

Heat Exchange Models Applied in 200 MW Turbogenerator Set Upgrades

Author

Roman Krok

Keywords

turbogenerator set upgrade, modified heat network, flexible unit operation

Abstract

The paper presents modified thermal networks applied to improve turbogenerator designs. New solutions of turbogenerator set components are implemented in the coal-fired unit revitalization as part of the “Bloki 200+” program for the Polish power industry [1]. As an example, a modified thermal network was developed for a turbogenerator stator winding with various bar designs. It was used to design a new turbogenerator stator winding for upgraded units with significantly increased capacity, suitable for flexible operation.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019101

Received: 21.01.2019

Received in revised form: 24.04.2019

Accepted: 29.04.2019

Available online: 30.08.2019

Introduction

At the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology research has been carried out since 1991 to develop new solutions for the main construction nodes. Because of limited suitability for a turbogenerator’s thermal calculations of off-the-shelf software, based mainly on the finite element method, a new temperature field modelling method had to be sought. A method of modified thermal networks was therefore developed, which allowed determining the temperature distribution in turbogenerator components [2]. With the classical thermal network method used in electrical machine calculation only the average component temperatures can be determined [3, 4]. In the stator winding of a large turbogenerator the difference between the maximum and minimum temperatures may be as much as several tens of K [5], and consequently the thermal state assessment requires the temperature distribution determination.

Modified thermal network method

To develop a modified thermal network for a steady state, the turbogenerator’s active components (excitation winding wires, stator winding bars, etc.) are divided in the cooling medium stream flow direction into differential areas (Fig. 1), and then a thermal node is assigned to each of them. Thermal network nodes are connected by thermal conductivities.

Conductivity for a heat flux flowing due to the conduction between adjacent differential areas was determined from the relationship:

$$G_{\lambda} = \frac{\lambda_x \cdot F}{\Delta x} \quad (1)$$

where: λ_x – specific thermal conductivity of the component’s material, in x axis direction, F – surface area of the wall separating the adjacent areas.

Conductivity for a heat flux discharged from a differential area’s wall surface to the surrounding cooling medium was determined from the relationship:

$$G_k = \alpha_k \cdot F \quad (2)$$

where: α_k – heat discharge coefficient, F – surface area of the wall of the area from which heat is discharged to the surrounding cooling medium.

In difference area representing nodes, separated inside the winding conductors, there are power losses depending on the temperature:

$$P_{(i)} = P_o \cdot (1 + \alpha \cdot \mathcal{G}_{(i)}), \quad P_o = k_d \cdot j^2 \cdot \rho_o \cdot V \quad (3)$$

where: P_o – power losses in separated areas at reference temperature (assumed as 0°C), α – temperature coefficient of

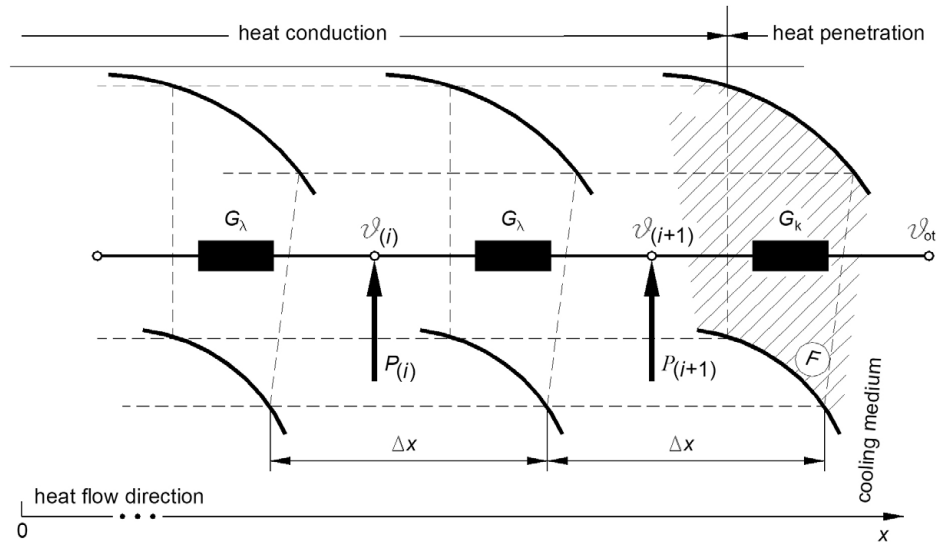


Fig. 1. Fragment of the modified thermal network for a turbogenerator component divided into differential areas

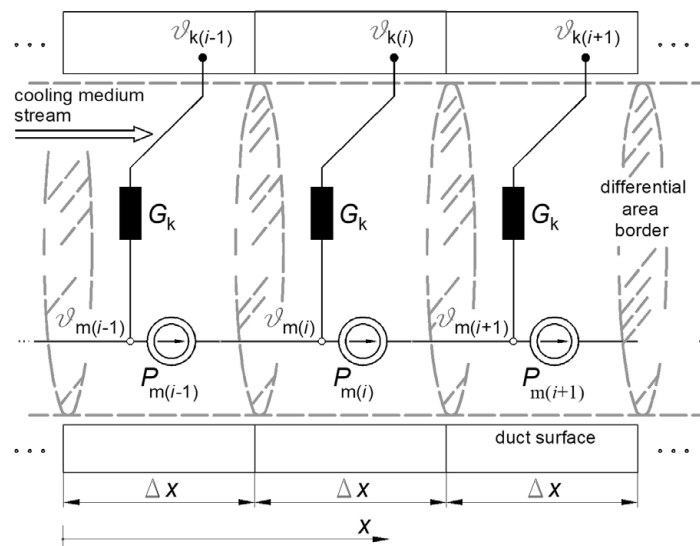


Fig. 2. Fragment of the modified thermal network for cooling medium stream flowing in duct divided into differential areas

winding material resistance change, $\vartheta_{(i)}$ – average temperature of area i , k_d – additional loss coefficient, j – average current density in winding, ρ_o – resistivity of winding material at reference temperature, V – volume of separated differential areas.

In addition, an original thermal network was developed for a stream of liquid or gas flowing in the turbogenerator's cooling ducts. It includes conventional current-motive forces (Fig. 2), with outputs equal to the thermal powers carried by a stream of cooling medium that flows in the duct:

$$P_{m(i)} = \dot{m} c_p \vartheta_{m(i)} \quad (4)$$

where: \dot{m} – cooling medium mass flow, c_p – specific heat of medium at constant pressure, $\vartheta_{m(i)}$ – average medium temperature in differential area i , separated inside duct.

Stator winding of a factory 200 MW turbogenerator

The turbogenerator stator winding is made of bars cooled with distilled water. Fig. 3 shows stator winding bar cross-section with elementary solid and hollow conduits for cooling water flow. In the factory solution the elementary conduits – both solid and hollow – are made of copper, with two solid conduits for one hollow conduit.

