

Efficiency of Supercritical Coal Power Stations with Integrated CO₂ Capture and Compression Systems Based on Oxy-combustion Technology

Authors

Janusz Kotowicz
 Mateusz Brzęczek
 Marcin Job

Keywords

supercritical coal power stations, oxy-combustion technology, CO₂ capture system

Abstract

This paper presents supercritical coal-fired power stations integrated with CO₂ capture and compression systems based on oxy-combustion. The efficiency and key performance indicators of analysed units with different oxygen generation methods have been compared. The following methods are presented: cryogenic, cryogenic-membrane based on polymer membranes, and membrane methods with *three-end* and *four-end* HTM membranes. Loss of efficiency in reference to a plant operating in classic arrangement (without CO₂ capture) is given for all analysed systems. The main thermodynamic parameters of the considered power units were presented. The paper is a summary of results of the strategic programme "Development of oxygen combustion technology for pulverised- and fluidised-bed boilers with integrated CO₂ capture" carried out by the authors.

DOI: [10.12736/issn.2300-3022.2016106](https://doi.org/10.12736/issn.2300-3022.2016106)

1. Introduction

Generation of electricity is going to remain based on fossil fuel combustion for a considerable time. This particularly applies to countries such as Poland. The main requirements for coal-fired power station development involve generation of electricity at the highest possible efficiency and compliance with requirements concerning emission of pollutants to the atmosphere. Rigorous restrictions concerning CO₂ emission levels may be fulfilled thanks to the carbon capture and storage (CCS) technologies. Besides CCS, an important role in CO₂ emission reductions is played by the efficiency of power generation units.

A significant reduction of anthropogenic greenhouse gas emissions attributable to the power industry may be achieved by CO₂ capture and storage technologies. Currently three technologies for capturing this gas exist: *pre-combustion* (where CO₂ capture is carried out before the combustion process), *post-combustion* (where the separation occurs after combustion) and *oxy-combustion* (which involves combustion in pure oxygen) [1]. Within those groups, different methods for CO₂ separation from the flue gas or synthesis gas are employed. These include: physical absorption [2], chemical absorption [3], adsorption, membrane methods [4], cryogenic methods [5] as well as thermoacoustic methods based on sound waves [6].

The idea of *oxy-combustion* is based on eliminating the nitrogen ballast from the combustion process, i.e. on carrying out combustion in a pure oxygen atmosphere. Then the created flue gas mainly consists of carbon dioxide and water vapour. Oxidiser excess in the combustion chamber, fuel composition, leaks into the system and the presence of gases other than oxygen in the oxidiser mixture lead to the presence of additional gases in the flue gas: nitrogen, oxygen, sulphur dioxide and argon. The main direction of research involving oxygen combustion technologies for fossil fuels involves the core process itself and its optimisation [7], however at this point of time there is no large commercial power plant using this solution. Currently there are many projects carried out all over the world aimed at confirming the feasibility of employing this solution in the context of reducing CO₂ emissions from the power sector. Examples of such projects are the Callide Oxyfuel plant in Australia [6] and Schwarze Pumpe plant in Germany [9] which use the oxygen combustion technology.

2. Structure of an oxy-combustion power station

The unit structure presented as a base solution is schematically shown in Fig. 1. It is assumed that individual components integrated with the steam system are dimensioned to achieve

