимости её полых проводников. При этом очень важно знать влияние

закупорки полых проводников на тепловое состояние обмотки статора. Наличие таких знаний может позволить принять оптимальное решение относительно дальнейших действий – например, проводить профилактические работы или ремонт, или продолжать эксплуатацию турбогенератора с ограничением или без ограничения нагрузочной способности.

С помощью разработанных методик, алгоритмов и программ были проведены вычислительные эксперименты анализа температурных полей в стержнях обмотки статора турбогенератора мощностью 1000 МВт в двухполюсном исполнении типа ТВВ-1000-2 в

зависимости от полной и частичной закупорки полых проводников обмотки статора. Учитывая, что верхний стержень по сравнению с нижним подвержен существенно большим электромагнитным и тепловым нагрузкам, рассмотрим влияние частичной и полной закупорки полых проводников верхнего стержня на тепловое состояние обмотки статора. В табл. 1 приведены результаты расчета зависимости максимальной температуры верхнего стержня и показаний

соответствующего термометра сопротивления под клином от частичной и полной закупорки одного среднего ($n=14$) по высоте полого проводника стержня обмотки статора $\theta_{max}=f(S_{зак} / S_{ном})$ (где $S_{зак}$ - часть закупоренного сечения охлаждающего канала полого проводника; $S_{ном}$ - сечение (чистое) охлаждающего незакупоренного полого проводника).

Таблица 1.

Максимальные температуры верхнего стержня и показания термометра сопротивления под клином в зависимости от степени закупорки полого проводника

N	Коэффициент частичной закупорки $k_{зак} = S_{зак} / S_{ном}$, о.е.	Максимальная температура верхнего стержня, °C	Показания термометра сопротивления верхнего стержня, °C
1	Номинальный режим $k_{зак}=0$	90,7	61,9
2	0,300	104,3	62,4
3	0,400	111,8	62,7
4	0,500	121,9	63,1
5	0,561	130,0	63,4
6	0,600	136,3	63,6
7	0,700	158,3	64,5
8	0,800	196,0	66,0
9	Полная закупорка $k_{зак}=1,000$	213,7	76,5

Из приведенных результатов видно, что при коэффициенте закупорки, равном 0,561, максимальная температура стержня равна предельной допустимой (130,0 °C), а соответствующее показание термометра сопротивления равно 63,4 °C, т.е. находится в допустимом пределе (75 °C). При увеличении интенсивности частичной закупорки максимальная температура стержня значительно увеличивается, а значение показаний термометра сопротивления остается в пределах допустимого. Так, при частичной закупорке $k_{зак}=0,8$ температура стержня достигает 196,0 °C, а значение показаний термометра сопротивления - 66,0 °C, при полной закупорке проводника его температура достигает - 213,7 °C, а значение показаний термометра сопротивления - 76,5 °C. Следовательно, в процессе эксплуатации возможна ситуация, когда один проводник или несколько частично закупорены, локальные температуры в стержне превышают предельно допустимую температуру, а значения показаний штатного термометра сопротивления находятся в допустимых пределах (меньше 75°C).

Проведенный вычислительный эксперимент показывает, что при частичной или полной закупорке полых проводников максимальная температура стержня обмотки статора может существенно превышать предельно допустимую температуру, а значения показаний соответствующих термометров сопротивления остаются в пределах допустимого уровня (меньше 75°C). Известно, что при каждом увеличении

температуры на 10-20 °C сверх установленной нормы срок службы изоляции сокращается вдвое. Наличие таких дефектов неизбежно приведет к преждевременному ускоренному старению изоляции, ее повреждению и тяжелой аварии. Проведенный численный анализ подтверждает необходимость обязательного мониторинга теплового состояния турбогенератора. Сравнение показаний термометров сопротивления обмотки статора для равнозначных режимов работы турбогенератора в процессе эксплуатации (вручную или автоматически) может служить эффективным диагностическим показателем теплового состояния обмоток статора. Увеличения показаний средств штатного теплового контроля для равнозначных режимов в процессе эксплуатации на несколько градусов должны приводить к серьезному анализу и исследованию технического состояния для предупреждения серьезных дефектов и аварий.