In the considered turbogenerator, the inlet and outlet water collectors in the stator winding are installed on the turbine side. As a consequence, is enough to develop the modified thermal network for two stator winding bars (distant by the winding pitch), connected in series. The model includes:

- additional losses from current displacement in elementary conduits [6]

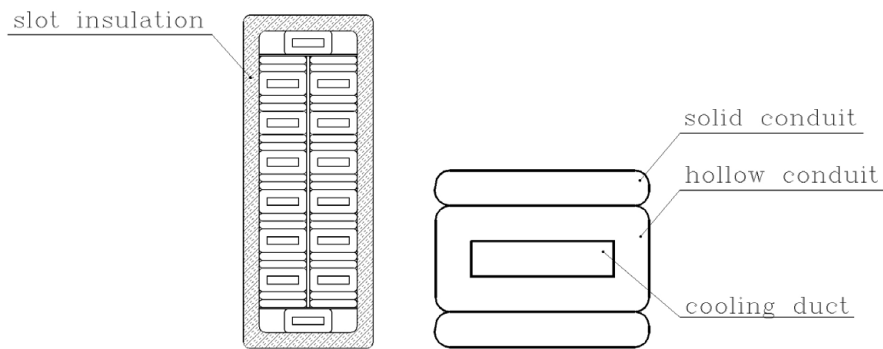


Fig. 3. Cross-section of stator winding bar of a factory turbogenerator

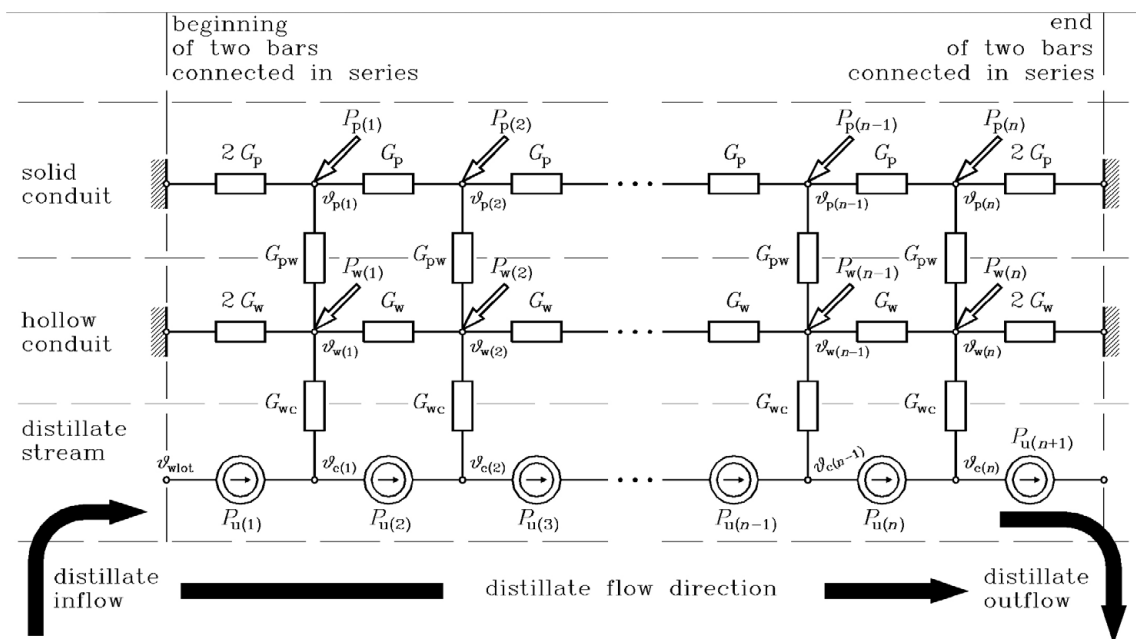


Fig. 4. Modified thermal network for stator winding of a turbogenerator cooled directly with distilled water

- dependence of power losses in winding conduits on their temperature
- heating of water flowing in cooling channels located inside hollow conduits
- heat convection in cooling water streams.

To develop a modified thermal network, the turbogenerator's stator winding bars were divided in the direction of water flow into differential areas. Next, the winding components and the cooling water stream within the separated differential areas were assigned thermal network nodes (Fig. 4).

The following values appear in the thermal diagram:

- conductivities for heat streams flowing along a solid (G_p) and hollow (G_w) conduits, respectively
- conductivities for heat streams flowing between solid and hollow conduits (G_{pw})
- conductivities for heat streams flowing as a result of forced convection from the duct surface in a hollow conduit for cooling water stream (G_{wc})
- power losses in solid (P_p) and hollow (P_w) conduits, respectively

- thermal power carried by stream of water flowing through walls of the differential areas separated in cooling ducts (P_u).
- Based on the thermal network, a computer program was developed for calculating the temperature field in a turbogenerator stator winding. With it the distribution of temperature increment in solid and hollow elementary conduits in the stream of water in cooling channels can be determined. The temperature increments are determined in relation to the cold water temperature at the inflow to stator winding.

Currently, upgraded units' capacities are increased from 200 to 240 MW. Using the modified thermal network, the distribution of temperature increments in the stator winding of a factory turbogenerator was calculated, when loaded with 240 MW and the rated power factor.

Fig. 5 shows the calculated distribution of temperature increment in two stator winding bars connected in series. The largest temperature increase of 38.8 K was calculated in solid conduits at the cooling water outlet end of the bar.

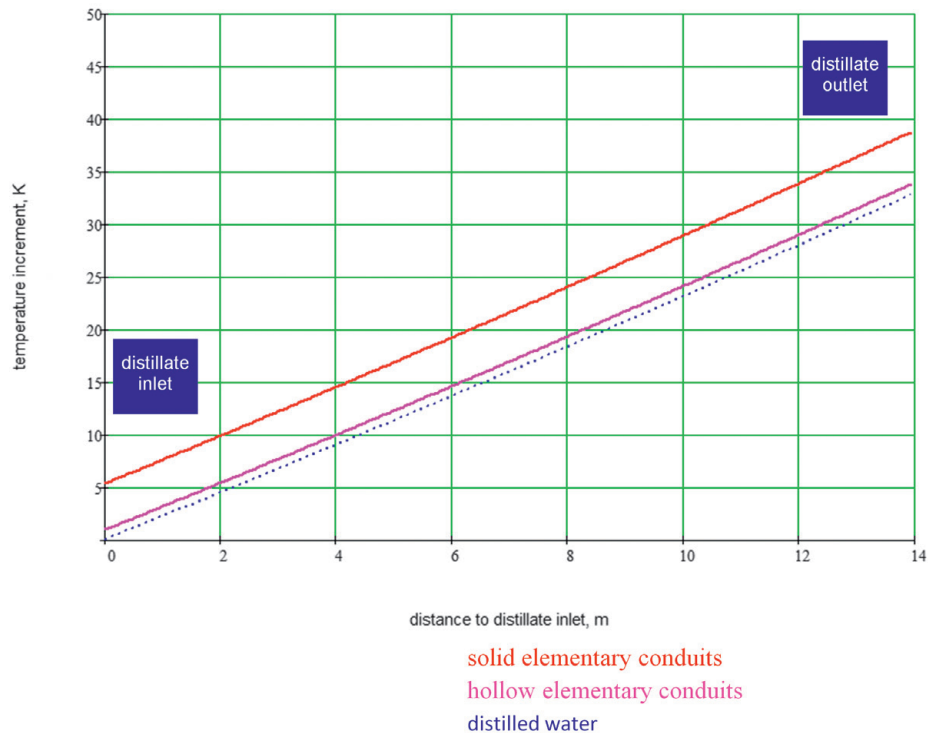


Fig. 5. Distribution of temperature increment in stator winding of a factory turbogenerator at 240 MW load

