



**POLITECHNIKA  
GDAŃSKA**

WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI  
I AUTOMATYKI

Imię i nazwisko autora rozprawy: Tomasz Minkiewicz  
Dyscyplina naukowa: Elektrotechnika

## **AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ**

Tytuł rozprawy w języku polskim: Efektywność systemu zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem elektrowni jądrowej

Tytuł rozprawy w języku angielskim: The effectiveness of the energy supply system using a nuclear power plant

Promotor
<i>podpis</i>
prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat
Promotor pomocniczy
<i>podpis</i>
dr inż. Marcin Jaskólski

Gdańsk, 2019 r.

# SPIS TREŚCI

<b>1.</b>	<b>UZASADNIENIE PODJĘCIA TEMATU .....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>CEL, TEZA I ZAKRES ROZPRAWY .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>MODELOWANIE SYSTEMU ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ.....</b>	<b>6</b>
3.1.	UWAGI OGÓLNE .....	6
3.2.	WSPÓŁPRACA Z SYSTEMEM CIEPŁOWNICZYM .....	6
3.3.	REGULACJA TEMPERATURY WODY SIECIOWEJ .....	7
3.4.	STRATY PRZESYŁOWE .....	10
3.5.	LOKALIZACJA ELEKTROWNI JĄDROWYCH.....	11
<b>4.</b>	<b>MODELOWANIE ELEKTROWNI JĄDROWYCH .....</b>	<b>14</b>
4.1.	UWAGI OGÓLNE .....	14
4.2.	UKŁAD KONDENSACYJNY.....	15
4.3.	UKŁAD KONDENSACYJNY I UCIEPŁOWNIONY – WARIANT SZCZEGÓŁOWY .....	17
4.4.	UKŁAD UCIEPŁOWNIONY – WARIANT UPROSZCZONY .....	19
<b>5.</b>	<b>RACHUNEK EKONOMICZNY .....</b>	<b>20</b>
5.1.	UWAGI OGÓLNE .....	20
5.2.	WARUNKI PORÓWNIANIA UCIEPŁOWNIONYCH ELEKTROWNI JĄDROWYCH.....	21
5.3.	WARUNKI OPŁACALNOŚCI UCIEPŁOWNIENIA ELEKTROWNI JĄDROWEJ .....	22
5.4.	KOSZTY DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA .....	27
<b>6.</b>	<b>WYNIKI.....</b>	<b>28</b>
<b>7.</b>	<b>PODSUMOWANIE I WNIOSKI KOŃCOWE.....</b>	<b>36</b>
<b>8.</b>	<b>LITERATURA .....</b>	<b>37</b>

## 1. Uzasadnienie podjęcia tematu

Poprawa efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest jednym z ważniejszych celów każdej gospodarki. Ograniczenia stawiane źródłom wykorzystującym węgiel w procesie produkcji energii wymagają zmian w systemach energetycznych. Systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię oraz brak w perspektywie kilkunastu lat możliwości całkowitej rezygnacji z paliw kopalnych sprawia, że należy szukać innych możliwości. Nie mogą to być wyłącznie odnawialne źródła energii w postaci elektrowni wiatrowych czy fotowoltaicznych, gdyż charakteryzuje je duża zmienność produkcji energii elektrycznej. W przyszłości problem ten może zostać rozwiązany przy zastosowaniu magazynów energii, które w obecnej chwili nie są jeszcze na tyle rozpowszechnione [2].

W przypadku braku możliwości całkowitej rezygnacji z paliw kopalnych (jak ma to miejsce w Polsce) należy dążyć do maksymalnego wykorzystania energii, a więc zwiększenia sprawności poprzez pracę źródeł wytwórczych w kogeneracji. Inwestycje w instalacje służące do redukcji emisji tlenków siarki, azotu oraz pyłów znacząco zmniejszyły oddziaływanie energetyki na środowisko, ale wciąż pozostaje kwestia emisji gazów cieplarnianych. Jednym z nich jest ditlenek węgla CO<sub>2</sub>, który może być redukowany przy zastosowaniu technologii sekwestracji (CCS), ale ze względów ekonomicznych i problemów technicznych instalacje te nie przyjęły się w Polsce [44]. Obecnie na świecie pracuje ok. 18 instalacji CCS (w sześciu krajach; umożliwiają wychwyt ditlenku węgla w ilości ok. 32 mln ton/a), a kolejne pięć jest w trakcie budowy (w trzech krajach; o wydajność 7 mln t/a) [45].

Rosnące opłaty klimatyczne związane z produkcją energii z wykorzystaniem węgla będą skutkować stopniowym odchodzeniem od tego paliwa. Dla Polski może to oznaczać konieczność wzrostu cen energii lub uzależnienie się od jej importu. Na początku 2019 r. Rząd Polski przyznał, że nie wypełnia unijnych regulacji dotyczących udziału OZE w całkowitym zużyciu energii (w 2020 r. zamiast 15% szacuje się ok. 13,8%) [53]. Obniżenie emisji CO<sub>2</sub> do 550 kg/MWh (średnia dla UE 300 kg/MWh), które ma obowiązywać dla nowych programów wsparcia jednostek wytwórczych, będzie w Polsce praktycznie niemożliwe, ponieważ zdecydowana większość bloków węglowych pracujących w Polsce charakteryzuje się emisją CO<sub>2</sub> na poziomie 800-900 kg/MWh w przypadku starszych jednostek i ok. 700 kg/MWh w przypadku nowszych (oraz budowanych) bloków [19]. Roczna emisja CO<sub>2</sub> pochodząca z polskiej energetyki to ok. 130 mln ton [26]. Wymóg obniżenia emisji CO<sub>2</sub> wiąże się z konferencją klimatyczną, która odbyła się w grudniu 2015 r. w Paryżu oraz w grudniu 2018 r. w Katowicach. Podjęta decyzja o konieczności przeciwdziałania stałemu wzrostowi temperatury na Ziemi, czego skutkiem będą ogromne zmiany klimatu, co w 2018 r. przedstawił Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu IPCC [48].

Jak wynika z najnowszych badań [28], światowa emisja CO<sub>2</sub> w 2017 r. wyniosła ok. 36,8 mld ton. Polska zajęła 21 miejsce wśród wszystkich krajów i była odpowiedzialna za 0,9% tej emisji, ale uwzględniając emisję CO<sub>2</sub> pochodzącą wyłącznie z energetyki, tylko Republika Południowej Afryki może wykazać się wyższą emisją [45]. Jedną z możliwości ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> mogą okazać się ucieplnione elektrownie jądrowe, które zarówno w systemie elektroenergetycznym jak i ciepłowniczym, pracowałyby w podstawie obciążenia.

Cele grzewcze (ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej) oraz chłód sieciowy w gospodarstwach domowych i w przemyśle odpowiadają za ok. połowę zużycia energii w Unii Europejskiej. Ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody w gospodarstwach domowych stanowiło

ok. 80% (ok. 192,5 Mtoe<sup>1</sup>) całkowitego zużycia energii końcowej, natomiast w przemyśle do ogrzewania pomieszczeń oraz procesów przemysłowych zużyto ponad 70% (ok. 193,6 Mtoe) całkowitego zużycia energii końcowej [12]. W Unii Europejskiej ok. 19% energii przeznaczonej na cele grzewcze pochodzi z OZE (w Polsce ok. 15%), a pozostała część wytwarzana jest z paliw kopalnych. W 2016 r. ciepło sieciowe było drugim w kolejności nośnikiem energii używanym przez polskie gospodarstwa domowe i stanowiło ok. 20% całkowitego zużycia energii w tym sektorze. Dla porównania średni wskaźnik dla UE-28 wynosił wówczas ok. 8% [17]. Zużycie tego nośnika przypadające na jednego mieszkańca w Polsce jest więc prawie trzykrotnie większe niż w UE-28. Należy podkreślić, że Polska należy do światowych liderów w dziedzinie ciepłownictwa scentralizowanego, a w Europie zaledwie kilka krajów może wykazać się większym udziałem systemów ciepłowniczych w całkowitym zapotrzebowaniu na ciepło.

Odejście Unii Europejskiej od węgla wymusza na Polsce konieczność przebudowy systemu elektroenergetycznego, nie tylko elektrowni, ale i elektrociepłowni. Zaostrzające się normy emisji oraz potrzeba ograniczenia smogu (stężenia pyłów zawieszonych PM<sub>2,5</sub>, PM<sub>10</sub> oraz rakotwórczego benzo(a)pirenu) niosą za sobą, w przypadku systemów zaopatrzenia w ciepło, dwa wyzwania, a mianowicie ograniczenie zużycia paliw kopalnych (poprzez wykorzystanie alternatywnych źródeł energii) oraz zwiększenie dostępu do systemów ciepłowniczych (ograniczając przy tym główne źródło smogu – tzw. niską emisję<sup>2</sup>) poprzez modernizację i rozbudowę sieci ciepłowniczych.

Pierwsze plany wykorzystania energii jądrowej w Polsce pojawiły się już w latach 50. ubiegłego wieku (głównie bloki jądrowe doświadczalne), a w 1972 r. została podjęta decyzja o budowie pierwszej elektrowni jądrowej w Żarnowcu. Uruchomiony w 1975 r. program rozwoju energetyki jądrowej zakładał, że do 2000 r. Polska będzie posiadała w systemie elektroenergetycznym ok. 30 GW mocy elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach jądrowych. Pod koniec lat 70. pojawiły się raporty, z których wynikało, że poza elektrowniami w krajowym systemie elektroenergetycznym mogłyby zostać zainstalowane ciepłownie jądrowe. Lata 80. zweryfikowały wcześniejsze prognozy i założono wówczas, że na koniec 2000 r. moc elektryczna polskich elektrowni jądrowych będzie wynosiła 8-10 GW (EJ Żarnowiec i EJ Warta) [36]. Czas pokazał, że ambitne plany nie doszły do skutku, a jedną z głównych przyczyn zahamowania rozwoju energetyki jądrowej, w tym również prac nad wykorzystaniem elektrowni jądrowych pracujących w kogeneracji, była katastrofa elektrowni jądrowej w Czarnobylu, która miała miejsce w 1986 roku. Do tematu energetyki jądrowej powrócono dopiero w 2005 r., wraz z pojawieniem się dokumentu „Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku”. W 2009 r. powołano Pełnomocnika Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej, a prawie 5 lat później, w styczniu 2014 r. Rada Ministrów przyjęła „Program polskiej energetyki jądrowej” (PPEJ), który pomimo szczegółowego harmonogramu, nie został dotychczas zrealizowany [43].

W ostatnim czasie potrzeba wdrożenia energetyki jądrowej do KSE została przedstawiona w projekcie dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (PEP2040)

---

<sup>1</sup> Mtoe (miliony ton ekwiwalentu ropy naftowej) – tona oleju ekwiwalentnego to równoważnik energetyczny metrycznej tony ropy naftowej o wartości opałowej 10 Mcal/kg (1 toe = 41,868 GJ)

<sup>2</sup> Podstawowym źródłem niskiej emisji są indywidualne instalacje grzewcze wykorzystywane w gospodarstwach domowych, oparte na przestarzałych kotłach, które umożliwiają spalanie niskiej jakości paliw i odpadów

i ogłoszona przez Ministra Energii 23 listopada 2018 roku. Podkreślono wówczas, że uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej o mocy 1÷1,5 GW jest planowane na 2033 r., a przez kolejne 10 lat moc ta ma wzrosnąć do 6÷9 GW. Poruszono również kwestię rozwoju ciepłownictwa poprzez m.in. wykorzystanie w jak najwyższym stopniu kogeneracji oraz uciepłownienie istniejących elektrowni. W lutym 2019 r. podczas IV Polsko-Japońskiego Seminarium „Czystego Węgla” ogłoszono, że PPEJ zostanie „wkrótce” zaktualizowany (głównie harmonogram oraz model biznesowo-finansowy) [39].

Polski system elektroenergetyczny powinien zostać zmodernizowany nie tylko ze względu na ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, ale również ze względu na wiek zainstalowanych źródeł wytwórczych. Niezbędne są nowe, stabilne źródła energii elektrycznej i ciepła, które będą pracować (niezależne od warunków pogodowych) przede wszystkim w podstawie obciążenia. Możliwość taką dają elektrownie jądrowe, które po odpowiedniej modyfikacji mogłyby współpracować z systemem ciepłowniczym, wytwarzając jednocześnie energię elektryczną i ciepło. Pokrycie zapotrzebowania na ciepło byłoby zależne m.in. od: mocy cieplnej/elektrycznej bloku jądrowego, sposobu modyfikacji bloku, parametrów nośnika ciepła, zapotrzebowania na moc w systemie ciepłowniczym oraz lokalizacji (odległości elektrowni jądrowej od odbiorcy ciepła).

W celu weryfikacji możliwości wdrożenia i opłacalności takiego rozwiązania autor niniejszej rozprawy zaproponował uciepłownienie wybranych elektrowni jądrowych z reaktorem: EPR (*European Pressurized Reactor*), AP1000 (*Advanced Passive Pressurized Water Reactor*) lub ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*). Wykonana została analiza wpływu parametrów systemu zaopatrzenia w ciepło na pracę uciepłownionej elektrowni jądrowej oraz przedstawiono metodykę porównania kosztów ciepła i energii elektrycznej uzyskanej z uciepłownionej elektrowni jądrowej z zaproponowanymi wariantami porównawczymi. Niniejsza praca powstała w oparciu o badania prowadzone przez autora podczas realizacji zadania badawczego nr 10 „Opracowanie metody i wykonanie przykładowej analizy systemowej pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym przy częściowym skojarzeniu” w ramach strategicznego projektu badawczego „Technologie wspomagające rozwój bezpiecznej energetyki jądrowej” pod opieką ówczesnego promotora, dr. hab. inż. Andrzeja Reńskiego, prof. nadzw. PG.

## **2. Cel, teza i zakres rozprawy**

Celem rozprawy jest zaproponowanie metody badania efektywności ekonomicznej systemu zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem elektrowni jądrowej. Opracowanie metakryterium techniczno-ekonomicznego pozwoli porównać wybraną technologię jądrową z innymi wariantami zasilania systemu ciepłowniczego, a tym samym wybrać racjonalną strukturę systemu zaopatrzenia w ciepło, która zapewni najwyższą efektywność ekonomiczną.

Tezę rozprawy sformułowano następująco:

Elektrownia jądrowa, jako źródło w systemie zaopatrzenia w energię, może być rozwiązaniem efektywnie ekonomicznym i konkurencyjnym w warunkach bliskiego zasięgu zasilania odbiorców.

Dla zrealizowania celu i weryfikacji tezy rozprawy, autor zaproponował następujący zakres badań:

- zaproponowanie parametrów ciepła przekazywanego z uciepłownionej elektrowni jądrowej do systemu ciepłowniczego,

- przygotowanie i walidacja modeli układów cieplnych wybranych elektrowni jądrowych,
- zaproponowanie sposobu modyfikacji elektrowni jądrowej w celu jej ucieplnienia,
- przygotowanie modeli układów cieplnych elektrowni jądrowych pracujących przy częściowym skojarzeniu,
- zaproponowanie wariantów zasilania systemu zaopatrzenia w energię oraz metody porównawczej tychże wariantów,
- zaproponowanie kryteriów porównawczych wybranych elektrowni jądrowych,
- zaproponowanie warunków opłacalności wskazanych wariantów zasilania systemu zaopatrzenia w energię,
- przygotowanie zestawu danych wejściowych do analizy rozpatrywanych wariantów zasilania systemu zaopatrzenia w energię,
- wykonanie obliczeń dla zadanych parametrów i danych wejściowych,
- analiza otrzymanych wyników.

Skutkowało to przeprowadzeniem badań modelowych z wykorzystaniem uprzednio zaproponowanych modeli w pracach wykonanych z udziałem autora niniejszej rozprawy: [22], [33], [34], [35], [40] i [43].

### **3. Modelowanie systemu zaopatrzenia w energię**

#### **3.1. Uwagi ogólne**

Praca ucieplnionej elektrowni jądrowej (EJc) w systemie zaopatrzenia w ciepło zasilającym aglomerację miejską zależy w głównej mierze od wielkości i charakteru zapotrzebowania na moc cieplną oraz możliwości transportu ciepła do rejonu odbiorczego. Założono, że ilość wyprowadzonej z EJc mocy cieplnej będzie niewielka w stosunku do mocy cieplnej bazowej elektrowni jądrowej. Elektrownia ta mogłaby zasilać w ciepło zarówno odbiorców bytowo-komunalnych, jak i przemysłowych (rys. 3.2.1), ale ze względu na ograniczenia możliwości transportu pary technologicznej, rozważania zostały ograniczone do zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej (odbiorcy bytowo-komunalni).

