

Dwadzieścia lat pierwszego bloku gazowo-parowego w Polsce i co dalej?

Twenty years of the first combined cycle gas turbine in Poland and what's next?

W ostatniej dekadzie nastąpił znaczący rozwój bloków gazowo-parowych zarówno kraju, jak i na świecie [1-4]. W Polsce rozpoczęto budowę obiegów gazowo-parowych od bloku EC I w PGE EC Gorzów [5], a następnie zostało zmodernizowanych i wybudowanych wiele obiektów [3,6]. Według danych PSE łączna moc zainstalowana w źródłach gazowych na koniec roku 2017 wyniosła 2341 MW [3]. Dodatkowo analizując dane KSE można stwierdzić, że udział energetyki gazowej w mocy zainstalowanej wynosił 5,4% w 2017 i 3,9% w 2016. Z kolei produkcja energii elektrycznej przy użyciu źródeł gazowych była na poziomie 4,3% w 2017 i 3,6% w 2016 roku w całym KSE [3]. Do największych krajowych jednostek gazowo-parowych należą: EC Gorzów z dwoma blokami gazowo-parowymi (EC I 78,5 MW w kondensacji i EC III 138 MW w kogeneracji), EC Nowa Sarzyna (116 MW), EC Lublin Wrotków (235 MW), EC Rzeszów (95,75 MW), EC Zielona Góra (190 MW), EC Siedlce (50 MW), EC Huta Miedzi Głogów KGHM (42 MW), EC Polkowice KGHM (42 MW), EC Włocławek (463 MW) oraz EC ORLEN w Płocku (608 MW) [1-3,7].

Te dwie ostatnie jednostki o łącznej mocy ponad 1000 MW są najnowocześniejszymi układami wyposażonymi w trójciśnieniowe kotły odzyskowe i odpowiednio dostosowane do nich turbiny parowe [1-3]. Więcej informacji na temat istniejących bloków gazowo-parowych można znaleźć w pracach [1-3,8,9]. Jednak mimo stawiania nowych polskich bloków energetycznych pierwszy blok gazowo-parowy w Gorzowie Wielkopolskim EC I wciąż jest potrzebny. Być może pozwoli na utrzymanie stabilniejszej podaży energii do czasu zbudowania stabilnego systemu generacji energii opartego na OZE oraz magazynach energii [3], a dodatkowo będzie stanowił wsparcie dla energetyki klasycznej [10]. W kolejnych punktach przybliżono wybrane aspekty dotyczące eksploatacji bloku oraz odniesiono się do sytuacji, którą wnosi Ustawa o Rynku Mocy, która ukazała się 8 grudnia 2017 r. [11].

Historia bloku versus przyszłe wyzwania

Trzeba podkreślić, iż blok gazowo-parowy EC I w PGE EC Gorzów nie był standardowym, we współczesnym rozumieniu, blokiem gazowo-parowym typu Combi [12]. Powstał on w 1999

roku [5], jako oryginalna gazowa nadbudowa istniejącego bloku parowego. Nadbudowa ta uwzględniła specyficzne dla Gorzowa Wielkopolskiego warunki współprodukcji prądu, ciepła i pary technologicznej ze specyficznego lokalnego paliwa – stąd zarówno rozwiązanie, projekt, sterowanie, monitoring i remonty są unikatowe nie tylko w kraju, ale i w Europie [6]. Część EC I, a mianowicie rozpatrywany „stary” blok gazowo-parowy do 2017 składał się z następujących urządzeń [6-8]:

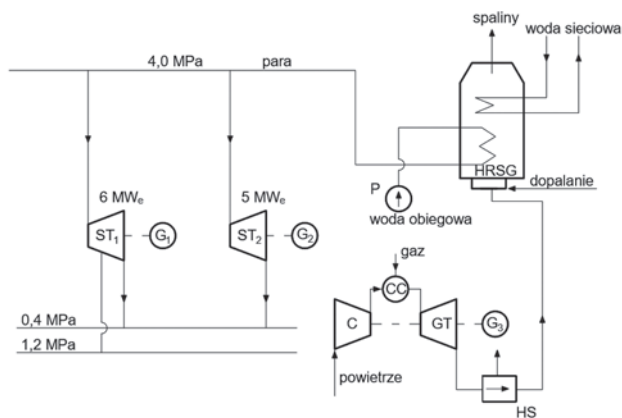
- turbina przeciwprężna DDM - 55 o mocy elektrycznej 5 MW;
- turbina upustowo-przeciwprężna 3P6-6 o mocy elektrycznej 6 MW;
- turbina gazowa GT8C 54,5 MW (produkcji *Alstom Power*);
- kocioł odzyskowy 83,5/140 t/h;
- podgrzewacz wody sieciowej K45 11 MW.