The results of thermal calculations of the stator winding of the turbogenerator were verified by measurements. The maximum difference between the measured and calculated temperature increments does not exceed 3.0 K, which is a very good result. After the capacity upgrade to 240 MW, with a change in the turbogenerator load also the stator winding temperature changes in wide range. The difference in the thermal expansion coefficients of copper and insulation results in stresses in the stator winding bars. An effect of a turbogenerator's transition from constant load to flexible operation are frequent damages to the stator winding. This problem can be solved by a very large reduction in the stator winding temperature. This can be achieved by altering the stator winding design, which leads to less power losses and better cooling.

Work on a new stator winding and turbogenerator rotor fans

Research on an improved turbogenerator design has been carried out at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology since 1991. Its subject is the development of new solutions for a turbogenerator's main structural nodes, including those designed for 200 MW units. Most of these solutions have been implemented in production at EthosEnergy Poland SA in Lubliniec.

The first works on the 200 MW turbogenerator upgrade started in 1993. They concerned the engineering alterations to increase the capacity by a dozen or so MW, while maintaining the rated power factor. The total output of RES sources installed in the power system was small, and as a consequence, the turbogenerators in coal-fired units operated under practically constant load. The stator winding upgrade consisted only in a

slight increase in the bar cross-section with the use of thinner layers of insulation made of new electro-insulating materials. Further turbogenerator capacity increase from 200 to 220 MW, while maintaining the rated power factor, required a change in the stator winding bar design. The upgraded turbogenerators were to be installed in a power plant in Bulgaria. In Bulgarian climate the temperature of distilled water cooling the stator's winding reaches higher maxima in the summer than in Poland. Therefore, new stator winding bars were designed with less hollow conduits and more solid conduits – three solid conduits were placed between hollow conduits in a column. It should be noted that less hollow conduits means less surface area of heat transfer to water, which is unfavourable. However, the additional losses are significantly reduced due to current displacement in the elementary conduits. These losses depend on the height of the elementary conduits and are very large for tall hollow conduits. Eventually, with the structural alterations the stator winding temperature decreased. To dimension the elementary conduits, proprietary computer programs were used to calculate the temperature field in the stator winding. Pre-commissioning thermal measurements of the turbogenerators confirmed the project's success. After the turbogenerator capacity upgrade to 220 MW the stator winding temperature stayed within the limit, with the rated power factor maintained and the cold distilled water temperature increased. Further capacity upgrade to 240 MW required another change in the stator winding design. With proprietary computer programs for examination of the impact of the number and size of solid and hollow elementary conduits [2] a new stator winding was designed with power losses significantly reduced. The new stator winding bars contain two columns of elementary conduits, with four solid conduits between hollow conduits.



Photo 1. The new turbogenerator rotor fans

The stator winding bars are set in the stator core slots. Losses in a stator winding are discharged into distilled water in the hollow conduits and to the stator core. The stator winding temperature can therefore be lowered, improving the core cooling efficiency. Stator core is made formed as a sheet packet. In the stator core ducts flows cooling nitrogen, and its flow is forced by fans mounted on the rotor shaft. With computer programs for ventilation calculations, new fans designed with various numbers of blades, and then their physical models were built to scale [7, 8]. These models were tested in a wind tunnel. Since the blades were adjustable, the optimal rake angle was determined to ensure the maximum fan efficiency. Based on the results of the model tests, new turbogenerator rotor fans were designed (Fig. 1). Tests shown that the fans'

efficiency can be further improved by using rear guide vanes. Fig. 6 shows the calculated distribution of temperature increment in the new stator winding's two stator bars connected in series. The largest temperature increment, 28.4 K, occurs in solid conduits.

Due to technical reasons, the maximum temperature increment of the stator winding bars' elementary conduits could not be measured. For experimental verification the measured increment of the temperature of water at the outflow from the stator winding bars is used. The maximum difference between the measured and calculated increments of the water temperature at the outflow from bars does not exceed 2.4 K, which is a very good result.

Application of the upgraded stator winding

The maximum increment of the new stator winding's temperature at 240 MW turbogenerator load amounted to 28.4 K, that is by as much as 10.4 K lower than in the factory solution. According to Montinger's law, a temperature reduction by 8 K doubles the insulation service life [9]. In addition, the significant stator winding temperature reduction has reduced the range of bar length change due to thermal dilatation, which consequently has eliminated repetitive damage that arise at the turbogenerator's flexible operation.

The new turbogenerator stator winding implemented for production. The turbogenerators upgraded to 240 MW are operated in power plants in Poland and in European Union countries. Thermal measurements of the upgraded turbogenerators have confirmed the reduction of the temperature of the new stator winding in relation to the factory solution, as previously shown

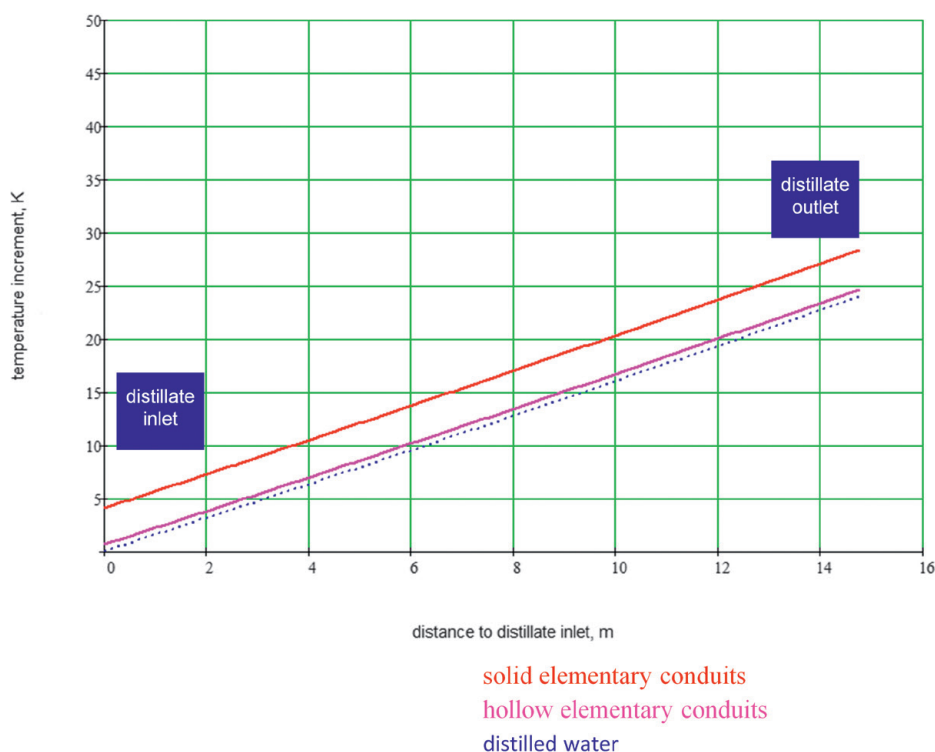


Fig. 6. Distribution of temperature increment in the new stator winding of a turbogenerator upgraded to 240 MW load

by calculations. In addition, the many years of trouble-free operation of the upgraded turbogenerators have proven that the new stator winding is suitable for application in turbogenerators in units designed for flexible operation.

