

MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA ELEKTROWNI JĄDROWEJ, JAKO ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ – REFERAT KONFERENCYJNY

Tomasz MINKIEWICZ¹, Andrzej REŃSKI¹

1. Politechnika Gdańska, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk,
tel: (58) 347-23-54 e-mail: t.minkiewicz@eia.pg.gda.pl, a.renski@eia.pg.gda.pl

Streszczenie: W niniejszym artykule przedstawiono zagadnienia związane z możliwością pracy elektrowni jądrowej (EJ) również w charakterze źródła ciepła, a więc w warunkach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła. Rozpatrzono dwa poziomy mocy ciepłych oddawanych do systemów ciepłowniczych. Przeprowadzone wstępnie badania techniczne i ekonomiczne dla lokalizacji elektrowni jądrowej nad Jeziorem Żarnowieckim potwierdziły potencjalną możliwość pracy EJ w charakterze podstawowego źródła ciepła w systemie ciepłowniczym, który zasilaby rejon Wejherowa i Gdyni.

Słowa kluczowe: elektrownia jądrowa, elektrociepłownia jądrowa, praca w skojarzeniu.

1. WDROŻENIE W POLSCE DUŻYCH ŹRÓDEŁ KOGENERACYJNYCH

Przyłączenie elektrowni jądrowych do krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) umożliwi wykorzystanie tych obiektów jako podstawowego źródła energii elektrycznej, ale w niektórych lokalizacjach możliwa będzie również praca tych elektrowni jako źródła ciepła na potrzeby miejskich systemów ciepłowniczych. Zgodnie z założeniami Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) uruchomienie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej planowane jest po 2020 r. (obecnie data ta przesunięta została na 2024 r.), a moc elektryczną tej elektrowni szacuje się na ok. 3 GW.

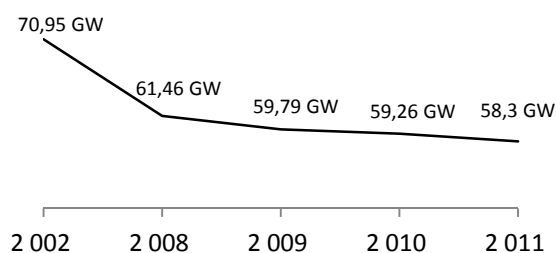
Główną zaletą pracy elektrowni w skojarzeniu jest zmniejszenie zużycia nośników energii pierwotnej, a tym samym ograniczenie emisji szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery. Budowa źródeł kogeneracyjnych jest wspierana przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie rozwoju kogeneracji na bazie lokalnego zapotrzebowania na ciepło. Tak więc istnienie takiego zapotrzebowania jest warunkiem koniecznym budowy nowych źródeł energii tego typu.

Z kolei wprowadzona w życie 6 stycznia 2011 r. dyrektywa o emisjach przemysłowych, która zacznie obowiązywać od 2016 r., a dla branży ciepłowniczej od 2023 r., dodatkowo zaostrzy wymagania dotyczące emisji SO₂, NO_x i pyłów, co w konsekwencji będzie mogło przyczynić się do wzrostu zainteresowania innymi niż węgiel nośnikami źródeł energii elektrycznej i ciepła. Rozwój nowych źródeł energii prognozowany jest również w dokumencie „Polityka energe-

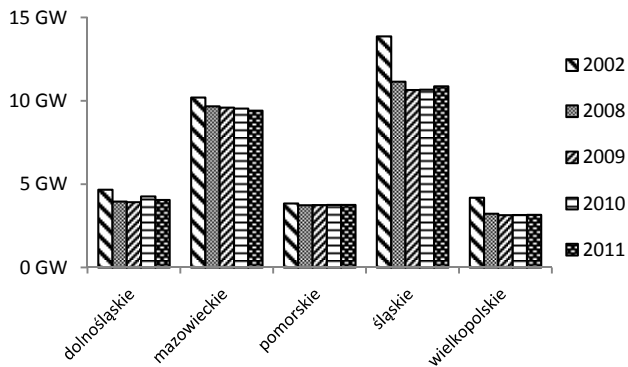
tyczna Polski do roku 2030”, w którym zakłada się, że zapotrzebowanie na energię elektryczną do roku 2020 wzrośnie z obecnego poziomu 155 TWh do ok. 170 TWh. Zważywszy fakt, iż ok. 60% mocy wytwórczych pochodzi ze źródeł liczących co najmniej 30 lat, konieczna będzie budowa nowych źródeł o dużej łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej. Zgodnie z założeniami polityki energetycznej kraju, preferowana będzie technologia wytwarzania energii w skojarzeniu. W planach jest również zastąpienie jak największej liczby ciepłowni miejskich źródłami kogeneracyjnymi. W skali kraju przewiduje się, że do 2020r. nastąpi też wyraźny wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji.

