POLITECHNIKA ŚLĄSKA
WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI

Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych

Streszczenie pracy doktorskiej

Wpływ wybranych parametrów na charakterystyki energetyczne i ekonomiczne elektrowni z kotłem fluidalnym, tlenownią kriogeniczną i instalacją CCS

mgr inż. Aleksandra Dryjańska

Promotor: prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz

Promotor pomocniczy: dr inż. Katarzyna Janusz-Szymańska

Recenzenci: prof. dr hab. inż. Maciej Chorowski

prof. dr hab. inż. Robert Sekret

Gliwice 2016

Autor: mgr inż. Aleksandra Dryjańska
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice
e-mail: aleksandra.dryjanska@polsl.pl

Promotor: prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice
e-mail: janusz.kotowicz@polsl.pl

Promotor pomocniczy:
dr inż. Katarzyna Janusz-Szymańska
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice
e-mail: katarzyna.janusz-szymanska@polsl.pl

Wyniki przedstawione w pracy uzyskano w ramach badań współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/2/66420/10 - Strategiczny Program Badań - Zaawansowane Technologie pozyskiwania energii: opracowanie technologii spalania tlenowego w kotłach pyłowych i fluidalnych, zintegrowanych z wychwytywaniem CO_2.

Autorka była ponadto stypendystką projektu "DoktoRIS - Program stypendialny na rzecz innowacyjnego Śląska" współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego.

Spis treści:

1. Cel i zakres pracy…….....5
2. Wstęp……....5
3. Struktura i model układu pracującego w technologii oxy-spalania…….……....6
   3.1. Ogólna struktura bloku energetycznego typu oxy……....6
   3.2. Metodologia wyznaczania głównych wskaźników energetycznych….……....7
   3.3. Charakterystyka modelu analizowanej elektrowni typu oxy……....8
      3.3.1. Model turbiny parowej……...8
      3.3.2. Model tlenowego kotła fluidalnego……...9
      3.3.3. Model instalacji kriogenicznej separacji tlenu z powietrza…….11
      3.3.4. Model instalacji sekwestracji CO_2……... 15
4. Zintegrowany model bloku energetycznego typu oxy……...18
   4.1. Główne wskaźniki energetyczne analizowanego układu……....19
   4.2. Analiza integracji instalacji tlenowni kriogenicznej i układu CCS z obiegiem cieplnym bloku……....21
5. Analiza opłacalności ekonomicznej nadkrytycznej elektrowni typu oxy…….....23
6. Podsumowanie……...27
Literatura……... 30

1. Cel i zakres pracy

Przedmiotem rozprawy jest analiza termodynamiczna i ekonomiczna parowego bloku nadkrytycznego zasilanego węglem brunatnym, wyposażonego w cyrkulacyjny kocioł fluidalny pracujący w technologii spalania tlenowego, kriogeniczną instalację produkcji tlenu oraz instalację przygotowania CO_2 do transportu. Turbina parowa o mocy 600 MW zasilana jest parą świeżą o parametrach 29 MPa i 600 °C oraz parą wtórną 5 MPa i 620 °C. Blok ten stanowi jeden z przedmiotów badań w projekcie badawczym pt. "Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

Pracę rozszerzono o analogiczne analizy termodynamiczne i ekonomiczne dla boku super-nadkrytycznego o mocy 600 MW, o parametrach pary 30 MPa i 650/670 °C, który podjęto do badań w projekcie "DoktoRIS - Program stypendialny na rzecz innowacyjnego Śląska".

Głównym celem pracy jest opracowanie algorytmu obliczeniowego sprawności badanego układu i analiza możliwości jej zwiększenia, poprzez badanie wpływu wielu parametrów procesowych na tę sprawność; a także wyznaczenie podstawowych wskaźników ekonomicznych układu - w tym granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Najważniejsze cele cząstkowe postawione dla osiągnięcia podstawowego celu pracy to:

- dostosowanie oraz budowa modeli obliczeniowych poszczególnych modułów układu elektrowni (turbina parowa, cyrkulacyjny kocioł tlenowy, kriogeniczna instalacja tlenowni, instalacja separacji CO_2 ze spalin),
- integracja modeli w układ bloku energetycznego,
- opracowanie algorytmu wyznaczania głównych wskaźników energetycznych elektrowni typu oxy - w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej - oraz ich określenie,
- analiza wpływu wybranych parametrów na sprawność układu,
- analiza możliwości zwiększenia sprawności układu,
- wyznaczenie charakterystyk ekonomicznych układu.

2. Wstęp

Europejska polityka energetyczna w swoich założeniach mocno akcentuje ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (przede wszystkim CO_2) oraz wzrost efektywności wytwarzania energii elektrycznej. W Polsce największy udział wśród paliw wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej ma węgiel (59% stanowi węgiel kamienny, 34% - brunatny), dzięki czemu na rozwój systemu energetycznego naszego kraju istotny wpływ mają tzw. czyste technologie energetyczne (ang. *CCT - Clean Coal Technology*). Pozwalają one na korzystanie z węgla w sposób odpowiadający zasadom zrównoważonego rozwoju, jednak ich upowszechnienie i rozwój zależą m.in. od cen paliw czy niezawodności i elastyczności eksploatacyjnej bloków energetycznych [15]. Ponadto wpływają na zmniejszenie wpływu paliw tradycyjnych na środowisko, przez ograniczenie emisji szkodliwych gazów cieplarnianych. Istotne zatem są działania wpływające na poprawę efektywności termodynamicznej i ekonomicznej węglowych bloków energetycznych, a także rozwój technologii wychwytu dwutlenku węgla, włączając w nie warianty metod typowych dla czystych technologii węglowych [2].

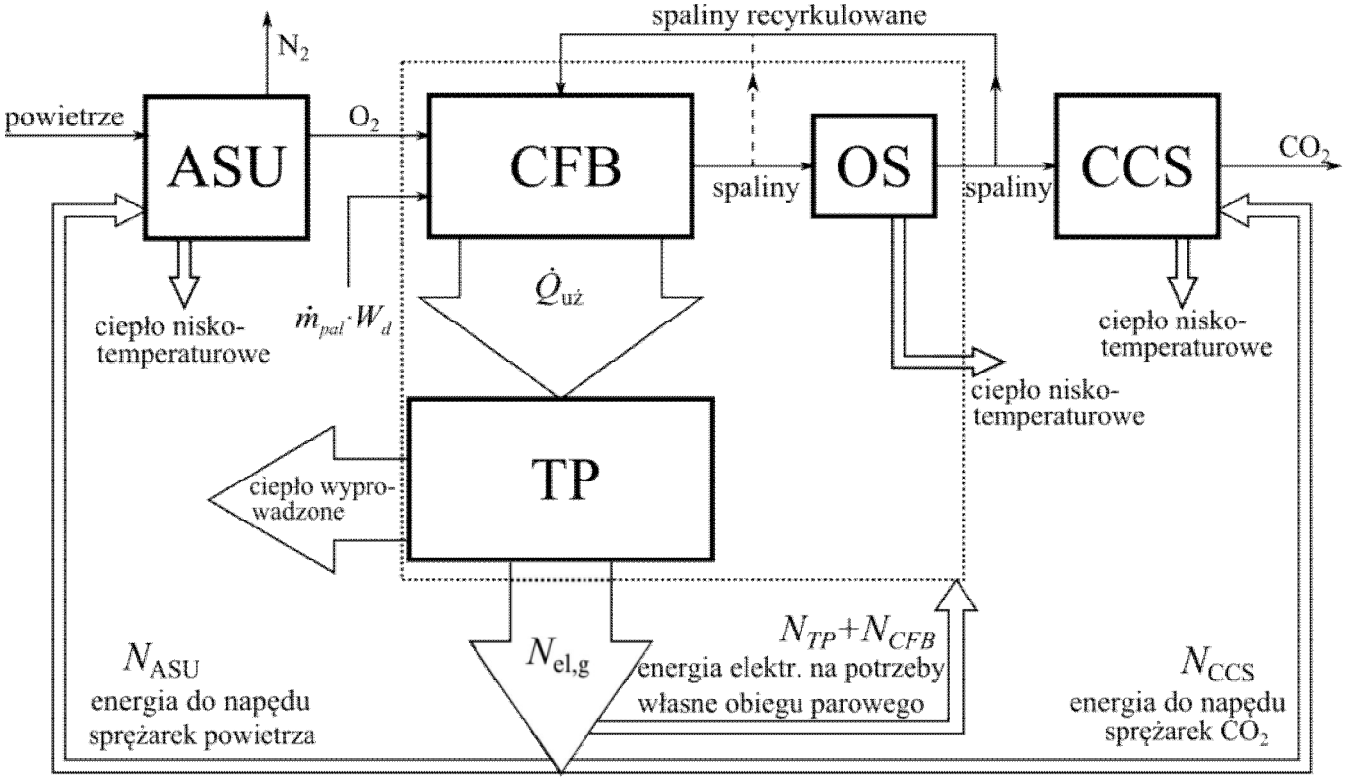
Spalanie tlenowe węgla (ang. *oxy-fuel combustion*) obok separacji CO_2 przed procesem spalania (ang. *pre-combustion*) oraz po procesie spalania (ang. *post-combustion*) należy do tzw. technologii prawie zero-emisyjnych. Ideą tej technologii jest spalanie paliwa w atmosferze wzbogaconej w tlen. Ze względów wytrzymałościowych, w układzie kotła stosuje się częściową recyrkulację spalin, przez co spalanie w rzeczywistości przebiega w atmosferze mieszaniny tlenu o wysokiej czystości (nawet powyżej 95%) i spalin bogatych w CO_2 i H_2O. W ten sposób, po odseparowaniu wilgoci ze spalin, ułatwiony zostaje wychwyt dwutlenku węgla. Ważną z zalet technologii *oxy-fuel combustion* jest możliwość spalania paliw o niskiej kaloryczności z dużą zawartością popiołu (jak np. węgiel brunatny). Tlen wymagany do procesu spalania uzyskiwany jest w jednostce rozdziału składników powietrza - tlenowni. Instalacje te w swym działaniu mogą opierać się o wszystkie dostępne metody rozdziału gazów, tj. adsorpcję, membrany czy procesy kriogeniczne [4, 11, 14]. Obecnie jednak na uzyskanie odpowiedniej ilości tlenu do spalania (rzędu kilku do kilkunastu tysięcy ton O_2 na dobę) pozwalają tlenownie kriogeniczne.

3. Struktura i model układu pracującego w technologii oxy-spalania

3.1. Ogólna struktura bloku energetycznego typu oxy

Możliwości konstrukcyjne układów technologii spalania tlenowego są bardzo różne. Ze sprawnością układu związane są też: suszenie paliwa, energochłonność tlenowni, sposób rozwiązania wychwytu CO_2, jak również jego przygotowanie do transportu.

Rys. 3.1. przedstawia blokowy schemat układu spalania tlenowego z kotłem fluidalnym z zaznaczeniem najważniejszych strumieni masy i energii.



Rys. 3.1. Schemat blokowy układu oxy zintegrowanego z wychwytem CO_2; ASU - tlenownia, CFB - kocioł fluidalny, TP - układ turbiny parowej, OS - osuszacz spalin, CCS - instalacja separacji CO_2

Kocioł fluidalny (CFB) zasilany jest węglem brunatnym, niosącym energię chemiczną ($\dot{m}_{pal} \cdot W_d$), którego spalanie zachodzi w atmosferze wzbogaconej w tlen. Jego stężenie w obrębie komory paleniskowej powinno wynosić 30% [3, 9, 13]. Wymagany strumień tlenu technicznego uzyskuje się w procesie rozdziału składników powietrza w tlenowni (ASU), gdzie ubocznym produktem jest azot. Powstałe spaliny składają się głównie z CO_2 i H_2O, co wpływa na znaczne ułatwienie wychwytu dwutlenku węgla. W celu uzyskania żądanej wartości stężenia tlenu (ok. 30%) stosowana jest częściowa recyrkulacja spalin wylotowych (typowo 60-80% objętości spalin [16, 18]). Za kotłem znajduje się osuszacz spalin (OS), którego zadaniem jest usunięcie z nich części wilgoci - wstępne przygotowanie strumienia spalin przed wejściem do instalacji separacji CO_2 (CCS), gdzie następuje sprężanie i upłynnianie dwutlenku węgla.

Moc elektryczna brutto elektrowni $N_{el,g}$, wytworzona w generatorze turbiny parowej (TP), zostaje pomniejszona o wartości mocy potrzeb własnych komponentów struktury bloku, tj. obiegu parowego ($N_{TP} + N_{CFB}$), tlenowni (N_{ASU}) oraz układu separacji CO_2 (N_{CCS}).