Summary

The original thermal models for the calculation of the temperature field in turbogenerators are used to design the upgrades of existing turbogenerators, in order to implement the requirements resulting from the “Blok 200+” program for the Polish power industry. They were applied in the development of innovative solutions of the main structural nodes of 200 MW turbogenerators, the implementation of which has resulted in the capacity increase to 240 MW, while completely eliminating the damage due to the sets’ flexible operation.

REFERENCES

- Trzeszczyński J., Dalsza eksploatacja bloków klasy 200 MW – racjonalna strategia dla polskiej energetyki [*Further operation of 200 MW sets – a rational strategy for the Polish power industry*], *Energetyka*, 2017, pp. 313–315.
- Krok R., Sieci cieplne w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych prądu przemiennego [*Thermal networks in modeling the temperature field in AC electric machines*], Wydawnictwo Politechniki Śląskiej [habilitation monograph], Gliwice 2010.
- Mukosiej J., Universal program for thermal calculation of electric machines by the method of equivalent thermal networks (ETN), *Proceedings of ICEM '96, Vigo, Spain 1996*, pp. 377–381.
- Swift G., Molinski T.S., Lehn W., A fundamental approach to transformer thermal modeling – Part I: Theory and equivalent circuit, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, 2001, pp. 171–175.
- Gurazdowski D., Zawilak J., Rozkład temperatury w pręcie uzwojenia stojana turbogeneratorsa [*Temperature distribution in a turbogenerator stator winding bar*], *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne*, No. 75, 2006, pp. 177–184.
- Latek W., Turbogeneratory [*Turbogenerators*], WNT, Warsaw 1973.
- Otte J. et al., Intensyfikacja chłodzenia generatorów dużej mocy [*Intensification of high-power generator cooling*], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 8, 2013, pp. 351–357.
- Krok R., Pasko M., Nowe życie pracujących turbogeneratorów [*New life of existing turbogenerators*], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 2, 2017, pp. 83–86.
- Każmierkowski P., Kalus M., Zwierchanowski R., Polski program efektywnego wykorzystania energii w napędach elektrycznych [*Polish program for the effective use of energy in electric drives*], The Polish National Energy Conservation Agency (KAPE), Warsaw 2004.

Roman Krok

Silesian University of Technology

e-mail: roman.korab@polsl.pl

He gained his scientific degrees at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology, where he has been working continuously for 28 years. He deals with the issues of thermal calculations, design, structural improvement, protections and operation of turbogenerators, power transformers and mining electric motors. He participates in research works as part of the program for the Polish energy sector “Blok 200+”. A co-designer of numerous turbogenerator upgrades implemented in power plants in Poland and in European Union and Asia. A professor at the Silesian University of Technology.

Modele wymiany ciepła stosowane przy modernizacjach turbogeneratorów bloków typu 200 MW

Autor

Roman Krok

Słowa kluczowe

modernizacja turbogeneratorsa, zmodyfikowana sieć cieplna, praca elastyczna bloków

Streszczenie

W artykule zaprezentowano zmodyfikowane sieci cieplne, stosowane przy doskonaleniu konstrukcji turbogeneratorów. Nowe rozwiązania elementów turbogeneratorów są wdrażane podczas rewitalizacji bloków węglowych w ramach programu dla polskiej energetyki „Blok 200+” [1]. W formie przykładu zaprezentowano zmodyfikowaną sieć cieplną, utworzoną dla uzwojenia stojana turbogeneratorsa o różnej budowie prętów. Wykorzystano ją do projektowania nowego uzwojenia stojana turbogeneratorsa wchodzącego w skład modernizowanych bloków o znacznie podwyższonej mocy, dostosowanych do pracy elastycznej.

Data wpływu do redakcji: 21.01.2019

Data wystawienia recenzji: 24.04.2019

Data akceptacji artykułu: 29.04.2019

Data publikacji online: 30.08.2019

Wprowadzenie

Na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej od 1991 roku prowadzone są prace badawcze mające na celu opracowanie nowych rozwiązań głównych węzłów konstrukcyjnych. Ograniczone możliwości wykorzystania komercyjnych programów, bazujących głównie na metodzie elementów skończonych, do obliczeń cieplnych turbogeneratorsa spowodowały poszukiwanie nowej metody modelowania pola temperatury. Opracowano metodę zmodyfikowanych sieci cieplnych, która umożliwia wyznaczenie rozkładu temperatury w elementach turbogeneratorsa [2]. Klasyczna metoda sieci cieplnych, stosowana w obliczeniach maszyn elektrycznych, umożliwia jedynie wyznaczenie średnich temperatur elementów [3, 4]. W uzwojeniu stojana dużego turbogeneratorsa różnica pomiędzy maksymalną i minimalną temperaturą wynosi nawet kilkadziesiąt K [5], a w konsekwencji ocena stanu cieplnego wymaga wyznaczenia rozkładu temperatury.

Zmodyfikowana metoda sieci cieplnych

Aby utworzyć zmodyfikowaną sieć cieplną dla stanu ustalonego, elementy aktywne turbogeneratorsa (przewody uzwojenia wzbudzenia, pręty uzwojenia stojana itd.) dzieli się w kierunku przepływu strugi medium chłodzącego na obszary różnicowe (rys. 1), a następnie każdemu z nich zostaje przyporządkowany węzeł cieplny. Węzły sieci cieplnej połączone są przewodnościami cieplnymi.

Przewodność dla strumienia ciepła przepływającego na skutek przewodzenia pomiędzy sąsiadującymi obszarami różnicowymi wyznaczono z zależności:

$$G_{\lambda} = \frac{\lambda_x \cdot F}{\Delta x} \quad (1)$$

gdzie: λ_x – przewodność cieplna właściwa materiału, z którego wykonany jest element,

w kierunku osi x , F – pole powierzchni ścianki oddzielającej sąsiadujące obszary. Przewodność dla strumienia ciepła odprowadzanego z powierzchni ścianki obszaru różnicowego do otaczającego ją medium chłodzącego wyznaczono z zależności:

$$G_k = \alpha_k \cdot F \quad (2)$$

gdzie: α_k – współczynnik odprowadzania ciepła, F – pole powierzchni ścianki obszaru, z której ciepło jest odprowadzane do otaczającego ją medium chłodzącego.