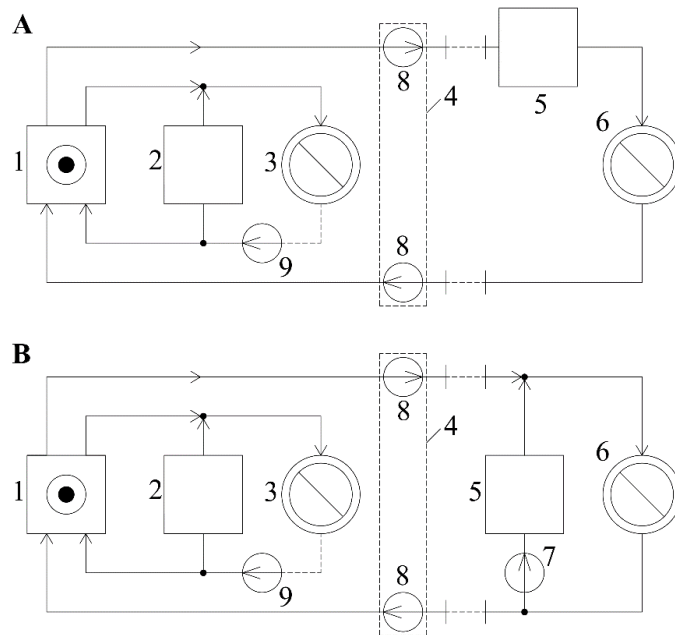
Założono, że ucieplniona elektrownia jądrowa może przejąć rolę części istniejących/wyeksplotowanych obiektów wytwarzających ciepło, przesuując je do rezerwy, a realizowane przedsięwzięcia termomodernizacyjne przyczynią się do braku konieczności budowania nowych scentralizowanych źródeł ciepła.

Czynnikiem grzejnym jest woda, która z przyczyn techniczno-ekonomicznych sprawdza się w zdecydowanej większości przypadków [47]. Natężenie przepływu oraz temperatura czynnika grzejącego są związane z mocą cieplną przekazywaną z EJc do rejonu odbiorczego, a ta z kolei ma ścisły związek ze zmianą warunków pogodowych (temperatury zewnętrznej).

#### **3.2. Współpraca z systemem ciepłowniczym**

Połączenie EJc z istniejącym systemem ciepłowniczym może zostać zrealizowane w sposób równoległy bądź szeregowy (rys. 3.2.1). Zaproponowano wybór połączenia równoległego ze względu na korzystniejsze (w porównaniu z układem szeregowym) wykorzystanie istniejących w bezpośrednim sąsiedztwie rejonu odbiorczego źródeł ciepła, które mogłyby zmienić charakter swojej pracy, pełniąc rolę źródeł szczytowych. Połączenie równoległe

wiąże się również z możliwością zastosowania mniejszych niż w przypadku połączenia szeregowego średnic rurociągów magistralnych, ponieważ przez uciepłwioną elektrownię jądrową nie przepływa cały strumień wody sieciowej związany z zasilaniem odbiorców ciepła (część wody jest podgrzewana w lokalnych źródłach ciepła). W związku z powyższym temperatura wody sieciowej w rejonie odbiorczym nie zmienia się, a lokalne źródła mocy mają możliwość dodatkowej regulacji parametrów ciepła dostarczanego z EJc do odbiorców (zmiana temperatury lub strumienia wody sieciowej).



Rys. 3.2.1. Schemat systemu zasilania w ciepło z EJc ze szczytowym źródłem ciepła wg [43]

A – układ szeregowy, B – układ równoległy, 1 – elektrownia jądrowa; 2 – szczytowe źródło ciepła technologicznego, 3 – odbiór ciepła technologicznego, 4 – przepompownia wody sieciowej; 5 – szczytowe źródło ciepła grzejnego; 6 – odbiorca ciepła grzejnego; 7 – pompa mieszania wody sieciowej; 8 – pompa wody sieciowej; 9 – pompa kondensatu

### 3.3. Regulacja temperatury wody sieciowej

Cechą charakterystyczną systemu zaopatrzenia w ciepło jest sezonowa i dobowa zmienność zapotrzebowania na ciepło. Moc cieplna może być przekazywana odbiorcom bytowo-komunalnym w postaci gorącej wody sieciowej (głównie na cele ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej) lub odbiorcom przemysłowym (najczęściej para technologiczna o ciśnieniu 0,5-1,5 MPa). Czas trwania obciążenia podzielić można na dwa obszary – sezon letni oraz sezon grzewczy.

Czas trwania sezonu grzewczego jest uzależniony od strefy klimatycznej, w której znajduje się dany system ciepłowniczy oraz pory roku (temperatury zewnętrznej). Za obciążenie cieplne sezonu letniego, które na przestrzeni roku nie wykazuje znacznych zmian (ok. 10-30% szczytowego obciążenia cieplnego), odpowiada moc cieplna na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. Czas trwania sezonu grzewczego można opisać za pomocą dwóch wskaźników: długości sezonu grzewczego  $L_d$  (w Polsce ok. 4000-5500 h/a) oraz liczby stopniodni grzewczych  $S_d$  (w Polsce ok. 3300°Cdni). Oba te wskaźniki pozwalają stwierdzić, że Polska należy do

„chłodniejszych” państw europejskich [13], [14], a warunki klimatyczne mają znaczący wpływ na zużycie energii.

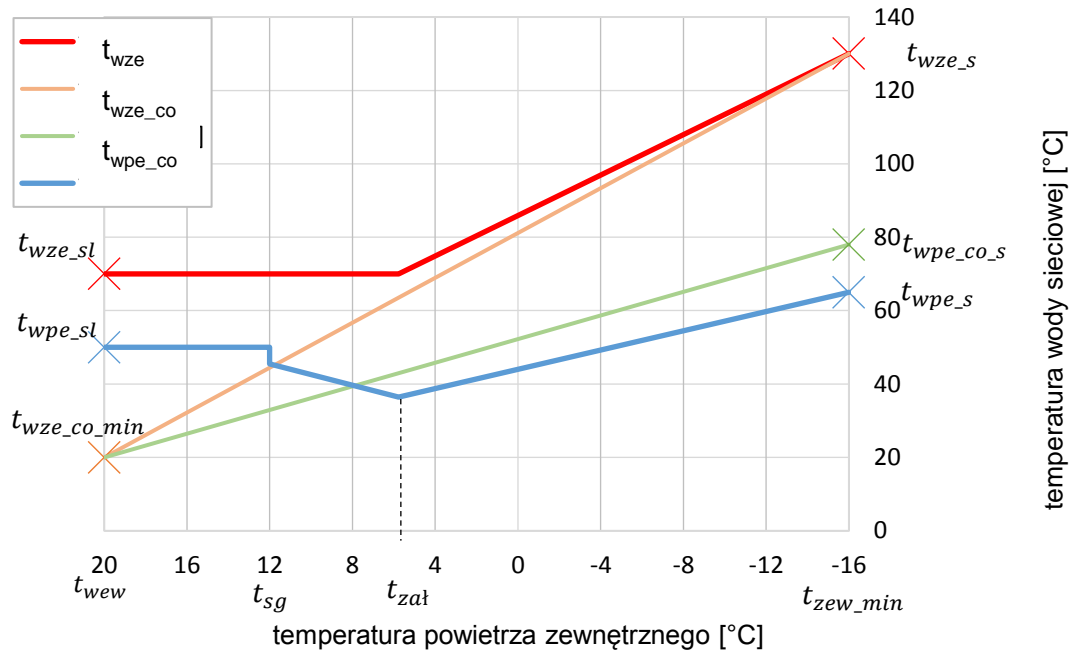
Moc cieplna przekazywana do systemu ciepłowniczego składa się z mocy przeznaczonej do celów grzewczych oraz do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Moc ta zależy od parametrów nośnika ciepła, m.in. temperatury wody sieciowej na zasilaniu/powrocie z systemu ciepłowniczego oraz natężenia przepływu wody sieciowej. Regulacja mocy cieplnej ma ścisły związek ze zmianą warunków pogodowych (temperatury zewnętrznej) i odbywa się w systemie regulacji jakościowej, ilościowej lub mieszanej. Regulacja jakościowa polega na zmianie temperatury nośnika ciepła przy zachowaniu stałego przepływu, przez co zapewnia stabilne warunki hydrauliczne pracy sieci cieplnej. Regulacja ilościowa wiąże się ze zmianą natężenia przepływu nośnika ciepła z zachowaniem jego stałej temperatury i jest stosowana głównie w sieciach parowych. W przypadku regulacji mieszanej (jakościowo-ilościowej) zmianom podlega zarówno natężenie przepływu jak i temperatura nośnika ciepła, co pozwala optymalizować pracę systemu ciepłowniczego. Jest to najbardziej rozpowszechniony sposób regulacji systemów ciepłowniczych.

Podnosząc temperaturę wody sieciowej w rurociągu zasilającym jest konieczne zwiększenie natężenia strumienia pary zasilającej wymienniki sieciowe lub też pobór pary o wyższym ciśnieniu/temperaturze, co wiąże się ze zwiększeniem ubytku mocy elektrycznej turbozespołu. Jednakże zwiększanie temperatury wody zasilającej przy zmniejszaniu natężenia przepływu (zachowując stałą moc cieplną przekazywaną do sieci cieplnej) prowadzi do obniżenia kosztów pompowania. Zmniejszenie temperatury wody sieciowej w rurociągu zasilającym (przy jednoczesnym utrzymaniu stałego poziomu mocy cieplnej przekazywanej do odbiorców) wiąże się ze zwiększeniem natężenia przepływu wody sieciowej. Moc pomp wody sieciowej zwiększy się, a przy zadanej prędkości przepływu nośnika, średnica rurociągu ulegnie zwiększeniu, co w konsekwencji doprowadzi do wzrostu nakładów inwestycyjnych związanych z budową magistrali przesyłowej. Zmniejszenie temperatury wody sieciowej wiąże się również z obniżeniem strat cieplnych w sieci (niższa różnica temperatur pomiędzy wodą sieciową a otoczeniem). Temperatura wody sieciowej ma również wpływ na dobór ciśnienia w magistrali przesyłowej. Ciśnienie to jest związane z profilem terenu wzdłuż trasy rurociągów magistralnych (konieczność kompensacji oporów przepływu nośnika), ale musi być też wyższe od ciśnienia nasycenia dla temperatury wody sieciowej w rurociągu zasilającym, co eliminuje efekt wrzenia wody. Warto również zauważyć, że koszt rurociągów jest proporcjonalny do ich średnicy, a poziom mocy przekazywanej przez rurociąg jest proporcjonalny do kwadratu tejże średnicy, dlatego też koszty przesyłu ciepła poprzez rurociągi o dużej średnicy są stosunkowo niskie [8].

W celu dostosowania mocy cieplnej do aktualnego zapotrzebowania na moc jest konieczne zbudowanie wykresu regulacyjnego temperatury wody sieciowej, a wybranym sposobem regulacji mocy cieplnej jest regulacja jakościowa. Wykres taki buduje się w oparciu o roczny przebieg zmienności dobowych temperatur zewnętrznych, wartość temperatury obliczeniowej powietrza zewnętrznego (dla danej strefy klimatycznej, wg PN-EN 12831), minimalną temperaturę w pomieszczeniach ogrzewanych oraz zapotrzebowanie na moc cieplną w szczycie obciążenia i poza sezonem grzewczym.



Na podstawie zaproponowanych równań sporządzono referencyjny wykres regulacji temperatury wody sieciowej, który przedstawiono na rys. 3.3.1.



Rys. 3.3.1. Przykładowy wykres regulacji temperatury wody sieciowej

Wykres ten powstał w oparciu o założenie następujących temperatur:  $t_{wze\_s} = 130\text{ °C}$ ,  $t_{wpe\_s} = 65\text{ °C}$ ,  $t_{wze\_sl} = 70\text{ °C}$ ,  $t_{wpe\_sl} = 50\text{ °C}$ ,  $t_{sg} = 12\text{ °C}$ ,  $t_{zew\_min} = -16\text{ °C}$ ,  $t_{wew} = 20\text{ °C}$ . Zgodnie z założeniami, przez cały okres trwania sezonu grzewczego ( $t_{zew} \leq t_{sg}$ ) utrzymywany jest zapas mocy cieplnej przeznaczony do produkcji ciepłej wody użytkowej, co wynika z założonego współczynnika  $\gamma$ . Zapas ten wynika z sumy różnic temperatur  $t_{wze}$  i  $t_{wze\_co}$  oraz  $t_{wpe\_co}$  i  $t_{wpe}$ . W sezonie letnim różnica temperatur wody sieciowej w rurociągu zasilającym i powrotnym odpowiada za pokrycie zapotrzebowania na moc potrzebną do przygotowania ciepłej wody użytkowej, które ustalono na poziomie  $\gamma = 0,2 \cdot \dot{Q}_s$ .

Dla tak zbudowanego wykresu regulacji temperatury wody sieciowej wyznacza się natężenie przepływu wody sieciowej  $EJc$  w sezonie grzewczym ( $\dot{m}_{ws}^{sg}$ ) i poza sezonem grzewczym ( $\dot{m}_{ws}^{sl}$ ):

$$\dot{m}_{ws}^{sg} = \frac{\dot{Q}_s^{EJc}}{(h(t_{wze\_s}) - h(t_{wpe\_s})) \cdot n_p} \quad (3.3.1)$$

$$\dot{m}_{ws}^{sl} = \frac{\gamma \cdot \dot{Q}_s^{EJc}}{(h(t_{wze\_sl}) - h(t_{wpe\_sl})) \cdot n_p} \quad (3.3.2)$$

$$\gamma = \frac{\dot{Q}_{cwu}^{EJc}}{\dot{Q}_s^{EJc}} \quad (3.3.3)$$

gdzie:  $\dot{Q}_s^{EJc}$  – szczytowe zapotrzebowanie na moc cieplną z ucieplnionej elektrowni jądrowej [MJ/s],  $\dot{Q}_{cwu}^{EJc}$  – szczytowe zapotrzebowanie na moc cieplną przeznaczoną na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej [MJ/s],  $h(t_i)$  – entalpia właściwa wody o temperaturze  $t_i$  [kJ/kg],  $n_p$  – liczba nitek magistrali przesyłowej [-],  $\gamma$  - udział zapotrzebowania na moc cieplną służącą do przygotowania ciepłej wody użytkowej w szczytowym zapotrzebowaniu na moc cieplną [-].

Moc cieplna przesyłana do rejonu odbiorczego może być przekazywana przez jeden lub większą liczbą rurociągów (nitek) magistralnych. Znając natężenie przepływu wody sieciowej oraz szczytowe zapotrzebowanie na moc cieplną wyznacza się wymaganą średnicę wewnętrzną rurociągu magistralnego:

$$d_{wew} = 2 \sqrt{\frac{\dot{m}_{ws}^{sg}}{\pi \cdot n_p \cdot w_w \cdot \rho_w(t_{wze_s})}} \quad (3.3.4)$$

gdzie:  $n_p$  – liczba nitek magistrali przesyłowej [-],  $w_w$  – prędkość przepływu wody sieciowej [m/s] (przyjęto  $w = 2$  m/s),  $\rho_w(t_{wze_s})$  – gęstość wody sieciowej przy temperaturze  $t_{wze_s}$  [kg/m<sup>3</sup>].

### 3.4. Straty przesyłowe

Transport wody sieciowej za pomocą rurociągów magistralnych wiąże się ze stratami ciśnienia oraz ciepła. Straty ciśnienia wywołwane są występowaniem różnic wysokości oraz oporami magistrali przesyłowej. W celu obliczenia ciśnienia wymaganego w magistrali przesyłowej należy sporządzić wykres piezometryczny dla zadanej trasy rurociągu magistralnego.

Podczas przepływu wody sieciowej w rurociągu magistralnym powstają dwa rodzaje strat ciśnienia: liniowe oraz miejscowe. W przypadku magistrali przesyłowej straty miejscowe, w porównaniu do strat liniowych, są pomijalnie niskie. W związku z tym straty ciśnienia na oporach miejscowych wyraża się jako procentowy udział całkowitych strat ciśnienia ( $\alpha = 10\%$ ) wg [23]. Stratę liniową wyznacza się na podstawie przekształceń wzoru Darcy-Weisbacha:

$$\Delta p_l = 0,81 \cdot \lambda \cdot L^{RM} \cdot \frac{\dot{m}_{ws}^2}{\rho_w(t_i) \cdot d_{wew}^5} \quad (3.4.1)$$

gdzie:  $\lambda$  – współczynnik oporu liniowego [-],  $L^{RM}$  – długość rurociągu magistralnego [m],  $\dot{m}_{ws}$  – natężenie przepływu wody sieciowej [kg/s],  $\rho_w(t_{wze_s})$  – gęstość wody sieciowej wyznaczona dla aktualnej temperatury wody sieciowej [kg/m<sup>3</sup>],  $d_{wew}$  - średnica wewnętrzna rurociągu magistralnego [m].

Współczynnik oporu liniowego  $\lambda$  jest zależny od liczby Reynoldsa  $Re$  oraz chropowatości względnej rurociągu. Na podstawie [23] przyjęto  $\lambda = 0,015$ . Całkowite opory ruchu wyraża się wzorem:

$$\Delta p_{ws} = \frac{\Delta p_l}{1 - \alpha} \quad (3.4.2)$$

gdzie:  $\Delta p_l$  – liniowe straty ciśnienia w rurociągu magistralnym [Pa],  $\alpha$  - udział strat ciśnienia na oporach miejscowych w całkowitych stratach ciśnienia [-].

Szczytową moc pomp wody sieciowej wyznacza się na podstawie wzoru:

$$P_{ws_s} = \frac{\dot{m}_{ws}^{sg} \cdot \Delta p_{ws}}{\rho_w \cdot \eta_{pws} \cdot \eta_{nap}} \quad (3.4.3)$$

gdzie:  $\eta_{pws}$  – sprawność pomp wody sieciowej (przyjęto  $\eta_{pws} = 0,81$ ) [-],  $\eta_{nap}$  – sprawność układu napędowego pomp wody sieciowej (przyjęto  $\eta_{nap} = 0,85$ ) [-].