2. RYNEK CIEPŁA

Możliwość wykorzystania EJ jako źródła energii nie tylko elektrycznej, ale i ciepłej jest silnie uzależniona zarówno od zapotrzebowania na moc cieplną jak i możliwości przesyłania tej mocy. W ostatnich latach obserwuje się intensywny rozwój przedsięwzięć termomodernizacyjnych w obrębie istniejących systemów i sieci ciepłowniczych, czego bezpośrednim efektem jest stopniowe zmniejszanie się zapotrzebowania na moc cieplną. Powoduje to obniżanie zainstalowanej mocy cieplnej źródeł. Proces ten przedstawiono na rysunkach 1 i 2. Jednakże pomimo obniżania się poziomu zainstalowanej mocy cieplnej Polska wciąż należy do czołówki krajów europejskich, które posiadają znacząco rozbudowane systemy ciepłownicze.



Rys. 1. Zainstalowana moc cieplna w Polsce [1].



Rys. 2. Zainstalowana moc cieplna w wybranych województwach Polski [1].

W 2011 r. wytworzono w Polsce ponad 421 PJ ciepła, z czego w procesie kogeneracji ponad 252 PJ ciepła (gdzie nośnikiem energii w ok. 70% był węgiel kamienny). Sumaryczna długość sieci ciepłowniczych łączących źródła ciepła z węzłami cieplnym oraz sieci niskoparametrowych wynosiła pod koniec 2011 r. ponad 19600 km [1].

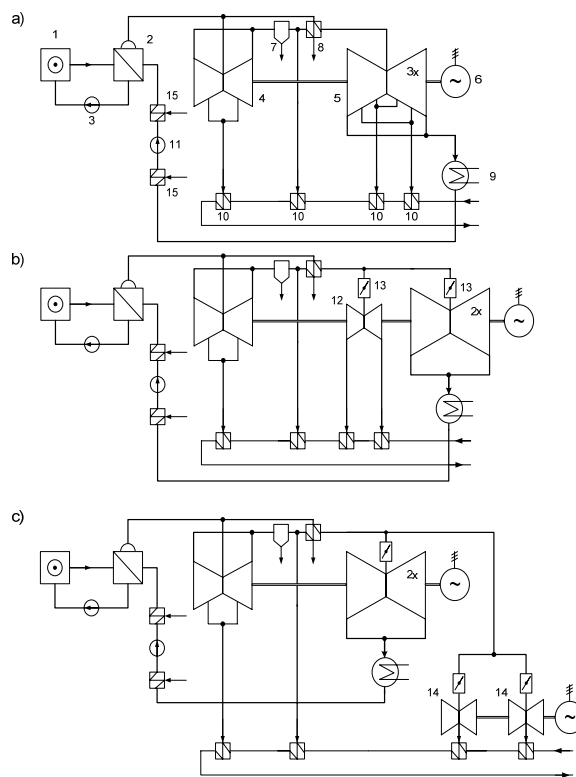
3. MOŻLIWOŚĆ ODDAWANIA CIEPŁA PRZEZ ELEKTROWNIĘ JĄDROWĄ

Decydując się na wykorzystanie elektrowni jądrowej jako źródła ciepła sieciowego czy też pary technologicznej należy zwrócić uwagę na prawidłowy dobór turbosespołu i pozostałych elementów obiegu wtórnego. W klasycznych układach kogeneracyjnych pracujących na bazie paliw organicznych stosowane są turbiny przeciwprężne, upustowo-przeciwprężne lub upustowo-kondensacyjne. W przypadku elektrowni jądrowej korzystniejszym rozwiązaniem jest zastosowanie turbiny upustowo-kondensacyjnej, której upusty mogą być wykorzystywane w sezonie grzewczym do dostarczania pary na cele grzewcze, a w trakcie całego roku na cele technologiczne (para). Po sezonie grzewczym turbina ta mogłaby (w przypadku braku zapotrzebowania na parę technologiczną) pracować przy pełnej kondensacji wytwarzając wyłącznie energię elektryczną. Ze względu na bardziej złożoną budowę, związaną z przystosowaniem do pracy ciepłowniczej, koszty takiej turbiny byłyby wyższe niż w przypadku turbiny kondensacyjnej. Przykładowe propozycje układów turbin dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR przedstawiono na rysunku 3 [2].