W węzłach reprezentujących obszary różnicowe, wydzielone wewnątrz przewodów uzwojenia, występują straty mocy zależne od temperatury:

$$P_{(i)} = P_0 \cdot (1 + \alpha \cdot \vartheta_{(i)}), \quad P_0 = k_d \cdot j^2 \cdot \rho_0 \cdot V \quad (3)$$

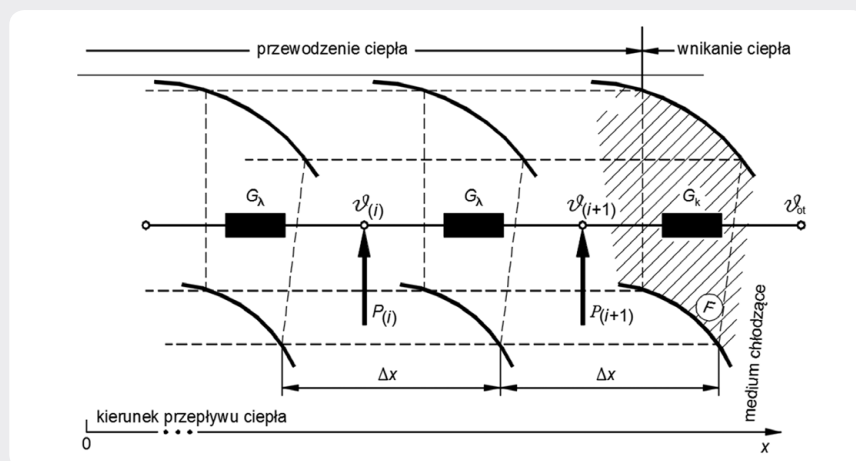
gdzie: P_0 – straty mocy w wydzielonych obszarach, w temperaturze odniesienia (przyjęto temperaturę odniesienia 0°C), α – temperaturowy współczynnik zmiany

rezystancji materiału, z którego wykonane jest uzwojenie, $\vartheta_{(i)}$ – średnia temperatura i -tego obszaru, k_d – współczynnik strat dodatkowych, j – średnia gęstość prądu w uzwojeniu, ρ_0 – rezystywność materiału, z którego wykonane jest uzwojenie w temperaturze odniesienia, V – objętość wydzielonych obszarów różnicowych.

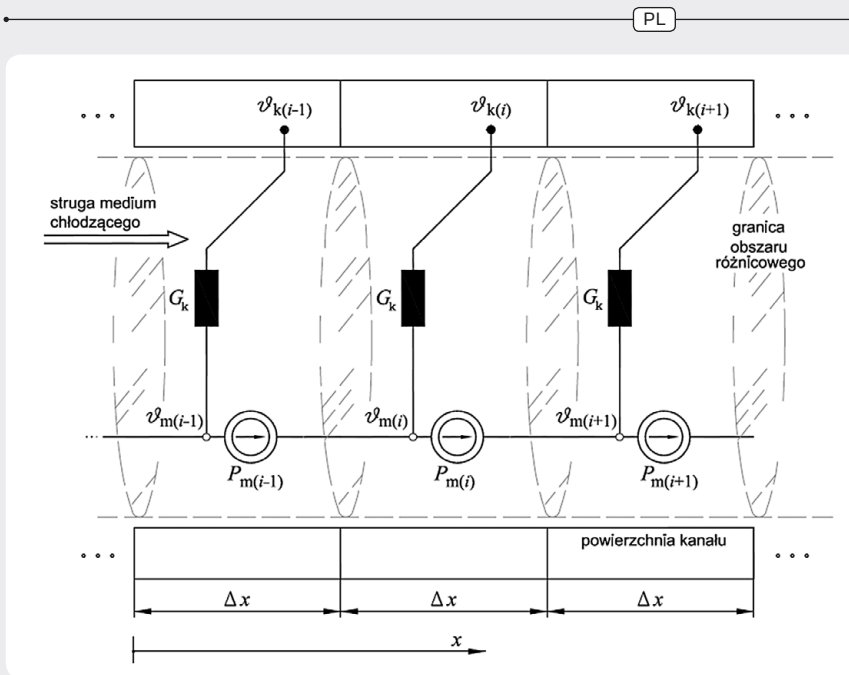
Dodatkowo została opracowana oryginalna sieć cieplna dla strugi cieczy lub gazu przepływającego w kanałach chłodzących turbogeneratorsa. Występują w niej umowne siły prądomotoryczne (rys. 2), o wydatkach równych mocom cieplnym unoszonym przez strugę medium chłodzącego, przepływającego w kanale:

$$P_{m(i)} = \dot{m} c_p \vartheta_{m(i)} \quad (4)$$

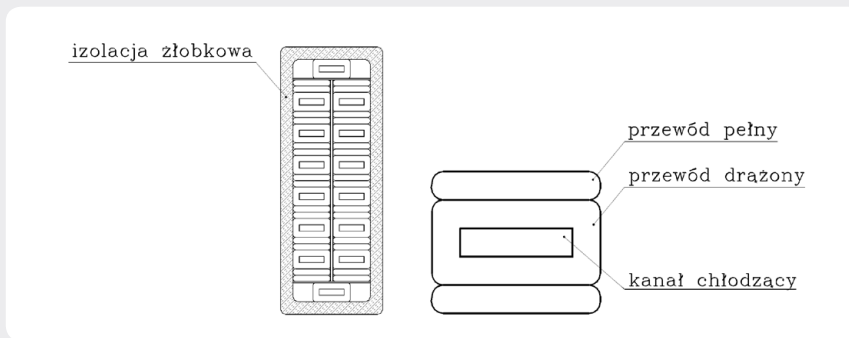
gdzie: \dot{m} – strumień masy medium chłodzącego, c_p – ciepło właściwe medium przy stałym ciśnieniu, $\vartheta_{m(i)}$ – średnia temperatura medium w i -tym obszarze różnicowym, wydzielonym wewnątrz kanału.



Rys. 1. Fragment zmodyfikowanej sieci cieplnej dla elementu turbogeneratorsa podzielonego na obszary różnicowe



Rys. 2. Fragment zmodyfikowanej sieci cieplnej dla strugi medium chłodzącego, przepływającego w kanale podzielonym na obszary różnicowe



Rys. 3. Przekrój pręta uzwojenia stojana turbogenerators fabrycznego

Uzwojenie stojana turbogenerators fabrycznego o mocy 200 MW

Uzwojenie stojana turbogenerators wykonane jest z prętów chłodzonych wodą destylowaną. Na rys. 3 przedstawiono przekrój pręta uzwojenia stojana, na rysunku widoczne są elementarne przewody pełne oraz drażone, którymi przepływa woda chłodząca. W rozwiązaniu fabrycznym przewody elementarne – zarówno pełne, jak i drażone – wykonane są z miedzi, przy czym na jeden przewód drażony przypadają dwa przewody pełne.