Straty ciepła związane z transportem wody sieciowej w rurociągu magistralnym oblicza się jak dla przypadku dwuprzewodowej, podziemnej, bezkanałowej sieci cieplnej. Na podstawie wyznaczonej średnicy wewnętrznej rurociągu magistralnego, wyznacza się opory cieplne [47],

a następnie liniowe straty ciepła poszczególnych rurociągów magistralnych umieszczonych pod ziemią (w sezonie grzewczym, analogicznie w sezonie letnim):

$$\dot{q}_{L1} = \frac{(\tau_1 - t_{gr}) \cdot R_{wig2} - (\tau_2 - t_{gr}) \cdot R_0}{R_{wig1} \cdot R_{wig2} - R_0^2} \quad (3.4.4)$$

$$\dot{q}_{L2} = \frac{(\tau_2 - t_{gr}) \cdot R_{wig1} - (\tau_1 - t_{gr}) \cdot R_0}{R_{wig1} \cdot R_{wig2} - R_0^2} \quad (3.4.5)$$

gdzie:  $\dot{q}_{L1}$  – liniowe straty ciepła w rurociągu zasilającym [W/m],  $\dot{q}_{L2}$  – liniowe straty ciepła w rurociągu powrotnym [W/m],  $\tau_1$  – średnia temperatura wody sieciowej w rurociągu zasilającym [°C],  $\tau_2$  – średnia temperatura wody sieciowej w rurociągu powrotnym [°C],  $t_{gr}$  – średnia temperatura gruntu na głębokości układania rurociągów [°C],  $R_{wig1}$  – opór cieplny izolacji rurociągu zasilającego [m·K/W],  $R_{wig2}$  – opór cieplny izolacji rurociągu powrotnego [m·K/W],  $R_0$  - współczynnik wzajemnego oddziaływania na siebie dwóch rurociągów (zasilającego i powrotnego) [m·K/W].

Na podstawie liniowych strat ciepła wyznacza się stratę mocy cieplnej w poszczególnych rurociągach magistralnych w sezonie grzewczym i w sezonie letnim oraz roczne straty ciepła przesyłanego do rejonu odbiorczego:

$$\dot{Q}_{str\_L1} = \dot{q}_{L1} \cdot L^{RM} \cdot \beta_m \cdot \beta_n \quad (3.4.6)$$

$$\dot{Q}_{str\_L2} = \dot{q}_{L2} \cdot L^{RM} \cdot \beta_m \cdot \beta_n \quad (3.4.7)$$

$$\Delta W^{RM} = 3600 \cdot (\dot{Q}_{str\_L1} + \dot{Q}_{str\_L2}) \cdot T_{s(i)} \cdot n_p \quad (3.4.8)$$

gdzie:  $L^{RM}$  – długość rurociągu magistralnego [m],  $\beta_m$  – współczynnik miejscowych strat ciepła (przyjęto  $\beta_m = 1,5$ ) [-],  $\beta_n$  - współczynnik dodatkowych strat ciepła (wynikający z niestałości pracy termicznej sieci ciepłowniczej, przyjęto  $\beta_n = 1.25$ ) [-],  $T_{s(i)}$  – czas trwania sezonu grzewczego lub letniego [h/a].

### 3.5. Lokalizacja elektrowni jądrowych

Elektrownie jądrowe w porównaniu z konwencjonalnymi źródłami ciepła są lokalizowane w znacznej odległości od dużych aglomeracji miejskich (zazwyczaj powyżej 15-20 km). Wiąże się to ze wzrostem kosztów związanych z przesyłem ciepła, które przekładają się na jednostkowe koszty dostawy ciepła i w istotnym stopniu zależą od długości i średnicy rurociągu magistralnego łączącego EJc z rejonem odbiorczym.

Głównym kryterium podczas wyboru lokalizacji elektrowni jądrowej jest zapewnienie maksymalnego bezpieczeństwa pod względem zagrożenia radiologicznego. Badania lokalizacyjne prowadzone w latach 80. i 90. ubiegłego stulecia, związane z budową pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce wskazały następujące lokalizacje: Żarnowiec, Warta-Klempicz, Karolewo, Kopań, Nowe Miasto, Gościeradów oraz Chotcza. W związku z powrotem do planów wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce, BSiPE „Energoprojekt-Warszawa” S.A. wykonało na rzecz Departamentu Energetyki Jądrowej Ministerstwa Gospodarki opracowanie pt. „Ekspertyza na temat kryteriów lokalizacji elektrowni jądrowych oraz ocena uzgodnionych lokalizacji”. W raporcie tym stworzono ranking proponowanych lokalizacji przyszłej elektrowni jądrowej pod kątem następujących kryteriów [6]: jądrowe bezpieczeństwo i aspekty ochrony radiologicznej,

meteorologia i rozkład atmosferyczny, hydrologia, dostępność wody chłodzącej, geologia, tektonika, sejsmologia, aspekty prawne, miejscowa infrastruktura, miejsca kulturowe i historyczne, dostęp i awaryjne drogi ewakuacyjne, możliwości transportu powietrznego, lądowego i morskiego, flora i fauna, integracja z krajowym systemem elektroenergetycznym, demografia i uprawa ziemi, ogólne skutki środowiskowe, ryzyka od zdarzeń spowodowanych przez człowieka, konsultacja publiczna.

Powyższe kryteria nie uwzględniają w sposób wystarczający możliwości wyprowadzenia mocy cieplnej z elektrowni jądrowej – w przypadku „miejscowej infrastruktury” stwierdzono braki lokalnych systemów ciepłowniczych, ale nie analizowano możliwości przesłania ciepła do innych lokalizacji. Wykorzystane kryteria oceny utworzone zostały na podstawie zaleceń Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej [20] i serii publikacji IAEA Safety Standards Series (3.1, 3.2, 3.3, 3.5) [21]. Ocena ekspercka polegała na przyznaniu punktów (0÷5 pkt.) za każde kryterium, dzięki czemu powstał ranking lokalizacji elektrowni jądrowej, gdzie pod uwagę brano reaktory generacji III i III+. Jako najlepszą lokalizację uznano Żarnowiec, natomiast kolejna elektrownia mogłaby powstać w trzech kolejnych lokalizacjach: Warta-Klempicz, Kopań i Nowe Miasto. Jako słabe strony ekspertyzy wskazano m.in. brak wykonania badań terenowych, wykorzystywanie ogólnodostępnych danych oraz brak analiz ekonomicznych, które umożliwiłyby szczegółowe porównanie badanych lokalizacji.

Ekspertyza wskazała również szereg kryteriów wykluczających potencjalne lokalizacje elektrowni jądrowej, a wśród nich takie, które mają duże znaczenie w przypadku wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła ciepła w systemie ciepłowniczym: odległość min. 15 km od dużych miast oraz min. 3 km od małych miast.

Należy zaznaczyć, że EJ w porównaniu z klasyczną elektrownią kondensacyjną o zbliżonej mocy zużywa podczas pracy ok. 50% więcej wody chłodzącej. Zmniejszenie odległości do aglomeracji miejskiej może się przyczynić do pogorszenia warunków chłodzenia, ponieważ brak odpowiednio dużych naturalnych zbiorników wodnych będzie wymuszał konieczność budowy chłodni kominowych, co zwiększy obszar zajmowany przez EJ, zwiększy nakłady inwestycyjne oraz przyczyni się do wzrostu kosztów eksploatacyjnych [1].

Zmniejszenie odległości pomiędzy elektrownią jądrową, a rejonem odbiorczym nie wpłynie znacząco na wymagania dotyczące ochrony radiologicznej. Oferowany obecnie poziom zabezpieczeń elektrowni jądrowych ogranicza do minimum (w czasie prawidłowej pracy) ryzyko bezpośredniego zagrożenia skażenia środowiska. Więcej informacji na temat wpływu lokalizacji elektrowni jądrowej na środowisko znaleźć można w pracy [31] oraz w raporcie [32], gdzie wykazano, że bezpośrednio oddziaływanie elektrociepłowni jądrowej na środowisko jest mniej szkodliwe niż elektrowni konwencjonalnej (przy założeniu bezwzględnej przestrzegania przepisów bezpieczeństwa w zakresie gospodarki odpadami radioaktywnymi) [34].

Autor niniejszej rozprawy proponuje rozszerzyć ww. ekspertyzę o kryteria związane z możliwością wykorzystania elektrowni jądrowej jako źródła ciepła dla aglomeracji miejskiej, a mianowicie odległość pomiędzy uciepłownioną elektrownią jądrową a systemem ciepłowniczym, zapotrzebowanie na moc cieplną w rejonie odbiorczym oraz struktura systemu zaopatrzenia w ciepło. Pierwsze kryterium umożliwi wyznaczenie kosztów rocznych związanych z możliwością dostawy ciepła z uciepłownionej elektrowni jądrowej do rejonu odbiorczego. Drugie i trzecie kryterium związane jest z oszacowaniem poziomu mocy cieplnej, jaka miałaby zostać pokryta

z uciepłownionej elektrowni jądrowej. Należy również wziąć pod uwagę trasę magistrali ciepłowniczej łączącej EJc z rejonem odbiorczym i związane z tym następujące aspekty: prawne (własność gruntów), techniczne (ukształtowanie terenu) oraz środowiskowe (obszary leśne, obszary rolnicze).

Autor zaproponował potencjalne rejonów odbiorcze znajdujące się w odległości 5-85 km od wskazanych w raporcie [6] lokalizacji elektrowni jądrowych, co przedstawiono ogólnie w tab. 3.5.1. Na podstawie niniejszych propozycji można stwierdzić, że 65% lokalizacji teoretycznych rejonów odbiorczych (RO) znajdowałoby się w odległości 15÷50 km od potencjalnej elektrowni jądrowej. W związku z powyższym podjęto próbę zbadania efektywności systemu zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem elektrowni jądrowej przesyłającej moc ciepłą na odległości 45 oraz 15 km.

Tab. 3.5.1. Zestawienie potencjalnych rejonów odbiorczych dla ciepła produkowanego z EJc

Lokalizacja EJ	Przybliżona długość magistrali ciepłowniczej [km]																Liczba RO	
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80		85
Bełchatów			1				2							1	1			5
Chełmno			1	2						1								4
Choczewo								1				1				1		3
Chotcza									1	1	1			1				4
Dębogóra			2					1										3
Gościeradów					1	1			1	1								4
Karolewo				1		1												2
Kopań		1							1	1								3
Kozienice			1						1						1			3
Krzymów		1				1					1							3
Krzywiec				1				1	1	1	1							5
Lisowo							1		1				1					3
Lubiatowo-Kopalino									1				1				1	3
Małkinia					1	1						1			1			4
Nieszawa				1	1	1												3
Nowe Miasto					2	1					1			1				5
Pątnów			1						1	1		1					1	5
Pniewo	1						1											2
Pniewo-Krajnik	1						1											2
Połaniec									1	2				1		1	1	6
Stepnica-1						1							1	1				3
Stepnica-2						1	1							1				3
Tczew				1	1		1	1	1									5
Warta-Klempicz			1	1					1		1	1						5
Wiechowo				2						1					1			4
Wyszków			1						1	1	1		1					5
Żarnowiec				1					1				1					3
<b>Razem</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>100</b>

## 4. Modelowanie elektrowni jądrowych

### 4.1. Uwagi ogólne

Zakłada się, że w związku z ucieplowaniem elektrowni jądrowej, część reaktorowa bloku nie ulegnie modyfikacji - moc cieplna reaktora pozostanie na projektowanym poziomie. Konsekwencją poboru zakładanej mocy cieplnej (założono poziom mocy do 250 MJ/s) jest relatywnie niewielki ubytek mocy elektrycznej i związane z tym obniżenie produkcji energii elektrycznej. Zmiany ubytku mocy/energii są uzależnione od zmiany zapotrzebowania na moc cieplną w rejonie odbiorczym. Zgodnie z literaturą, zmiany konstrukcyjne turbiny mające na celu przystosowanie jej do oddawania ciepła będą niewielkie jeśli wyprowadzona moc cieplna nie będzie przekraczała 40% mocy elektrycznej turbozespołu [41] lub ilość pobieranej pary nie przekroczy 15% strumienia masowego pary świeżej [25]. W związku z powyższym, ucieplowanie bloku jądrowego będzie polegać na zainstalowaniu członu ciepłowniczego (od jednego do trzech wymienników sieciowych wraz z armaturą) oraz wprowadzeniu zmian konstrukcyjnych związanych z poborem pary z turbiny.

Do analizy porównawczej wybrano trzy omówione w rozprawie elektrownie jądrowe z reaktorami EPR, AP1000 lub ESBWR. Jako układ referencyjny obrano elektrownię jądrową z reaktorem EPR, co wynikało z udostępnienia przez producenta szczegółowych danych dotyczących układu cieplnego obiegu wtórnego elektrowni. Przygotowano następujące modele matematyczne elektrowni EPR: model kondensacyjny (EPR\_k), model szczegółowy z dwoma wymiennikami sieciowymi (EPR\_d2ws), modele uproszczone z jednym, dwoma i trzema wymiennikami sieciowymi (EPR\_u1ws, EPR\_u2ws i EPR\_u3ws). Jako wariant referencyjny przyjęto model EPR\_d2ws.

W celu wykonania modeli matematycznych układów cieplnych wyodrębniono tzw. węzły bilansowe, gdzie każdemu węzłowi odpowiada jeden element układu cieplnego (np. wytwornica, wymienniki ciepła, kadłub turbiny). Pomiędzy poszczególnymi elementami zachodzi przepływ masy (wody/pary) oraz energii (np. turbina-generator). Każdy przepływ oznacza się znakiem dodatnim, jeżeli następuje do elementu, oraz znakiem ujemnym, jeśli następuje od elementu. Modele oraz obliczenia wykonano przy użyciu stworzonych przez autora arkuszy kalkulacyjnych z dodatkiem X-Steam 2.6 [18], które umożliwiają wyznaczanie parametrów termodynamicznych pary i wody. Całość wykonano w oparciu o literaturę [4], [5], [7], [38], [46] oraz [49]. Do wyznaczenia produkcji energii elektrycznej i ciepła posłużono się referencyjnym wykresem regulacji temperatury wody sieciowej oraz przykładowymi danymi temperaturowymi zaczerpniętymi z [51].

Model EPR\_k wykonano w celu walidacji zaproponowanego układu cieplnego. Walidacji dokonano poprzez porównanie obliczonej mocy elektrycznej brutto z mocą podaną w dokumentacji technicznej elektrowni z reaktorem EPR. Model ten został stworzony dla znamionowych parametrów pracy elektrowni. Model EPR\_d2ws uwzględnia zmianę parametrów termodynamicznych turbiny parowej spowodowaną pracą dwóch dodatkowych wymienników sieciowych służących do podgrzewu wody zasilającej. Na jego podstawie wyznaczono moc elektryczną brutto, moc cieplną przekazywaną w wodzie sieciowej, ubytek mocy elektrycznej,

moc wytworzoną ściśle w skojarzeniu<sup>3</sup> oraz produkcję energii elektrycznej i ciepła. Otrzymane wyniki posłużyły do weryfikacji modelu uproszczonego EPR\_u2ws. Model ten opisuje przemiany termodynamiczne i przepływy masowe związane wyłącznie z turbiną parową i wymiennikami sieciowymi, ale analiza uzyskanych wyników pozwoliła stwierdzić, że dla stosunkowo małego poboru ciepła (poniżej 8% mocy cieplnej elektrowni) możliwe jest stosowanie uproszczonych modeli EJc. W związku z powyższym dla każdego z trzech wybranych bloków jądrowych stworzono po trzy warianty uciepłownienia różniące się liczbą wymienników sieciowych. Wykorzystanie uproszczonych modeli EJc umożliwiło zebranie danych technicznych (parametry pracy uciepłownionej elektrowni jądrowej), które następnie wykorzystano w modelu ekonomicznym.

Należy zauważyć, że rozwiązanie konstrukcyjne bloku z reaktorem ESBWR różni się od pozostałych reaktorów (EPR i AP1000), ponieważ funkcję wytwornicy pary pełni reaktor jądrowy. W związku z tym woda sieciowa nie powinna być podgrzewana bezpośrednio parą z upustów turbiny, ale poprzez dodatkowy wymiennik powierzchniowy. Rozwiązanie takie minimalizuje prawdopodobieństwo przedostania się pary do strumienia wody sieciowej. Propozycje tego typu układów znaleźć można w literaturze fińskiej [50] oraz rosyjskiej [15], [27].