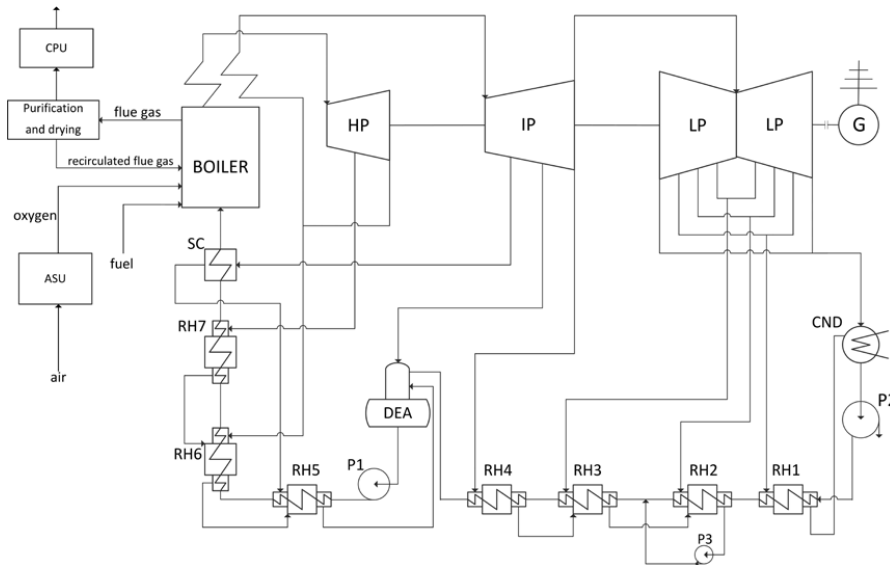


Fig. 1. Schematic diagram of an oxygen combustion system with CO₂ purification and compression unit; designations: ASU – air separation unit, CPU – compression and purification unit, CND – condenser, HP/IP/LP – steam turbine, DEA – deaerator, RH – regenerative heat exchangers, P1 – feed water pump, P2 – condensate pump, SC – steam cooler, G – generator

Value	Designation	Values			Unit
		PF-460	CFB-600	PF-600P	
Gross electrical output of the unit	$N_{el,u}$	460	600	600	MW
Live steam temperature, turbine inlet	t_{LS}	600	600	650	°C
Live steam pressure, turbine inlet	p_{LS}	29	29	30	MPa
Reheated steam temperature, turbine inlet	t_{RH}	620	620	670	°C
Reheated steam pressure, turbine inlet	p_{RH}	4.8	5.0	6.0	MPa
Deaerator pressure	p_{DEA}	1.2			MPa
Condenser pressure	p_{CND}	0.005			MPa
Feed water temperature	t_{FW}	297	297	310	°C
Internal efficiency of turbine stage groups: parts HP/IP/LP/LP1 (final stages of LP part)	$\eta_{HP/IP/LP/LP1}$	90/ 93/ 86/ 81			%
Generator efficiency	η_g	99			%
Turbine mechanical losses	ΔN_{mST}	4.6	6.0	6.0	MW
Pumps internal efficiency	η_{IP}	85			%
Efficiency of regenerative preheaters, steam cooler and deaerator	$\eta_{W, \eta_{SCH}, \eta_{ODG}}$	99.5			%

Tab. 1. Characteristic parameters of the steam circuit for three plant variants

a certain gross electrical output of an entire oxy plant, equal to 460 MW (variants 1 and 2) or 600 MW (variants 3 and 4). Tab. 1 presents key parameters for analysed unit variants. The analysed oxy unit generates supercritical steam at 600°C/620°C/29 MPa (variants 1, 2 and 4) or 650°C/670°C/30 MPa (variant 3). The entire power plant consists of: pulverised bed boiler fired with hard coal (variants 1-3) or fluidised bed boiler fired with lignite (variant 4) with integrated flue gas recirculation system, an air separation unit (ASU) (cryogenic, membrane or hybrid technology), a steam cycle and a unit for CO₂ compression and purification before transport (CPU).

This paper focuses on oxy-combustion solutions; other technologies are presented in other publications, e.g. [10–12].

Different oxygen generation technologies were analysed: cryogenic ASU, hybrid membrane-cryogenic ASU (using low temperature membranes) and membrane ASU with high temperature membranes (HTM) of the *three-end* and *four-end* type. The key parameters for variants selected for analysis are shown in Tab. 2. Tab. 3 presents composition and key parameters of hard coal and lignite.

Value	Unit	Variant 1	Variant 2	Variant 3	Variant 4
Unit net output	MW	460	460	600	600
Live steam temperature	°C	600	600	650	600
Reheated steam temperature	°C	620	620	670	620
Live steam pressure	MPa	29	29	30	29
Boiler type	–	pulverised bed	pulverised bed	pulverised bed	fluidised bed
Type of fuel	–	Hard coal	Hard coal	Hard coal	Lignite
ASU type	–	cryogenic	hybrid	HTM <i>four-end</i>	HTM <i>three-end</i>

Tab. 2. Analysed oxy-combustion plant configurations

Parameter	Unit	Values	
		Hard coal	Lignite
LHV	kJ/kg	24,078	9,960
Moisture content (MC)	%	17.32	42.50
Ash (A)	%	9.00	17.50
C	%	61.25	28.60
S	%	1.10	0.95
H	%	3.90	2.20
N	%	0.93	0.25
A	%	6.50	8.00

Tab. 3. Hard coal and lignite parameters

2.1. System with cryogenic ASU

The gross output of the oxy-combustion power unit is 460 MW. This system is referred to as the variant 1. The system uses a pulverised bed boiler with dry flue gas recirculation. The boiler is fired with a hard coal with composition as shown in Tab. 3. The oxygen for the boiler is generated in a cryogenic air separation unit. Non-recirculated flue gas flows into a purification system, where it is dried and cleaned of non-condensing gases (argon, nitrogen, sulphur dioxide). This step improves the purity of carbon dioxide, which is then compressed to the required pressure level (150 bar) for transport and storage. A detailed schematic diagram of the investigated unit is presented in Fig. 2. Key data of the boiler plant is shown in Tab. 1.