Рассмотрим результаты расчетов теплового состояния нагрева верхнего стержня обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3. На рис. 3 приведены результаты нагрева верхнего стержня обмотки статора в процессе пуска турбогенератора при изменении нагрузки от нуля до номинальной. Как очевидно, при нагревании во время пуска происходит значительное запаздывание увеличения показаний термометра сопротивления по сравнению с нагревом медных проводников стержня. Изменение показаний термометра сопротивления на 10% от

установившегося значения достигается через 115 с (медного проводника - через 4 с).

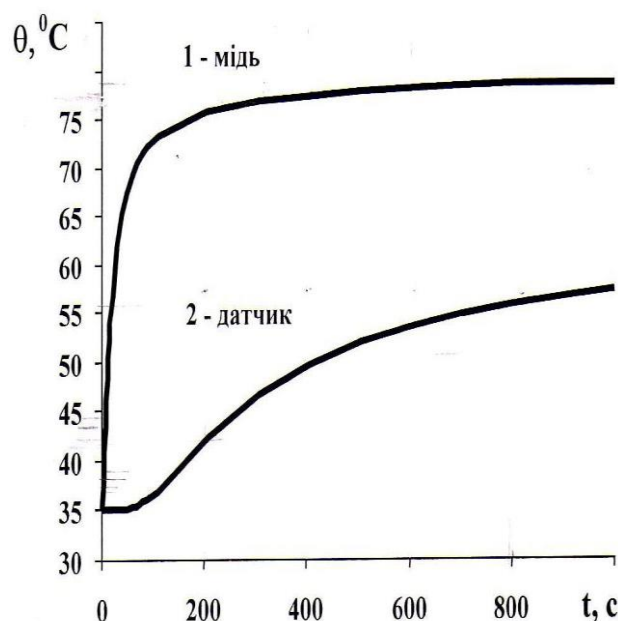


Рис. 3. Результаты нагрева верхнего стержня обмотки статора и термометра сопротивления турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3 в процессе пуска: 1 – температура проводника в пазу перед выходом из паза; 2 – показания датчика температуры под клином.

В таблице 2 приведены результаты обработки расчетных температурно - временных зависимостей нагрева медного полого проводника и термометра сопротивления (расположенного под клином) в пазу верхнего стержня обмотки статора в зависимости от частичной и полной закупорки полого проводника при пуске турбогенератора при изменении нагрузки от нуля до номинальной для определения таких параметров: начальной производной $d\theta/dt|_{t=0}$, постоянной времени регулярного режима T_1 , времени начала регуляризации t^{**} .

Как показывают результаты обработки температурно - временных зависимостей по

определению их параметров при частичной и полной закупорке полых проводников стержней обмотки статора, постоянная времени регулярного режима и время начала регуляризации существенно возрастают как для медного полого проводника, так и для термометра сопротивления, установленного в пазу под клином, а начальные производные (проводника и термометра сопротивления) не изменяются. Так, для не закупоренного полого проводника $T_{M1} = 43,0$ с, $t^{**} = 2,2$ с, $d\theta_M/dt|_{t=0} = 1,55$, $T_{Д1} = 254$ с, $d\theta_D/dt|_{t=0} = 0,025$; при частичной закупорке полого проводника $K_{зак} = 0,8$ - $T_{M1} = 91,8$ с, $t^{**} = 53,2$ с, $d\theta_M/dt|_{t=0} = 1,55$, $T_{Д1} = 279,2$ с, $d\theta_D/dt|_{t=0} = 0,025$.

Таблица 2.