#### 4.2. Układ kondensacyjny

Bazując na dostępnych obiegach cieplnych elektrowni jądrowych z reaktorami EPR, AP1000 oraz ESBWR zaproponowano schematy układów cieplnych powyższych elektrowni jądrowych (rys. 4.2.1-4.2.3). Dla każdego węzła bilansującego sformułowano ogólne równania bilansu strumieni masy i energii. W równaniach tych obowiązuje zasada dodatniego znaku przy strumieniu dochodzącym do węzła oraz ujemnego znaku przy strumieniu odchodzącym od węzła:

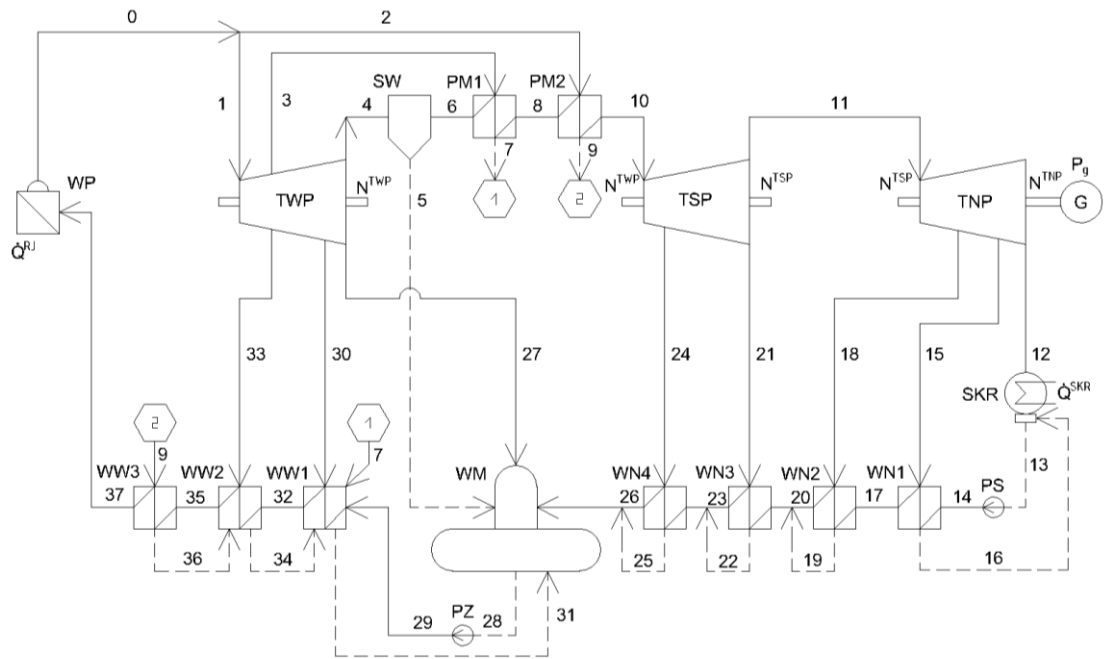
$$\sum_{i=0}^n \dot{m}_i = 0 \quad (4.2.1)$$

$$\sum_{i=0}^n \dot{m}_i \cdot h_i + \dot{E} = 0 \quad (4.2.2)$$

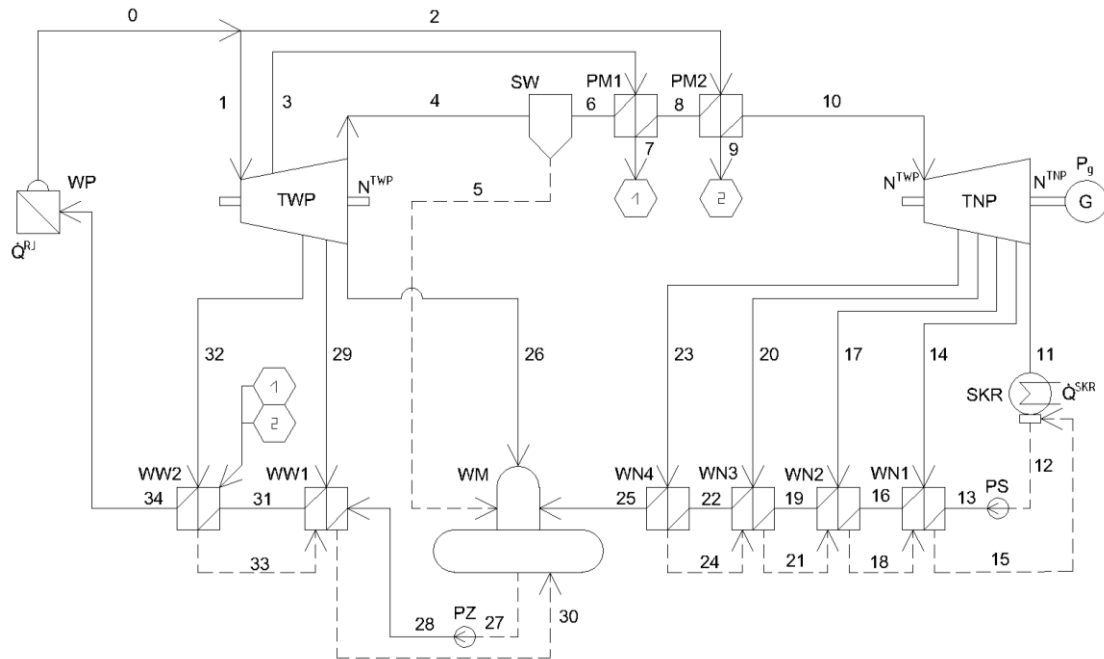
gdzie:  $\dot{m}_i$  – strumień masy pary/wody [kg/s],  $h_i$  – entalpia właściwa pary/wody [kJ/kg],  $\dot{E}$  – strumień energii [kJ/s].

---

<sup>3</sup> Moc elektryczna uzyskiwana ze strumienia pary skierowanej do wymienników ciepłowniczych

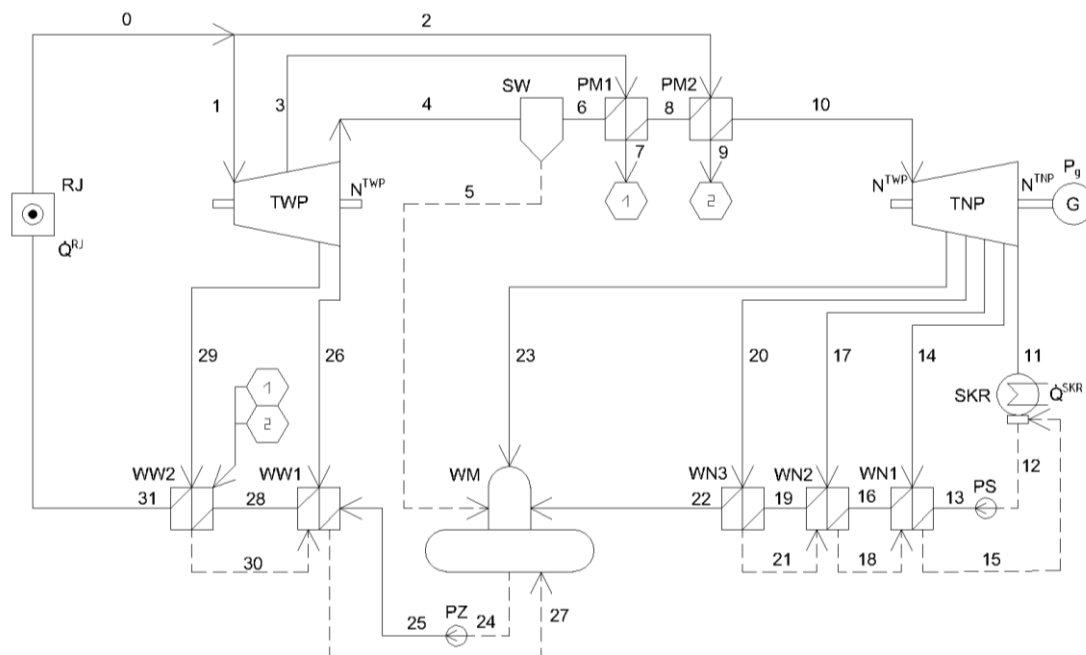


Rys. 4.2.1. Uproszczony schemat cieplny obiegu wtórnego elektrowni z reaktorem EPR, opracowanie własne wg [3]



Rys. 4.2.2. Uproszczony schemat cieplny obiegu wtórnego elektrowni z reaktorem AP1000, opracowanie własne wg [52]





Rys. 4.2.3. Uproszczony schemat cieplny obiegu wtórnego elektrowni z reaktorem ESBWR, opracowanie własne wg [16]

### 4.3. Układ kondensacyjny i ucieplwiony – wariant szczegółowy

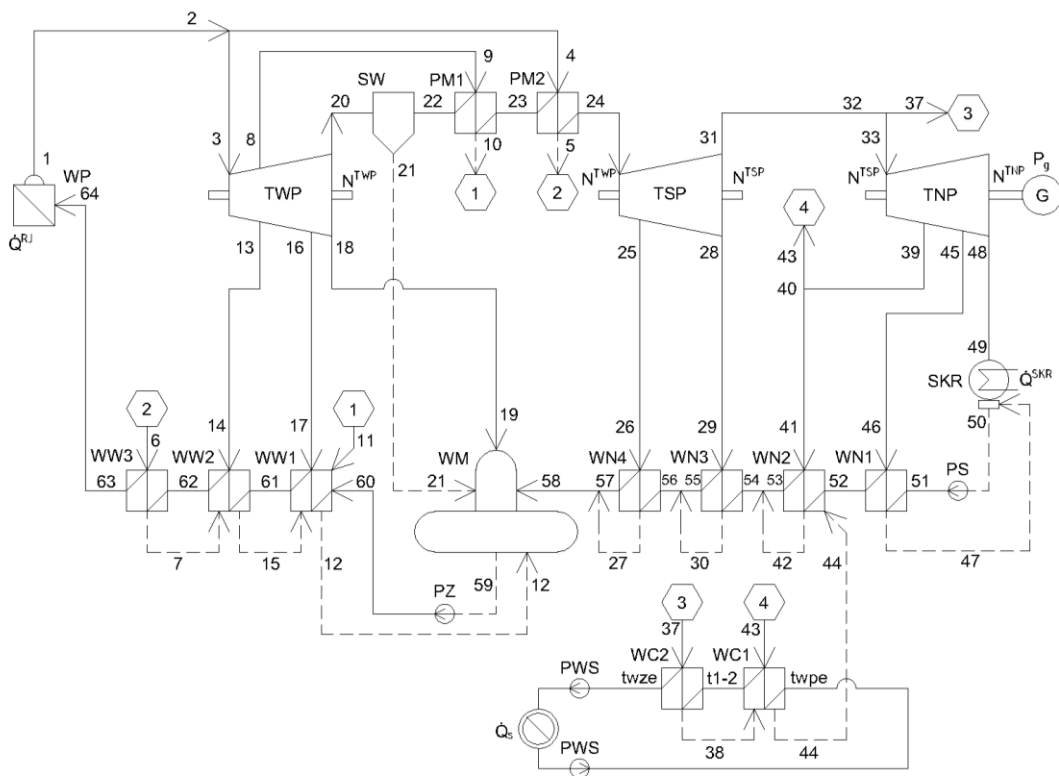
Zaproponowany schemat układu cieplnego modelu EPR\_d2ws został przedstawiony na rys. 4.3.1. Przeprowadzenie analizy parametrów pary możliwej do wykorzystania w procesie podgrzewu wody sieciowej oraz dostępności szczegółowych danych dotyczących parametrów termodynamicznych układu umożliwiło zaproponowanie miejsc poboru pary na cele ciepłownicze. Ilość pary zasilającej wymienniki sieciowe zależy od zapotrzebowania na moc cieplną w rejonie odbiorczym, a więc od temperatury zewnętrznej powietrza. Zmiana mocy cieplnej realizowana jest za pomocą zaproponowanego przez autora wykresu regulacji temperatury wody sieciowej, którego metodyka budowy została przedstawiona w podrozdziale 3.3.

Wykonany model umożliwia przeprowadzenie symulacji pracy elektrowni jądrowej w układzie kondensacyjnych oraz ucieplwionym. Układ kondensacyjny jest analogiczny jak przedstawiony na rys. 4.3.1 z tą różnicą, że nie uwzględnia się elementów związanych z członem ciepłowniczym (WC1, WC2, PWS,  $\dot{Q}_s$ ).

Jak zapisano w pracy [9], dla każdej grupy stopni (kadłuba) turbiny parowej istnieje związek pomiędzy parametrami dolotowymi, ciśnieniem na wylocie, obrotami oraz natężeniem przepływu pary. Związek ten nosi nazwę równania przelotowości Stodoli-Flügla. Zakładając stałą prędkość obrotową turbiny można przyjąć uproszczoną wersję równania w postaci:

$$p_p = \sqrt{\left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_n}\right)^2 \cdot (P_{n,p}^2 - p_{n,k}^2) + p_k^2} \quad (4.3.1)$$

gdzie:  $p_p, p_k$  - ciśnienie pary przed i za grupą stopni turbiny odpowiadające aktualnemu strumieniowi pary  $\dot{m}$  [kPa],  $p_{n,p}, p_{n,k}$  - ciśnienie pary przed i za grupą stopni odpowiadające znamionowemu strumieniowi pary  $\dot{m}_n$  [kPa].



Rys. 4.3.1. Schemat układu cieplnego EJ z reaktorem EPR w wersji ucieplonej z dwoma wymiennikami ciepłowniczymi (wariant referencyjny), opracowanie własne wg [3]

Wyznaczono moc elektryczną poszczególnych kadłubów turbiny, całkowitą moc bloku w zależności od mocy cieplnej przekazywanej przez wymienniki sieciowe oraz ubytek mocy elektrycznej:

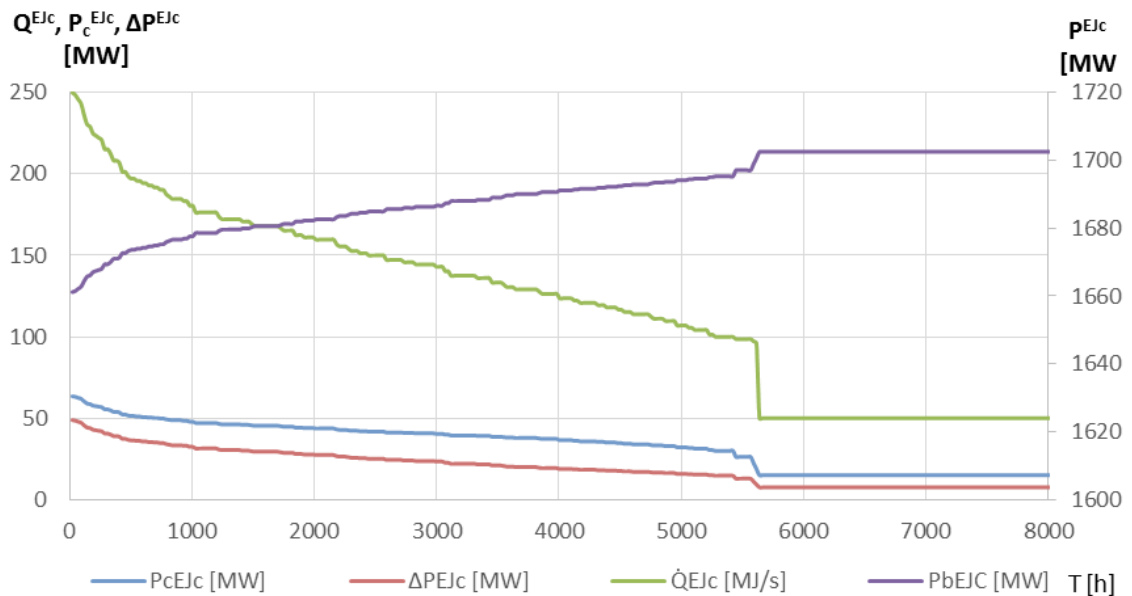
$$\Delta P^{EJc} = p_g^{EJ} - p_g^{EJc} \quad (4.3.2)$$

gdzie:  $p^{EJ}$  – moc elektryczna nieucieplonego bloku jądrowego [MW],  $p^{EJc}$  - moc elektryczna ucieplonego bloku jądrowego [MW].

Na podstawie zadanych temperatur zewnętrznych powietrza sporządzono przebiegi zmienności mocy cieplnych i elektrycznych ucieplonego bloku jądrowego, które przedstawiono na rys. 4.3.2, natomiast wartości produkcji energii elektrycznej i ciepła zamieszczono w tab. 4.3.1.

Tab. 4.3.1. Roczna produkcja energii elektrycznej i ciepła oraz moce w szczytowym zapotrzebowaniu na ciepło w EJc z reaktorem EPR – model szczegółowy

	Symbol	Jednostka	Wartość
Roczna produkcja energii elektrycznej	$A_r^{EJc}$	TWh	13,47
Roczna produkcja energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z produkcją ciepła	$A_{rc}^{EJc}$	TWh	0,27
Roczny ubytek energii elektrycznej	$A_{r\Delta P}^{EJc}$	TWh	0,24
Roczna produkcja ciepła	$W_r^{EJc}$	PJ	3,44
Moc elektryczna bloku	$p^{EJc}$	MW	1651,19
Moc elektryczna wytworzona w skojarzeniu	$p_c^{EJc}$	MW	63,47
Ubytek mocy elektrycznej	$\Delta P^{EJc}$	MW	58,81



Rys. 4.3.2. Roczne przebiegi zmienności mocy w EJC z reaktorem EPR – wariant referencyjny

#### 4.4. Układ ucieplwniony – wariant uproszczony

Nawiązując do wcześniejszych rozważań, stworzono uproszczony model ucieplwnionej elektrowni jądrowej z reaktorem EPR. Model ten został zbudowany wyłącznie w oparciu o parametry pary dopływającej/wypływającej z turbiny oraz dopływającej do wymienników sieciowych. Przyjęto parametry termodynamiczne pary podane w dokumentacji technicznej producenta. W przypadku wymienników sieciowych założono spadek ciśnienia o 2% (w porównaniu do ciśnienia początkowego w punkcie poboru pary). Dla rozpatrywanego fragmentu schematu EJC wyprowadzono szereg równań (zależne od obranego układu cieplnego), w których niewiadomymi były wielkości masowego natężenia pary kierowanej do wymienników sieciowych celem uzyskania wymaganej (zgodnie z wykresem regulacji temperatury wody sieciowej) mocy cieplnej przekazywanej do systemu ciepłowniczego.