The most energy-consuming component of the integrated oxy-combustion plant is the cryogenic ASU with the own consumption level of 18%, which translates to an electrical power demand of 83 MW. The specific power demand of the air separation unit exceeds 0.2 kWh/kgO₂ and is mainly attributable to the relatively high pressure within the high-pressure column (final pressure of the air compression system). Available publications have already presented solutions where the energy consumption is lower. Taking those into account would reduce the power demand, and thus increase the net efficiency of the entire power unit.

2.2. System with a hybrid membrane-cryogenic ASU

The concept of a plant with hybrid ASU is based on the application of polymer low temperature membranes characterised by low energy consumption combined with relatively low purity of produced oxygen, combined with a cryogenic ASU which enables reaching oxygen purity sufficient for an oxy boiler. Proper integration of those two concepts enables creating a system characterised by energy consumption lower than that of cryogenic ASU solutions. This study analysed a system with a hybrid ASU, with an output of 460 MW and steam parameters of 600°C/29 MPa (referred to as variant 2).

The current state of the art in polymer membrane development is such that achieving high purity of oxygen would require very high energy consumption for driving compressors and vacuum pumps or would be altogether impossible. The analysis assumed that the membrane is used to achieve such a flow of air enriched with O₂, which requires the lowest energy consumption of the hybrid ASU plant analysed as a whole. Oxygen purity of 95% required by the boiler is then achieved in a classic dual-column cryogenic ASU. A diagram of the system is shown in Fig. 3.

Models of analysed plants were constructed in GateCycle™ (pulverised bed boiler, water-steam cycle) and Aspen (ASU, CO₂ capture system) software suites. Data of the pulverised bed boiler and combusted fuel is shown in Tab. 2 and Tab. 3.

2.3. System with a four-end HTM ASU

Another analysed solution is an oxy plant with an output of 600 MW, integrated with a pulverised bed boiler and an ASU based on high temperature membrane (HTM) of the *four-end* type (variant 3). This type of process takes advantage of a possibility of increasing pressure difference across a membrane (which is the driving force of the process), by using flue gas as a so-called flushing gas.

Parameters of a pulverised bed boiler model are shown in Tab. 2; two subvariants were investigated here: with dry recirculation (the flue gas is recirculated after the drying unit) and with wet recirculation (flue gas recirculated before the drying unit). Boiler process diagrams with both recirculation arrangements are shown in Fig. 4.

It was assumed that the boiler fuel is coal with a composition as presented in Tab. 3. An HTM-based ASU requires preheating air and flue gas to the membrane operating temperature, which was assumed to be 850°C. The preheating is carrying out in two or three preheaters for recirculated flue gas and an air preheater. The plant produces a live steam at a temperature of 650°C and

pressure of 30 MPa, as well as reheated steam with a temperature of 670°C and pressure of 6 MPa. The gross efficiency of the analysed plant depends on the oxygen recovery rate R . The efficiency of an equivalent unit operating with air combustion (reference plant) is 46.5%.