Параметры температурно - временных зависимостей нагрева медного полого проводника и термометра сопротивления в пазу верхнего стержня обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3 при частичной и полной закупорке

Коэффициент частичной закупорки $k_{зак} = S_{зак}/S_{ном}$	Медный полый проводник верхнего стержня обмотки			Показания термометра сопротивления	
	Начальная производная $d\theta_M/dt _{t=0}$	Постоянная времени регулярного режима T_{M1} , с	Время начала регуляризации t^{**} , с	Начальная производная $d\theta_D/dt _{t=0}$	Постоянная времени регулярного режима $T_{Д1}$, с
о.е.	$^{\circ}C/c$			$^{\circ}C/c$	
0	1,55	43,0	2,2	0,025	254,0
0,3	1,55	48,2	12,0	0,025	256,4
0,5	1,55	55,4	23,1	0,025	260,4
0,6	1,55	62,0	30,8	0,025	264,0
0,7	1,55	72,8	41,2	0,025	269,6
0,8	1,55	91,8	53,2	0,025	279,2

Полная закупорка	1,55	143,8	68,1	0,025	302,8
------------------	------	-------	------	-------	-------

В таблице 3 приведены результаты обработки расчетных температурно - временных зависимостей нагрева медного полого проводника и термометра сопротивления (расположенного под клином) в пазу верхнего стержня обмотки статора в зависимости от повышенного тока полого проводника при пуске турбогенератора при изменении нагрузки от нуля до номинальной для определения их параметров.

Результаты обработки температурно-временных зависимостей по определению их параметров в зависимости от повышенного тока полых проводников стержней обмотки статора

показывают, что постоянная времени регулярного режима и время начала регуляризации не изменяются как для медного полого проводника, так и для термометра сопротивления, установленного в пазу под клином, а начальные производные (проводника и термометра сопротивления) существенно возрастают. Так, для не закупоренного полого проводника при номинальном токе $T_{M1} = 43,0$ с, $t^{**} = 2,2$ с, $d\theta_M/dt|_{t=+0} = 1,55$, $T_{D1} = 254$ с, $d\theta_D/dt|_{t=+0} = 0,025$; при росте тока полого проводника до $I / I_n = 1,5$: $T_{M1} = 43,0$ с, $t^{**} = 2,2$ с, $d\theta_M/dt|_{t=+0} = 3,48$, $T_{D1} = 254$ с, $d\theta_D/dt|_{t=+0} = 0,0274$.

Таблица 3.

Параметры температурно - временных зависимостей нагрева медного полого проводника и термометра сопротивления в пазу верхнего стержня обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2У3 в зависимости от повышенного тока полого проводника

I / I _n	Медный полый проводник верхнего стержня обмотки			Показания термометра сопротивления	
	Начальная производная $d\theta_M/dt _{t=+0}$, °C/c	Постоянная времени регулярного режима T_{M1} , с	Время начала регуляризации t^{**} , с	Начальная производная $d\theta_D/dt _{t=+0}$, °C/c	Постоянная времени регулярного режима T_{D1} , с
1,0	1,55	43,0	2,2	0,025	254,0
1,05	1,65	43,0	2,2	0,0251	254,0
1,1	1,81	43,0	2,2	0,0254	254,0
1,2	2,21	43,0	2,2	0,0259	254,0
1,3	2,6	43,0	2,2	0,0264	254,0
1,4	3,03	43,0	2,2	0,0269	254,0
1,5	3,48	43,0	2,2	0,0274	254,0

Проведенные исследования показывают, что по результатам обработки информации средств штатного теплового контроля возможно эффективно и надежно диагностировать частичную и полную закупорку полых проводников обмотки статора или повышенный ток в элементарных проводниках этой обмотки, в частности, витковые замыкания. Параметры обработки температурно-временных зависимостей, такие как начальная производная, постоянная времени регулярного режима и время начала регуляризации, могут быть использованы в качестве диагностических признаков появления и развития дефекта. На электростанциях испытания могут проводиться при плановых пусках, изменении нагрузки или разгрузке энергоблока.

Выводы

1. На основании проведенного анализа показано, что нормативные методы контроля имеют низкую эффективность обнаружения закупорок полых проводников стержней обмоток статора, также использование штатной системы теплового контроля малоэффективно для выявления локальных перегревов в стержнях

обмотки статора. В связи с этим численное моделирование тепловых процессов для целей контроля и диагностики дефектов в стержне статора мощных турбогенераторов электростанций имеет все большее значение.