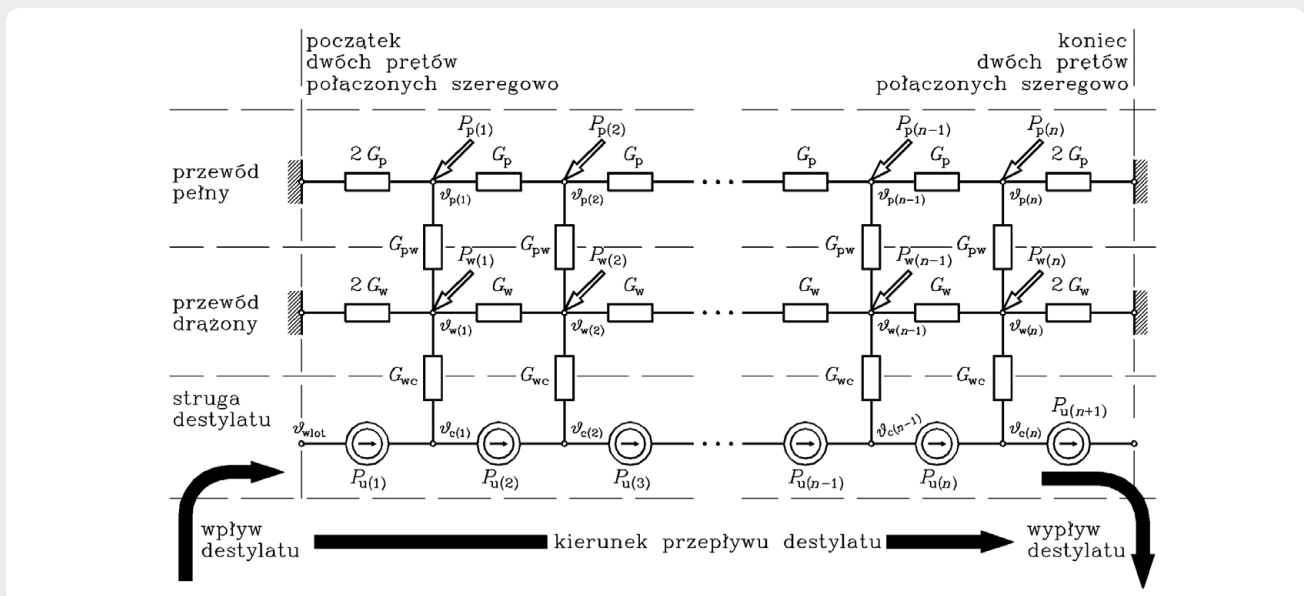
W rozpatrywanym turbogenerators kolektory wodne wlotowe i wylotowe w uzwojeniu stojana są zainstalowane od strony turbiny. W konsekwencji zmodyfikowaną sieć cieplną wystarczy opracować dla dwóch prętów uzwojenia stojana (odległych o poskok uzwojenia), połączonych szeregowo. W modelu uwzględniono:

- straty dodatkowe wywołane zjawiskiem wypierania prądu w przewodach elementarnych [6]
- zależność strat mocy w przewodach uzwojenia od ich temperatury
- nagrzewanie się wody przepływającej w kanałach chłodzących, usytuowanych wewnątrz przewodów drażonych
- zjawisko unoszenia ciepła w strugach wody chłodzącej.

W celu utworzenia zmodyfikowanej sieci cieplnej pręty uzwojenia stojana turbogenerators podzielono w kierunku przepływu wody na obszary różnicowe. Następnie elementom uzwojenia oraz strudze wody chłodzącej, w obrębie wydzielonych obszarów różnicowych, przyporządkowano węzły sieci cieplnej (rys. 4).

Na schemacie cieplnym występują następujące wielkości:

- przewodności dla strumieni ciepła przepływających odpowiednio wzdłuż przewodu pełnego (G_p) oraz drażonego (G_w)
- przewodności dla strumieni ciepła przepływających pomiędzy przewodem pełnym i drażonym (G_{pw})



Rys. 4. Zmodyfikowana sieć cieplna dla uzwojenia stojana turbogenerators chłodzonego bezpośrednio wodą destylowaną

PL

- przewodności dla strumieni ciepła przepływających na skutek konwekcji wymuszonej z powierzchni kanału w przewodzie drażonym do strugi wody chłodzącej (G_{wc})
- straty mocy odpowiednio w przewodzie pełnym (P_p) oraz drażonym (P_w)
- moc cieplna unoszona przez strugę wody przepływającej przez ścianki obszarów różnicowych wydzielonych w kanałach chłodzących (P_i).

Na bazie sieci cieplnej wykonano program komputerowy do obliczeń pola temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora. Umożliwia on wyznaczenie rozkładu przyrostu temperatury w przewodach elementarnych pełnych i drażonych oraz w strudze wody przepływającej w kanałach chłodzących. Przyrosty temperatury określone są w odniesieniu do temperatury zimnej wody na wpływie do uzwojenia stojana.

Obecnie podczas modernizacji bloków podwyższa się moc z 200 do 240 MW. Wykorzystując zmodyfikowaną sieć cieplną, obliczono rozkład przyrostu temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora fabrycznego, przy obciążeniu mocą 240 MW i znamionowym współczynniku mocy.

Na rys. 5 przedstawiono obliczony rozkład przyrostu temperatury w dwóch prętach uzwojenia stojana połączonych szeregowo. Największy przyrost temperatury równy 38,8 K mają przewody pełne na końcu pręta, na którym wypływa woda chłodząca.

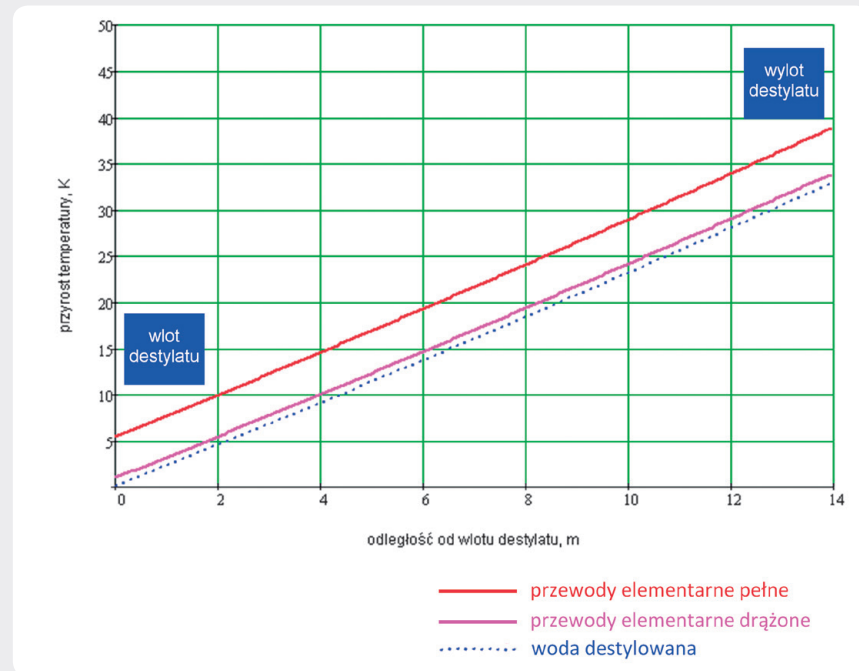
Przeprowadzono weryfikację pomiarową wyników obliczeń cieplnych uzwojenia stojana turbogeneratora. Maksymalna różnica pomiędzy zmierzonym i obliczonym przyrostem temperatury nie przekracza 3,0 K, co jest bardzo dobrym wynikiem.