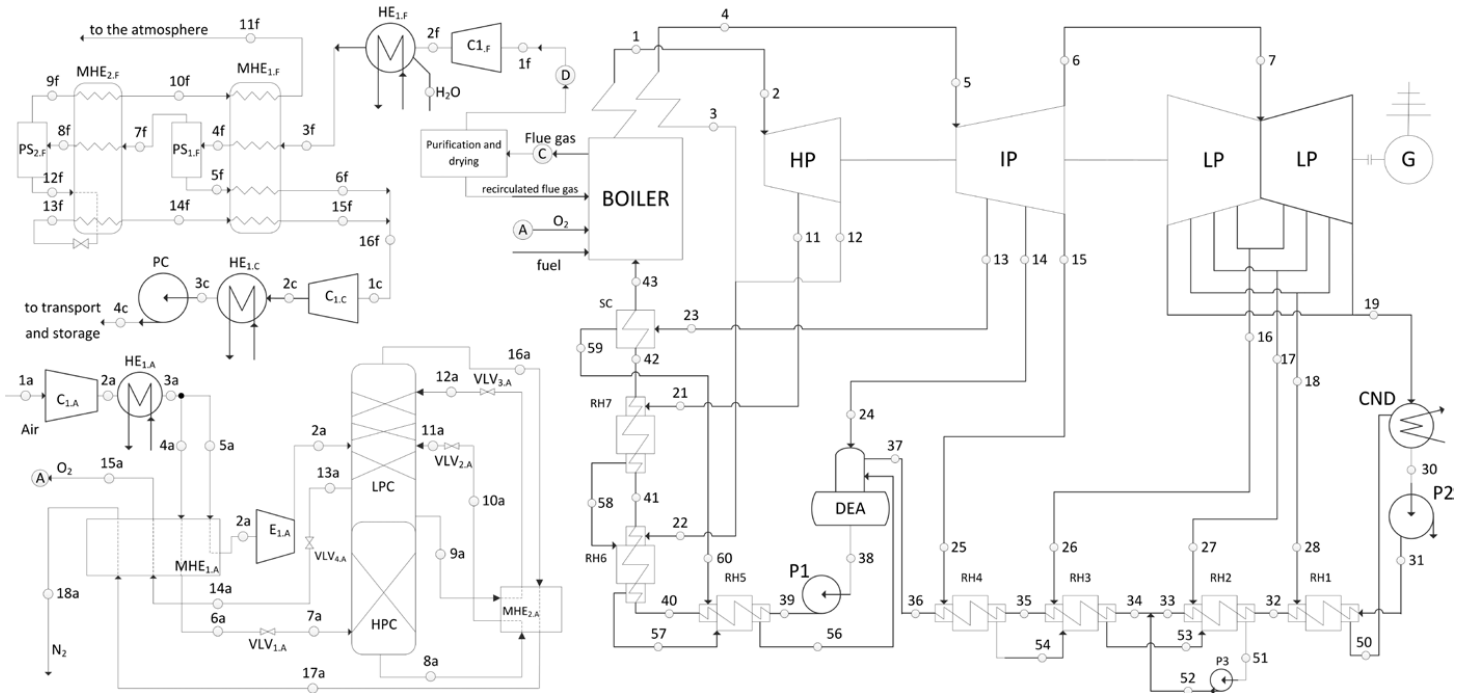


Fig. 2. Diagram of an analysed oxy-combustion system with an integrated cryogenic ASU and an CO₂ purification and compression system; (HP/IP/LP – steam turbine, C – compressor, E – expander, P – pump, HE – heat exchanger, CND – condenser, HPC, LPC – distillation column, RH – regenerative preheater)