2. Разработаны методика, математические модели и алгоритмы расчета трехмерного температурного поля обмотки статора турбогенераторов мощностью 1000 МВт типа ТВВ-1000-2У3 в стационарных и переходных режимах эксплуатации. С их помощью разработана программа расчёта, которая позволяет рассматривать различные стационарные и нестационарные режимы теплового состояния обмотки статора мощных турбогенераторов. При этом учитываются: подогрев воды вдоль длины стержня обмотки; зависимости теплофизических параметров (теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности) меди и хладагентов от температуры; зависимости потерь в меди от температуры; частичной закупорки или прекращения циркуляции воды в одном или нескольких полых проводниках обмотки статора. Программа позволяет определять максимальные

температуры в стержнях обмотки статора, определять температуру дистиллята на сливе из фторопластовых шлангов, моделировать показания термометров сопротивления, установленных в пазах статора.

3. Разработанные методика, математические модели и программа расчёта по сравнению с известными и используемыми в настоящее время отличаются: существенно большей степенью адекватности реальным физическим процессам; решением всех полевых задач теплообмена (теплопередачи) в пространственной (трехмерной) постановке; более полным учетом физико-технических факторов; высокой точностью расчета; использованием современных методов, основывающихся на методах редукции к ленточным разностным схемам (матрицам).

4. Для сравнения с экспериментальными данными, при помощи разработанной программы были выполнены расчеты нестационарного (для пуска) и стационарного нагрева стержней обмотки статора турбогенератора. Были использованы данные тепловых испытаний турбогенератора типа ТВВ-1000-2УЗ Ровенской АЭС (ст. № 5). Результаты расчёта и данные эксперимента практически совпадают (отличаются менее чем на 5%), что свидетельствует о адекватности разработанных методик, математических моделей, алгоритмов и программы расчета трёхмерных температурных полей обмотки статора турбогенераторов.

5. Проведенные вычислительные эксперименты по определению температурных полей в стержнях обмотки статора турбогенератора в зависимости от закупорки полых элементарных проводников обмотки статора показывают, что в ряде случаев, при наличии дефектов, возможны ситуации, когда максимальные температуры в стержне существенно превышают предельно допустимую температуру, а значения показаний соответствующих термометров сопротивления остаются в допустимых пределах. Увеличения показаний средств штатного теплового контроля в процессе эксплуатации на несколько градусов, приведенных к базовым, должны приводить к серьезному анализу и исследованию технического состояния для предупреждения серьезных дефектов и аварий.

6. С помощью разработанной программы проведены вычислительные эксперименты по определению трехмерного температурного поля обмотки статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2УЗ в процессе пуска при изменении нагрузки от нуля до номинального значения при наличии закупорок полых элементарных проводников в верхнем стержне обмотки статора и повышенного тока элементарного проводника стержня этой обмотки, в частности, витковых замыканий.

7. Результаты обработки температурно - временных зависимостей по определению параметров (начальной производной, постоянной времени регулярного режима и время начала

регуляризации) показывают: при частичной и полной закупорке полых проводников стержней обмотки статора, постоянная времени регулярного режима и время начала регуляризации существенно возрастают, как для медного полого проводника, так и для термометра сопротивления, а начальные производные (проводника и термометра сопротивления) не изменяются; при повышенном токе элементарных проводников стержней обмотки статора, постоянная времени регулярного режима и время начала регуляризации не изменяются как для медного проводника, так и для термометра сопротивления, а начальные производные (проводника и термометра сопротивления) существенно возрастают.

8. Проведенные исследования показывают, что по результатам обработки информации средств штатного теплового контроля возможно эффективно и надежно диагностировать частичную и полную закупорку полых проводников обмотки статора или повышенный ток в элементарных проводниках этой обмотки, в частности, витковые замыкания. Параметры обработки температурно-временных зависимостей, такие как начальная производная, постоянная времени регулярного режима и время начала регуляризации, могут быть использованы в качестве диагностических признаков появления и развития дефекта. На электростанциях испытания могут проводиться при плановых пусках, изменении нагрузки или разгрузке энергоблока.