3.2. Metodologia wyznaczania głównych wskaźników energetycznych

Sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w bloku energetycznym definiowana jest jako sprawność brutto z uwzględnieniem potrzeb własnych układu, czyli jako stosunek różnicy mocy elektrycznej na generatorze ($N_{el,g}$) i potrzeb własnych (N_{PW}) do energii chemicznej paliwa doprowadzanego do układu:

$$\eta_{el,n} = \frac{N_{el,g} - N_{PW}}{\dot{m}_{pal} \cdot W_d} \tag{3.1}$$

Rozpisując ten wzór w następujący sposób:

$$\eta_{el,n} = \frac{N_{el,g}}{\dot{m}_{pal} \cdot W_d} \cdot (1 - \frac{N_{PW}}{N_{el,g}}) = \frac{N_{el,g}}{\dot{Q}_{uż}} \cdot \frac{\dot{Q}_{uż}}{\dot{m}_{pal} \cdot W_d} \cdot (1 - \frac{N_{PW}}{N_{el,g}}) \tag{3.2}$$

oraz korzystając z definicji na sprawność termiczną kotła i układu turbiny parowej, podanych odpowiednio zależnościami:

$$\eta_{t,k} = \frac{\dot{Q}_{uż}}{\dot{m}_{pal} \cdot W_d} \tag{3.3}$$

$$\eta_{t,TP} = \frac{N_{el,g}}{\dot{Q}_{uż}} \tag{3.4}$$

sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto można zapisać jako:

$$\eta_{el,n} = \eta_{t,TP} \cdot \eta_{t,k} \cdot (1 - \delta_{PW}) \tag{3.5}$$

gdzie całkowity wskaźnik potrzeb własnych elektrowni δ_{PW} opisuje zależność:

$$\delta_{PW} = \frac{N_{PW}}{N_{el,g}} \tag{3.6}$$

Całkowita moc potrzeb własnych elektrowni typu oxy jest sumą mocy elektrycznej potrzeb własnych wszystkich podukładów bloku, tj. układu turbiny parowej (N_{TP}), układu kotła (N_{CFB}), instalacji separacji tlenu z powietrza (N_{ASU}) oraz układu wychwytu dwutlenku węgla (N_{CCS}):

$$N_{PW} = N_{TP} + N_{CFB} + N_{ASU} + N_{CCS} \tag{3.7}$$

W związku z tym zależność (3.6) można zapisać, jako:

$$\delta_{PW} = \frac{N_{TP} + N_{CFB} + N_{ASU} + N_{CCS}}{N_{el,g}} \tag{3.8}$$

Całkowity wskaźnik potrzeb własnych elektrowni typu oxy można zatem wyrazić, jako sumę wskaźników cząstkowych określonych indywidualnie dla każdej instalacji technologicznej bloku (turbiny parowej (δ_{TP}), kotła fluidalnego (δ_{CFB}), tlenowni (δ_{ASU}) i układu separacji CO_2 (δ_{CCS})), analogicznie do wzoru (3.7):

$$\delta_{PW} = \delta_{TP} + \delta_{CFB} + \delta_{ASU} + \delta_{CCS} \tag{3.9}$$

3.3. Charakterystyka modelu analizowanej elektrowni typu oxy

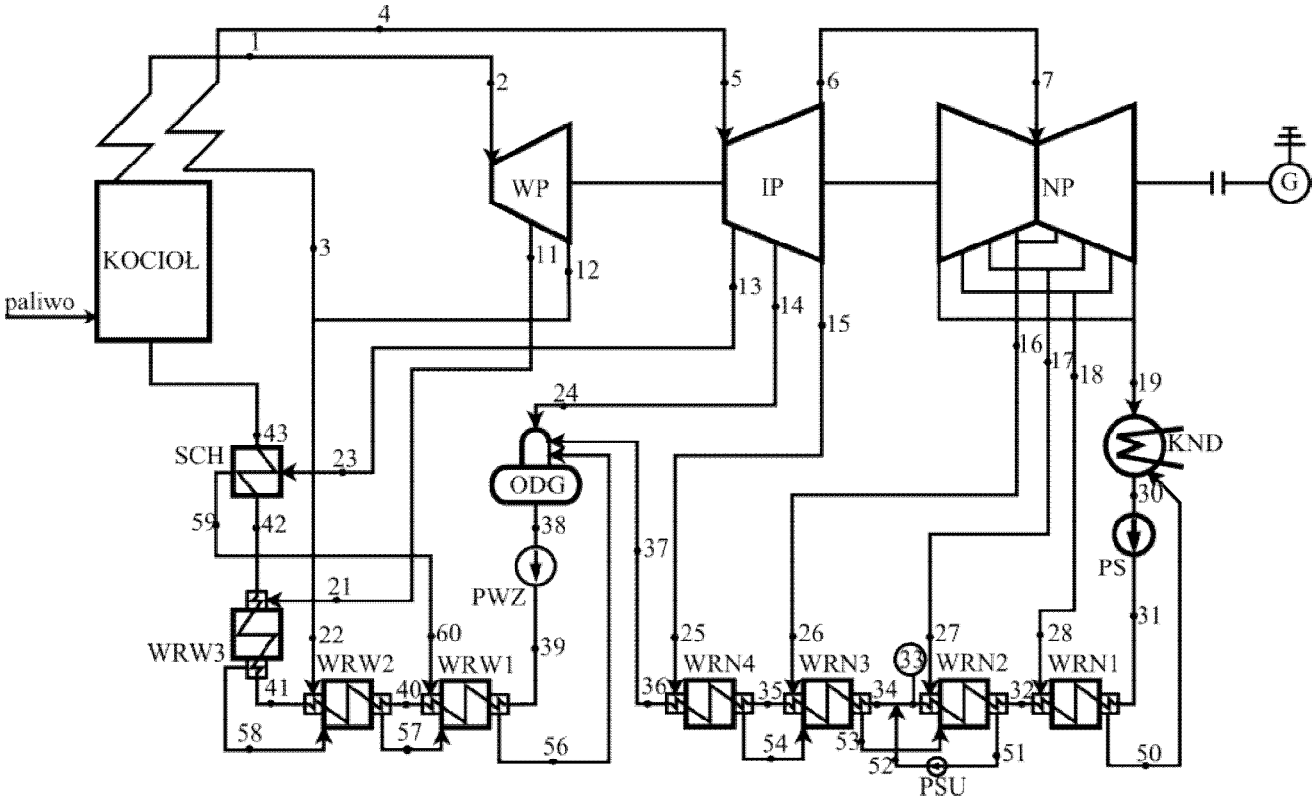
Przedmiotem badań w pracy jest blok energetyczny o mocy brutto 600 MW, pracujący w technologii spalania tlenowego o nadkrytycznych parametrach pary świeżej: 29 MPa/600 °C i pary wtórnej: 5 MPa/620 °C.

Model analizowanej elektrowni powstał jako integracja odrębnych modeli obliczeniowych poszczególnych komponentów technologicznych bloku, które powstały w środowiskach obliczeniowych programów GateCycle [6] i Aspen [1].

3.3.1. Model układu turbiny parowej

Model obliczeniowy układu turbiny parowej badanego bloku nadkrytycznego przyjęto na podstawie wytycznych projektu badawczego "Zaawansowane technologie pozyskiwania energii". Jego strukturę przybliżono na Rys. 3.2.

Turbina parowa składa sie z trzech części: wysokoprężnej (WP), średnioprężnej (IP) i niskoprężnej (NP). W układzie turbiny znajdują się: generator (G), skraplacz pary (KND), odgazowywacz (ODG), pompa skroplin (PS) i wody zasilającej (PWZ). System regeneracji turbiny składa się z siedmiu parowych wymienników: czterech niskoprężnych (WRN) - zasilanych parą z upustów części średnio- i niskoprężnej; oraz trzech wysokoprężnych (WRW) - zasilanych parą upustową z części wysoko- i średnioprężnej. Wśród głównych założeń znajdują się temperatura wody zasilającej równa 297 °C oraz ciśnienie w skraplaczu wynoszące 5 kPa.



Rys. 3.2. Schemat obiegu parowego bloku energetycznego typu oxy o mocy 600 MW

Wszystkie założone wielkości pozwalają na wyznaczenie strumienia pary świeżej równego 431,02 kg/s i pary wtórnej równego 364,82 kg/s. W celu utrzymania mocy na generatorze na stałym poziomie (600 MW), założono stałość strumienia ciepła doprowadzanego do obiegu turbiny, który wyniósł 1181,7 MW.

3.3.2. Model tlenowego kotła fluidalnego

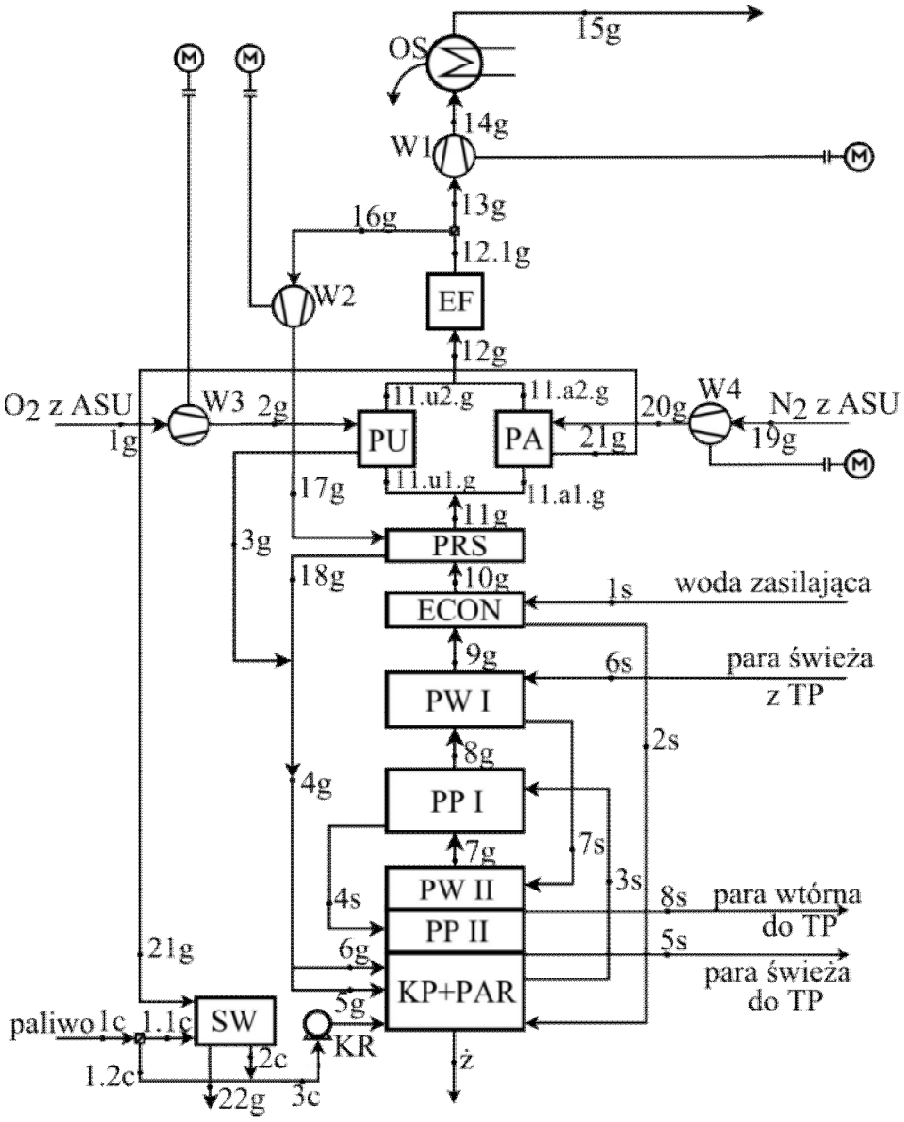
Do obliczeń układu kotła zaadaptowano model cyrkulacyjnego tlenowego kotła fluidalnego, zbudowanego w programie GateCycle. Jako ciąg radiacyjny wykorzystano gotowy moduł kotła fluidalnego, dostępny w programie. Pełni on rolę komory paleniskowej i parowacza (KP+PAR), a także ostatnich stopni przegrzewaczy pary świeżej (PP II) i wtórnej (PW II). W ciągu konwekcyjnym znajdują się pierwsze stopnie przegrzewaczy pary świeżej (PP I) i wtórnej (PW I), podgrzewacz wody (ECON) oraz pozostałe wymienniki ciepła, tj. podgrzewacze: spalin recyrkulowanych (PRS), tlenu technicznego z tlenowni (PU) oraz azotu (PA) - w układzie z suszarką paliwa.

Paliwem dostarczanym do układu jest węgiel brunatny "Turów" o składzie: $c = 28{,}6\%$, $s = 0{,}95\%$, $h = 2{,}20\%$, $n = 0{,}25\%$, $o = 8\%$, *popiół* $= 17{,}5\%$, *wilgoć* $= 42{,}5\%$ i wartości opałowej równej 9960 kJ/kg. Założony stosunek nadmiaru utleniacza wynosi $\lambda = 1{,}2$. Na tej podstawie wyznaczany jest strumień paliwa doprowadzanego do komory paleniskowej.

W pracy zbadano m.in.:

- dwa sposoby poboru spalin do recyrkulacji: 1) zza elektrofiltru - recyrkulacja mokra; 2) zza osuszacza spalin - recyrkulacja sucha (oznaczona na Rys. 3.3. linią przerywaną),
- wpływ podsuszania paliwa azotem uzyskanym z ASU jako produkt uboczny (suszarka węgla została zamodelowana jako bezprzeponowy wymiennik ciepła, na podstawie bilansów masy i energii - bez uwzględnienia kinetyki procesu suszenia).

Rys. 3.3. przedstawia układ kotła w integracji z suszarką paliwa, z recyrkulacją mokrą spalin.



Rys. 3.3. Schemat układu kotła fluidalnego zintegrowanego z suszarką paliwa (w układzie z recyrkulacją spalin wilgotnych)

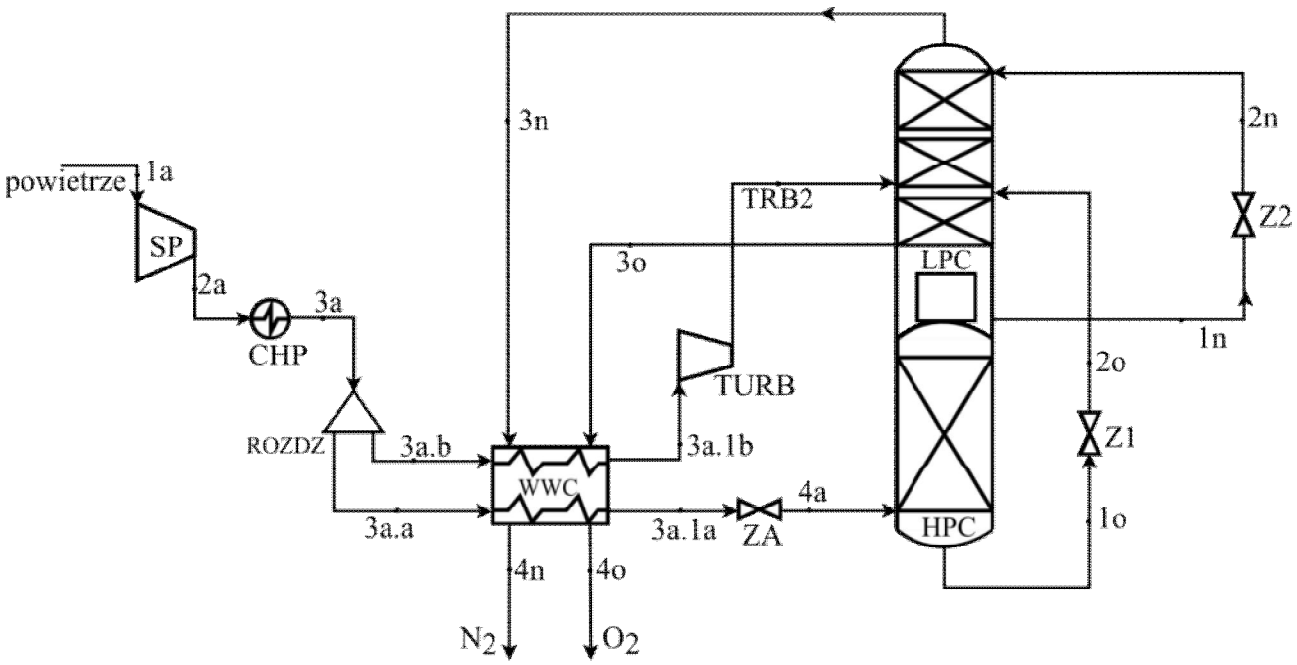
Sprawność termiczna kotła, wyznaczona metodą bezpośrednią, wyniosła 90,79% dla układu z recyrkulacją suchą spalin oraz 92,30% dla recyrkulacji spalin wilgotnych. Po integracji układu z suszarką paliwa otrzymano tę sprawność równą 93,07%.