Stopień modyfikacji i zmian w obrębie turbiny upustowo-kondensacyjnej zależy od poboru ciepła na cele ciepłownicze. W przypadku dużego bloku jądrowego o mocy elektrycznej 1600 MW najmniejszych zmian wymagałaby turbina przy poborze mocy cieplnej na poziomie do ok. 200 MW. Wówczas para mogłaby być pobierana z odpowiednio powiększonych upustów turbiny – rysunek 3a. Przy poborze mocy cieplnej na poziomie 200 - 500 MW konieczne mogłoby być umieszczenie dodatkowego kadłuba niskopięrznego na głównym wale turbiny, przeznaczonego do pracy ciepłowniczej – rysunek 3b. Największych zmian należałoby oczekiwać przy poborze mocy cieplnej powyżej 1800 MW. Wówczas mogłoby się okazać celowe zastosowanie dwóch lub trzech oddzielnych wałów z oddzielnymi generatorami – rysunek 3c.

Obecnie nie ma na świecie elektrowni jądrowych, które przekazywałyby większe ilości ciepła odbiorcom zewnętrznym. Zazwyczaj są to obiekty zaopatrujące w ciepło najbliż-

sze osiedla zamieszkałe najczęściej przez personel eksploatacyjny EJ, a ich moce są niewielkie, sięgające kilkunastu megawatów. Przykładem elektrowni jądrowej pracującej w częściowym skojarzeniu jest szwajcarska elektrownia Beznau, która dostarcza do dość rozbudowanej sieci ciepłowniczej (o łącznej długości ok. 130 km) w szczycie zapotrzebowania moc cieplną na poziomie 80 MW.



Rys. 3. Uproszczone schematy cieplne układów EJ przystosowanej do odbioru ciepła dla potrzeb ciepłowniczych [4].

1 – reaktor jądrowy, 2 – wytwornice pary, 3 – główne pompy cyrkulacyjne, 4 – część WP turbiny, 5 – część NP turbiny, 6 – generator, 7 – separator wilgoci, 8 – przegrzewacz międzystopniowy pary, 9 – skraplacz, 10 – wymienniki sieciowe, 11 – pompa wody zasilającej, 12 – część przeciwprężna turbiny, 13 – kłapa regulacyjna, 14 – turbina ciepłownicza na oddzielnym wale, 15 – wymienniki regeneracyjne.

4. MOŻLIWOŚĆ WSPÓLPRACY ELEKTROWNI JĄDROWEJ Z SYSTEMEM CIEPŁOWNICZYM I ELEKTROENERGETYCZNYM

Zapewnienie współpracy przystosowanej do oddawania ciepła elektrowni jądrowej z zewnętrznymi systemami energetycznymi wymaga spełnienia szeregu warunków. Wynikają one z wielu przepisów prawnych ujętych m.in. w prawie energetycznym, a także w ostatnio znowelizowanym prawie atomowym. Dotyczą one zarówno możliwości budowy nowych źródeł wytwórczych, szczególnie dużej mocy, jak i rozległych sieci przesyłowych elektrycznych oraz ciepłowniczych, a także możliwości przyłączenia tych obiektów do istniejących eksploatowanych systemów. Warto mieć na względzie, że są to na ogół inwestycje wieloletnie, których okres przygotowania jest często znacznie dłuższy niż okres samej budowy. Przykładem mogą tu być linie elektroenergetyczne najwyższych napięć: sam proces budowy linii 400 kV o długości 100 km może być zrealizowany w czasie do 1,5 roku, natomiast zaplanowanie i przygotowanie takiej

inwestycji może trwać nawet 7-10 lat [5]. Podobnie wygląda sprawa z magistralami ciepłowniczymi i sieciami cieplnymi, jak również ze źródłami wytwórczymi, a w szczególności jądrowymi. Dlatego tak ważnego znaczenia nabiera problem wyboru odpowiedniego miejsca lokalizacji EJ, który z jednej strony ma istotny wpływ na zapewnienie właściwego poziomu bezpieczeństwa, a z drugiej strony wpływa na całkowite koszty przedsięwzięcia.