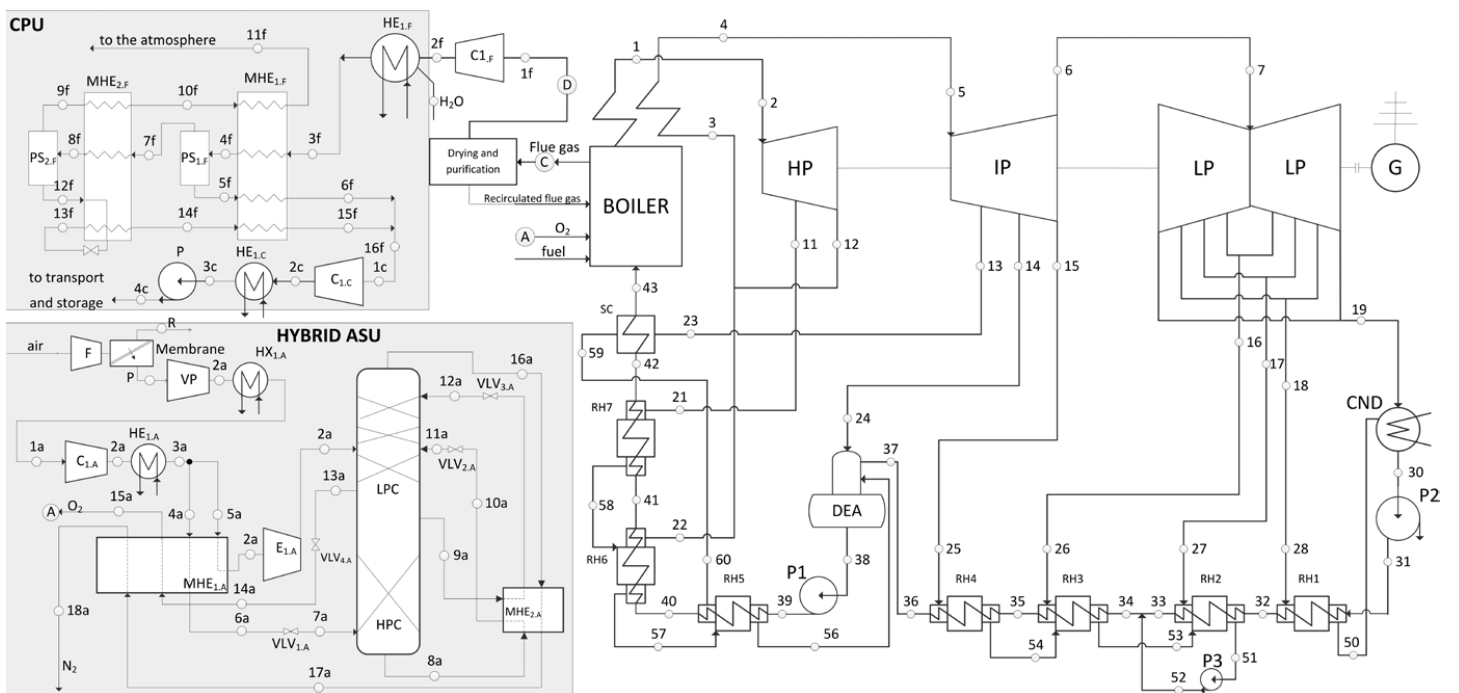


Fig. 3. Diagram of an oxy system with integrated hybrid membrane-cryogenic air separation unit