Wskaźnik potrzeb własnych układu kotła wyznaczany jest jako odniesienie zapotrzebowania na moc elektryczną kotła (zależącego od wymagań elektrycznych wentylatorów: spalin wyciągowych, spalin recyrkulowanych, tlenu technicznego oraz azotu z ASU) do mocy elektrycznej brutto bloku:

$$\delta_{CFB} = \frac{N_{W1} + N_{W2} + N_{W3} + N_{W4} + N_{KR} + N_{EF}}{N_{el,g}} \tag{3.10}$$

3.3.3. Model instalacji kriogenicznej separacji tlenu z powietrza

Model tlenowni kriogenicznej został zbudowany w programie obliczeniowym Aspen, jako układ dwu kolumn rektyfikacyjnych Lindego sprzężonych ze sobą cieplnie, jak pokazano na Rys. 3.4. Ważny jest dobór takich ciśnień w kolumnach, aby uzyskać temperaturę skraplania azotu w dolnej kolumnie wyższą od temperatury wrzenia tlenu w kolumnie górnej.



Rys. 3.4. Schemat instalacji kriogenicznej jednostki produkcji tlenu z powietrza

Powietrze (w pracy traktowane jako mieszanina azotu 78,1%, tlenu 21% i argonu 0,9%) przepływa przez sprężarkę (SP) i chłodnicę (CHP), a następnie rozdzielane jest na dwie części w elemencie ROZDZ, według:

$$(u)_{3a.a} = \frac{\dot{m}_{3a.a}}{\dot{m}_{3a}} \tag{3.11}$$

przy założeniu zerowych strat ciepła do otoczenia z układu międzykolumnowego. Oba strumienie powietrza kierowane są do wielostrumieniowego wymiennika ciepła (WWC), gdzie są wstępnie chłodzone - przez rozdzielone już strumienie azotu i tlenu technicznego - do temperatury koniecznej dla procesu kriogenicznej separacji składników powietrza. Większa część powietrza doprowadzana jest do kolumny wysokiego ciśnienia (HPC) - gdzie pod wpływem odpowiedniego profilu temperatur zachodzi wstępne rozdzielenie powietrza, zaś pozostała część rozprężana jest w detanderze (TURB) do niskiego ciśnienia, korespondującego z ciśnieniem panującym w kolumnie nisko-ciśnieniowej (LPC). Zachodzi tu ponowne odseparowanie składników, w celu uzyskania wyższej czystości tlenu.

Model układu kriogenicznego ASU analizowano pod kątem uzyskania możliwie najkorzystniejszych wskaźników tlenowni - przede wszystkim energochłonności produkcji tlenu, którą określano z pomocą zależności:

$$EN_{ASU} = \frac{N_{ASU}}{(\dot{m}_{O_2})_{4o}} = \frac{N_{SP} - N_{TURB}}{(\dot{m}_{O_2})_{4o}} \tag{3.12}$$

Jako czystość uzyskiwanego tlenu $(O_2)_{4o}$ określa się molową zawartość O_2 w strumieniu produktu, zaś stopień odzysku tlenu to stosunek czystego tlenu zawartego w tym strumieniu do tlenu zawartego w powietrzu dostarczanym do instalacji:

$$R_{O_2} = \frac{(\dot{m}_{O_2})_{4o}}{(\dot{m}_{O_2})_{1a}} \tag{3.13}$$

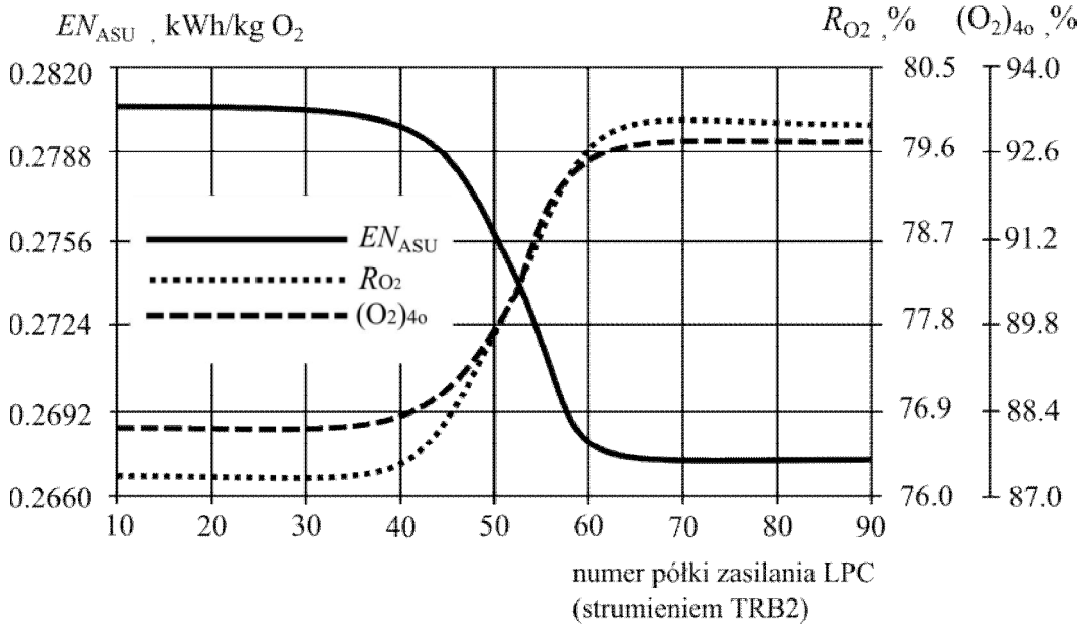
Wskaźnik potrzeb własnych instalacji tlenowni wyznaczono jako stosunek mocy koniecznej do napędu sprężarki powietrza oraz detandera do mocy brutto bloku:

$$\delta_{ASU} = \frac{N_{ASU}}{N_{el,g}} = \frac{N_{SP} - N_{TURB}}{N_{el,g}} \tag{3.14}$$

Do obliczeń wstępnych przyjęto m.in.: stałe wartości strumieni powietrza doprowadzanego do ASU (500 kg/s) oraz tlenu technicznego o czystości 95% (100 kg/s, ciśnienie sprężania powietrza (wstępnie przyjęto p_{2a} = 6 bar) oraz ciśnienia wewnątrz kolumn destylacyjnych: 5 bar w HPC (50 półek) oraz 1,15 bar w LPC (100 półek). Przyjęto także miejsca zasileń obu kolumn powietrzem: kolumna HPC - na ostatnią półkę; kolumna LPC - na półkę nr 40 strumieniem zza detandera. Dla tych założeń uzyskano: EN_{ASU} = 0,297 kWh/kg O_2, $(O_2)_{4o}$ = 88,3% oraz przy R_{O2} = 76,4%.

W celu obniżenia energochłonności tlenowni przeanalizowano m.in.:

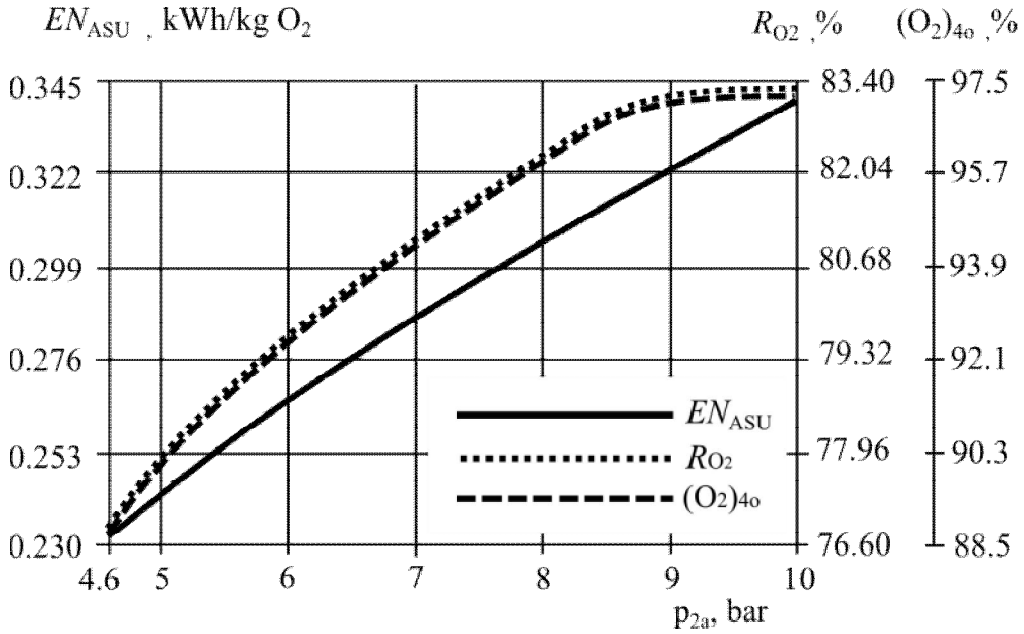
- wpływ miejsca zasilania kolumny niskiego ciśnienia strumieniem sprężonego powietrza (zza detandera), co pokazano na Rys. 3.5.



Rys. 3.5. Energochłonność tlenowni, czystość i stopień odzysku tlenu w funkcji numeru półki zasilania kolumny LPC strumieniem powietrza zza detandera

Do dalszych analiz przyjęto półkę nr 70, jako miejsce zasilania LPC powietrzem, przy której uzyskano: EN_{ASU} = 0,268 kWh/kg O_2, R_{O2} = 79,8% i $(O_2)_{4o}$ = 92,7%.

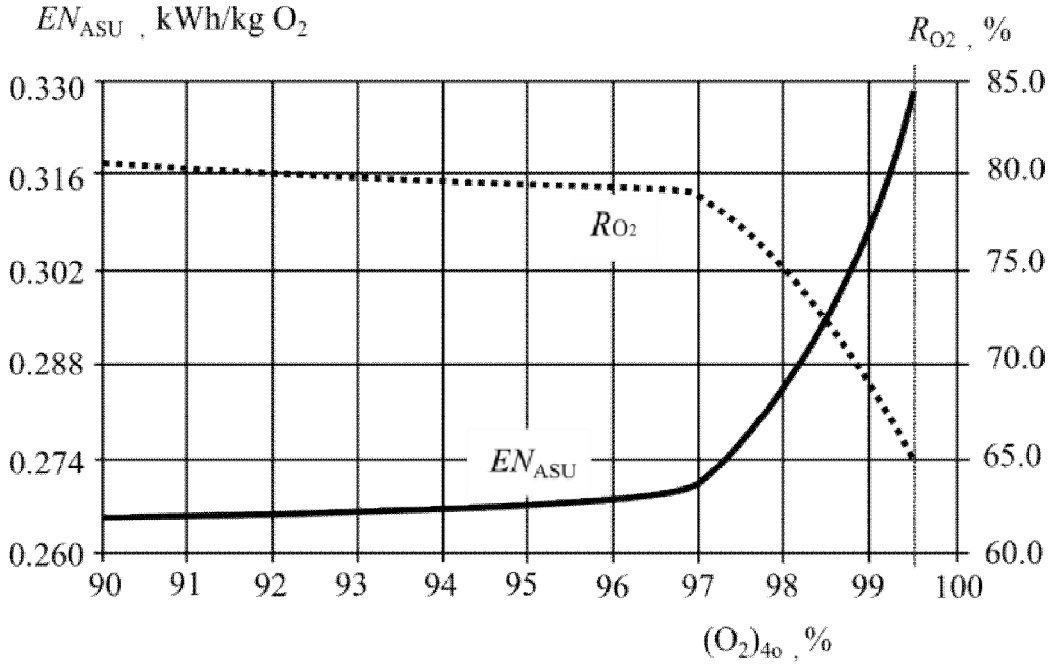
- wpływ ciśnienia sprężania powietrza na czystość tlenu - istotą jest odpowiedni poziom Δt w parowaczo-skraplaczu (3-4 K) - kontrola ciśnień w kolumnach. Wyniki przedstawia Rys. 3.6.



Rys. 3.6. Energochłonność tlenowni, czystość i stopień odzysku tlenu w funkcji ciśnienia sprężania powietrza

Dedykowaną dla bloków energetycznych czystość 95%, uzyskuje się w tak zbudowanym modelu przy p_{2a} = 7,45 bar, jednocześnie EN_{ASU} = 0,297 kWh/kg O_2.