Współpraca elektrowni jądrowej z systemem elektroenergetycznym zależy w dużej mierze od jej własności regulacyjnych. Te zaś uwarunkowane są z jednej strony względami wytrzymałościowymi materiałów obiegu pierwotnego, z drugiej zaś strony uzależnione są od charakteru procesów przebiegających w rdzeniu reaktora. Naprężenia termiczne, jakie mogą powstawać w elementach paliwowych reaktora, a także w elementach grubościennych obiegu pierwotnego oraz wtórnego (zbiorniki, rurociągi, turbina) w warunkach zmieniającego się obciążenia bloku jądrowego stanowią ograniczenia zdolności regulacyjnych elektrowni, co z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego jest zjawiskiem niekorzystnym. Również zmiany obciążenia elektrycznego bloku jądrowego wywołują zmiany mocy reaktora, w wyniku czego następuje naruszenie równowagi pomiędzy liczbą powstających i liczbą ubywających jąder ksenonu w rdzeniu – pierwiastka, który obok samaru jest w największym stopniu odpowiedzialny za zatrucie reaktora, czyli pasożytnicze pochłanianie neutronów. Powoduje to dość złożone zmiany reaktywności reaktora, czyli odchylenia stanu reaktora od stanu krytycznego. Z tego powodu korzystna jest praca reaktora jądrowego i całego bloku przy jak najwyższym i możliwie stałym stopniu obciążenia. Zmiany mocy są jednak nieuniknione chociaż by ze względu na postępujący proces wypalania paliwa jądrowego.

Z punktu widzenia eksploatacji najważniejsze znaczenie ma przebieg zmian reaktywności podczas stanu nieustalonego spowodowanego redukcją mocy (zmniejszeniem gęstości strumienia neutronów) lub wyłączeniem reaktora, gdyż w tych sytuacjach mają miejsce największe straty reaktywności. Kompensacja tych i innych efektów reaktywnościowych jest zadaniem układu sterowania i zabezpieczeń reaktora.

Nowe rozwiązania reaktorów jądrowych generacji III oraz III+ umożliwiają pracę bloku jądrowego w znacznie większym zakresie zmian i przebiegających z większą częstotliwością zmian mocy w porównaniu do rozwiązań dotychczasowych. Współczesne elektrownie jądrowe są tak projektowane, by mogły nadążać za zmianami obciążenia systemu elektroenergetycznego w szerokich granicach, a więc charakteryzują się odpowiednią manewrowością. Bloki jądrowe o mocy cieplnej na poziomie 3,4 GW i mocy elektrycznej 1,1 GW pozwalają na skokową zmianę mocy o +/- 10% w zakresie 15 - 100% mocy znamionowej, redukcję mocy z poziomu 100% do 50% w czasie 2 godzin, utrzymywanie mocy na poziomie 50% przez okres 2 do 10 godzin i przywrócenie jej do 100% w przeciągu 2 godzin. Ponadto umożliwiają zmianę mocy w tempie 5%/min w zakresie 15 - 100% mocy znamionowej (tj. ok. 56 MW/min) [6].

W przypadku elektrowni przystosowanych do oddawania ciepła zmiany obciążenia elektrycznego mogą również wynikać ze zmian zapotrzebowania na moc cieplną ze strony systemu ciepłowniczego. Istotnym zagadnieniem technicznym jest również wybór sposobu współpracy EJ i zasilanego przez nią systemu ciepłowniczego – pracy równoległej bądź

szeregowej. Połączenie równoległe umożliwia lepsze wykorzystanie istniejących w rejonie odbiorczym klasycznych źródeł ciepła. Połączenie takie pozwala również zmniejszyć przekroje rurociągów przesyłowych, co ma istotne znaczenie przy transporcie ciepła na duże odległości.

5. PROPONOWANE ROZWIĄZANIA

W związku z wdrażaniem PPEJ pojawiła się szansa na ponowne rozważenie celowości wykorzystania planowanych elektrowni jądrowych, jako źródeł ciepła dla istniejących systemów ciepłowniczych. Można w tym zakresie sięgnąć do wykonanych przed laty analiz oraz oprzeć się na zdobytych wówczas doświadczeniach projektowych.