Po podwyższeniu mocy do 240 MW, gdy zmienia się obciążenie turbogeneratora, zmienia się również w szerokim przedziale temperatura uzwojenia stojana. Różnica wartości współczynników wydłużalności termicznej miedzi oraz izolacji skutkuje powstawaniem naprężeń w prętach uzwojenia stojana. Efektem przejścia turbogeneratora z pracy ze stałym obciążeniem do pracy elastycznej są częste uszkodzenia uzwojenia stojana. Rozwiązaniem tego problemu jest bardzo duże obniżenie temperatury uzwojenia stojana turbogeneratora. Cel ten można zrealizować poprzez zmianę konstrukcji uzwojenia stojana, prowadzącą do zmniejszenia strat mocy oraz polepszenia chłodzenia.

Prace nad nowym uzwojeniem stojana oraz wentylatorami wirnika turbogeneratora

Badania dotyczące doskonalenia konstrukcji turbogeneratorów są prowadzone na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej od 1991 roku. Przedmiotem prac jest opracowanie nowych rozwiązań głównych węzłów konstrukcyjnych turbogeneratorów, w tym przeznaczonych dla jednostek o mocy 200 MW. Większość z tych rozwiązań została wdrożona do produkcji w EthosEnergy Poland SA w Lublińcu.

Pierwsze prace związane z modernizacją turbogeneratorów o mocy 200 MW rozpoczęto w 1993 roku. Dotyczyły opracowania zmian zapewniających możliwość podwyższenia mocy o kilkanaście MW, przy



Rys. 5. Rozkład przyrostu temperatury w uzwojeniu stojana turbogeneratora fabrycznego przy obciążeniu mocą 240 MW

zachowaniu znamionowego współczynnika mocy. Całkowita moc generowana wtedy przez odnawialne źródła energii, zainstalowane w systemie elektroenergetycznym, była niewielka, a w konsekwencji turbogeneratory wchodzące w skład bloków węglowych pracowały praktycznie przy stałym obciążeniu. Modernizacja uzwojenia stojana turbogeneratora polegała jedynie na niewielkim zwiększeniu przekroju czynnego prętów, dzięki zastosowaniu cieńszych warstw izolacji wykonanych z nowych materiałów elektroizolacyjnych.

Dalsze podwyższenie mocy turbogeneratora z 200 do 220 MW, przy zachowaniu znamionowego współczynnika mocy, wymagało zmiany konstrukcji prętów uzwojenia stojana. Zmodernizowane turbogeneratory miały być zainstalowane w elektrowni w Bułgarii. Warunki klimatyczne tego kraju powodują, że temperatura wody destylowanej, chłodzącej uzwojenie stojana, osiąga latem wartości maksymalne wyższe niż w Polsce. Zaprojektowano więc nowe pręty uzwojenia stojana, w których zmniejszono liczbę przewodów drażonych oraz zwiększono liczbę przewodów pełnych – pomiędzy przewodami drażonymi w kolumnie umieszczono po trzy przewody pełne. Należy zwrócić uwagę na fakt, że zmniejszenie liczby przewodów drażonych powoduje zmniejszenie powierzchni oddawania ciepła do wody, co jest zjawiskiem niekorzystnym. Maleją jednak znacznie straty dodatkowe, powodowane wypieraniem prądu w przewodach elementarnych. Straty te zależą od wysokości przewodów elementarnych i są bardzo duże dla wysokich przewodów drażonych. Ostatecznie wprowadzone zmiany konstrukcyjne spowodowały obniżenie temperatury uzwojenia stojana turbogeneratora. Do wyznaczenia wymiarów przewodów elementarnych wykorzystano

autorskie programy komputerowe do obliczeń pola temperatury w uzwojeniu stojana. Kontrolne pomiary cieplne, wykonane przed dopuszczeniem turbogeneratorów do pracy, wykazały uzyskanie założonych w projekcie celów. Temperatura uzwojenia stojana po zwiększeniu mocy turbogeneratora do 220 MW, przy zachowaniu znamionowym współczynniku mocy oraz podwyższonej temperaturze zimnej wody destylowanej, nie przekroczyła wartości dopuszczalnej.

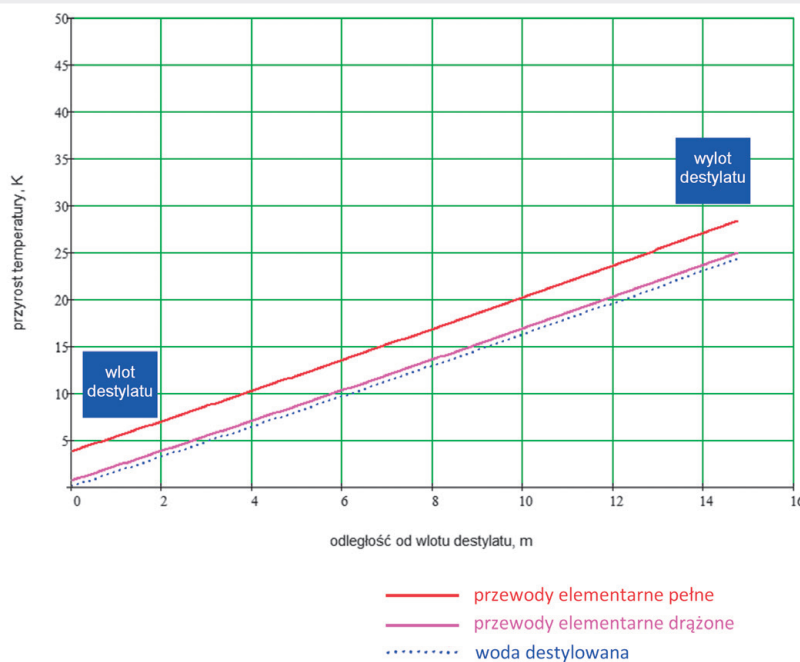
Kolejne podwyższenie mocy modernizowanych turbogeneratorów do 240 MW wymagało dalszej zmiany konstrukcji uzwojenia stojana. Autorskie programy komputerowe do badań wpływu liczby oraz wymiarów przewodów elementarnych pełnych i drażonych na rozkład przyrostu temperatury [2] umożliwiły zaprojektowanie nowego uzwojenia stojana, w którym znacznie zmniejszono straty mocy. Nowe pręty uzwojenia stojana turbogeneratora zawierają dwie kolumny przewodów elementarnych, przy czym pomiędzy przewodami drażonymi znajdują się po cztery przewody pełne.