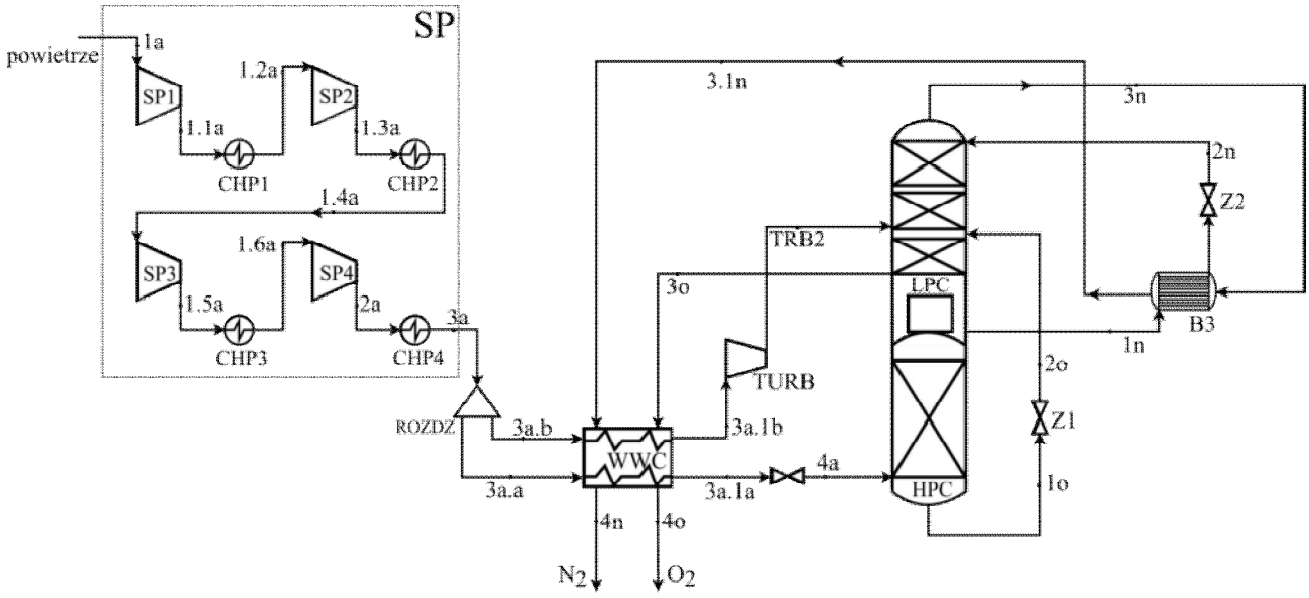
- wpływ żądanej czystości tlenu na energochłonność jego produkcji - przygotowanie modelu ASU do integracji z modelem kotła, gdzie determinowany jest strumień tlenu technicznego.



Rys. 3.7. Energochłonność tlenowni i stopień odzysku tlenu w funkcji zadawanej czystości tlenu

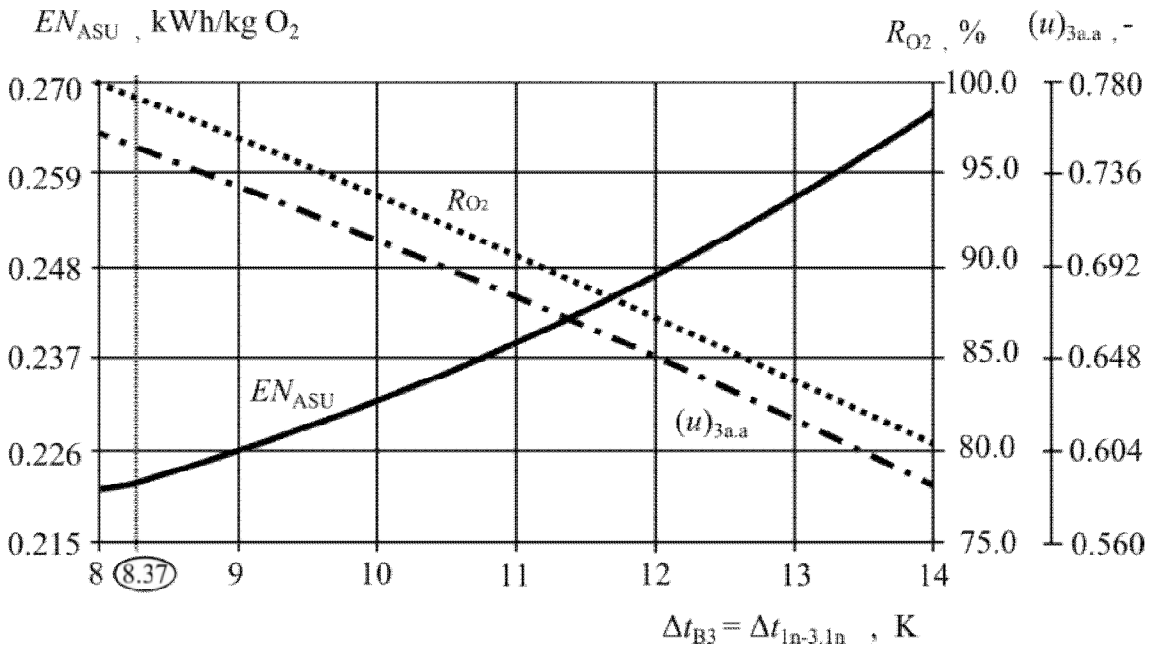
Dla czystości tlenu 95%, w celu uzyskania 100 kg/s tlenu technicznego, strumień powietrza koniecznego do sprężenia do p_{2a} = 6 bar wynosi 513,8 kg/s, skąd: EN_{ASU} = 0,269 kWh/kg O_2, R_{O2} = 79,4%, przy $(u)_{3a.a}$ = 57,8%.

- <u>wpływ regeneracji ciepła kriogenicznego układu dwukolumnowego na energochłonność produkcji tlenu</u> - zwiększenie stopnia rozdziału powietrza poprzez wbudowanie dodatkowego wymiennika B3, jak na Rys. 3.8.



Rys. 3.8. Schemat instalacji kriogenicznej z wymiennikiem chłodzącym strumień azotu kierowanego do kolumny niskiego ciśnienia (B3)

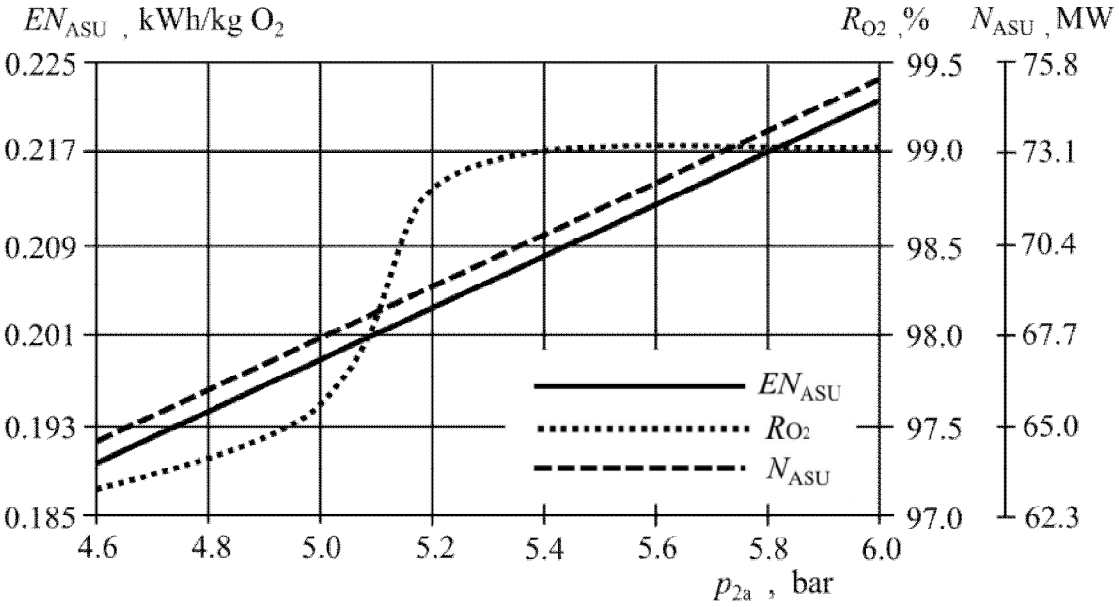
Wielkością zadawaną w wymienniku B3 jest różnica temperatur $\Delta t_{1n\text{-}3.1n}$. Wyniki analizy pokazano na Rys.3.9.



Rys. 3.9. Energochłonność instalacji ASU, stopień odzysku tlenu oraz rozdział strumienia sprężonego powietrza w funkcji różnicy temperatur $\Delta t_{1n\text{-}3.1n}$ (w B3)

Przy założonej czystości tlenu 95%, dla najkorzystniejszej wartości $\Delta t_{1n\text{-}3.1n} = 8{,}37$ K: $EN_{ASU} = 0{,}222$ kWh/kg O_2, $R_{O2} = 99{,}03\%$ oraz $(u)_{3a.a} = 74{,}7\%$.

- wpływ ciśnienia sprężania powietrza na energochłonność ASU (z wymiennikiem B3) - analiza obniżenia p_{2a} i jego wpływu na wskaźniki tlenowni (w zakresie od 4,6 bar [12] do 6 bar), przy zadanym strumieniu tlenu technicznego 100 kg/s. Wyniki pokazano na Rys. 3.10.



Rys. 3.10. Energochłonność i moc potrzeb własnych instalacji ASU oraz stopień odzysku tlenu w funkcji ciśnienia sprężania powietrza w układzie tlenowni z regeneracją ciepła międzykolumnowego

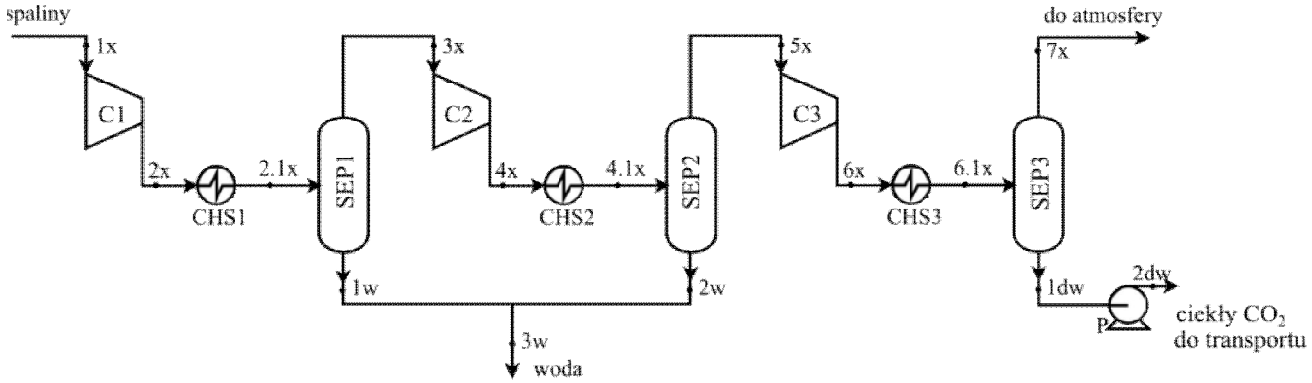
Obniżając ciśnienie sprężania powietrza z 6 bar do 4,6 bar, zredukowano energochłonność produkcji tlenu z 0,222 kWh/kg O_2 do 0,190 kWh/kg O_2.

Do analiz zintegrowanego układu elektrowni typy oxy przyjęto dwa warianty tlenowni kriogenicznej z regeneracją ciepła, zależnie od ciśnienia powietrza za SP: 1) 6 bar; 2) 4,6 bar.

3.3.4. Model instalacji sekwestracji CO_2

Jednostkę wychwytu CO_2 ze spalin współpracującą z analizowaną elektrownią typu oxy, zamodelowano w środowisku programu Aspen. Układ ten zasilany jest strumieniem spalin wylotowych z układu kotła, a tworzą go dwa podzespoły: 1) system osuszania spalin - dwie pierwsze sprężarki (C1 i C2) wraz z separatorami fazowymi (SEP1 i SEP2), który pozwala na redukcje zawilgocenia spalin do setnych części %obj.; 2) system właściwego oddzielenia CO_2 z gazu - przy założeniu odpowiedniego stopnia odzysku dwutlenku węgla.

Schemat instalacji CCS przedstawiono na Rys. 3.11.



Rys. 3.11. Schemat instalacji separacji dwutlenku węgla ze spalin

Układ analizowano pod względem jego głównych wskaźników, tj.: energochłonności wychwytu CO_2:

$$EN_{CCS} = \frac{N_{CCS}}{(\dot{m}_{CO_2})_{1dw}} \tag{3.15}$$

czystości wychwyconego CO_2 oraz jego stopnia odzysku:

$$R_{CO_2} = \frac{(\dot{m}_{CO_2})_{1dw}}{(\dot{m}_{CO_2})_{1x}} \tag{3.16}$$

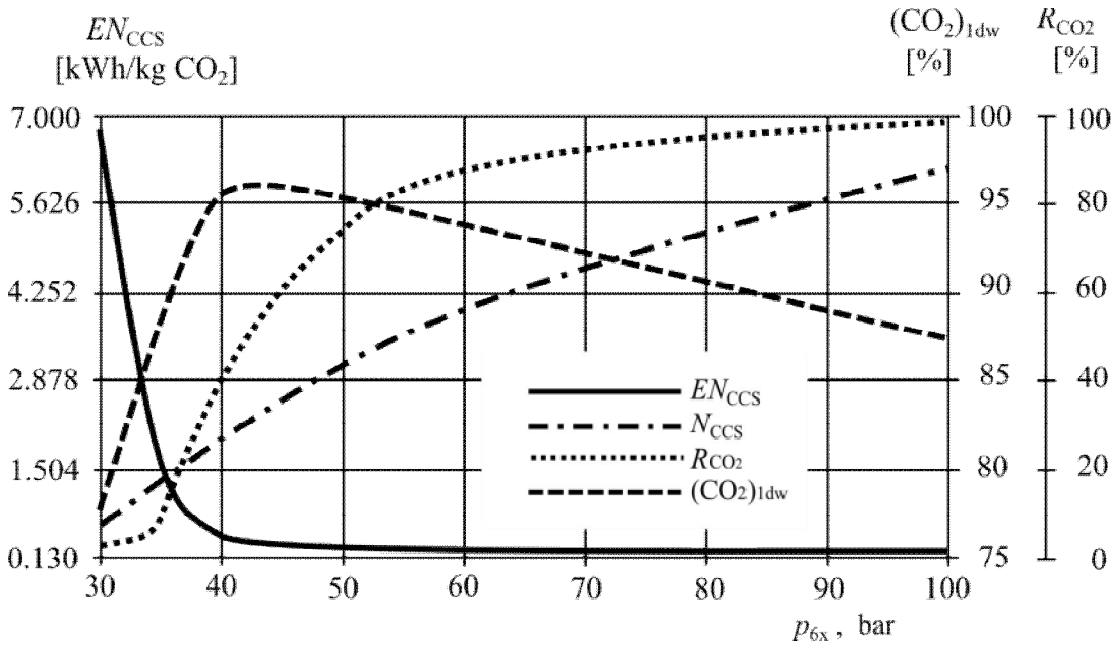
Wskaźnik potrzeb własnych układu CCS wyznaczono jako stosunek mocy koniecznej do napędu sprężarek spalin i pompy ciekłego CO_2 do mocy elektrycznej brutto bloku:

$$\delta_{CCS} = \frac{N_{CCS}}{N_{el,g}} = \frac{\sum N_{C_i} + N_P}{N_{el,g}} \tag{3.17}$$

Główne założenia zawierają m.in.: ciśnienie końcowe sprężania spalin p_{6x} = 65 bar, temperatura chłodzenia międzystopniowego spalin równa 46 °C, ciśnienie za pompą ciekłego CO_2 p_{2dw} = 150 bar. W pracy przeprowadzono analizę modelu układu CCS przy założeniu stałej, jak i zmiennej wartości R_{CO2}.