Szczególną aktywność przejawiało w tym względzie środowisko warszawskie, widząc szczególną rolę lokalizacji elektrociepłowni jądrowej w pobliżu stolicy, która poprawiłaby stan środowiska naturalnego w aglomeracji warszawskiej. System warszawski jest jednym z największych systemów ciepłowniczych na świecie, charakteryzującym się wysokim zapotrzebowaniem na moc cieplną ze strony odbiorców na poziomie ok 3700 MW. Elektrownia jądrowa umożliwiająca produkcję ciepła sieciowego, która byłaby włączona do stołecznego systemu ciepłowniczego mogłaby w znacznej mierze zastąpić istniejące źródła ciepła opalane węglem kamiennym.

Problem ten stał się ponownie aktualny, kiedy jako jedną z potencjalnych lokalizacji pierwszych elektrowni jądrowych w Polsce wytypowany został rejon Nowego Miasta, co umożliwiłoby przesłanie dużej mocy cieplnej do stołecznego systemu ciepłowniczego.

Przed laty w Biurze Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt” w Warszawie wykonane zostały również analizy dotyczące wykorzystania ciepła z EJ dla aglomeracji trójmiejskiej. Powstała wówczas koncepcja i projekt zasilania mocą cieplną ok. 900 MW z budowanej Elektrowni Jądrowej Żarnowiec miast: Gdyni, Sopotu i Gdańska. Wprawdzie projekt ten nie doczekał się realizacji, ale przeprowadzone wówczas rozpoznanie tras przebiegu magistral przesyłowych oraz wykonane obliczenia cieplnohydrauliczne mogą obecnie okazać się przydatne w badaniach opłacalności poboru i przesyłania ciepła z najbardziej prawdopodobnych miejsc lokalizacji pierwszej EJ w okolicach Jeziora Żarnowieckiego lub miejscowości Lubiatowo i Kopalino do rejonów Wejherowa i Gdyni. Wykonano wstępną analizę techniczno-ekonomiczną, w której założono, że w pierwszym etapie elektrownia jądrowa będzie pokrywać połowę szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną obydwu tych rejonów, czyli dostarczać do systemu zasilania moc na poziomie ok. 300 MW, współpracując odpowiednio z istniejącą ciepłownią lokalną (Wejherowo) oraz elektrociepłownią (Gdynia). Tak relatywnie niewielki pobór mocy cieplnej z EJ wyposażonej np. w dwa bloki z reaktorami EPR 1600 umożliwiłby zasilanie parą członu ciepłowniczego z trzech ostatnich nieznacznie powiększonych upustów turbiny.

Do oceny kosztów dostawy ciepła do rejonów odbiorczych posłużono się metodą przedstawioną w [4] i [7]. Główna koncepcja tej metody polega na tym, że koszty stałe wytwarzania ciepła w EJ obciążono kosztami ubytku mocy elektrycznej, a koszty zmienne – kosztami ubytku energii elektrycznej, powstałych w elektrowni jądrowej w związku z jej przystosowaniem do pracy ciepłowniczej. Ponadto

koszty dostawy ciepła do rejonów odbiorczych obejmują koszt zainstalowania członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej, a także koszty wytwarzania w lokalnych źródłach ciepła (w tym przypadku – w ciepłowni w Wejherowie oraz w elektrociepłowni w Gdyni), jak również koszty przesyłania ciepła z EJ do obu rejonów odbiorczych.

Wstępne obliczenia wykonane przy założeniu wariantu optymistycznego, tzn. względnie niskiego poziomu jednostkowych nakładów inwestycyjnych na obiekty wytwórcze i przesyłowe wykazały, że rozpatrywany system zasilania oparty na wykorzystaniu ciepła z EJ ma szansę być konkurencyjny w stosunku do istniejących klasycznych systemów ciepłowniczych, gdyż mógłby zapewnić dostawę ciepła do odbiorców już przy koszcie 40 zł/GJ. Powyższe analizy zostaną uszczegółowione i zaktualizowane w ramach realizowanego obecnie projektu grantowego finansowanego przez NCBiR.

Na podstawie aktualnych danych zaczerpniętych z Projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miast Wejherowo, Reda, Rumia i Gdynia oszacować można, że w roku 2020 całkowite zapotrzebowanie na ciepło w okresie zimowym wyniesie ok. 1150 MW, natomiast w sezonie letnim ok. 200 MW. W związku z powyższym istnieją podstawy, aby przystąpić do wykonania analizy technicznej i ekonomicznej możliwości wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła ciepła sieciowego, która miałaby być wybudowana w rejonie Jeziora Żarnowieckiego [8].