Wyznaczenie natężenia przepływu pary skierowanej do wymienników sieciowych umożliwiło to obliczenie mocy cieplnej przekazywanej przez poszczególne wymienniki do wody sieciowej, wymaganej powierzchni wymiany ciepła tych wymienników, mocy elektrycznej EJC, mocy elektrycznej produkowanej ściśle w skojarzeniu oraz ubytku mocy. Dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła przedstawiono w tab. 4.4.1.

Tab. 4.4.1. Roczna produkcja energii elektrycznej i ciepła oraz moce w szczytowym zapotrzebowaniu na ciepło w EJc z reaktorem EPR – model uproszczony

	Symbol	Jednostka	Wartość
Roczna produkcja energii elektrycznej	$A_r^{EJc}$	TWh	13,54
Roczna produkcja energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z produkcją ciepła	$A_{rc}^{EJc}$	TWh	0,27
Roczny ubytek energii elektrycznej	$A_{r\Delta P}^{EJc}$	TWh	0,17
Roczna produkcja ciepła	$W_r^{EJc}$	PJ	3,44
Moc elektryczna bloku	$P^{EJc}$	MW	1660,75
Moc elektryczna wytworzona w skojarzeniu	$P_c^{EJc}$	MW	64,06
Ubytek mocy elektrycznej	$\Delta P^{EJc}$	MW	49,25

## 5. Rachunek ekonomiczny

### 5.1. Uwagi ogólne

W rachunku ekonomicznym założono równość efektów energetycznych, tzn. rocznej dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz równość osiągalnych mocy elektrycznych i szczytowych mocy cieplnych. W metodzie są dostępne cztery warianty porównawcze:

- uciepłowniona elektrownia jądrowa (EJc) – wariant referencyjny,
- klasyczna elektrociepłownia (ECK) oraz elektrownia systemowa (SE)
- klasyczna ciepłownia miejska (KC) oraz elektrownia systemowa (SE),
- klasyczna ciepłownia miejska (KC) oraz elektrownia jądrową (EJ).

W przypadku wariantu nr 2 jest konieczne uzupełnienie mocy/energii z elektrowni pracującej w KSE, co jest związane ze znaczną różnicą mocy elektrycznej EJc i ECK przy zachowaniu tego samego poziomu mocy cieplnej przekazywanej do rejonu odbiorczego. W przypadku wariantów 3 i 4 jest wymagane uzupełnienie mocy/energii elektrycznej poprzez przesłanie jej z KSE.

Uciepłowniona elektrownia jądrowa charakteryzuje się ubytkiem mocy na skutek poboru pary na cele ciepłownicze. Ubytek ten jest zależny od zapotrzebowania na moc cieplną z EJc oraz miejsca poboru pary z turbiny (upust lub przelotnia). Zakłada się, że w celu kompensacji ubytku mocy i energii elektrycznej będzie konieczne wytworzenie nośnika ciepła z innego źródła, którym może być elektrociepłownia przeciwprężna lub elektrownia klasyczna, co jest reprezentowane za pomocą kosztów uzupełnienia mocy i energii elektrycznej. Należy zauważyć, że uzupełnienie mocy elektrycznej poprzez zastosowanie klasycznej elektrociepłowni przeciwprężnej może powodować problemy z kompensacją mocy w okresie letnim (ze względu na analogiczną zależność mocy elektrycznej od temperatury zewnętrznej) i generowanie nadwyżki mocy w sezonie grzewczym (co w niektórych przypadkach umożliwi wyłączenie lub obniżenie mocy starszych bloków energetycznych). W przypadku kompensacji mocy przy użyciu elektrowni systemowej jest możliwe wykorzystanie nadwyżki mocy poza sezonem grzewczym, co prowadzić może do wyłączenia mniej ekonomicznych bloków energetycznych [34].

## 5.2. Warunki porównania uciepłnionych elektrowni jądrowych

Porównanie ze sobą wybranych elektrowni jądrowych pod względem całkowitych kosztów rocznych nie jest poprawne, ponieważ różnią się pomiędzy sobą w sposób znaczący (pod względem budowy, mocy i nakładów inwestycyjnych). Zaproponowano więc sformułowanie funkcji kryterialnej, która będzie wyrażała koszty samego uciepłnienia elektrowni jądrowej ( $\Delta K_r$ ), oraz całkowite koszty roczne układu skojarzonego ( $K_r^A$ ). Pierwsza funkcja umożliwi porównanie ze sobą poszczególnych bloków jądrowych, natomiast druga umożliwi porównanie bloków jądrowych z innymi wariantami zasilania systemu zaopatrzenia w energię.

W związku z powyższym pierwsza funkcja kryterialna wyraża część całkowitych kosztów rocznych, które są bezpośrednio związane z przystosowaniem bloku jądrowego do pracy ciepłowniczej. Koszty te są związane z adaptacją turbiny do odbioru ciepła, przesłaniem tego ciepła odbiorcom zewnętrznym oraz ubytkiem mocy elektrycznej, jaki powstał na skutek uciepłnienia bloku. Przy takim podejściu zarówno wielkość szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną, jak i parametry określające strukturę podstawowego wyposażenia EJc (moc reaktora, liczba bloków jądrowych, liczba turbin) traktuje się jako wielkości zdeterminowane. Wówczas kryterium to wyraża się wzorem:

$$\Delta K_r = \Delta K_r^{EJc} + \Delta K_r^{SC} + \Delta K_r^U = \min \quad (5.2.1)$$

gdzie:  $\Delta K_r^{EJc}$  – koszty roczne stałe tych elementów układu EJc, które są różne w rozważanych wariantach systemu zasilania przy zadanym szczytowym zapotrzebowaniu na moc cieplną odbiorców zewnętrznych i jednakowym podstawowym wyposażeniu EJc [zł/a],  $\Delta K_r^{SC}$  – część kosztów rocznych sieci ciepłej obejmująca magistrale przesyłowe wraz z przepompowniami, poprowadzone od EJc do granicy rejonu zasilania [zł/a],  $\Delta K_r^U$  – koszty roczne wyrównawczej energii elektrycznej z elektrowni systemowej, niezbędnej w celu zrównania poszczególnych wariantów z układem odniesienia pod względem odpowiednio: wartości szczytowej mocy elektrycznej oraz rocznej produkcji energii elektrycznej [zł/a].

Pierwszy składnik powyższej funkcji jest związany z nakładami inwestycyjnymi wynikającymi z przystosowania turbiny do poboru pary przez wymienniki sieciowe oraz z nakładami inwestycyjnymi wynikającymi z instalacją członu ciepłowniczego:

$$\Delta K_r^{EJc} = (r^{EJc} \cdot k_z^{EJc} + r_{es}^{EJc}) \cdot (K_{nTm}^{EJc} + K_{nCC}^{EJc}) \quad (5.2.2)$$

gdzie:  $r^{EJc}$  – rata kapitałowa EJc [1/a],  $k_z^{EJc}$  – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy EJc,  $r_{es}^{EJc}$  – rata stałych kosztów eksploatacyjnych EJc [1/a],  $K_{nTm}^{EJc}$  – nakłady inwestycyjne związane z modyfikacją części niskoprężnej turbiny (w związku z jej przystosowaniem do poboru pary przez wymienniki ciepłownicze) [zł],  $K_{nCC}^{EJc}$  – nakłady inwestycyjne związane z instalacją członu ciepłowniczego w elektrowni jądrowej (nakłady na wymienniki ciepłownicze, rurociągi oraz armaturę) [zł].

Założono, że przesył mocy ciepłej z EJc do rejonu odbiorczego nie spowoduje zmian w obrębie rozdzielczej sieci ciepłej. Wówczas koszty roczne sieci ciepłej  $\Delta K_r^{SC}$  wyraża się wzorem:

$$\Delta K_r^{SC} = (r^{MP} \cdot k_z^{MP} + r_{es}^{MP}) \cdot K_n^{MP} + K_{ez}^{MP} \quad (5.2.3)$$

gdzie:  $r^{MP}$  – rata kapitałowa magistrali przesyłowej [1/a],  $k_z^{MP}$  – współczynnik uwzględniający zamrożenie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy magistrali przesyłowej,  $r_{es}^{MP}$  – współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych magistrali przesyłowej [1/a],  $K_n^{MP}$  – nakłady inwestycyjne związane z magistralą przesyłową oraz z obiektami odpowiadającymi za pompowanie wody sieciowej tą magistralą [zł],  $K_{ez}^{MP}$  – koszty eksploatacyjne zmienne związane z energią elektryczną niezbędną do pompowania wody sieciowej oraz ze stratami ciepła w magistrali przesyłowej [zł/a].

Ostatnia składowa funkcji kryterialnej  $\Delta K_r$  jest związana z kosztami uzupełnienia ubytku mocy/energii z powodu wykorzystania części pary w wymiennikach sieciowych:

$$\Delta K_r^U = K_r^{\Delta PSE} + K_r^{\Delta ASE} \quad (5.2.4)$$

gdzie:  $K_r^{\Delta PSE}$  – koszty roczne związane z ubytkiem szczytowej mocy elektrycznej wytworzonej ściśle w skojarzeniu [zł/a],  $K_r^{\Delta ASE}$  – koszty roczne związane z ubytkiem energii elektrycznej wyprodukowanej ściśle w skojarzeniu [zł/a].

W przypadku zastosowania układów EJc różniących się pod względem liczby bloków jądrowych, konieczne jest uwzględnienie kosztów rocznych wynikających nie tylko ze zmian części ciepłowniczej EJc, ale również w znacznej mierze ze zmian podstawowego wyposażenia elektrowni, tj. typu i liczby bloków jądrowych. Za rozwiązanie optymalne wśród systemów zasilania wyposażonych w różne zestawy bloków jądrowych przy zadanym szczytowym zapotrzebowaniu na moc cieplną  $\dot{Q}_s$  ze strony odbiorców należy uznać rozwiązanie spełniające zależność:

$$K_{r(i)}^{EJc} = K_{r0}^{EJc} + \Delta K_r = \min \quad (5.2.5)$$

gdzie:  $K_{r(i)}^{EJc}$  – całkowite koszty roczne systemu zasilania wyposażonego w  $i$ -ty wariant EJc [zł/a],  $K_{r0}^{EJc}$  – część kosztów rocznych systemu zasilania wyposażonego w EJc, dotycząca jednakowych składników w porównywanych wariantach, która obejmuje przede wszystkim koszty stałe elementów układu, na bazie którego utworzona została EJc, a także koszty roczne cyklu paliwowego [zł/a].

W obu rozważanych przypadkach powinien być spełniony warunek wyższej efektywności ekonomicznej systemu zasilania, wyposażonego w EJc w porównaniu z alternatywnym systemem wyposażonym np. w ECK:

$$K_{r(i)}^{EJc} < K_r^{(i)} \quad (5.2.6)$$

gdzie:  $K_r^{(i)}$  – koszty roczne alternatywnego systemu zasilania wraz z kosztami energii elektrycznej niezbędnej do zrównania tego układu pod względem rocznej produkcji energii elektrycznej z wybranym wariantem systemu wyposażonego w EJc [zł/a].

### 5.3. Warunki opłacalności uciepłownienia elektrowni jądrowej

Metodykę obliczania kosztów oparto na klasycznym podejściu stosowanym w gospodarce elektroenergetycznej, opisanym w pracach [24], [29], [29], [37], [42]. Metodyka ta została sformułowana w odniesieniu do uciepłownionej elektrowni jądrowej, klasycznej elektrociepłowni, elektrowni systemowej oraz klasycznych ciepłowni rejonowych.

W badaniach efektywności zastosowania bloków jądrowych istotną rolę odgrywają warunki opłacalności zastosowania częściowego skojarzenia w elektrowni jądrowej (EJ)

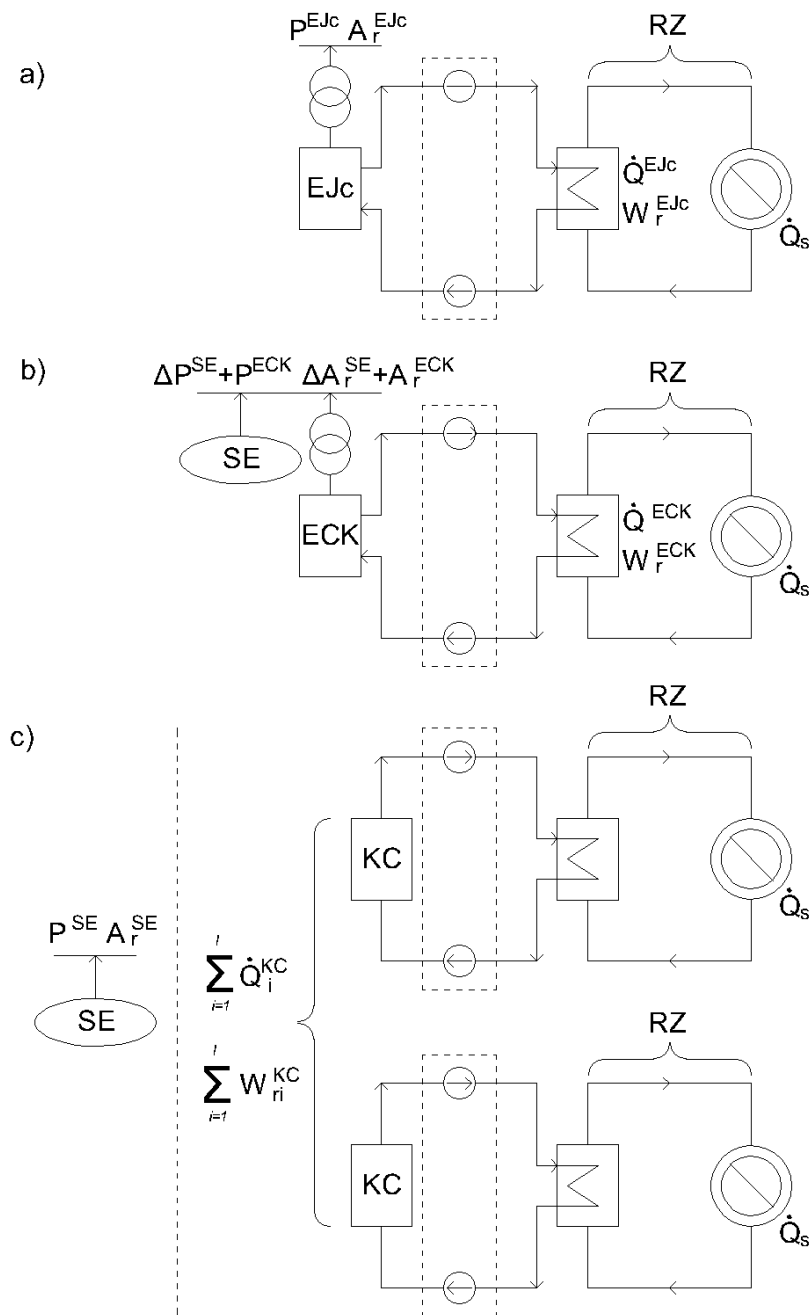
pracującej w systemie zasilania w energię odbiorców zewnętrznych. Wyprowadzone zależności zostały wykorzystane do przeprowadzenia przykładowej analizy w odniesieniu do przystosowania bloku jądrowego z reaktorem wodnym do pracy przy częściowym skojarzeniu.

Warunek opłacalności jest rozumiany jako relacja binarna, określona na zbiorach wartości wybranego kryterium oceny przedsięwzięcia (częściowego skojarzenia) i progów opłacalności określanych dla każdego z tych kryteriów. Zarówno kryteria oceny przedsięwzięcia jak i progi opłacalności mogą być formułowane w różny sposób. Zaproponowane zostały pary kryteriów i progów, które sklasyfikować można w dwóch grupach opłacalności: w sensie ogólnego pożytku ekonomicznego (grupa 1), w sensie pożytku ekonomicznego inwestora/właściciela EJ (grupa 2).

W pierwszej grupie kryteria są oparte na całkowitych kosztach rocznych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu w EJ. Po stronie progów użyto również kosztów całkowitych dla układów alternatywnych, obejmujących elektrociepłownię klasyczną, elektrownię systemową i ciepłownię rejonowe. Warunkiem poprawności porównania przy takim podejściu [30] jest równoważność porównywanych układów co do efektu energetycznego. W tej grupie warunków opłacalności jest również możliwe wykorzystanie po obydwu stronach kosztów jednostkowych.