Pręty uzwojenia stojana umieszczone są w żłobkach rdzenia stojana. Straty wytwarzane w uzwojeniu stojana odprowadzane są do wody destylowanej, przepływającej w przewodach drażonych, oraz do rdzenia stojana. Temperaturę uzwojenia stojana można zatem obniżyć, poprawiając skuteczność chłodzenia rdzenia. Rdzeń stojana wykonany jest w formie pakietu blach. W kanałach, w rdzeniu stojana przepływa wodór chłodzący, którego przepływ wymuszają wentylatory osadzone na wale wirnika. Wykorzystując programy komputerowe do obliczeń wentylacyjnych, wykonano projekty nowych wentylatorów o różnej liczbie łopatek, a następnie zbudowano w skali modele fizyczne [7, 8]. Modele

PL



Fot. 1. Nowe wentylatory wirnika turbogeneratora



Rys. 6. Rozkład przyrostu temperatury w nowym uzwojeniu stojana turbogeneratora o mocy podwyższonej do 240 MW

te badano następnie w tunelu aerodynamicznym. Dzięki możliwości nastawiania łopatek znaleziono optymalny kąt natarcia zapewniający maksymalny wzrost wydajności wentylatora. Na podstawie wyników badań modelowych zaprojektowano nowe wentylatory wirnika turbogeneratora (fot. 1). Przeprowadzone badania wykazały, że możliwy jest dodatkowy wzrost wydajności wentylatorów poprzez zastosowanie tylnych łopatek kierowniczych. Na rys. 6 przedstawiono obliczony rozkład przyrostu temperatury w dwóch prętach, połączonych szeregowo, nowego uzwojenia

stojana. Największy przyrost temperatury – równy 28,4 K – występuje w przewodach pełnych. Ze względów technicznych nie ma możliwości pomiaru maksymalnego przyrostu temperatury przewodów elementarnych prętów uzwojenia stojana. Do weryfikacji pomiarowej wykorzystuje się mierzony przyrost temperatury wody na wypływie z prętów uzwojenia stojana. Maksymalna różnica pomiędzy zmierzonym i obliczonym przyrostem temperatury wody na wypływie z prętów nie przekracza 2,4 K, co jest bardzo dobrym rezultatem.

Zastosowanie zmodernizowanego uzwojenia stojana turbogeneratora

Nowe uzwojenie stojana, przy obciążeniu turbogeneratora mocą 240 MW, ma maksymalny przyrost temperatury 28,4 K, czyli aż o 10,4 K mniejszy w porównaniu z rozwiązaniem fabrycznym. Zgodnie z prawem Montsingera zmniejszenie temperatury o 8 K podwaja trwałość izolacji [9]. Dodatkowo znaczne obniżenie temperatury uzwojenia stojana zmniejszyło zakres zmiany długości prętów na skutek dylatacji termicznej, co w konsekwencji wyeliminowało powtarzające się uszkodzenia, powstające podczas pracy elastycznej turbogeneratora.

Nowe uzwojenie stojana turbogeneratora zostało wdrożone do produkcji. Zmodernizowane turbogeneratory o mocy podwyższonej do 240 MW pracują w elektrowniach w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej.

Wykonane pomiary cieplne zmodernizowanych turbogeneratorów potwierdziły obniżenie temperatury nowego uzwojenia stojana w odniesieniu do fabrycznego, wykazane wcześniej obliczeniami. Dodatkowo wieloletnie, bezawaryjne okresy pracy zmodernizowanych turbogeneratorów są dowodem na to, że nowe uzwojenie stojana nadaje się do wykorzystania w turbogeneratorach wchodzących w skład bloków przeznaczonych do pracy elastycznej.

Podsumowanie

Autorskie modele cieplne do obliczeń pola temperatury w turbogeneratorach są wykorzystywane do opracowania projektów modernizacji pracujących turbogeneratorów, w celu realizacji wymagań wynikających z programu dla polskiej energetyki „Błoki 200+”. Z ich pomocą zostały opracowane innowacyjne rozwiązania głównych węzłów konstrukcyjnych turbogeneratorów o mocy 200 MW, których wdrożenie skutkuje podwyższeniem mocy do 240 MW, przy jednoczesnym całkowitym wyeliminowaniu uszkodzeń powodowanych elastyczną pracą bloków.

Bibliografia

1. Trzeszczyński J., Dalsza eksploatacja bloków klasy 200 MW – racjonalna strategia dla polskiej energetyki, *Energetyka* 2017, s. 313–315.
2. Krok R., Sieci cieplne w modelowaniu pola temperatury w maszynach elektrycznych prądu przemiennego, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej [monografia habilitacyjna], Gliwice 2010.
3. Mukosiej J., Universal program for thermal calculation of electric machines by the method of equivalent thermal networks (ETN), *Proceedings of ICEM '96*, Vigo, Spain 1996, s. 377–381.
4. Swift G., Molinski T.S., Lehn W., A fundamental approach to transformer thermal modeling – Part I: Theory and equivalent circuit, *IEEE Transactions on Power Delivery* 2001, Vol. 16, s. 171–175.

PL

5. Gurazdowski D., Zawilak J., Rozkład temperatury w pręcie uzwojenia stojana turbogeneratorsa, *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne* 2006, nr 75, s. 177–184.
6. Latek W., Turbogeneratory, WNT, Warszawa 1973.
7. Otte J. i in., Intensyfikacja chłodzenia generatorów dużej mocy, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, nr 8, s. 351–357.
8. Krok R., Pasko M., Nowe życie pracujących turbogeneratorów, *Przegląd Elektrotechniczny* 2017, nr 2, s. 83–86.
9. Kaźmierkowski P., Kalus M., Zwierchanowski R., Polski program efektywnego wykorzystania energii w napędach elektrycznych, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., Warszawa 2004.

Roman Krok

dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: roman.krok@polsl.pl

Stopnie naukowe uzyskał na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej, gdzie pracuje nieprzerwanie od 28 lat. Zajmuje się problematyką obliczeń cieplnych, projektowania, doskonalenia konstrukcji, zabezpieczeń oraz eksploatacji: turbogeneratorów, transformatorów energetycznych oraz silników elektrycznych górniczych. Uczestniczy w pracach badawczych w ramach programu dla polskiej energetyki „Blok 200+”. Jest współautorem wielu wdrożonych do produkcji projektów modernizacji turbogeneratorów zainstalowanych w elektrowniach w Polsce oraz w krajach Unii Europejskiej i Azji. Zatrudniony na stanowisku profesora Politechniki Śląskiej.