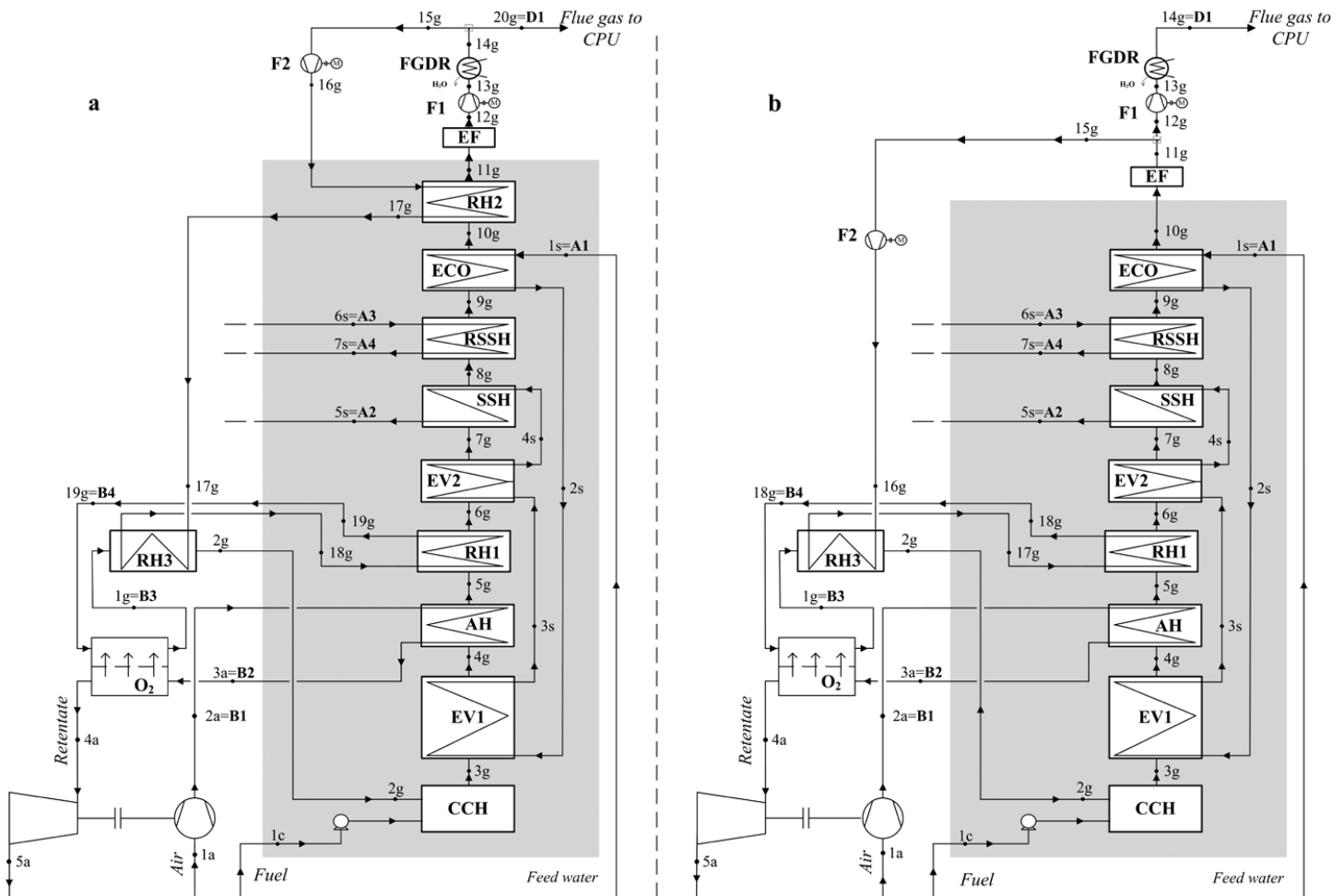


Fig. 4. Diagram of an oxy-combustion plant with a pulverised bed boiler, with a dry (a) or wet (b) flue gas recirculation, integrated with an ASU based on four-end high temperature membranes (HTMs)

The CO₂ conditioning plant (drying, purification and compression, CPU) consists of three compressors, three heat exchangers, three phase separators and a liquid CO₂ pump. Gas outlet pressure (after the pump) is 15 MPa. Employing this configuration allows reaching a CO₂ capture efficiency of some 92% and CO₂ purity of 94% for dry recirculation and 92% for wet recirculation.

2.4. System with a three-end HTM ASU

The last of the investigated configurations is a power unit with a gross output of 600 MW, with a fluidised bed boiler integrated with an air setpoint unit based on three-end high temperature membranes (variant 4).

At the first stage of analysis, an oxy-combustion plant integrated with a three-end HTM ASU underwent a thorough investigation aimed at determining key thermodynamic parameters of the system. The investigation involved determining the influence of O₂ content in the oxidiser fed into the combustion chamber and in the process oxygen flow supplied from the air separation unit on the adiabatic combustion temperature, volumetric flow of the flue gas after the particle matter separator directed to the convective part of the boiler and on the flue gas recirculation rate. Results of those analyses have been published [e.g. 13]. A diagram of an integrated model is shown in Fig. 5.

The central component of the system is a membrane module equipped with high-temperature three-end membranes (HTMs), in which three gas flows may be identified: feed, permeate and retentate. The air, upon pressure increase in the compressor (C), flows into a regenerative preheater (PRP) and then to the air preheater located within the boiler's convective part. In the membrane, the air flow is separated to the oxygen (permeate) and remaining gases (retentate). The process oxygen with a purity of 100% leaves the membrane and then transfers heat to the circulating flow in the boiler, at the second stage of economiser (ECO II), and then to the oxygen in the oxidiser regenerative preheater (PU).

The gas is then cooled down before the vacuum pump (VP) in the O₂ cooler (OC). After the air separation, the membrane retentate is a gas flow consisting of z N₂ and O₂. This mixture has a high temperature and flows into a two-section gas turbine (GT1 and GT2). Between the expander sections there is a regenerative air preheater, where the air flowing from the compressor is heated.

3. Comparison of plant efficiencies

The main goal of thermodynamic analyses was determining the key performance indicators and thermodynamic properties, including output, own consumption and net efficiency of an