Do drugiej grupy należą powszechnie stosowane przez inwestorów/właścicieli kryteria opłacalności inwestycji: zaktualizowana wartość netto NPV (Net Present Value), wewnętrzna stopa zwrotu IRR (Internal Rate of Return) oraz zdyskontowany okres zwrotu DPBP (DPP – Discounted PayBack Period). Po stronie progów pojawią się wartości liczbowe stałe (właściwe dla tych kryteriów jako progi opłacalności). Takie podejście do analizy opłacalności częściowego skojarzenia pozwoli prowadzić tę analizę na gruncie teorii decyzji jedno i/lub wielokryterialnych.

W celu przeprowadzenia analiz z wykorzystaniem warunków opłacalności grupy 1, zaproponowano warianty przedstawione na rys. 5.3.1. Układ a) z rys. 5.3.1 to uciepłowniona elektrownia jądrowa (EJc) o osiągalnej mocy elektrycznej  $P^{EJ}$  i szczytowej mocy cieplnej  $\dot{Q}^{EJc} = \dot{Q}_s$ . Roczna dostawa energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego wynosi  $A_r^{EJc}$ , a roczna dostawa ciepła do rejonu odbiorczego  $W_r^{EJc} = W_r$ . Jest to referencyjny układ, z którym będą porównane pozostałe warianty. Układ b) z rys. 5.3.1 (zwany dalej „ECK + SE”) to klasyczna elektrociepłownia przeciwprężna ECK o osiągalnej mocy elektrycznej  $P^{ECK}$  i szczytowej mocy cieplnej  $\dot{Q}^{ECK}$ , która dostarcza ciepło  $W_r^{ECK}$  i energię elektryczną  $A_r^{ECK}$ . Ponieważ osiągalna moc elektryczna klasycznej elektrociepłowni przeciwprężnej jest dużo niższa niż zakładanych bloków jądrowych, konieczne jest uzupełnienie mocy z systemu elektroenergetycznego o moc wyrównawczą  $\Delta P^{SE}$ , a tym samym uzupełnienie rocznej dostawy energii elektrycznej o energię wyrównawczą  $\Delta A_r^{SE}$ . Układ c) z rys. 5.3.1 (zwany dalej „SE + KC”) to rozdzielone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Składa się z równoważnej co do efektu energetycznego elektrowni systemowej (SE) o osiągalnej mocy elektrycznej  $P^{SE}$  oraz ciepłowni klasycznych (KC) o łącznej szczytowej mocy  $\dot{Q}^{KC} = \sum_{i=1}^I \dot{Q}_i^{KC}$ . Roczna dostawa energii elektrycznej w tym układzie wynosi  $A_r^{SE}$ , a roczna dostawa ciepła  $\sum_{i=1}^I W_{ri}^{KC}$ .



Rys. 5.3.1. Warianty układów zasilania odbiorców w ciepło i energię elektryczną wg [22]

W zaproponowanych warunkach opłacalności grupy 1 porównuje się całkowite koszty roczne dostawy energii elektrycznej oraz ciepła. W przypadku zasilania w ciepło obliczenia kosztów rocznych dokonuje się w odniesieniu do rejonu odbioru ciepła, natomiast w przypadku zasilania energią elektryczną - do miejsca przyłączenia elektrowni (lokalizacji węzła elektroenergetycznego, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza).

Warunki opłacalności systemu opartego na uciepłownionej elektrowni jądrowej, wynikające z powyższych kryteriów zostały sformułowane następująco:



- EJc (rys. 5.3.1 a) jest opłacalna, jeżeli jej koszty roczne są niższe niż koszty roczne dla równoważnej klasycznej elektrociepłowni oraz koszty roczne wytwarzania i przesyłania energii wyrównawczej (rys. 5.3.1 b):

$$K_r^{(a)} < K_r^{(b)} \quad (5.3.1)$$

- EJc (rys. 5.3.1 a) jest opłacalna, jeżeli jej koszty roczne są niższe niż koszty roczne równoważnej elektrowni systemowej i równoważnych ciepłowni rejonowych (rys. 5.3.1 c):

$$K_r^{(a)} < K_r^{(c)} \quad (5.3.2)$$

Koszty roczne dostawy dla poszczególnych układów oblicza się następująco:

$$K_r^{(a)} = K_r^{EJc} + K_p^Q + K_p^W \quad (5.3.3)$$

$$K_r^{(b)} = K_r^{ECK} + K_r^{\Delta P_{SE}} + K_r^{\Delta A_{SE}} \quad (5.3.4)$$

$$K_r^{(c)} = \sum K_r^{KC} + K_r^{P_{SE}} + K_r^{A_{SE}} \quad (5.3.5)$$

gdzie:  $K_r^{(a)}$  - roczne koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z układu (a) „EJc”- uciepłwniona elektrownia jądrowa [zł/a],  $K_r^{(b)}$  - roczne koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z układu (b) „ECK + SE”- klasyczna elektrociepłownia i moc wyrównawcza z systemu elektroenergetycznego [zł/a],  $K_r^{(c)}$  - roczne koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z układu (c) „SE + KC”- elektrownia systemowa i klasyczne ciepłownie rejonowe [zł/a],  $K_r^{EJc}$  - roczne koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w uciepłwnionej elektrowni jądrowej [zł/a],  $K_p^Q$  - koszty roczne przesyłania mocy cieplnej z uciepłwnionej elektrowni jądrowej do rejonów odbiorczych [zł/a],  $K_p^W$  – koszty roczne przesyłania ciepła z uciepłwnionej elektrowni jądrowej do rejonów odbiorczych [zł/a],  $K_r^{ECK}$  - roczne koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w klasycznej elektrociepłowni, równoważnej uciepłwnionej elektrowni jądrowej pod względem dostawy (produkcji) ciepła [zł/a],  $K_r^{\Delta P_{SE}}$  – roczne koszty wytwarzania i przesyłania mocy wyrównawczej  $\Delta P_{SE}$  z elektrowni systemowej do rejonu odbiorczego [zł/a],  $K_r^{\Delta A_{SE}}$  - roczne koszty wytwarzania i przesyłania wyrównawczej energii elektrycznej  $\Delta A_{SE}$  z elektrowni systemowej do rejonu odbiorczego [zł/a],  $\sum K_r^{KC}$  – suma kosztów rocznych wytwarzania ciepła w klasycznych ciepłowniach, zasilających rejonowe sieci odbiorcze [zł/a],  $K_r^{P_{SE}}$  - roczne koszty wytwarzania i przesyłania mocy elektrycznej z elektrowni systemowej, odpowiadającej mocy elektrycznej uciepłwnionej elektrowni jądrowej [zł/a],  $K_r^{A_{SE}}$  - roczne koszty wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej z elektrowni systemowej, odpowiadającej energii elektrycznej wytwarzanej w uciepłwnionej elektrowni jądrowej [zł/a]

Jako alternatywę dla klasycznej węglowej elektrowni systemowej uznaje się elektrownię jądrową kondensacyjną. Wówczas porównanie uciepłwnionej elektrowni jądrowej z układem rozdzielonym przedstawia się następująco: klasyczna elektrownia systemowa (SE) + klasyczna ciepłownia (KC), jądrowa elektrownia systemowa (EJ) + klasyczna ciepłownia (KC). Z kalkulacji kosztów zostały wyłączone składniki związane z uciepłwnieniem elektrowni jądrowej. Charakterystyka techniczno-ekonomiczna elektrowni jądrowej może znaleźć zastosowanie w wariacie „ECK + SE”. Istotną kwestią pozostaje odpowiedni dobór mocy elektrycznych i efektów energetycznych elektrowni jądrowej w rozpatrywanych wariantach zasilania.

Dla przeprowadzenia analiz z wykorzystaniem warunków opłacalności grupy 2, zaproponowano trzy kryteria mające charakter wskaźników efektywności ekonomicznej inwestycji:

$$NPV^{EJc} \geq 0 \quad (5.3.6)$$

$$IRR > WACC \quad (5.3.7)$$

$$DPBP > N_{akcept}^{EJc} \quad (5.3.8)$$

gdzie:  $NPV^{EJc}$  – zaktualizowana wartość netto dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z uciepłnionej elektrowni jądrowej (EJc) [zł],  $IRR$  - wartość wewnętrznej stopy zwrotu [-],  $WACC$  – średni ważony koszt kapitału (Weighted Average Cost of Capital) [-],  $DPBP$  - zdyskontowany okres zwrotu [a],  $N_{akcept}^{EJc}$  - maksymalny, akceptowany przez inwestora, okres zwrotu inwestycji dla uciepłnionej elektrowni jądrowej EJc, uwzględniający okres eksploatacji obiektu [a].

W przypadku porównania wielu wariantów inwestycyjnych najbardziej opłacalny będzie ten o największej wartości NPV. Przy założeniu, że rok zerowy przypada na ostatni rok budowy elektrowni i systemów przesyłowych, ogólna zależność na zaktualizowaną wartość netto (NPV) inwestycji dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z EJc ma postać:

$$NPV^{EJc} = \sum_{t=-M1+1}^{t=n+M2} [(R_t^{EJc} - K_{r,t}^{EJc}) \cdot (1+p)^{-t}] \quad (5.3.9)$$

gdzie:  $t$  – indeks roku [-],  $n$  - liczba lat eksploatacji elektrowni [a],  $M1$  - liczba lat budowy elektrowni [a],  $M2$  - liczba lat likwidacji elektrowni [a],  $R_t^{EJc}$  - roczne przychody w roku  $t$  [zł/a],  $K_{r,t}^{EJc}$  - roczne koszty wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z uciepłnionej elektrowni jądrowej w roku  $t$  [zł/a],  $p$  - ogólna (uśredniona) stopa dyskontowa dla całej inwestycji [-].

Wewnętrzna rata zwrotu (IRR) jest wyznaczana po rozwiązaniu następującej zależności:

$$\sum_{t=-M1+1}^{t=n+M2} [(R_t^{EJc} - K_{r,t}^{EJc}) \cdot (1+IRR)^{-t}] = 0 \quad (5.3.10)$$

Zdyskontowany okres zwrotu (DPBP) oblicza się na podstawie wzoru:

$$DPBR = \frac{K_{nd0}^{EJc}}{\frac{1}{n} \sum_{t=0}^{t=n+M2} [(R_t^{EJc} - K_{r0,t}^{EJc}) \cdot (1+p)^{-t}]} \quad (5.3.11)$$

$$K_{r0,t}^{EJc} = K_{r,t}^{EJc} - K_{rr,t}^{EJc} \quad (5.3.12)$$

gdzie:  $K_{nd0}^{EJc}$  - całkowite nakłady inwestycyjne na budowę uciepłnionej elektrowni jądrowej i systemów przesyłowych, zdyskontowane do roku zerowego (ostatniego roku przed uruchomieniem elektrowni do pracy) [zł],  $K_{r0,t}^{EJc}$  - koszty roczne dostawy energii elektrycznej i ciepła z uciepłnionej elektrowni jądrowej z wyłączeniem kosztów obsługi kapitału [zł/a],  $K_{rr,t}^{EJc}$  - koszty obsługi kapitału pochłoniętego na budowę uciepłnionej elektrowni jądrowej i systemów przesyłowych [zł/a].

Inaczej oblicza się koszt kapitału własnego, a inaczej obcego, co wynika m.in. z istoty przyszłych płatności podatkowych. Specyfika poszczególnych źródeł finansowania, determinuje sposób obliczania kosztu każdego ze składników kapitału, co stanowi podstawę wyznaczenia średniego ważonego kosztu kapitału (WACC – weighted average cost of capital). WACC jest to średnia ważona wartość kosztu każdego z elementów kapitału własnego i kosztu długu po uwzględnieniu korzyści podatkowej [10]. Oblicza się go na podstawie następującej zależności:

$$WACC = \sum_{j=1}^{j=J} [u_j \cdot p_j \cdot (1 - k_j^{tp} \cdot sd)] \quad (5.3.13)$$

gdzie:  $u_j$  - udział kapitału ze źródła  $j$  [-],  $p_j$  - oprocentowanie kapitału ze źródła  $j$  [1/a],  $k_j^{tp}$  - współczynnik, który określa czy dane źródło kapitału jest objęte tarczą podatkową czy nie [-],  $sd$  - stopa podatku dochodowego [%].

#### 5.4. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła

Koszty roczne dostawy energii elektrycznej i ciepła zostały zdefiniowane za pomocą poniższych zależności. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ucieplnionej elektrowni jądrowej określone zostały wzorem 5.3.40. Koszty roczne wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w ucieplnionej elektrowni jądrowej określa się jako sumę czterech składników:

$$K_r^{EJc} = K_{rr}^{EJc} + K_{es}^{EJc} + K_{ez}^{EJc} + K_{CCTM}^{EJc} \quad (5.4.1)$$

gdzie:  $K_{rr}^{EJc}$  - koszty obsługi kapitału dla elektrowni jądrowej [zł/a],  $K_{es}^{EJc}$  - koszty eksploatacyjne stałe wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w ucieplnionej elektrowni jądrowej [zł/a],  $K_{ez}^{EJc}$  - koszty eksploatacyjne zmienne wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w ucieplnionej elektrowni jądrowej [zł/a],  $K_{CCTM}^{EJc}$  - koszty przystosowania bloku jądrowego do pracy w częściowym skojarzeniu [zł/a].

Koszty roczne wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w klasycznej elektrociepłowni oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$K_r^{ECK} = K_{rr}^{ECK} + K_{es}^{ECK} + K_{ez}^{ECK} + K_{upr}^{ECK} \quad (5.4.2)$$

gdzie:  $K_{upr}^{ECK}$  - koszty uprawnień do emisji [zł/a].

Zaproponowana metodyka jest wspólna dla wariantów „ECK + SE” oraz „SE + KC”. W pierwszym przypadku dotyczy mocy i energii wyrównawczej przesłanej z elektrowni systemowej ( $\Delta P_{SE}$ ,  $\Delta A_{SE}$ ), zaś w drugim - mocy i energii z elektrowni systemowej, równoważnej efektem energetycznym ucieplnionej elektrowni jądrowej ( $P_{SE}$ ,  $A_{SE}$ ). Koszty roczne dostawy mocy i energii elektrycznej z elektrowni systemowej zostały zdefiniowane jako suma rocznych kosztów wytwarzania i przesyłania, odpowiednio:

- dla mocy elektrycznej w wariantcie „ECK + SE”:

$$K_r^{\Delta P_{SE}} = K_{rw}^{\Delta P_{SE}} + K_{rp}^{\Delta P_{SE}} \quad (5.4.3)$$

- dla mocy elektrycznej w wariantcie „SE + KC”:

$$K_r^{P_{SE}} = K_{rw}^{P_{SE}} + K_{rp}^{P_{SE}} \quad (5.4.4)$$

- dla energii elektrycznej w wariantcie „ECK + SE”:

$$K_r^{\Delta ASE} = K_{rw}^{\Delta ASE} + K_{rp}^{\Delta ASE} \quad (5.4.5)$$

- dla energii elektrycznej w wariancie „SE + KC”:

$$K_r^{ASE} = K_{rw}^{ASE} + K_{rp}^{ASE} \quad (5.4.6)$$

Metodyka obliczania kosztów rocznych dostawy ciepła z ciepłowni klasycznych jest analogiczna jak dla klasycznej elektrociepłowni, z tą różnicą, że wszelkiego rodzaju koszty są odniesione odpowiednio do mocy cieplnej i produkcji ciepła. Koszty roczne wytwarzania ciepła w klasycznej ciepłowni zostały zdefiniowane za pomocą wzoru:

$$K_r^{KC} = K_{rr}^{KC} + K_{es}^{KC} + K_{ez}^{KC} + K_{upr}^{KC} \quad (5.4.7)$$

Jednostkowy koszt dostawy ciepła z EJc określa się jako:

$$k^a) = \frac{K_{rW}^{EJc}}{W_r} = \frac{K_{rW}^{EJc}}{3,6 \cdot \dot{Q}_s \cdot T_s} \quad (5.4.8)$$

gdzie:  $K_{rW}^{EJc}$  - roczne koszty dostawy ciepła do rejonu odbiorczego [zł/a],  $W_r$  - roczna dostawa ciepła [GJ/a],  $\dot{Q}_s$  - szczytowe zapotrzebowanie na moc cieplną w rejonie odbiorczym (RO) [MJ/s],  $T_s$  - roczny czas użytkowania mocy cieplnej [h/a].

## 6. Wyniki

Analizę efektywności ekonomicznej proponowanych wariantów systemu zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskiej wykonano dla elektrowni jądrowej wyposażonej w trzy wybrane reaktory jądrowe: EPR, AP1000 oraz ESBWR. W tym celu zastosowano zaproponowane modele elektrowni jądrowych. Modele te umożliwiły wyznaczenie aktualnych parametrów pracy, m.in. mocy elektrycznej osiągalnej brutto, mocy produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła, ubytku mocy elektrycznej. Umożliwiło to obliczenie zapotrzebowania na moc służącą do napędu pomp wody sieciowej oraz strat ciepła wynikających z przepływu wody sieciowej przez rurociąg magistralny.