W ostatnim czasie, po uruchomieniu „nowego” bloku gazowo-parowego EC III, dwie turbiny parowe w EC I zostały zastąpione jedną turbiną parową kondensacyjną pracującą z mocą około 14,8 MW. Należy dodać, że cały czas pracująca turbina GT8C jest trzecią generacją turbin z serii GT8. W momencie instalacji odznaczała się zwiększoną sprawnością wytwarzania energii i wysoką mocą elektryczną oraz zmniejszonymi emisjami do atmosfery NO_x i CO_2 [5].

Uproszczony schemat cieplny EC I przedstawia rysunek 1. Głównym elementem bloku jest turbozespół gazowy GT8C (rys. 2), który składa się z dwunastostopniowej sprężarki osiowej połączonej jednym wałem z trzystopniową turbiną, komory spalania typu silosowego z osiemnastoma palnikami EV, przekładni redukcyjnej, generatora urządzeń pomocniczych i układu sterowania [5-7].

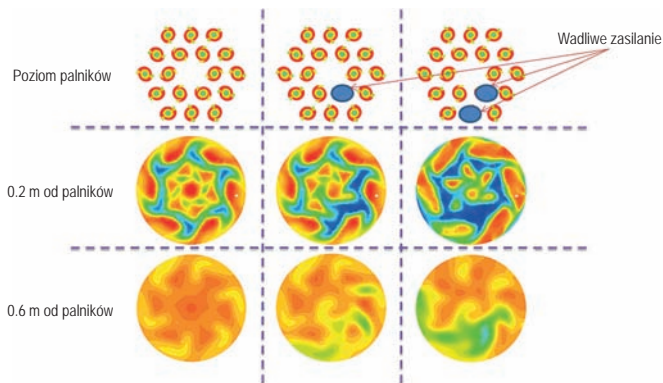
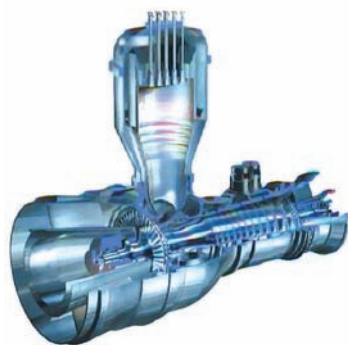
Należy wspomnieć, że 20 lat pracy bloku gazowo-parowego zaowocowało:

- unikatowym doświadczeniem w spalaniu gazu zaazotowanego i znalezieniem przyczyn prowadzących do wzmożonej degradacji układu rozrządu, palników, płomienicy i pierwszego stopnia (rys. 3);
- rozwojem w zakresie niskoemisyjnego spalania gazu zaazotowanego, a w szczególności w sposobach jego realizacji (rys. 4);
- wyjątkowym doświadczeniem w zakresie sterowania blokiem biorącym się z konieczności nietypowej regulacji

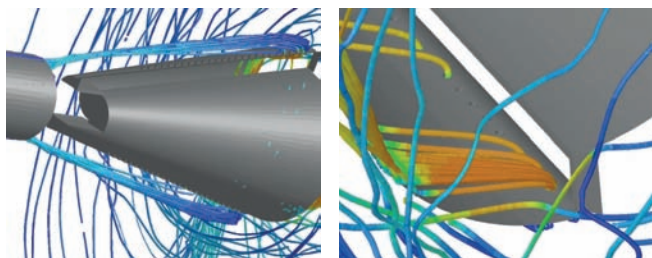


Rys. 1. Pierwotny schemat cieplny EC I, gdzie: C – sprężarka, CC – komora spalania, GT – turbina gazowa, G – generator elektryczny, ST – turbina parowa, HS – gorący komin, HRSG – kocioł odzyskowy, P – pompa [6]

Rys. 2. Widok turbiny GT8C z unikatową silosową komorą spalania przystosowaną do niskoemisyjnego spalania zaazotowanego gazu ziemnego z kopalni Dębno



Rys. 3. Przykład wykorzystania obliczeń referencyjnych do diagnozowania niewłaściwej pracy 18 palników EV w silosowej turbinie gazowej GT8C [13]



Rys. 4. Modelowanie pracy palnika EV zasilanego gazem zaazotowanym [14,15]

blokiem gazowym, będącym oryginalną nadbudową bloku parowego w warunkach ucieplowniczania i produkcji pary przemysłowej;

- unikatowym doświadczeniem w zakresie pracy generatora WY 16Z-068LL.