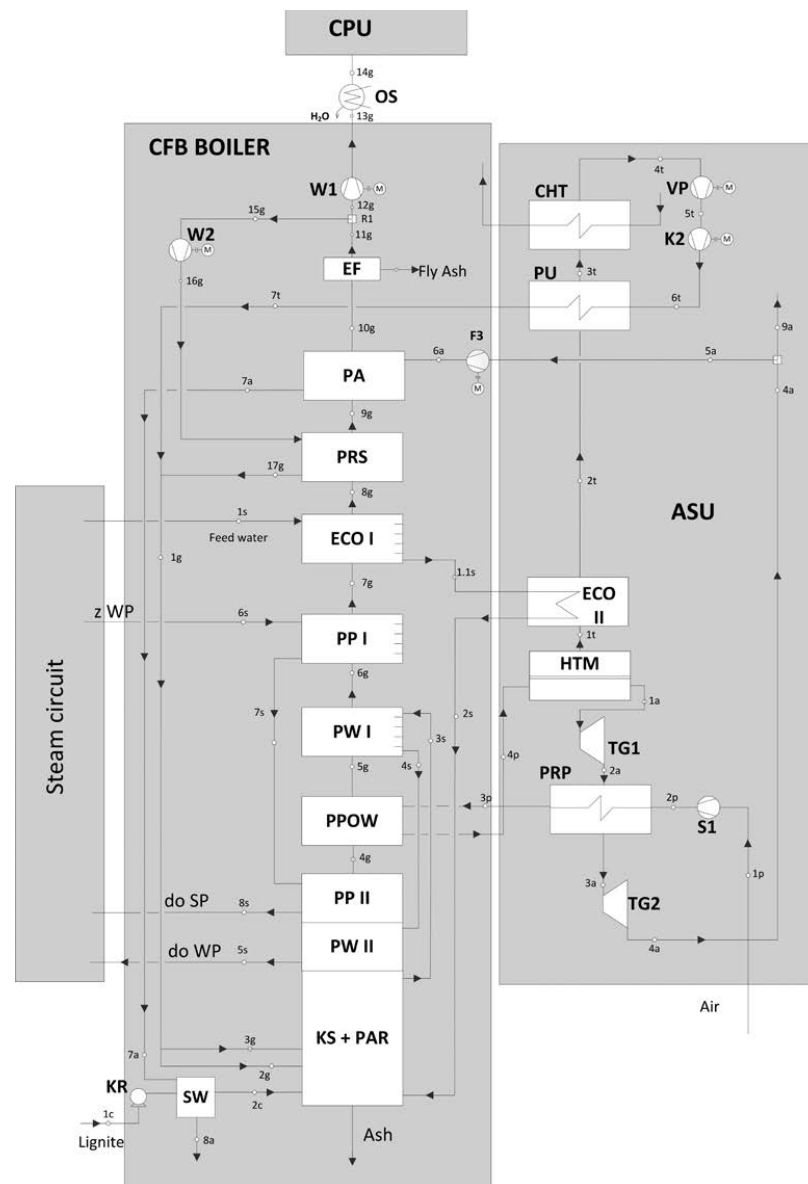


Fig. 5. A scheme of integrated components: CFB boiler operating in oxy-combustion, air separation unit, steam circuit and flue gas conditioning plant (CPU)

integrated plant. Yet there was no thermal integration between the investigated components, i.e. they featured no waste heat utilisation, and they had a single air compression stage within ASU, two flue gas drying stages and a single CO₂ compression stage. The most important values of those parameters for analysed variants are listed in Tab. 4.

4. Summary

Analysis of base variants of oxygen combustion power plant units has been presented. The study focused on analysing four plant variants which differed in terms of boiler type, combusted fuel, steam parameters and structure:

1. Unit with a pulverised bed boiler fired with hard coal with a gross output of 460 MW and live steam parameters 600°C/29 MPa, integrated with a cryogenic air separation unit
2. Unit with a pulverised bed boiler fired with hard coal with a gross output of 460 MW and live steam parameters

600°C/29 MPa, integrated with a hybrid membrane-cryogenic air separation unit

3. Unit with a pulverised bed boiler fired with hard coal with a gross output of 600 MW and live steam parameters 650°C/30 MPa, integrated with an air separation unit based on *four-end* high temperature membranes (HTMs), with wet or dry flue gas recirculation
4. Generating unit with a circulating fluidised bed boiler fuelled with lignite, with a gross output of 600 MW and live steam parameters of 600°C/29 MPa, integrated with an air separation unit based on *three-end* high temperature membranes.

The air separation is the most energy-consuming process within an oxy plant. Methods of reducing energy consumption in reference to cryogenic ASU involving new solutions (hybrid membrane-cryogenic ASU and HTM ASU) were analysed. The HTM-based solutions are notable for their lowered energy consumption, however they are not commercially mature yet.

Value	Variant 1	Variant 2	Variant 3		Variant 4 R = 0.6
			Dry R = 0.6	Wet R = 0.6	
Heat flow into the steam cycle, MW	908.4	908.4	1154.9	1154.9	1182.2
Efficiency of oxy pulverised bed boiler, %	93.19	93.16	70.12	70.58	82.62
Fuel chemical energy flow, MW	978.8	975.2	1694.7	1636.2	1430.9
Steam turbine electrical output, MW	460.0	460.0	600.0	600.0	600.0
Gross efficiency of the steam cycle, %	50.64	50.64	51.3	51.95	50.75
Own consumption of the steam cycle, MW	15.53	15.54	20.44	20.44	19.14
Own consumption of the boiler island, MW	11.82	11.82	14.31	20.11	17.56
Own consumption of the ASU, MW	71.98	61.34	-106.0	-107.2	-55.56
Own consumption of the CO ₂ separation unit, MW	30.98	30.96	0	0	0
Own consumption of the CO ₂ compression unit, MW	12.51	11.08	65.64	64.60	60.08
Net electrical output of the plant, MW	318.48	329.26	605.65	602.03	558.78
Net electrical efficiency of the plant, %	33.02	34.53	35.74	36.79	39.06
Net electrical efficiency of the plant without CCS, %	47.85	47.85	48.48	49.09	47.96