Uwzględniając podawane w literaturze jednostkowe nakłady inwestycyjne związane z budową ww. elektrowni jądrowych oraz nakłady inwestycyjne poniesione w ostatnich latach na budowane lub oddane do eksploatacji bloki jądrowe (co zaprezentowano w raporcie [11]), w badaniach przyjęto następujące poziomy ww. nakładów inwestycyjnych odniesionych do mocy elektrycznej zainstalowanej w uciepłnionej elektrowni jądrowej [USD/kW]:

$$k_n^{EJ} \in \{4000; 6000; 8000\} \quad (5.4.1)$$

W związku ze zmieniającymi się cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przyjęto następujące poziomy cen [EUR/t]:

$$c_{upr,CO_2} \in \{20; 40; 60; 80; 100\} \quad (5.4.2)$$

W związku z przeprowadzoną analizą proponowanych lokalizacji elektrowni jądrowych i wskazaniem potencjalnych rejonów odbiorczych, przyjęto następujące długości rurociągów magistralnych łączących EJc z odbiorcami ciepła [km]:

$$L^{RM} \in \{15; 45\} \quad (5.4.3)$$

Zgodnie z założeniami, maksymalna zakładana moc cieplna oddawana przez elektrownię jądrową do systemu ciepłowniczego wynosi 250 MJ/s. Zaproponowano następujący przedział zmienności ww. mocy [MJ/s]:

$$\dot{Q}_s \in \{150; 200; 250\} \quad (5.4.4)$$

W przypadku każdej EJc zaproponowano trzy warianty członu ciepłowniczego różniące się liczbą wymienników sieciowych:

$$i_p \in \{1; 2; 3\} \quad (5.4.5)$$

oraz trzy wartości temperatury wody sieciowej na wyjściu z EJc [°C]:

$$t_{wze} \in \{110; 120; 130\} \quad (5.4.6)$$

Pierwszą analizę (SYM01) przeprowadzono dla stałej wartości ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ( $c_{upr,CO_2} = 20$  EUR/t), ceny energii elektrycznej ( $c_e = 200$  zł/MWh) oraz ceny ciepła ( $c_w = 40$  zł/GJ) dla wariantu referencyjnego, a więc przy szczytowym zapotrzebowaniu na moc cieplną  $\dot{Q}_s = 250$  MJ/s, temperaturze wody sieciowej w szczycie obciążenia  $t_{wze} = 130^\circ\text{C}$ , wykorzystaniu dwóch wymienników sieciowych i długości rurociągu magistralnego  $L^{RM} = 45$  km.

Zgodnie z wynikami przedstawionymi w tab. 5.4.1 przy poziomie jednostkowych nakładów inwestycyjnych w wysokości 4000 USD/kW uciepłowniona elektrownia jądrowa jest rozwiązaniem efektywnym ekonomicznie. Wszystkie EJc charakteryzują się najniższym spośród dostępnych wariantów rocznym kosztem dostawy energii elektrycznej i ciepła. Dla obliczonego na podstawie danych średniego ważonego kosztu kapitału WACC = 5,24 % wyznaczone wskaźniki NPV, IRR oraz DPBP spełniają wymagane założenia: NPV  $\geq 0$ , IRR  $>$  WACC oraz DPBP  $<$  30 lat. Jednak należy zauważyć, że najniższym jednostkowym kosztem dostawy ciepła charakteryzuje się ECK.

W przypadku wzrostu nakładów inwestycyjnych do 6000 USD/kW najniższe koszty związane z dostawą energii elektrycznej i ciepła ponosi się w wariacie zasilania w energię wyposażonym w ECK oraz SE. Tylko EJc z reaktorem ESBWR charakteryzuje się NPV  $\geq 0$  oraz IRR  $>$  WACC, ale zdyskontowany okres zwrotu zdecydowanie przekracza założony poziom. Dalszy wzrost nakładów inwestycyjnych do 8000 USD/kW sprawia, że żadna z proponowanych inwestycji jądrowych nie jest opłacalna. Zgodnie z założonym modelem ekonomicznym, zmiana jednostkowych nakładów inwestycyjnych nie wpływa na zmianę jednostkowych kosztów dostawy ciepła, dlatego w tab. 5.4.2 i tab. 5.4.3 zostały one pominięte.

Tab. 5.4.1. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła, koszty jednostkowe dostawy ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJc} = 4000 \text{ USD/kW} - \text{SYM01}$

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{a)}$	mld zł/a	3,198	2,035	2,547
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ECK oraz SE o mocy wyrównawczej	$K_r^{b)}$	mld zł/a	3,647	2,525	3,375
Koszty dostawy energii elektrycznej z SE i ciepła z KC	$K_r^{c1)}$	mld zł/a	3,773	2,650	3,501
Koszty dostawy energii elektrycznej z EJ i ciepła z KC	$K_r^{c2)}$	mld zł/a	3,262	2,090	2,598
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z EJC	$k_w^{a)}$	zł/GJ	34,66	39,04	40,90
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z ECK	$k_w^{ECK}$	zł/GJ	26,64	26,84	26,57
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z KC	$k_w^{KC}$	zł/GJ	54,95	54,95	54,95
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJc}$	mld zł	9,933	10,469	16,024
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJc}$	-	6,84%	7,66%	7,95%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJc}$	a	27	21	19

Tab. 5.4.2. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJc} = 6000 \text{ USD/kW} - \text{SYM01}$

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{a)}$	mld zł/a	4,674	2,962	3,700
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ECK oraz SE o mocy wyrównawczej	$K_r^{b)}$	mld zł/a	3,647	2,525	3,375
Koszty dostawy energii elektrycznej z SE i ciepła z KC	$K_r^{c1)}$	mld zł/a	3,773	2,650	3,501
Koszty dostawy energii elektrycznej z EJ i ciepła z KC	$K_r^{c2)}$	mld zł/a	4,720	2,992	3,725
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJc}$	mld zł	-11,109	-2,025	1,260
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJc}$	-	3,89%	4,89%	5,40%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJc}$	a	>60	>60	53

Tab. 5.4.3. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJc} = 6000$  USD/kW – SYM01

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{a)}$	mld zł/a	4,674	2,962	3,700
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ECK oraz SE o mocy wyrównawczej	$K_r^{b)}$	mld zł/a	3,647	2,525	3,375
Koszty dostawy energii elektrycznej z SE i ciepła z KC	$K_r^{c1)}$	mld zł/a	3,773	2,650	3,501
Koszty dostawy energii elektrycznej z EJ i ciepła z KC	$K_r^{c2)}$	mld zł/a	4,720	2,992	3,725
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJc}$	mld zł	-11,109	-2,025	1,260
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJc}$	-	3,89%	4,89%	5,40%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJc}$	a	>60	>60	53

Wraz ze zmniejszeniem odległości pomiędzy EJC a rejonem odbiorczym (SYM02) do wartości  $L^{RM} = 15$  km (przy zachowaniu pozostałych założeń jak w SYM01) uzyskano wyniki przedstawione w Tab. 5.4.4-6.4.6.

Tab. 5.4.4. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła, koszty jednostkowe dostawy ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJc} = 4000$  USD/kW – SYM02

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{a)}$	mld zł/a	3,148	1,986	2,497
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ECK oraz SE o mocy wyrównawczej	$K_r^{b)}$	mld zł/a	3,650	2,528	3,378
Koszty dostawy energii elektrycznej z SE i ciepła z KC	$K_r^{c1)}$	mld zł/a	3,780	2,658	3,508
Koszty dostawy energii elektrycznej z EJ i ciepła z KC	$K_r^{c2)}$	mld zł/a	3,268	2,095	2,603
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z EJC	$k_w^{a)}$	zł/GJ	18,52	22,72	24,51
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z ECK	$k_w^{ECK}$	zł/GJ	25,56	25,76	25,50
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z KC	$k_w^{KC}$	zł/GJ	54,27	54,27	54,27
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJc}$	mld zł	10,911	11,378	16,894
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJc}$	-	6,99%	7,86%	8,09%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJc}$	a	26	20	18

Tab. 5.4.5. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJc} = 6000$  USD/kW – SYM02

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{a)}$	mld zł/a	4,624	2,912	3,650
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ECK oraz SE o mocy wyrównawczej	$K_r^{b)}$	mld zł/a	3,650	2,528	3,378
Koszty dostawy energii elektrycznej z SE i ciepła z KC	$K_r^{c1)}$	mld zł/a	3,780	2,658	3,508
Koszty dostawy energii elektrycznej z EJ i ciepła z KC	$K_r^{c2)}$	mld zł/a	4,725	2,997	3,731
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJc}$	mld zł	-10,050	-0,976	2,302
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJc}$	-	4,02%	5,07%	5,53%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJc}$	a	>60	>60	48

Tab. 5.4.6. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJc} = 8000$  USD/kW – SYM02

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{a)}$	mld zł/a	6,119	3,851	4,818
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z ECK oraz SE o mocy wyrównawczej	$K_r^{b)}$	mld zł/a	3,650	2,528	3,378
Koszty dostawy energii elektrycznej z SE i ciepła z KC	$K_r^{c1)}$	mld zł/a	3,780	2,658	3,508
Koszty dostawy energii elektrycznej z EJ i ciepła z KC	$K_r^{c2)}$	mld zł/a	4,720	2,992	3,725
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJc}$	mld zł	-32,043	-14,431	-13,941
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJc}$	-	1,96%	3,20%	3,83%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJc}$	a	>60	>60	>60

Zmniejszenie długości rurociągu magistralnego do 1/3 wartości początkowej (SYM01) spowodowała obniżenie rocznych kosztów dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJc o ok. 1,6÷2% (w zależności od reaktora jądrowego). Różnica ta wynika ze zmniejszenia strat przesyłowych ciepła oraz zmniejszenia mocy i zużycia energii elektrycznej związanej pompowaniem wody sieciowej. Ma to również odzwierciedlenie w kosztach rocznych „ECK + SE”, ponieważ zwiększenie produkcji energii elektrycznej brutto z EJc (skutkiem zmniejszenia potrzeb własnych bloku) wymaga uzupełnienia mocy/energii wyrównawczej przy użyciu klasycznej elektrowni pracującej w SEE. Zmniejszenie długości magistrali przesyłowej przyczyniło się do znaczącego (40-46,6%) obniżenia kosztów jednostkowych dostawy ciepła z EJc. Przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową w wysokości 4000 USD/kW



inwestycja jest opłacalna (bez znaczenia z którym reaktorem), o czym świadczą wskaźniki NPV, IRR i DPBP. W przypadku wzrostu nakładów inwestycyjnych (tab. 5.4.5, tab. 5.4.6) występuje sytuacja analogiczna jak w SYM01.

Z uwagi na brak występowania emisji CO<sub>2</sub> w trakcie pracy EJc, wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powoduje wzrost kosztów dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz kosztów jednostkowych dostawy ciepła we wszystkich pozostałych wariantach zasilania (dla parametrów jak w SYM02). Należy zauważyć, że wpływ cen  $c_{upr,CO_2}$  na wariant "EJ + KC" jest o wiele niższy niż w przypadku pozostałych dwóch wariantów, ponieważ za emisję CO<sub>2</sub> odpowiada wyłącznie ciepłownia klasyczna. W przypadku przesyłu ciepła na odległość  $L^{RM} = 45$  km i nakładach inwestycyjnych na EJc wynoszących 4000 USD/kW, EJc z reaktorem EPR staje się wariantem optymalnym we wszystkich trzech kryteriach opłacalności przy  $c_{upr,CO_2} \approx 57$  EUR/t, EJc z reaktorem AP1000 przy  $c_{upr,CO_2} \approx 76$  EUR/t, natomiast EJc z reaktorem ESBWR przy  $c_{upr,CO_2} \approx 86$  EUR/t. W przypadku zasilania odbiorców oddalonych od EJc o  $L^{RM} = 15$  km blok jądrowy z reaktorem EPR, który będzie się charakteryzował jednostkowym nakładem inwestycyjnym 6000 USD/kWh może być opłacalny w przypadku kryterium rocznych kosztów dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz kosztów jednostkowych dostawy ciepła, ale dopiero gdy cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> osiągnie wartość ok. 42,3 EUR/t. Wyniki wskaźników opłacalności (NPV, IRR oraz DPBP) informują o braku opłacalności takiej inwestycji, jednak wraz ze wzrostem ceny energii z 200 do 237 zł/MWh,  $NPV \geq 0$  oraz  $IRR > WACC$ , natomiast zdyskontowany okres zwrotu wyniesie wówczas 59 lat. Dopiero przy cenie za energię elektryczną ponad 283 zł/MWh zdyskontowany okres zwrotu EJc z reaktorem EPR jest niższy niż zakładany (30 lat). W przypadku wzrostu jednostkowych nakładów inwestycyjnych reaktora EPR do 8000 USD/kW, pełną opłacalność osiąga się dla  $c_{upr,CO_2} \approx 76,4$  EUR/t oraz  $c_e \approx 380$  zł/MWh. Rezultaty powyższych obliczeń dla wszystkich trzech typów reaktorów jądrowych (w zależności od jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz długości magistrali przesyłowej) przedstawiono w tab. 5.4.7. Zawarte w niej wyniki prezentują progowe wartości cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz cen energii, przy których dana inwestycja jest spośród wszystkich rozważanych wariantów zasilania rozwiązaniem najbardziej opłacalnym.

Aby zweryfikować wpływ ceny ciepła na opłacalność EJc podwojono ją w stosunku do analizy SYM01 (z 40 zł/GJ do 80 zł/GJ), a otrzymane wyniki przedstawiono w tab. 5.4.8<sup>4</sup>. Można zauważyć, że dwukrotny wzrost cen ciepła powoduje minimalny (ok. 0,3-0,4%) wzrost rocznych kosztów dostawy energii elektrycznej i ciepła, wzrost jednostkowych kosztów dostawy ciepła o ok. 6-7%, natomiast wartość NPV wzrasta o ok. 12-19% (w zależności od typu reaktora).

---

<sup>4</sup> Pozostałe warianty zasilania systemu zaopatrzenia w energię zostały pominięte ze względu na brak wpływu ceny ciepła na ich roczne koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła oraz jednostkowe koszty ciepła

Tab. 5.4.7. Wpływ zmiany cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz cen energii elektrycznej na całkowitą opłacalność inwestycji w EJC

Typ reaktora:	Wskaźnik opłacalności	$k_n^{EJC} = 6000 \text{ USD/kW}$		$k_n^{EJC} = 8000 \text{ USD/kW}$	
		$L^{RM} = 15 \text{ km}$	$L^{RM} = 45 \text{ km}$	$L^{RM} = 15 \text{ km}$	$L^{RM} = 45 \text{ km}$
EPR	$c_{upr,CO_2}$ [EUR/t]	42,3	57,0	76,4	77,7
	$c_e$ [zł/MWh]	283,3	287,4	377,9	382,1
	$K_r^{(a)}$ [mld zł/a]	4,624	4,674	6,119	6,169
	$k_w^{(a)}$ [zł/GJ]	18,5	34,664	18,523	34,664
	NPV [mld zł]	12,386	12,432	16,495	16,542
	IRR [-]	6,59%	6,59%	6,59%	6,59%
	DPBP [a]	29	29	29	29
AP1000	$c_{upr,CO_2}$ [EUR/t]	32,6	76,2	63,4	76,2
	$c_e$ [zł/MWh]	249,9	255,8	335,0	340,9
	$K_r^{(a)}$ [mld zł/a]	2,912	2,962	3,851	3,900
	$k_w^{(a)}$ [zł/GJ]	22,724	39,043	22,724	39,043
	NPV [mld zł]	8,250	8,296	10,986	11,032
	IRR [-]	6,57%	6,57%	6,57%	6,57%
	DPBP [a]	29	29	29	29
ESBWR	$c_{upr,CO_2}$ [EUR/t]	26,7	86,0	55,6	86,0
	$c_e$ [zł/MWh]	235,4	239,8	313,8	318,3
	$K_r^{(a)}$ [mld zł/a]	3,650	3,700	4,818	4,868
	$k_w^{(a)}$ [zł/GJ]	24,506	40,901	24,506	40,901
	NPV [mld zł]	10,988	11,034	14,628	14,674
	IRR [-]	6,55%	6,55%	6,55%	6,55%
	DPBP [a]	29	29	29	29

Tab. 5.4.8. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła, koszty jednostkowe dostawy ciepła oraz wskaźniki opłacalności przy jednostkowym nakładzie inwestycyjnym na elektrownie jądrową  $k_n^{EJC} = 4000 \text{ USD/kW}$  oraz cenie ciepła  $c_w = 80 \text{ zł/GJ}$

Wyszczególnienie	Symbol	Jednostka	EPR	AP 1000	ESBWR
Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJC	$K_r^{(a)}$	mld zł/a	3,206	2,044	2,555
Koszt jednostkowy dostawy ciepła z EJC	$k_w^{(a)}$	zł/GJ	37,22	41,60	43,46
Zaktualizowana wartość netto	$NPV^{EJC}$	mld zł	12,326	12,685	18,176
Wewnętrzna rata zwrotu	$IRR^{EJC}$	-	7,20%	8,13%	8,27%
Zdyskontowany okres zwrotu	$DPBP^{EJC}$	a	24	18	18

W ogólności należy stwierdzić, że zmiany cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w widoczny sposób wpływają na ceny energii, a więc i na opłacalność inwestowania w EJC.