Aby uszczegółwić specyfikę tej wiedzy, przytoczono jedno z pierwszych technicznych zagrożeń, jakie udało się przebadać [13-15], a następnie usunąć. Otóż podczas przeglądu turbiny zauważono dużą ilość przepalonego hematytu w obrębie łopatek pierwszego stopnia. W wyniku przeprowadzonego „śledztwa” udało się ustalić, iż hematyt pochodził z czasów budowy rurociągu łączącego Elektrociepłownię z Kopalnią Dębno i zalegał on w załomach przejść rurociągów pod rzekami. Dzięki wizycie w Kopalni, udało się ustalić, że do elektrociepłowni hematyt był „wleczony” przez falę uderzeniową w rurociągu. Fala ta powstawała poprzez nagłe włączenie pomp gazu w Kopalni Dębno. Włączenie pomp było zaś powodowane, częstymi w okresie wiosennych burz, awariami układu zasilania prądem – po zmianie systemu zabezpieczeń przez Kopalnię ustały wyłączenia prądu, ustały też włączenia pomp generujące fale uderzeniowe, a gaz uzyskał swoją czystość.

Jednak mimo ciągłego monitoringu i ulepszeń związanych ze specyfiką zmieniających się warunków pojawiają się nowe wyzwania dla układów gazowych, między innymi Ustawa Rynek Mocy [11]. Warto w tym miejscu przywołać wybrany jej fragment, a mianowicie [11]: Art. 25.5. *Dostawca mocy jest uprawniony do zawarcia umowy mocowej na okres dostaw dłuższy o dwa lata niż maksymalny okres określony odpowiednio w ust. 4 pkt 1 lub 2, jeżeli jednostka rynku mocy, o której mowa w ust. 4 pkt 1 lub 2, będąca jednostką rynku mocy wytwórczą: 1) spełni jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 megawatogodzinę wytwarzanej energii i 2) w przypadku jednostek kogeneracji – co najmniej połowę wytworzonego ciepła w tej jednostce dostarcza do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda.* W tej sytuacji blok gazowo-parowy w Gorzowie Wielkopolskim zaopatrzony w stare urządzenia musi przeprowadzić ich modernizację lub zamianę, aby sprostać powyższym warunkom, czyli spełnić warunki stawiane jednostkom rynku mocy. Jednocześnie w świetle wspomnianej ustawy, blok gazowo-parowy ma znaczący potencjał, aby sprostać wymagom dotyczącym „green bonus”, czyli jednocześnie zachować wskaźnik emisji poniżej 450 kg CO₂/MWh i przekazywać wymagany procent wytwarzanego ciepła do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda.

Wnioski

Blok EC I był i dalej jest oryginalnym rozwiązaniem będącym konwersją bloku parowego w poligeneracyjną nadbudowę gazową opartą na lokalnym gazie zaazotowanym. Od początku inżynierowie dbający o jego właściwą pracę starali się wychodzić naprzeciw potrzebom dotyczącym zmniejszania emisji i poprawiania ładu gospodarczego. Obecnie pojawiają się nowe wytyczne, a swego rodzaju odpowiedzi dotyczące sposobów i możliwości dostosowania się do wymagań Ustawy o Rynek Mocy dają analizy termodynamiczne (podobne jak w pracach [16-18]). Warto wspomnieć, że na podstawie analiz termodynamicznych można stwierdzić, iż obecna kondensacyjna turbina parowa o mocy elektrycznej 14,8 MW dysponuje jeszcze zapasami mocy i po odpowiedniej

modernizacji może się przyczynić do zmniejszenia emisji CO₂ z poziomu około 480 kg CO₂/MWh do 450 kg CO₂/MWh. Również warto rozważyć możliwość poprawy parametrów turbiny gazowej, na przykład poprzez:

- 1) zastosowanie wtrysku pary do komory spalania zgodnie z ideą zaproponowaną w układzie Chenga,
- 2) wstawienie nowych niskoemisyjnych palników gazowych,
- 3) zastąpienie obecnych turbin nowymi o podwyższonych parametrach pracy, w tym wysokosprawnych.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Badyda K., *Stan i perspektywy rozwoju technologii turbin gazowych oraz bloków gazowo-parowych*, „Rynek Gazu” 2014, s. 147-166.
- [2] Badyda K., Miller A., *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*, Wydawnictwo KAPRINT, Lublin 2014.
- [3] Badyda K., *Czy energetyka gazowa będzie ratunkiem dla miksu energetycznego w produkcji elektryczności?* IX Konferencja „Gaz w energetyce. Technologie, Eksploatacja, Serwis, Toruń, 22-23 maja 2018.
- [4] Kotowicz J., Brzęczek M., Job M., *Kierunki rozwoju nowoczesnych elektrowni gazowo-parowych z instalacją wychwyty i sprężania CO₂*, „Energetyka” 2017, nr 11 (761), s. 683-691.
- [5] Mich A., *Pierwszy w Polsce blok gazowo-parowy z turbiną gazową typu GT8C firmy ABB uruchomiony w PGE EC Gorzów*, „Energetyka” 1999, nr 5.
- [6] Wołoncewicz Z., Buraczewski J., *Doświadczenia z eksploatacji bloku gazowo-parowego w EC Gorzów S.A. 1999-2003*, Konferencja „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe” 2003.
- [7] <http://www.ecgorzow.pgegiek.pl>
- [8] Ziółkowski P., Lemański M., Badur J., Nastalek L., *Power augmentation of PGE Gorzow's gas turbine by steam injection – thermodynamic overview*, „Rynek Energii” 2012, nr 1, vol. 98, s. 161-167.

- [9] Ziółkowski P., Zakrzewski W., Sławiński D., Badur J., *Czyste technologie gazowe – szansą dla Pomorza*, „Rynek Energii” 2013, nr 1, vol. 104, s. 79-85.
- [10] Badur J., Sławiński D., Kornet S., Kowalczyk T., Bryk M., Ziółkowski P.J., Stajne M., Ziółkowski P., *Pozaprojektowe ograniczenia mające na celu utrzymanie dyspozycyjności turbiny parowej dużej mocy*, „Energetyka” 2016, nr 11, vol. 749, s. 652-654.
- [11] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy, Dz.U. 2018, poz. 9.
- [12] Peryc S., *Turbiny gazowe i parowe*, Wyd. Polskiej Akademii Nauk, Wrocław 1992.
- [13] Badur J., Karcz M., Kucharski R., Lemański M., Zakrzewski W., *Referential state method in gas turbine diagnostics* [in:] eds. Chmielniak T., Treła M., *Diagnostics of New-Generation Thermal Power Plants*, Wyd. IMP PAN, Gdańsk 2008, p. 437-451.
- [14] Badur J., Karcz M., Kucharski R., Lemański M., Kowalczyk S., Topolski J., Kozłowski P., Ochrymiuk T., Sobieski W., *Advanced numerical modelling of the gas turbine combustion*, TASK Quarterly 2003, 16, p. 1-11.
- [15] Badur J., Karcz M., Kucharski R., Wiśniewski A., Kekana M., Banaszkiwicz M., Bielecki M., Dudda W., *Coupled modelling of the cooling processes and the induced thermo-corrosive fatigue within a gas turbine*, *Gas Turbine Progress in Poland*, GT-CFRE, ed T. Uhl, p. 12-21, 2003.
- [16] Wiśniewski A., Topolski J., Badur J.: *More efficient gas-steam power plant topped by a LiBr absorption chiller*, *Technical, economic and environmental aspects of combined cycle power plants*. University of Technology, Gdańsk 2004, p. 183-192.
- [17] Topolski J., Badur J.: *Comparison of the combined cycle efficiencies with different heat recovery steam generators*. Transactions IFFM 2002, 111, p. 5-16.
- [18] Ziółkowski P., Kowalczyk T., Kornet S., Badur J., *On low-grade waste heat utilization from a supercritical steam power plant using an ORC-bottoming cycle coupled with two sources of heat*. Energy Con. and Man. 2017, 146, p. 158-173.



Janusz Dobrzański, Hanna Purzyńska
Instytut Metalurgii Żelaza im. S. Staszica, Gliwice

Sposób oceny materiału rurociągów parowych bloków energetycznych po długotrwałej eksploatacji w warunkach pełzania poza czasem obliczeniowym

Method to assess the material of steam power units pipelines after a long operation in creep conditions beyond design working time

Dla elementów pracujących w warunkach pełzania, które przekroczyły obliczeniowy czas pracy, za zdolność do przeniesienia wymaganych obciążeń eksploatacyjnych w decydującej mierze odpowiada stan materiału. Jego ocena jest dokonywana

po uprzednim doborze rodzaju i zakresu diagnostycznych niszczących oraz niszczących badań materiałowych, doborze uwzględniającym charakter pracy elementu, a także czas pracy odniesiony do przyjętego czasu obliczeniowego [1, 2].