Analizowano m.in.:

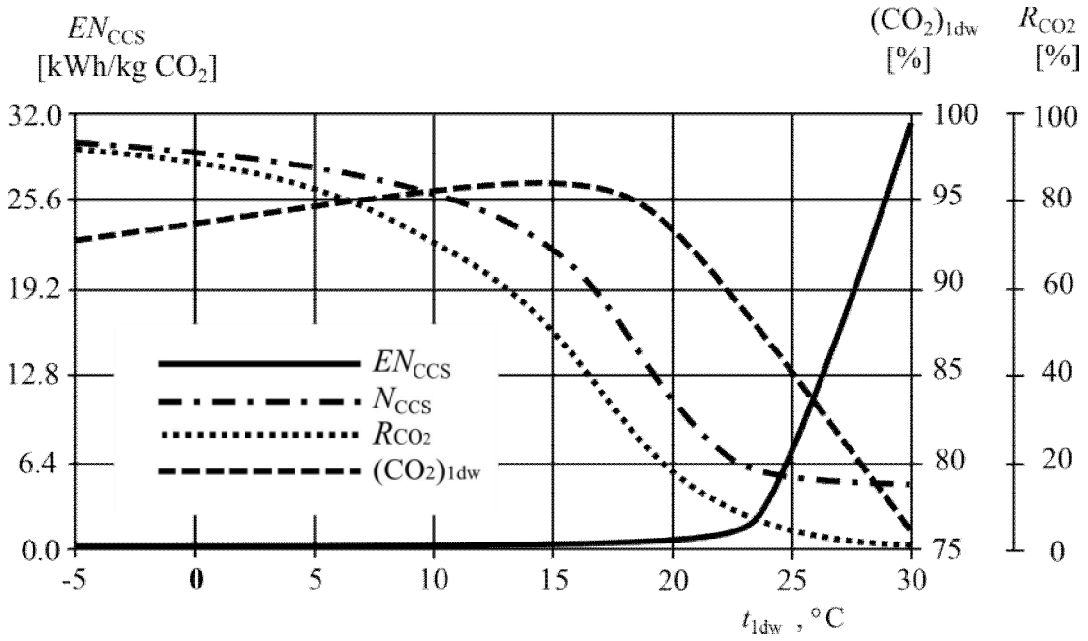
- zmianę końcowego ciśnienia sprężania spalin co pokazano na Rys. 3.12.



Rys. 3.12. Energochłonność, czystość i stopień odzysku dwutlenku węgla w funkcji końcowego ciśnienia sprężania spalin w układzie separacji CO_2

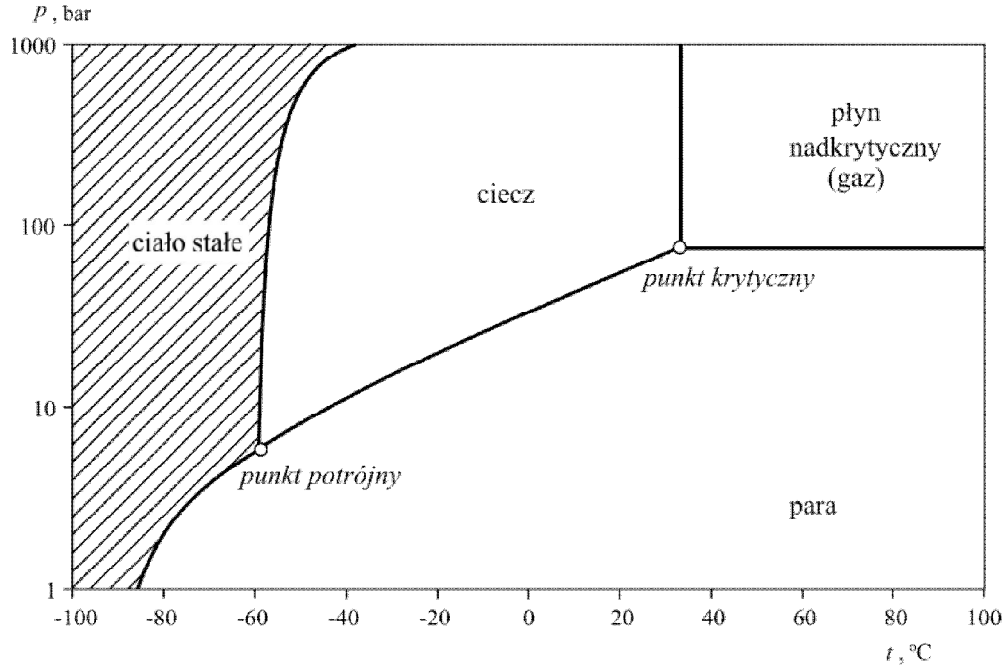
Maksymalna czystość CO_2, uzyskana w modelu wyniosła 96%, przy R_{CO2} = 52,9%.

- zmianę temperatury ciekłego CO_2 za ostatnim separatorem fazowym (dla $p_{6x} = 65$ bar), co pokazano na Rys. 3.13.



Rys. 3.13. Energochłonność, czystość i stopień odzysku dwutlenku węgla w funkcji temperatury ciekłego strumienia CO_2

W analizie tej należało pamiętać o parametrach punktu krytycznego dla CO_2, jak wynika z wykresu fazowego, pokazanego na Rys. 3.14.



Rys. 3.14. Wykres fazowy CO_2

Obecnie akceptowalnym poziomem odzysku dwutlenku węgla ze spalin pochodzących z bloków energetycznych (w myśl redukcji emisji tego związku, narzuconej przez europejską politykę energetyczną) jest poziom 90%, przy czystości separowanego CO_2 powyżej 0,9.

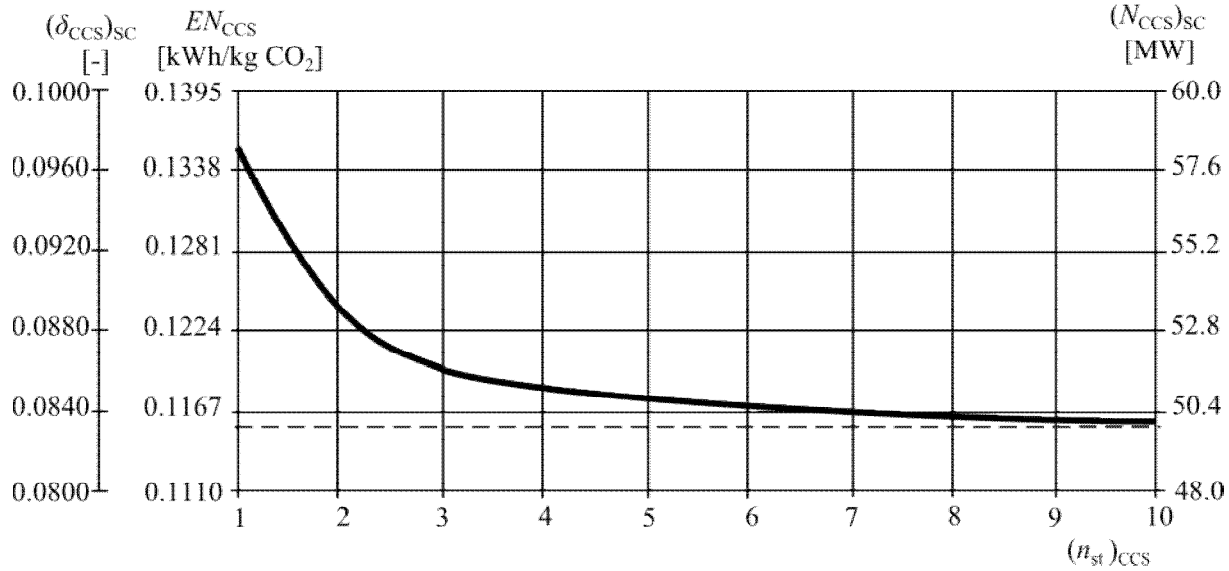
Przeprowadzone obliczenia mają na celu uzasadnienie wyboru wartości poszczególnych wielkości, np. ciśnienia końcowego sprężania spalin 65 bar, dla którego przy R_{CO2} = 90%, czystość CO_2 wynosi ok. 93%.

Dla stałej wartości stopnia odzysku analizowano także m.in.

- zwiększenie stopni sprężania spalin - przyjęto maksymalnie po 10 stopni sprężania w każdej sprężarce, uwzględniając temperaturę na wlotach do każdego kolejnego stopnia sprężania) równą 46 °C. W każdej sprężarce wartość sprężu określana była na podstawie zależności:

$$\beta_{C_i} = \sqrt[j]{\frac{p_{wyl,i}}{p_{wl,i}}} \tag{3.18}$$

Wyniki pokazano na Rys. 3.15.



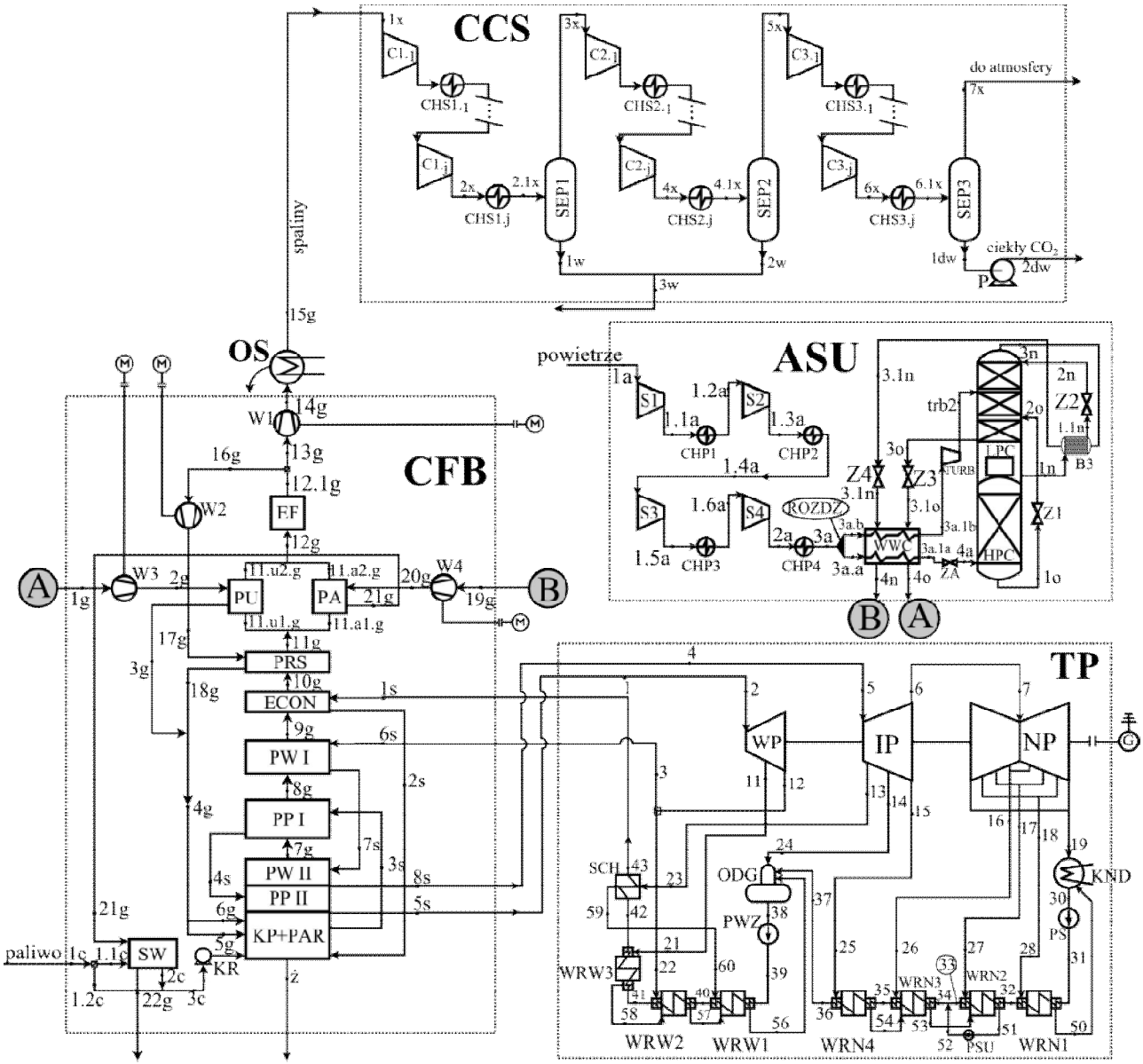
Rys. 3.15. Zmiany mocy potrzeb własnych i ich wskaźnika oraz energochłonności układu CCS w miarę zmian liczby stopni sprężania spalin

Do obliczeń zintegrowanego bloku energetycznego przyjęto dwa warianty układu wychwytu CO_2: 1) z trzema sprężarkami jednostopniowymi (gdzie EN_{CCS} = 0,135 kWh/kg CO_2); 2) z trzema sprężarkami czterostopniowymi (gdzie EN_{CCS} = 0,118 kWh/kg CO_2).

4. Zintegrowany model bloku energetycznego typu oxy

Blokiem odniesienia dla analizowanego układu typu oxy (oznaczonego jako "OXY") jest elektrownia pracująca w technologii spalania węgla w powietrzu (oznaczona jako "AIR"). Najważniejsze wskaźniki energetyczne tego bloku to: sprawność obiegu turbiny parowej równa 50,78% oraz sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej 42,51%, przy sprawności termicznej kotła 91% oraz wskaźniku potrzeb własnych układu 8%.

Na Rys. 4.1. przedstawiono szczegółowy schemat analizowanego bloku energetycznego.