6. WNIOSKI KOŃCOWE

W związku z trwającym już PPEJ pojawiła się możliwość zweryfikowania wykonanych przed laty analiz i sprawdzenia, czy wykorzystanie EJ jako podstawowego źródła energii w systemie ciepłowniczym jest rozwiązaniem efektywnie ekonomicznym i konkurencyjnym w stosunku do konwencjonalnych źródeł ciepła. Rozwiązanie takie przełożyć się może na zwiększenie efektywności EJ, zmniejszenie kosztów produkcji energii cieplnej, obniżenie zużycia pierwotnych surowców energetycznych oraz zredukowanie ilości szkodliwych zanieczyszczeń emitowanych do środowiska. Należy też podkreślić, iż stale zwiększające się koszty wytwarzania ciepła w źródłach konwencjonalnych będą musiały znacząco wzrosnąć, a będzie to spowodowane Dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED), która od 2023 r. dotknie również ciepłownictwa, narzucając nowe, niższe limity emisji szkodliwych substancji do środowiska.

Znaczącym problemem eksploatacyjnym pozostaje sezonowa zmienność zapotrzebowania na ciepło do celów grzejnych (obecne rozwiązania pozwalają na wykorzystanie ciepła sieciowego również latem – produkowany jest wówczas chłód sieciowy) oraz ustalenie temperatury zasilającej i powrotnej wody sieciowej (ze względu na znaczne odległości pomiędzy źródłem ciepła, a rejonem odbiorczym).

Z uwagi na to, iż Polska nie ma doświadczenia w eksploatacji jądrowych obiektów energetycznych, przydatne mogą okazać się wykonane przed laty analizy (dla lokalizacji Żarnowiec oraz w pobliżu Warszawy) dotyczące wykorzystania EJ jako źródła energii elektrycznej i cieplnej. Jednakże poza analizą techniczną, głównym celem badań mających na celu sprawdzenie możliwości uciepłownienia elektrowni jądrowej w warunkach polskich, powinno być zapewnienie wyższej efektywności ekonomicznej systemu ciepłowniczego zasilanego z tejże elektrowni w porównaniu z klasycznymi źródłami energii pracującym w skojarzeniu.

7. BIBLIOGRAFIA

1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki: Energetyka ciepła w liczbach – 2011, Warszawa, wrzesień 2012, ISBN 978-83-929538-4-5.
2. Mühlhäuser H., J.: Steam turbines for district heating in nuclear power plants, Nuclear Technology Vol. 38, April 1978.
3. Nuclear Power in Switzerland, World Nuclear Association, www.world-nuclear.org/info/inf86.html, Grudzień 2012 r.
4. Reński A.: Elektrownie jądrowe jako źródło ciepła sieciowego i technologicznego, Energetyka, Sierpień 2009, ISSN 0013-7294.
5. Kasprzyk S.: Program polskiej energetyki jądrowej. Najkorzystniejsze lokalizacje, moce w tych lokalizacjach, rozwój i modernizacja linii i rozdzielni najwyższych napięć. Energetyka, sierpień 2009, ISSN 0013-7294.
6. Kubowski J.: Problemy współpracy elektrowni jądrowych z systemem elektroenergetycznym, Energetyka, kwiecień 2010, ISSN 0013-7294.
7. Reński A.: Jak efektywnie ograniczyć ciepło odpadowe z elektrowni jądrowej. Rynek energii 2010, nr 1, ISSN 1425-5960.
8. Minkiewicz T., Reński A.: Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat, Archives of Energetics 3-4/2011, ISSN 0066-684X.

THE POSSIBILITY TO USE A NUCLEAR POWER PLANT AS A SOURCE OF ELECTRICAL ENERGY AND HEAT – CONFERENCE PAPER

Key-words: nuclear power plant, cogeneration, combined heat and power

In this article issues concerning possibility of nuclear power plant's operation also as a source of heat, which means combined heat and power production, have been described. Two levels of thermal power delivered to the heating system have been considered. Preliminary technical and economic studies regarding nuclear power plant's location by Żarnowieckie Lake have confirmed the nuclear power plant's potential to work as a primary source of heat in the heating system, which would feed the regions of Wejherowo and Gdynia.