Zgodnie z wynikami przedstawionymi w tab. 5.4.9 (dane poza  $i_p$  oraz  $L^{RM}$  jak w przypadku SYM01) zmiana sposobu uciepłownienia EJ, a mianowicie liczby zastosowanych wymienników sieciowych nie wpływa znacząco na zmianę rocznych kosztów dostawy energii elektrycznej i ciepła z EJc. Wynika to z faktu, że udział kosztów rocznych wynikających z przystosowania turbiny do poboru pary przez wymienniki sieciowe oraz z instalacji samych wymienników (od ok. 0,4 do 3,5 mln zł/a w zależności od ilości i wielkości wymienników sieciowych oraz typu reaktora) jest niski w stosunku do całkowitych kosztów  $K_r^{a)}$ . Zmiana szczytowej mocy cieplnej oddawanej przez EJc (w rozważanym zakresie) oraz temperatury wody zasilającej również nie mają większego wpływu na koszty roczne związane z dostawą energii elektrycznej i ciepła (mniej niż 0,5%).

Ponadto można stwierdzić, analizując koszty związane z przesyłem mocy cieplnej ze źródła do rejonu odbiorczego (dominująca składowa kosztów rocznych związana z uciepłownieniem elektrowni jądrowej), że stanowią one znaczącą pozycję w strukturze procentowej  $\Delta K_r^5$ .

Tab. 5.4.9. Koszty dostawy energii elektrycznej i ciepła w zależności od liczby wymienników sieciowych

$L^{RM}$ [km]	$i_p$ [-]	$K_r^{a)}$ [mln zł/a]		
		EPR	AP1000	ESBWR
15	1	3 147,316	1 985,191	2 496,941
	2	3 148,101	1 985,608	2 497,160
	3	3 148,923	1 985,810	2 497,554
45	1	3 197,019	2 034,894	2 546,644
	2	3 197,804	2 035,311	2 546,863
	3	3 198,626	2 035,513	2 547,257

<sup>5</sup> W przypadku niektórych wariantów uciepłownienia koszty uzupełnienia ubytku mocy/energii z powodu wykorzystania części pary w wymiennikach sieciowych ( $\Delta K_r^U$ ) są mniejsze od zera, w innych stanowią znaczący udział w całkowitych kosztach rocznych  $\Delta K_r$  związanych z przystosowaniem bloku jądrowego do pracy ciepłowniczej. Dzieje się tak, ponieważ do ich wyznaczenia wykorzystano moc elektryczną oraz energię wyprodukowaną w skojarzeniu w wariantcie referencyjnym (model szczegółowy bloku jądrowego z reaktorem EPR), w którym przesyłano moc cieplną 250 MJ/s za pomocą dwóch wymienników sieciowych. Warunek zachowania efektów energetycznych oraz zmiana poziomów wytwarzanej mocy cieplnej (wraz z jej parametrami: temperatura wody sieciowej oraz natężenie przepływu wody sieciowej) przyczyniły się do powstania ubytków lub nadatków mocy/energii elektrycznej, a tym samym zawiązały lub zaniżały koszt  $\Delta K_r^U$

## 7. Podsumowanie i wnioski końcowe

Celem niniejszej pracy było opracowanie koncepcji metody badania efektywności ekonomicznej systemu zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem elektrowni jądrowej. Opracowane metakryterium techniczno-ekonomiczne pozwala porównać wybraną technologię jądrową z innymi wariantami zasilania systemu ciepłowniczego, a tym samym wybrać racjonalną strukturę systemu zaopatrzenia w energię, która zapewni najwyższą efektywność ekonomiczną. Opracowane przez autora modele pozwoliły na wykonanie badań, które umożliwiły stworzenie metody oceny efektywności ekonomicznej systemu zaopatrzenia w ciepło poprzez wykorzystanie syntezy metod techniczno-ekonomicznych inwestycji.

Pozwoliło to na sformułowanie następujących wniosków:

- elektrownie jądrowe jako źródła w systemie zaopatrzenia w energię mogą być interesującą/efektywną opcją zaspokajania potrzeb energetycznych społeczeństwa,
- elektrownie jądrowe jako nowoczesne źródła wytwarzania energii, przyjazne dla środowiska, mogą odegrać istotną rolę w rozwoju gospodarki krajowej,
- wraz ze wzrostem cen uprawnień za emisję CO<sub>2</sub> następuje wzrost opłacalności zastosowania EJc w systemach zaopatrzenia w energię,
- zmiana wartości zmiennych technicznych (moc cieplna, temperatura wody zasilającej i liczba wymienników sieciowych) ma niewielki wpływ na koszty roczne związane z dostawą energii elektrycznej i ciepła,
- długość magistrali przesyłowej ma znaczący wpływ na koszt jednostkowy dostawy ciepła z uciepłnionnej elektrowni jądrowej, a przede wszystkim na koszty roczne związane z uciepłowaniem elektrowni jądrowej.

Za osiągnięcia własne autor rozprawy uważa:

- przygotowanie i walidacja modeli układów cieplnych wybranych elektrowni jądrowych,
- zebranie danych wejściowych do analizy rozpatrywanych wariantów zasilania systemu zaopatrzenia w energię,
- zaproponowanie metody tworzenia wykresu regulacji temperatury wody sieciowej,
- zaproponowanie wariantów zasilania systemu zaopatrzenia w energię oraz metody porównawczej tychże wariantów,
- zaproponowanie kryteriów porównawczych wybranych elektrowni jądrowych,
- zaproponowanie warunków opłacalności wybranych wariantów zasilania systemu zaopatrzenia w energię,
- opracowanie metodyki modelowania rozwoju systemów elektroenergetycznych ze szczególnym uwzględnieniem układów skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz jądrowych bloków energetycznych.

Zaproponowana metodyka może również wspomagać prace związane z prognozowaniem i planowaniem rozwoju systemów elektroenergetycznych poprzez uwzględnienie możliwości wykorzystania obecnych i przyszłych elektrowni jądrowych jako źródeł energii elektrycznej i ciepła. Przyczyni się to do zwiększenia sprawności elektrowni jądrowej, obniży zużycie surowców energetycznych w pozostałych źródłach systemu zaopatrzenia w energię oraz zmniejszy emisję zanieczyszczeń szkodliwych dla środowiska, w szczególności CO<sub>2</sub>. Podnoszenie sprawności wytwarzania energii i ograniczenie wpływu na środowisko to jedno z najważniejszych celów stawianych obecnie światowej energetyce. Przedstawiona w rozprawie

metoda może również służyć do wspomagania decyzji inwestycyjnych związanych z budową elektrowni jądrowych.

Można stwierdzić, że zgodnie z obraną metodyką obliczeń, optymalny wybór wariantu zasilania w energię elektryczną i ciepło jest problemem natury wielokryterialnej. W związku z tym autor planuje rozwinięcie zaproponowanej metodyki techniczno-ekonomicznej o wielokryterialne zagadnienia optymalizacyjne, zapewne o charakterze nieliniowym z nieliniowymi ograniczeniami.

W niniejszej pracy autor ograniczył rozważania dotyczące efektywności ekonomicznej systemów zaopatrzenia w ciepło z powodów oczywistych wyłącznie do budowanych obecnie reaktorów jądrowych. W przyszłości planuje się rozszerzenie metodyki o możliwość zbadania efektywności zasilania systemów ciepłowniczych z małych reaktorów jądrowych.

## 8. Literatura

- [1] Andrzejewski S., Troszkiewicz J., *Elektrociepłownie jądrowe w systemie elektroenergetycznym - koszty wytwarzania energii cieplnej w ECJ*, zaprezentowano na Międzynarodowa Konferencja Ciepłownictwa, Warszawa, 04.06.1976.
- [2] Apanowicz P., *Przyszłość należy do wielkoskalowych magazynów energii (Różacki W.)*, 20.10.2015. Strona www: [https://energetyka.wnp.pl/przyszlosc-nalezy-do-wielkoskalowych-magazynow-energii,259775\\_1\\_0\\_0.html](https://energetyka.wnp.pl/przyszlosc-nalezy-do-wielkoskalowych-magazynow-energii,259775_1_0_0.html). [Dostęp: 16.11.2018.].
- [3] AREVA, *ML13220A855 - AREVA Design Control Document Rev. 5 - Tier 2 Chapter 10 - Steam and Power Conversion System - Figures for Section 10.1*, 09.2013.
- [4] Bartnik R., Buryn Z., *Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle: Thermal and Economic*. London: Springer, 2011.
- [5] Bartnik R., Buryn Z., *Algorytm obliczeń optymalnej struktury wymienników ciepłowniczych przystosowujących blok o mocy elektrycznej 380 MW do pracy skojarzonej*, Energetyka, 01.2008.
- [6] BSiPE „Energoprojekt-Warszawa” S.A., *Ekspertyza na temat kryteriów lokalizacji elektrowni jądrowych oraz ocena uzgodnionych lokalizacji*, Warszawa, 2010.
- [7] Chmielniak T., *Technologie energetyczne*. Warszawa: Wydawnictwo WNT, 2013.
- [8] Colmenar-Santos A., Borge-Díez D., Rosales-Asensio E., *District Heating and Cooling Networks in the European Union*. Springer International Publishing, 2017.
- [9] Duczkowska-Kądziel A., *Analiza skojarzonej pracy bloku 370 MW nadbudowanego turbiną gazową*, Politechnika Opolska, Opole, 2011.
- [10] Duliniec A., *Struktura i koszt kapitału w przedsiębiorstwie*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN, 1998.
- [11] Energy Technologies Institute LLP, *The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report*, Loughborough, UK, 04.2018.
- [12] European Commission, *Heating and cooling*. Strona www: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling>. [Dostęp: 12.02.2018.].
- [13] European Environment Agency, *Heating and cooling degree days*, 12.2016. Strona www: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/heating-degree-days/assessment>.
- [14] Eurostat, *Cooling and heating degree days by country - annual data*, 2018. Strona www: [http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_chdd\\_a&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_chdd_a&lang=en).
- [15] Gabaraev B. A., Kuznetsov Y. N., Romenkov A. A., *Nuclear central heating - prospects and solutions*, Atomic Energy, Tom 103, Nr 1, s. 526–531, 2007.
- [16] GE-Hitachi, *ESBWR Design Control Document Tier 2, Rev. 10 Chapter 10 - Steam and Power Conversion System*, 08.2013. Strona www: <http://pbadupws.nrc.gov/docs/ML1401/ML14010A414.html>.
- [17] Główny Urząd Statystyczny, *Energia 2018*, Warszawa, 2018.
- [18] Holmgren M., *X Steam - Properties for water and steam*. Strona www: <http://xsteam.sourceforge.net/>.

- [19] Instytut Jagielloński, *Wpływ „Polityki Energetycznej Polski 2040+” na poprawę konkurencyjności polskiej gospodarki*, zaprezentowano na Posiedzenie Parlamentarnego Zespołu Górnictwa i Energii, Warszawa, 17.01.2019.
- [20] International Atomic Energy Agency, *Basic infrastructure for a nuclear power project. MAEA-TECDOC-1513*, Vienna, Austria, 06.2006.
- [21] International Atomic Energy Agency, *Safety Standards Series*. 2003.
- [22] Jaskólski M., Reński A., Minkiewicz T., *Thermodynamic and economic analysis of nuclear power unit operating in partial cogeneration mode to produce electricity and district heat*, Energy, Tom 141, s. 2470–2483, 12.2017.
- [23] Kamler W., *Ciepłownictwo*. Warszawa: Państwowe Wydawnictwo Naukowe, 1979.
- [24] Kamrat W., *Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce*. Wydaw. Politechniki Gdańskiej, 2004.
- [25] Kotakorpi J., Tarjanne R., *Complete papers presented at the International Topical Meeting on Low Temperature Nuclear Heat*, zaprezentowano na Low Temperature Nuclear Heat, Otaniemi, Finland, 1977.
- [26] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej*, Warszawa, 12.2018.
- [27] Kurskii A. S. i in., *Boiling Water Vessel Reactors for Nuclear District Heating*, Atomic Energy, Tom 111, s. 370–376, 03.2012.
- [28] Le Quéré C. i in., *Global Carbon Budget 2018*, Earth System Science Data, Tom 10, Nr 4, s. 2141–2194, 12.2018.
- [29] Marecki J., *Gospodarka elektroenergetyczna*, w *Poradnik inżyniera elektryka*, Tom 3, Warszawa: WNT, 2011.
- [30] Marecki J., *Gospodarka skojarzona ciepłno-elektryczna*. Warszawa: WNT, 1991.
- [31] Marecki J. i in., *Analiza warunków lokalizacyjnych elektrociepłowni jądrowych w aspektach ochrony środowiska i możliwości transportu ciepła dla odbiorców bytowo-komunalnych*, Instytut Elektroenergetyki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 229.01.03/02, 11.1978.
- [32] Ministerstwo Energii, *Wyniki strategicznej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzasadnienie wyboru Programu Polskiej Energetyki Jądrowej*. Strona www: <http://www.me.gov.pl/files/upload/10960/Podsumowanie%20OOS%20PPEJ.doc>.
- [33] Minkiewicz T., *Analiza porównawcza bloku jądrowego z reaktorem EPR i AP1000 w zestawieniu z krajowymi elektrowniami konwencjonalnymi*, w *Energetyka jądrowa w Polsce*, K. Jeleń i Z. Rau, Red. Wolters Kulwer Polska Sp. z o.o., 2012., s. 309–344.
- [34] Minkiewicz T., Reński A., *The Concept of a Methodology for Selecting the Optimal Parameters of Heat Received from a Nuclear Power Plant Operating in a Partial Cogeneration Mode*, Acta Energetica, Tom 1, Nr 30, s. 64–70, 03.2017.
- [35] Minkiewicz T., Reński A., *Nuclear power plant as a source of electrical energy and heat*, Archiwum Energetyki, Tom 41, Nr 3–4, s. 155–166, 2011.
- [36] NCBJ, *Energetyka jądrowa w PRL - plany*, 10.12.2018. Strona www: <http://atom.edu.pl/index.php/ej-w-polsce/wczoraj/plany-ej-do-1990.html>. [Dostęp: 10.12.2018.].
- [37] Paska J., *Ekonomia w elektroenergetyce*. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007.
- [38] Portacha J., *Badania energetyczne układów cieplnych elektrowni i elektrociepłowni*. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2002.
- [39] Portal BiznesAlert.pl, *Aktualizacja programu jądrowego nastąpi „wkrótce”*, 18.02.2019. Strona www: <https://biznesalert.pl/atom-aktualizacja-ppej/>. [Dostęp: 18.02.2019.].
- [40] Reński A. i in., *Opracowanie metody i wykonanie przykładowej analizy systemowej pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym przy częściowym skojarzeniu*, Politechnika Gdańska, Gdańsk, Praca w ramach strategicznego projektu badawczego NCBiR „Technologie wspomagające rozwój bezpiecznej energetyki jądrowej”, 09.2014.
- [41] Reński A., *Optymalizacja rozwoju scentralizowanych systemów zasilania w ciepło aglomeracji miejskich*. Gdańsk: Politechnika Gdańska, 2002.

- [42] Reński A., *Elektrownie i elektrociepłownie jądrowe źródłem ciepła dla systemów ciepłowniczych*, Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej, Nr 8, s. 515–520, 2009.
- [43] Reński A. i in., *Kogeneracja jądrowa: analiza technicznych możliwości i szacowanie kosztów*, Acta Energetica, Nr 2, 2015.
- [44] Sowiński J., *Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla a koszty systemów CCS w elektrowniach*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Nr 2/2, s. 543–554, 2009.
- [45] Staffell I. i in., *Energy Revolution: A Global Outlook*, Drax: Selby, 12.2018.
- [46] Szafran R., *Metodologia wyznaczania charakterystyk energetycznych urządzeń podstawowych w elektrowniach ciepłych*. Wrocław: Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, 1986.
- [47] Szkarowski A., Łatowski L., *Ciepłownictwo*. Warszawa: Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, 2012.
- [48] The Intergovernmental Panel on Climate Change, *Global Warming of 1.5 °C*, Genewa, 2018.
- [49] Tokarz T., *Kontrola procesów ciepłych w siłowniach parowych. Część II. Bilansowanie bloków energetycznych*. Kraków: Wydawnictwo Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, 2015.
- [50] Tuomisto H., *Nuclear District Heating Plans from Loviisa to Helsinki Metropolitan Area*, zaprezentowano na Technical and Economic Assessment of Non-Electric Applications of Nuclear Energy, Paris, 2013.
- [51] Weather Underground, *Pogoda Historia dla Gdansk Airport, Poland*, 02.2014. Strona www: [http://www.wunderground.com/history/airport/EPGD/1996/1/1/CustomHistory.html?dayend=31&monthend=2&yearend=2014&req\\_city=NA&req\\_state=NA&req\\_statenamename=NA](http://www.wunderground.com/history/airport/EPGD/1996/1/1/CustomHistory.html?dayend=31&monthend=2&yearend=2014&req_city=NA&req_state=NA&req_statenamename=NA).
- [52] Westinghouse, *ML11171A341 - Westinghouse AP1000 Design Control Document Rev. 19 - Tier 2 Chapter 10 – Steam and Power Conversion System – Section 10.1 Summary Description*, 06.2011.
- [53] WysokieNapiecie.pl, *Rząd przyznaje: Polska nie osiągnie celu OZE na 2020*. Strona www: <https://wysokienapiecie.pl/16129-cel-polski-oze-2020-nie-zrealizujemy-rzad/>. [Dostęp: 13.01.2019.].