Rys. 4.1. Szczegółowy schemat struktury elektrowni pracującej w technologii spalania tlenowego z kriogeniczną jednostką produkcji tlenu

4.1. Główne wskaźniki energetyczne analizowanego układu

Jako referencyjny układ elektrowni typu oxy przyjęto blok, charakteryzujący się:

- sposobem recyrkulacji spalin wilgotnych w układzie kotła,
- ciśnieniem sprężania powietrza w tlenowni kriogenicznej równym 6 bar (w czterostopniowej sprężarce powietrza),
- trzema jednostopniowymi sprężarkami spalin w układzie separacji CO_2 (sprężającymi spaliny do ciśnienia 65 bar).

Ponadto założono czystość tlenu technicznego produkowanego w ASU 95%, oraz stopień odzysku dwutlenku węgla w CCS 90%. Układ ten oznaczono w pracy jako SC OXY / ASU REF / CCS1K.

Pozostałe najważniejsze założenia do obliczeń zintegrowanego modelu bloku nadkrytycznego typu oxy zebrano w Tabeli 4.1.

Tabela 4.1.

Główne założenia do obliczeń modelu elektrowni typu oxy z tlenownią kriogeniczną

Wyszczególnienie	Ozn.	Jedn.	Wartość
Ciśnienie otoczenia	p_{ot}	bar	1,013
Temperatura otoczenia	t_{ot}	°C	15
Temperatura wody zasilającej	t_{1s}	°C	297
Stosunek nadmiaru utleniacza	λ	-	1,2
Zawartość pierwiastka węgla w popiele	$C_{ż}$	%	0,5
Spadek temp. azotu w suszarce paliwa ($\Delta T_{21g-22g}$)	ΔT_1	K	60
Zawartość wilgoci w węglu osuszonym	w_{2c}	%	30
Parametry powietrza wlotowego do tlenowni	p_{1a}	bar	1,01325
	t_{1a}	°C	15
Temp. chłodzenia międzystopniowego powietrza w SP	$t_{CHP,i}$	°C	25
Ciśnienie procesowe w kolumnie HPC / LPC	p_{HPC} / p_{LPC}	bar	5 / 1,15
Ciśnienie i temperatura spalin na wejściu do CCS	p_{1x}	bar	1,0133
	t_{1x}	°C	46,07
Ciśnienie za pompą ciekłego strumienia bogatego w CO_2 (ciśnienie strumienia do transportu)	p_{2dw}	bar	150

Na podstawie obliczeń otrzymano wartości głównych wskaźników energetycznych analizowanej elektrowni nadkrytycznej typu oxy o mocy brutto 600 MW, tj.: sprawność termiczną kotła $\eta_{t,k}$ = 93,10%, sprawność termiczną turbiny parowej $\eta_{t,TP}$ = 50,78%, całkowity współczynnik potrzeb własnych bloku δ_{PW} = 0,3202, a co za tym idzie - sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej $\eta_{el,n}$ = 32,13%. Wskaźniki potrzeb własnych poszczególnych modułów elektrowni zawarto w Tabeli 4.2.

Tabela 4.2.

Wskaźniki potrzeb własnych modułów podstawowego układu elektrowni typu oxy

Wyszczególnienie	Oznacz.	Jedn.	Wartość
wskaźnik potrzeb własnych:			
• układu kotła fluidalnego	δ_{CFB}		0,0308
• instalacji separacji tlenu z powietrza	δ_{ASU}	-	0,1591
• obiegu turbiny parowej	δ_{TP}		0,0332
• instalacji separacji CO_2 ze spalin	δ_{CCS}		0,0971

W przyjętym układzie nadkrytycznego bloku typu oxy, stworzono dodatkowe warianty, poprzez działania takie jak: obniżenie ciśnienia końcowego sprężania powietrza w układzie tlenowni kriogenicznej do 4,6 bar (oznaczone jako ASU OPT), zastosowanie czterech stopni sprężania w każdej z trzech sprężarek spalin w układzie separacji CO_2 (oznaczone jako CCS4K), które pozwoliły na uzyskanie wyższej sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej. Tabela 4.3 przedstawia wartości wskaźników energetycznych elektrowni, uzyskane dla każdego z tych wariantów.

Tabela 4.3.

Wskaźniki potrzeb własnych modułów podstawowego układu elektrowni typu oxy

Wyszczególnienie	Ozn.	Jedn.	Wartość		
			SC OXY ASU REF CCS1K	SC OXY ASU OPT CCS1K	SC OXY ASU OPT CCS4K
Sprawność termiczna kotła	$\eta_{t,k}$	%	93,10	93,10	93,10
Sprawność termiczna obiegu turbiny parowej	$\eta_{t,TP}$	%	50,78	50,78	50,78
Wskaźnik potrzeb własnych bloku,	δ_{PW}	%	32,02	29,68	28,50
w tym:					
• układu kotła fluidalnego	δ_{CFB}		3,08	3,08	3,08
• instalacji separacji tlenu z powietrza	δ_{ASU}		15,91	13,57	13,57
• obiegu turbiny parowej	δ_{TP}		3,32	3,32	3,32
• instalacji separacji CO_2 ze spalin	δ_{CCS}		9,71	9,71	8,53
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto	$\eta_{el,n}$	%	32,13	33,24	33,80

4.2. Analiza integracji instalacji tlenowni kriogenicznej i układu CCS z obiegiem cieplnym bloku

Przeprowadzono również analizę możliwości wykorzystania ciepła chłodzenia powietrza w ASU i spalin w układzie CCS, w systemie regeneracji turbiny parowej. Dysponując odpowiednią ilością ciepła Q_j:

$$\dot{Q}_j = \dot{m}_{wj} \cdot (h_{wyl,j} - h_{wl,j}) \tag{4.1}$$

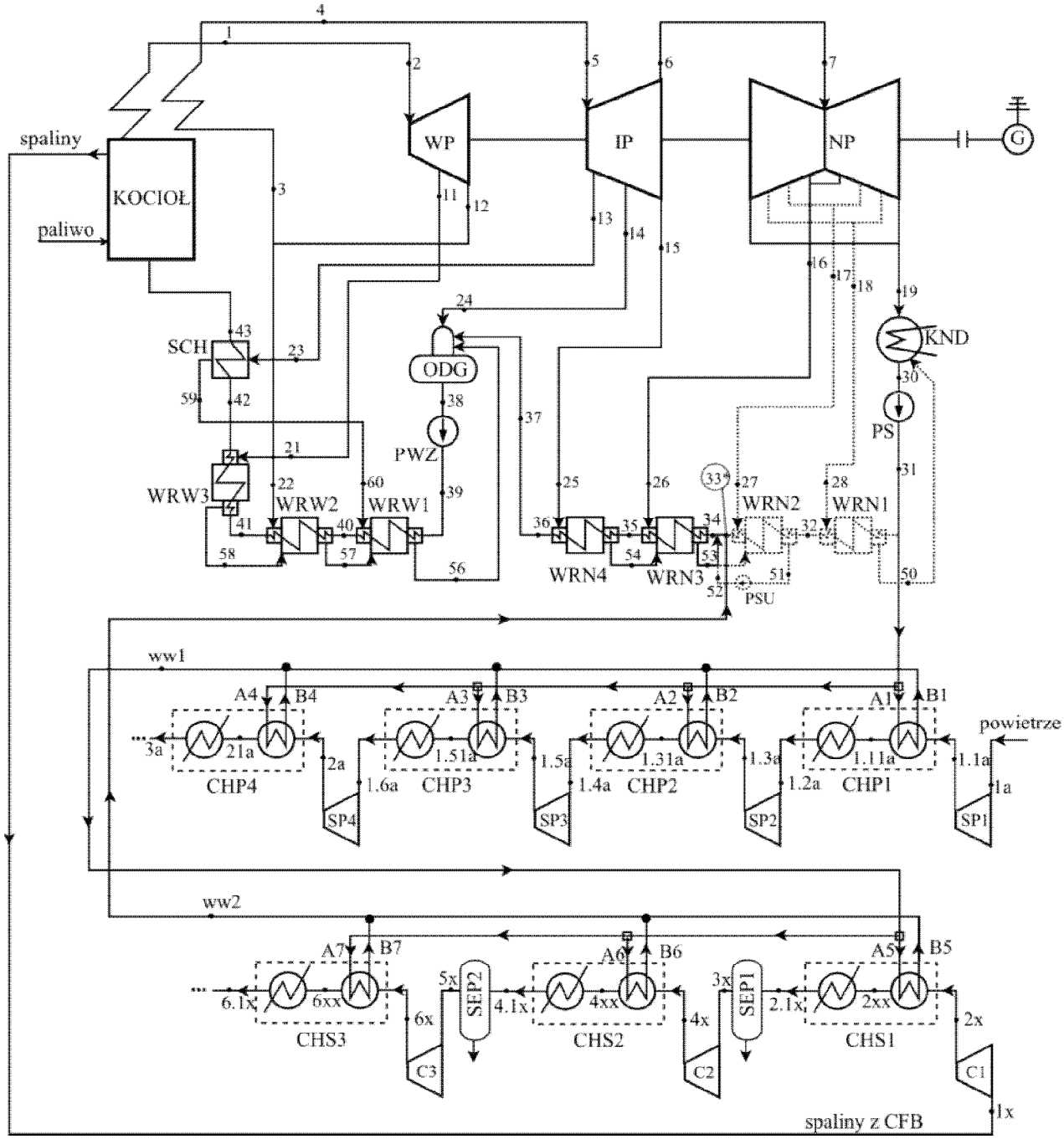
można doprowadzić do likwidacji jednego lub kilku upustów pary, zwiększając w ten sposób moc na generatorze turbiny o wartość:

$$\Delta N_{el,i} = \eta_{m,TP} \cdot \eta_g \cdot \dot{m}_i \cdot (h_i - h_x) \tag{4.2}$$

Uzyskuje się w ten sposób przyrost sprawności termicznej obiegu turbiny parowej:

$$\Delta \eta_{t,TP,i} = \frac{\Delta N_{el,i}}{\dot{Q}_{uż}} \tag{4.3}$$

Głównym założeniem w tych obliczeniach była niezmienność rozkładu temperatury kondensatu przed i za zastępowanymi wymiennikami regeneracyjnymi. Podobne podejście opisano w [5, 7, 8]. Schemat integracji turbiny parowej z instalacjami ASU i CCS przedstawiono na Rys. 4.2.



Rys. 4.2. Układ regeneracji turbiny parowej z zastąpieniem dwóch pierwszych wymienników parowych w regeneracji niskoprężnej

Takie połączenie instalacji ASU i CCS z układem regeneracji turbiny parowej w analizowanej elektrowni typu oxy, pozwoliło na likwidację dwóch upustów pary z części niskoprężnej turbiny, co skutkowało przyrostem mocy generowanej w układzie o 7,17 MW. Przyrost sprawności obiegu turbiny wyniósł ok. 0,6 pkt% (tj. do wartości 51,38%).

Sprawność analizowanej elektrowni w wariancie z obniżonym ciśnieniem powietrza w ASU, czterostopniowymi sprężarkami spalin w CCS oraz z wykorzystaniem ciepła chłodzenia czynników z tych instalacji w systemie regeneracji niskoprężnej turbiny parowej (oznaczonym jako SC OXY / ASU OPT / CCS4K / WRN1+2) wyniosła 34,36%.

5. Analiza opłacalności ekonomicznej nadkrytycznej elektrowni typu oxy

W obliczeniach ekonomicznych posłużono się metodą wartości zaktualizowanej netto *NPV*:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \tag{5.1}$$

gdzie: CF_t - roczne przepływy pieniężne netto; r - stopa dyskonta; t - kolejny rok eksploatacji bloku.

Analiza ta opierała się na wyznaczeniu granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej, przy założeniu $NPV = 0$, według zależności:

$$c_{el}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(J_{BE}^{calk} + K_{op} + P_d + K_{obr} - K_A - L)_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{E_{el,n}}{(1+r)^t}} \tag{5.2}$$

gdzie: J_{BE}^{calk} - nakłady inwestycyjne na blok (suma nakładów na poszczególne moduły bloku):

$$J_{BE}^{calk} = J_{CFB+TP} + J_{ASU} + J_{CCS} + J_{inne} \tag{5.3}$$

K_{op} - koszty operacyjne; P_d - podatek dochodowy; K_{obr} - zmiany kapitału obrotowego (przyjęto zerowe); K_A - koszty amortyzacji; L - wartość likwidacyjna.

Na podstawie składników kosztów operacyjnych (uwzględniających koszty: obsługi, remontów, amortyzacji, paliwa, pozostałych surowców, uprawnień do emisji CO_2, opłaty za korzystanie ze środowiska), określono trzy główne składowe granicznej ceny energii elektrycznej:

- <u>inwestycyjną - zależną od zdyskontowanych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej</u>:

$$c_{el,J_{BE}^{calk}}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(J_{BE}^{calk})_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{E_{el,n}}{(1+r)^t}} \tag{5.4}$$

- <u>paliwową</u>:

$$c_{el,K_{pal}}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(K_{pal})_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{E_{el,n}}{(1+r)^t}} \tag{5.5}$$

- <u>poza-paliwową</u>:

$$c_{el,K_{NP}}^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(K_{NP})_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{E_{el,n}}{(1+r)^t}} \tag{5.6}$$

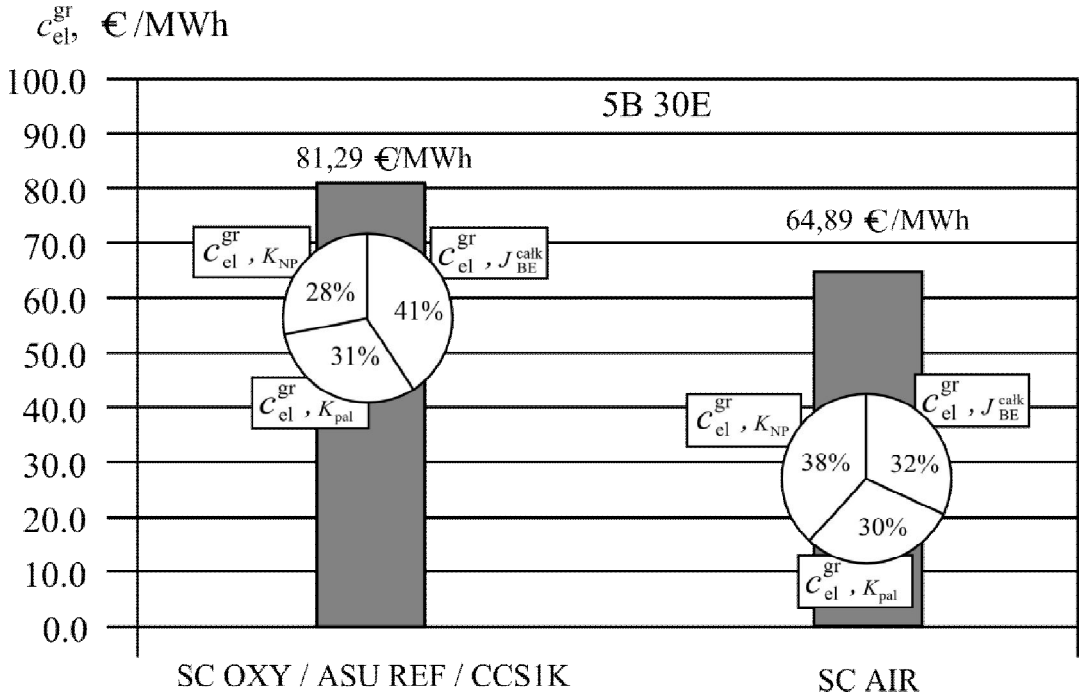
Głównymi założeniami przyjętymi do wykonania analizy ekonomicznej badanego bloku były: czas budowy bloku 5 lat, czas eksploatacji bloku 30 lat, roczny czas pracy bloku 7500 h, stopa dyskonta równa 6,2%, średnia stawka amortyzacji 5%, stopa podatku dochodowego 19%, wartość likwidacyjna równa 20% nakładów inwestycyjnych. Cenę zakupu paliwa (węgla brunatnego) przyjęto jako 22,70 €/Mg węgla (95 zł/Mg, co w przeliczeniu daje 9,54 zł/GJ), cenę uprawnień do emisji CO_2 równą 21,86 €/Mg CO_2 (91,5 zł/Mg CO_2) [10].