Список литературы

1. Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 2014/CD. – Vienna: IAEA, 2015.
2. Виговський О.В. Основні проблеми розвитку атомної енергетики України та шляхи їхнього вирішення // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 27. – С. 5 – 12.
3. Кенсіцький О.Г., Федоренко Г.М. Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 26. – С. 69 – 74.
4. Васильев В.С., Иогансен В.И. Модернизация турбогенераторов – опыт и перспективы// Сб. «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. Мальцев Г.Г., Масис В.Б., Чернявский В.П., Шепелев И.Я. Модернизация турбогенераторов на электростанциях // Сб. «Электросила».-2003, №42. с. 95-101.
7. Кириленко О.В. Комплексний аналіз аварійних ситуацій генеруючого обладнання

електростанцій / О.В. Кириленко, Г.М. Федоренко, О.Г. Кенсіцький // Матеріали III міжнар.наук.-практ. конф. [«Повышение безопасности и эффективности атомной энергетики»], (Одеса, 24-28 вер. 2012 р.) / Одеса: НПЦ «Енергоатом» ВАТ. 2013. – с. 203 – 215.

8. Журавлѐв С.В. Характерные дефекты турбогенераторов, обнаруженные в эксплуатации / Журавлѐв С.В., Самородов Ю.Н. // Сб. докладов технического семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.21 – 26

9. . Белов В.С. Диагностика режимов работы турбогенераторов и их систем охлаждения / Белов В.С., Золотых А.Г., Лобанов К.С. // «Электрические станции». – 2007 - №12. - С.61 – 65.

10. Иогансен В.И. Мероприятия по повышению надёжности работы двухполюсных турбогенераторов мощностью 800 МВт и 1000 МВт, установленных на тепловых и атомных электростанциях / Иогансен В.И., Пинчук Н.Д., Шаров В.И. // Сб. докладов технического семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.40 – 46.

11. Поляков В.И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и крепления стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы / Поляков В.И. // «Электрические станции». – 2001 - №10. - С.34 – 39.

12. Справочник по ремонту турбогенераторов// Под ред. дѐн, проф. Х.А. Бекова, кѐн, проф. В.В.Барило. – М.: ИПКГосслужбы, ВИПКѐнерго, 2006. – 724с.

13. Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание. РД 34.45.309-92. М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

14. Эксплуатационный циркуляр Ц-10-85(Э) от 28 мая 1985 г. Об организации водно-химического режима системы охлаждения обмоток статоров турбо- и гидрогенераторов. Сб. решений и циркуляров ГТУ Минѐнерго СССР за 1985 г (Электротехническая часть). М.: СПО Союзтехѐнерго, 1986.

15. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.

16. Ростик Г.В. Комплексное обследование турбогенераторов// Сб. «Электросила». -2004, №43. с. 40-45.

17. Гуревич Э.И., Рыбин Ю.Л. Переходные тепловые процессы в электрических машинах. -Л.: Энергоатомиздат, 1983. -128с.

18. Борисенко А.И., Данько В.Г., Яковлев А.И. Аэродинамика и теплопередача в электрических машинах. – М.: Энергия., 1974. – 560 с.

19. Хуторецкий Г.М., Федоренко Г.М., Выговский В.И. Распознавание и идентификация дефектов в стержнях обмотки статора турбогенератора с непосредственным охлаждением // Техн. электродинамика. -1991. -№ 5. -С.58-62.

УДК 621. 313. 333

ГРНТИ 45.29.31

Gaydukevich S.V.

senior teacher,

Separated subdivision

of the National university of bioresources and natural use Ukraine
of “Berezhanskiy agrotechnical institute”

Semenova N.P.

senior teacher,

Separated subdivision

f the National university of bioresources and natural use Ukraine
of “Berezhanskiy agrotechnical institute”

INCREASE OF POWER EFFICIENCY DUE TO INDEMNIFICATION OF REACTIVE POWER

Гайдукевич Світлана Василівна

старший викладач,

Відокремлений підрозділ

Національного університету біоресурсів і природокористування України
“Бережанський агротехнічний інститут”

Семенова Надія Павлівна

старший викладач,

Відокремлений підрозділ

Національного університету біоресурсів і природокористування України
“Бережанський агротехнічний інститут”