Wielkość nakładów inwestycyjnych na analizowany blok energetyczny przyjęto bazując na danych zawartych w dwóch raportach technicznych, dotyczących podobnych bloków: DOE/NETL-2012 [17] oraz FosterWheeler-2006 [12].

W obliczeniach uzyskano graniczną cenę energii elektrycznej:

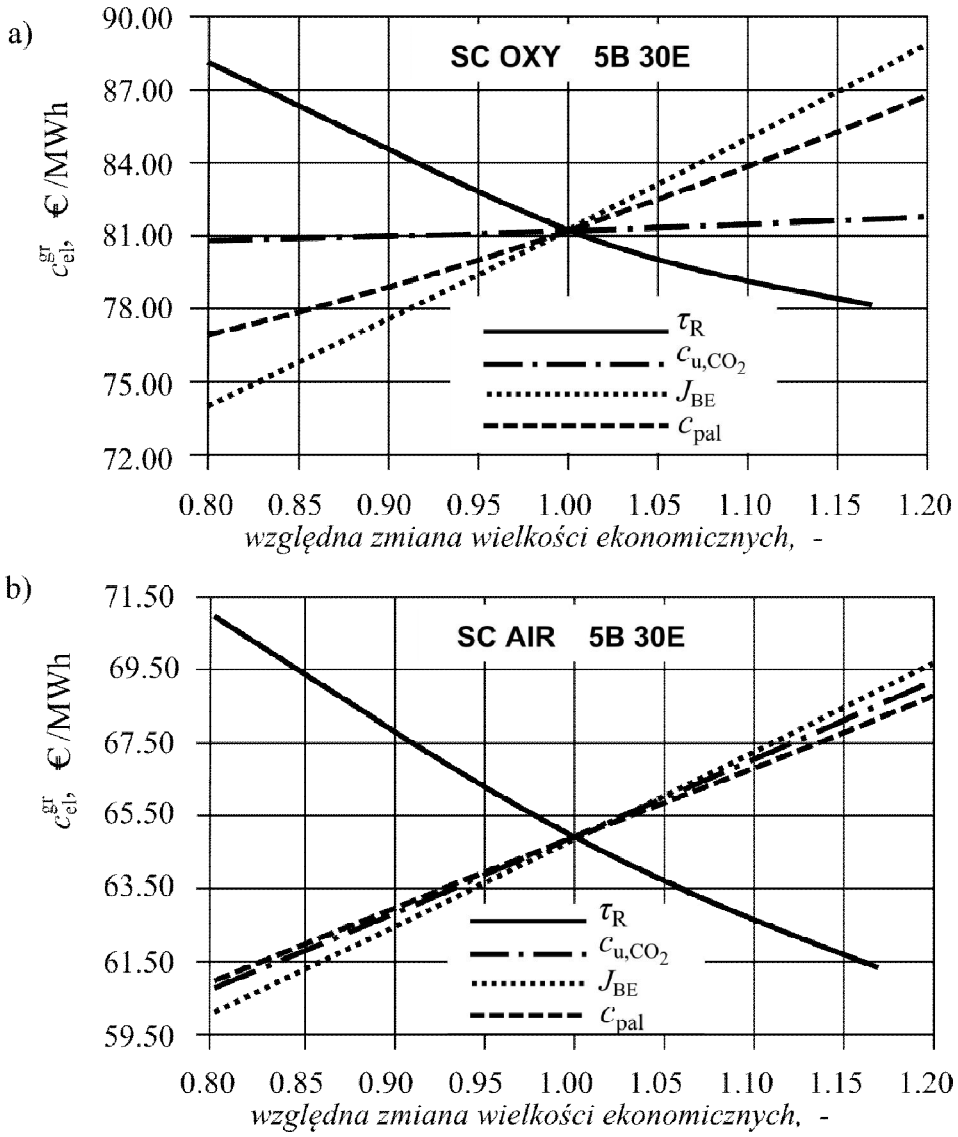
- 81,29 €/MWh - dla bloku nadkrytycznego typu oxy,
- 64,89 €/MWh - dla bloku odniesienia.

Na Rys. 5.1 zobrazowano udział poszczególnych składowych tej ceny dla bloku typu oxy oraz dla bloku odniesienia.



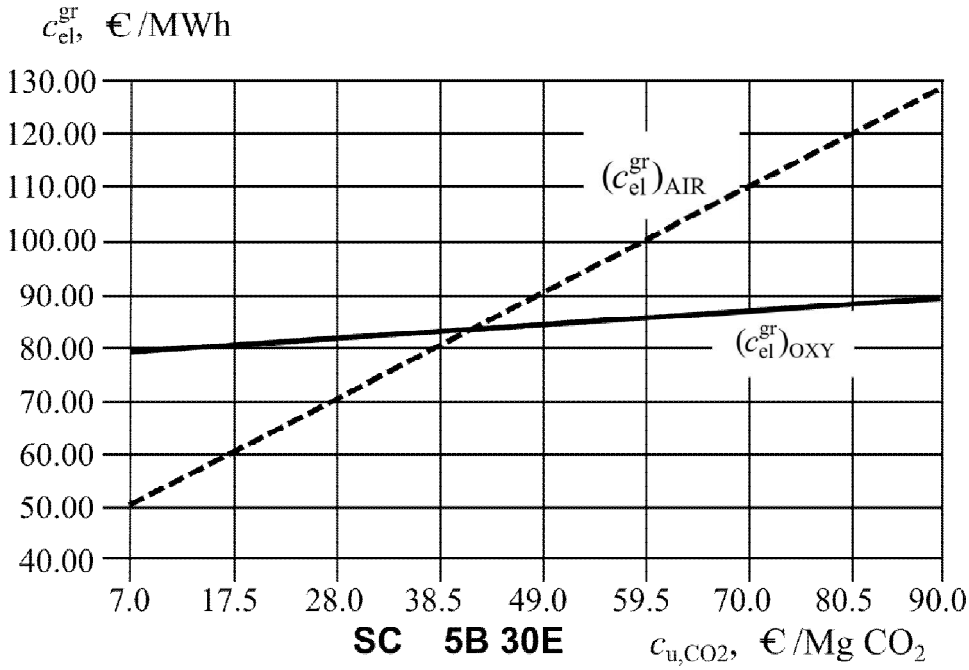
Rys. 5.1. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej oraz jej składowe (w podstawowym czasie życia inwestycji 5 lat budowy i 30 lat eksploatacji) dla: a) elektrowni nadkrytycznej typu oxy; b) bloku odniesienia

Przeprowadzono analizę wrażliwości tej ceny na zmiany kluczowych wielkości dla oceny opłacalności bloku, tj.: rocznego czasu pracy elektrowni, ceny zakupu paliwa oraz ceny zakupu uprawnień do emisji CO_2, a także nakładów inwestycyjnych, w granicach -20% do +20%. Rezultaty przedstawiono na Rys. 5.2.



Rys. 5.2. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej w funkcji względnej zmiany wielkości ekonomicznych dla: a) elektrowni nadkrytycznej typu oxy; b) bloku odniesienia

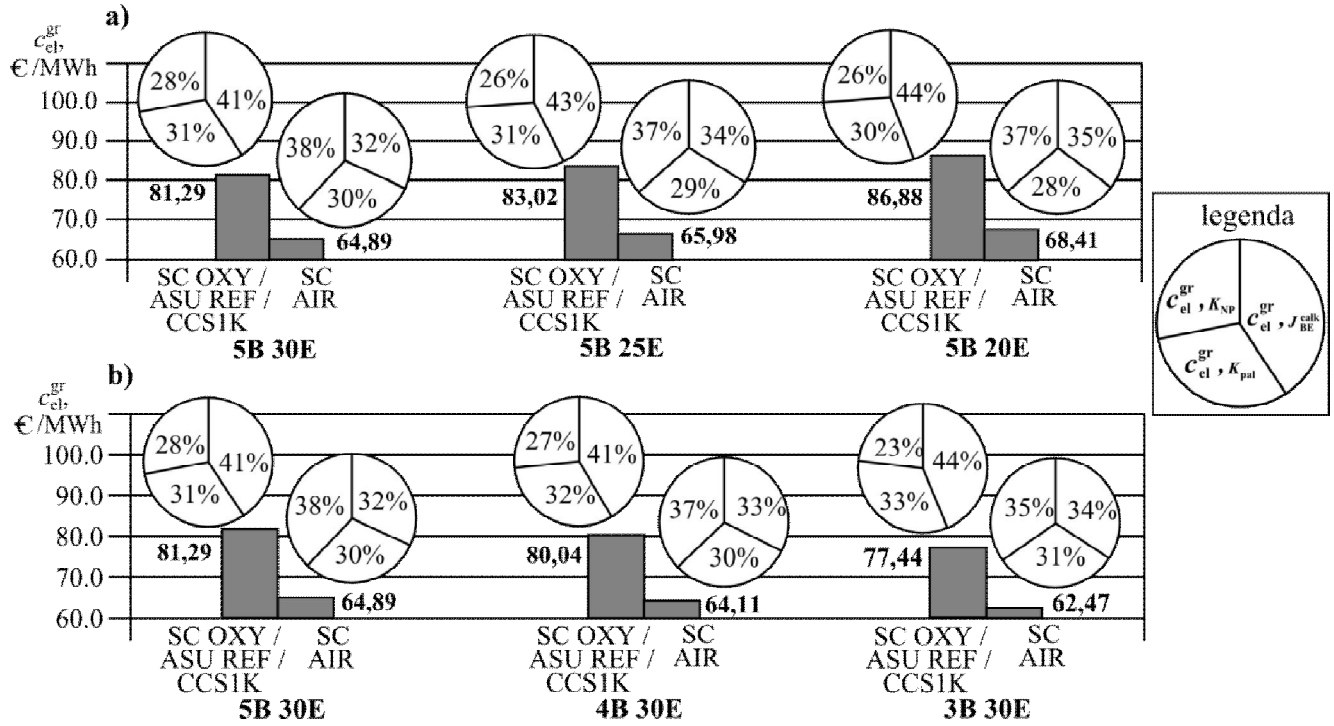
Na podstawie wykresów przedstawionych na Rys. 5.2 można określić kierunek zmian granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej, względem poszczególnych wielkości, jak też stwierdzić, która z nich ma największy wpływ na wartość tej ceny, w bloku typu oxy (SC OXY) oraz w bloku odniesienia (SC AIR). Roczny czas pracy bloku jest wielkością wpływającą w najbardziej znaczący sposób na cenę energii elektrycznej. W najbardziej widoczny sposób (w zestawieniu OXY i AIR) różnią się przebiegi ceny uprawnień do emisji CO_2. Wpływ tej wielkości na cenę energii elektrycznej jest niewielki w przypadku elektrowni tlenowej, zaś w bloku odniesienia jest znaczący - porównywalny z wpływem ceny paliwa. Na Rys. 5.3. pokazano przebieg wartości granicznej ceny energii elektrycznej w funkcji ceny uprawnień do emisji CO_2. Widać tu wyraźnie rosnącą tendencję ceny energii elektrycznej - w przypadku bloku odniesienia (bloku pracującego w technologii spalania węgla w powietrzu), zaś mniej znaczący wzrost - dla bloku typu oxy.



Rys. 5.3. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji ceny uprawnień do emisji CO_2 dla bloku tlenowego

Miejsce przecięcia obu przebiegów świadczy o wartości ceny uprawnień do emisji CO_2, będącej progiem uzasadniającym ewentualną budowę nowego bloku energetycznego typu oxy w miejsce bloku powietrznego. Cena ta wynosi 41,91 €/Mg CO_2.

Wykonano także analizę wpływu czasu budowy i eksploatacji elektrowni nadkrytycznej na cenę sprzedaży energii elektrycznej, dla różnych okresów budowy (3 lata, 4 lata oraz 5 lat) przy 30 latach eksploatacji, i dla różnych okresów eksploatacji (20 lat, 25 lat oraz 30 lat) przy 5 latach budowy bloku. Wyniki przedstawiono na Rys. 5.4.



Rys. 5.4. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej oraz jej składowe dla elektrowni nadkrytycznej typu oxy i jej bloku odniesienia w funkcji: a) czasu eksploatacji; b) czasu budowy

6. Podsumowanie

W pracy przedstawiono analizę nadkrytycznego bloku energetycznego o mocy brutto 600 MW, o parametrach pary świeżej 29 MPa/600 °C i pary wtórnej 5 MPa/620 °C, pracującego w technologii spalania tlenowego. W strukturze bloku znajdują się: układ turbiny parowej, tlenowy cyrkulacyjny kocioł fluidalny, kriogeniczna instalacja produkcji tlenu z powietrza oraz instalacja separacji CO_2 ze spalin. Spalanym paliwem jest węgiel brunatny o wysokiej zawartości wilgoci (42,5%).

Blokiem odniesienia jest elektrownia o takich samych parametrach, pracująca w technologii spalania w powietrzu, posiadająca sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej 42,51% (przy wskaźniku potrzeb własnych 8% i sprawności termicznej kotła 91%).

Sprawność netto badanego bloku nadkrytycznego typu oxy w wariancie podstawowym wynosi 32,13% (przy całkowitym wskaźniku potrzeb własnych bloku 0,3202), i jest niższa od sprawności netto bloku odniesienia o 10,38 pkt%. Zasadniczy wpływ na tę wartość ma instalacja tlenowni kriogenicznej, wykazująca się największym wskaźnikiem potrzeb własnych (prawie 16% mocy brutto całego układu), przez wysokie ciśnienie sprężania powietrza (6 bar). Nie bez znaczenia jest również układ separacji CO_2 ze spalin CCS, którego potrzeby własne wynoszą ok. 9,7% mocy brutto bloku.

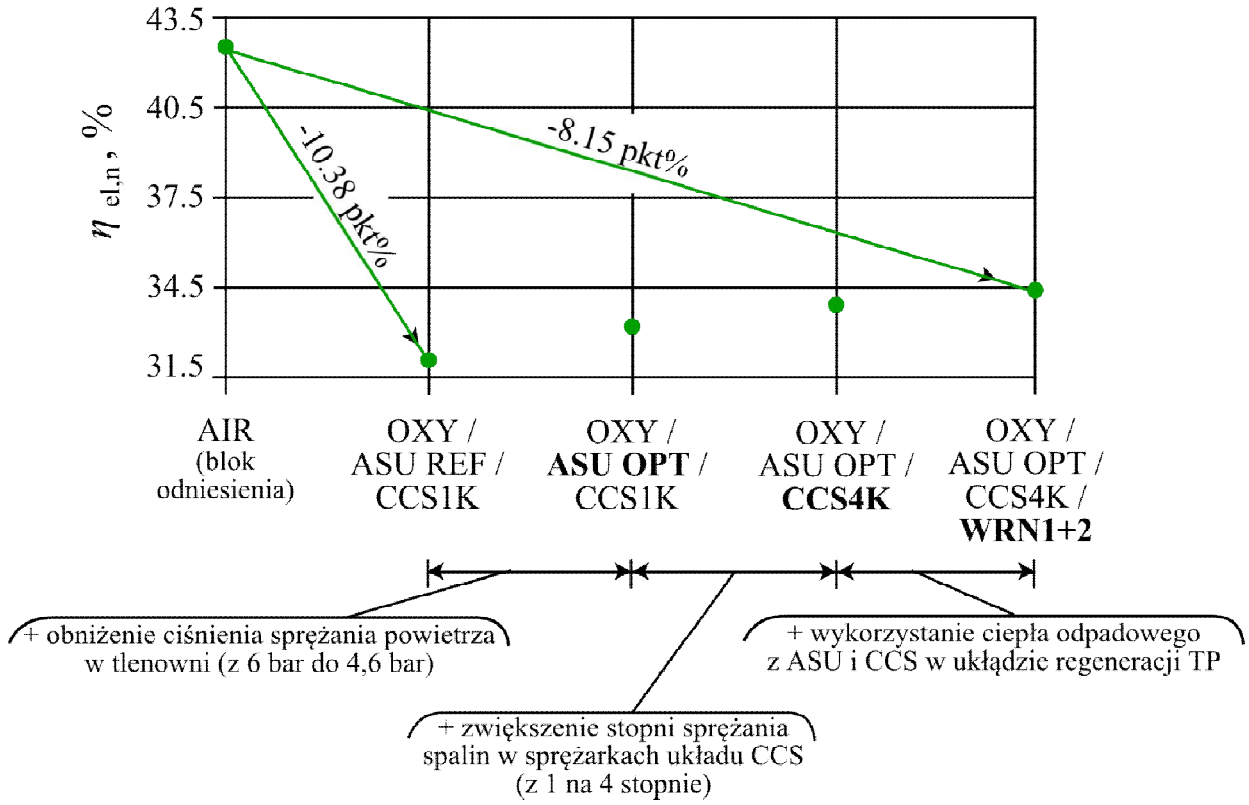
Wykonano analizę możliwości obniżenia tego ubytku sprawności, poprzez: sprężanie powietrza w instalacji tlenowni do niższego ciśnienia (4,6 bar), zwiększenie ilości stopni sprężania spalin w trzech sprężarkach układu CCS, a także wykorzystanie ciepła odpadowego z tych dwu instalacji w systemie regeneracji turbiny parowej.

Obniżenie ciśnienia sprężania powietrza w instalacji tlenowni kriogenicznej z 6 bar do 4,6 bar, w istotny sposób wpływa na zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną do napędu sprężarki powietrza. Wskaźnik potrzeb własnych bloku obniżono w ten sposób do poziomu ok. 0,2968, co przekłada się na wzrost sprawności netto bloku do wartości 33,24%.

Dodatkowo, przez zwiększenie ilości stopni w każdej z trzech sprężarek spalin w układzie sekwestracji CO_2, obniżono wskaźnik potrzeb własnych bloku do 0,2850, co wpłynęło na poprawę sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto do poziomu 33,80%.

Integrując instalacje ASU i CCS z układem turbiny parowej, poprzez wykorzystanie ciepła chłodzenia międzystopniowego powietrza (w ASU) i spalin (w CCS) w systemie regeneracji turbiny, doprowadzono do likwidacji dwóch upustów pary z części niskoprężnej, co skutkowało wzrostem sprawności termicznej obiegu turbiny z wartości 50,78% do 51,38%, a w konsekwencji podniesieniem sprawności netto całego układu elektrowni do wartości 34,36%.

Wszystkie te działania pozwoliły na zredukowanie ubytku sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej w bloku typu oxy w porównaniu do bloku odniesienia o 2,23 pkt%, co przedstawia Rys. 6.1.



Rys. 6.1. Redukcja ubytku sprawności netto nadkrytycznej elektrowni tlenowej względem jej bloku odniesienia

W ramach projektu "DoktoRIS" analogiczne obliczenia przeprowadzono dla super-nadkrytycznej elektrowni typu oxy (oznaczonej w pracy jako USC) o mocy 600 MW, tj. o zwiększonych parametrach pary (30 MPa/650 °C i 6 MPa/670 °C), ze sprawnością układu turbiny parowej 51,93%. Jako blok odniesienia dla tego układu przyjęto blok ze spalaniem paliwa w powietrzu o sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej 43,48% (przy sprawności termicznej kotła równej 91% oraz wskaźniku potrzeb własnych 8%).

Podczas analizy podstawowego układu elektrowni USC (tj. sprężanie powietrza w ASU do 6 bar, trzy jednostopniowe sprężarki spalin w CCS) uzyskano sprawność netto tego bloku równą 33,06%, przy sprawności termicznej kotła fluidalnego 92,79% i całkowitym wskaźniku potrzeb własnych równym 0,3140. Ubytek sprawności netto tej elektrowni w stosunku do bloku odniesienia wynosi 10,42 pkt%.

Wszystkie opisane działania poprawy sprawności netto bloku USC typu oxy (tj. obniżenie ciśnienia powietrza w ASU, zwiększenie liczby stopni sprężania w każdej sprężarce układu CCS, wykorzystanie ciepła odpadowego z tych instalacji w układzie regeneracji niskoprężnej turbiny parowej) doprowadziły do jej zwiększenia do poziomu 35,27%. Stanowi to o redukcji ubytku sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej do wartości 8,21 pkt%.

Analiza efektywności ekonomicznej została przeprowadzona dla obu wariantów elektrowni typu oxy - SC oraz USC - w układzie podstawowym (sprężanie powietrza w ASU do 6 bar, trzy jednostopniowe sprężarki spalin w CCS, bez odzysku ciepła z tych instalacji). Nakłady inwestycyjne na budowę takich bloków energetycznych określono w oparciu o dane z raportów technicznych dotyczących podobnych układów (DOE/NETL-2012 i FosterWheeler-2006).

W Tabeli 6.1. zebrano wartości tych nakładów, zarówno dla bloku tlenowego (OXY), jak i odniesienia (AIR), w układzie nadkrytycznym (SC) i super-nadkrytycznym (USC). Przedstawiono tu także uzyskane podczas obliczeń wartości granicznej ceny energii elektrycznej.

Tabela 6.1.

Jednostkowe nakłady inwestycyjne na tlenowy blok energetyczny oraz na blok odniesienia w wariancie SC i USC oraz graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej

Wariant bloku energetycznego		**Jednostkowe nakłady inwestycyjne**		**Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej**
		brutto	netto	
SC	OXY	1658 €/kW$_b$	2438 €/kW$_n$	81,29 €/MWh
	AIR (odniesienia)	1412 €/kW$_b$	2077 €/kW$_n$	64,89 €/MWh
USC	OXY	2073 €/kW$_b$	3022 €/kW$_n$	88,99 €/MWh
	AIR (odniesienia)	1890 €/kW$_b$	2755 €/kW$_n$	71,72 €/MWh

Dla uzyskanych wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej wykonano analizę wrażliwości na zmiany wielkości, związanych z kosztami zmiennymi inwestycji (tj.: rocznego czasu pracy bloku, ceny zakupu paliwa, ceny zakupu uprawnień do emisji CO_2, a także nakładów inwestycyjnych). Względną zmianę tych wielkości założono w zakresie -20% do +20%. Jedynie w przypadku dyspozycyjności bloku przyjęto, że górna granica (ok. +17%) wynika z założenia ciągłej pracy bloku w roku.

Na podstawie wyników analizy wrażliwości stwierdzono, że największy wpływ na wartość granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej ma roczny czas pracy elektrowni, jednak opłacalność budowy nowego bloku energetycznego zależy w największym stopniu od ceny uprawnień do emisji CO_2. Dopiero w momencie, gdy cena ta przekroczy 42 €/Mg CO_2, inwestycja w budowę badanego nadkrytycznego bloku typu oxy będzie bardziej opłacalna niż w układ klasyczny. W przypadku wariantu super-nadkrytycznego, podobna sytuacja zajdzie przy cenie uprawnień do emisji równej 44 €/Mg CO_2.

Literatura

[1] Aspen Plus. Aspen Technology, Inc., 200 Wheeler Road Burlington Massachusetts, 01803

[2] Bednarska A.: Europejskie plany poprawy efektywności energetycznej. Strony internetowe Urzędu Regulacji Energetyki: www.ure.gov.pl, 2008, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, Nr 1/2008

[3] Buhre B.J.P., Elliot L.K., Sheng C.D., Gupta R.P. and Wall T.F.: Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation. Progress in Energy and Combustion Science, 2005;31:283-307

[4] Darde A., Prabhakar R., Tranier J.P., Perrin N.: Air separation and flue gas compression and purification units for oxy-coal combustion systems. Energy Procedia,2009;1:527-534

[5] Dryjańska A.: Wykorzystanie ciepła odpadowego z systemu chłodzenia powietrza i spalin w układzie nadkrytycznej elektrowni typu oxy o mocy 600 MW. Materiały konferencyjne Sympozjum Naukowego Studenckiego Koła Naukowego Czyste Technologie Energetyczne "Nowe Horyzonty Energetyki 2014", 14.-16.03.2014, Szczyrk, s. 20-28 (ISBN: 978-83-938368-6-4)

[6] GateCycle. GE Enter Software, LLC, 14910 Drew Avenue, Suite 180, Davis, California

[7] Janusz-Szymańska K.: Wpływ membranowej separacji CO_2 na efektywność nadkrytycznego bloku węglowego. Rozprawa doktorska, Gliwice, 2010

[8] Kotowicz J., Chmielniak T., Janusz-Szymańska K.: The influence of membrane CO_2 separation on the efficiency of a coal-fired power plant. Energy, 2010;35(2):841-850

[9] Lei Chen, Sze Zheng Yong, Ahmed F. Ghoniem: Oxy-fuel combustion of pulverized coal: Characterization, fundamentals, stabilization and CFD modeling. Progress in Energy and Combustion Science, 2012;38:156-214

[10] Michalski S.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna nadkrytycznej elektrowni na węgiel kamienny z jonową membraną do separacji powietrza. Rynek Energii, 2013;105(2):54-60

[11] Pfaff I., Kather A.: Comparative Thermodynamic Analysis and Integration Issues of CCS Steam Power Plants Based on Oxy – Combustion with Cryogenic Or Membrane Based Air Separation. Energy Procedia, 2009;1:495-5

[12] Seltzer A., Fan Z., Robertson A.: Conceptual Design of Supercritical O2-Based PC Boiler Final Report. DE-FC26-04NT42207. November 2006

[13] Singh D., Croiset E., Douglas P.L., Douglas M.A.: Techno-economic study of CO_2 capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O_2/CO_2 recycle combustion. Energy Conversion and Management, 2003;44:3073-3091

[14] Skorek-Osikowska A. Bartela Ł., Kotowicz J., Job M.: Thermodynamic and economic analysis of the different variants of a coal-fired, 460 MW power plant using oxy-combustion technology. Energy Conversion and Management, 2013;76:109-120

[15] Sprawozdanie merytoryczne za okres 14.05.2010 - 30.04.2011 pod kier. J. Kotowicza, Strategiczny Program Badań Naukowych i Prac Rozwojowych: "Zaawansowane technologie pozyskiwania energii". Zadanie Badawcze nr 2: "Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów

pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2", Etap: 6.1: "Opracowanie modelu matematycznego oraz kodu komputerowego zintegrowanego układu energetycznego" (maj 2011)

[16] Toftegaard M.B., Brix J., Jensen P.A., Glarborg P., Jensen A.D.: Oxy-fuel combustion of solid fuels. Progress in Energy and Combustion Science, 2010;36:581-625

[17] Turner M.J., Woods M., Chen S., Brasington R.D., Haslbeck J.L., Zhang C.: Advancing Oxycombustion Technology for Bituminous Coal Power Plants: An R&D Guide. DOE/NETL-2010/1405 Final Report. April 2012

[18] Wall T.F.: Combustion process for carbon capture. Proceedings of the Combustion Institute, 2007;31(1):31-47