Tab. 4. Results of the thermodynamic analysis of the base oxy-combustion plant

The development of oxy-combustion technologies should focus on actions aimed at improving total efficiency of an oxy plant, mainly by improving boiler efficiency (e.g. fuel drying, configuration of flue gas recirculation flow). Process optimisation can clearly reduce the energy consumption of individual process components of an oxy plant. It is also important to utilise waste heat from intercoolers of compressors and vacuum pumps, as well as heat of condensation for increasing steam turbine output. The results presented in this paper have been obtained in the course of research work co-financed by the National Centre for Research and Development under Contract SP/E/2/6642020/10 – Strategic Research Programme “Developing a technology of oxyfuel combustion for pulverized fuel and fluidized-bed furnaces integrated with a CO₂ capture system”.

REFERENCES

1. M. Kanniche et al., “Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture”, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 30, 2010, pp. 53–62.
2. O. Maurstad, “An overview of coal based integrated gasification combined cycle (IGCC) technology”, September 2005, MIT LFEE 2005-002 WP.
3. L. Duan et al., “Integration and optimization on the coal fired power plant with CO₂ capture using MEA”, *Energy*, Vol. 45, 2012, pp. 107–116.
4. J. Kotowicz, Ł. Bartela, “Optimisation of the connection of membrane CCS installation with a supercritical coal-fired power plant”, *Energy*, Vol. 38, 2012, pp. 118–127.
5. A. Skorek-Osikowska, J. Kotowicz, “Influence of the selected parameters of a single-stage flash drying and purification of flue gas in the oxy combustion system on purity and recovery rate of the separated CO₂”, *Archivum Combustionis*, Vol. 32, 2012, pp. 47–61.
6. L. Remiorz, “Detecting disturbance of uniformity of a nitrogen and CO₂ mixture in an acoustic tube”, *Journal of Power Technologies*, Vol. 94, 2014, pp. 226–231.
7. K. Jordal et al., “Oxyfuel combustion for coal-fired power generation with CO₂ capture – opportunities and challenges”, 7th International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Vancouver, Canada, 5–9.09.2004 [online], www.uregina.ca.
8. T. Fujimori, T. Yamada, “Realization of oxyfuel combustion for near zero emission power generation”, *Proceedings of the Combustion Institute*, Vol. 34, 2013, pp. 2111–2130.
9. M. Anheden et al., “Overview of Operational Experience and Results from Test Activities in Vattenfall’s 30 MW_{th} Oxyfuel Pilot Plant in Schwarze Pumpe”, *Energy Procedia*, Vol. 4, 2011, pp. 941–950.
10. J. Kotowicz, A. Dryjańska, “Supercritical power plant 600 MW with cryogenic oxygen plant and CCS installation”, *Archives of Thermodynamics*, Vol. 34(3), 2013, pp. 123–136.
11. J. Kotowicz, A. Dryjańska, A. Balicki, “Wpływ wybranych parametrów na sprawność kotła CFB typu oxy” [Influence of selected parameters for a CFB oxy boiler efficiency], *Rynek Energii*, Vol. 2(99), 2012, pp. 120–126.
12. J. Kotowicz et al., “Validation of a program for supercritical power plant calculations”, *Archives of thermodynamic*, Vol. 32, 2011, pp. 81–89.
13. J. Kotowicz, A. Balicki, “Thermodynamic analysis of supercritical power plant with circulating fluidized bed boiler working in oxy-combustion technology and high temperature membrane «three-end» for air separation”, *Archives of Energetics*, Vol. 3–4, 2011, pp. 127–140.

Janusz Kotowicz

Silesian University of Technology

e-mail: Janusz.Kotowicz@polsl.pl

Dean of the Faculty of Energy and Environmental Engineering and head of the Division of Metrology and Power Processes Automation at the Institute of Power Engineering and Turbomachinery, Silesian University of Technology in Gliwice, Poland.

Mateusz Brzęczek

Silesian University of Technology

e-mail: Mateusz.Brzeczek@polsl.pl

PhD student at the Division of Metrology and Power Processes Automation at the Institute of Power Engineering and Turbomachinery, Silesian University of Technology in Gliwice, Poland.

Marcin Job

Silesian University of Technology

e-mail: Marcin.Job@polsl.pl

PhD student at the Division of Metrology and Power Processes Automation at the Institute of Power Engineering and Turbomachinery, Silesian University of Technology in Gliwice, Poland.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Efektywność nadkrytycznych elektrowni węglowych zintegrowanych z instalacjami wychwytu i sprężania CO₂ w technologii *oxy-combustion*

Autorzy

Janusz Kotowicz
Mateusz Brzęczek
Marcin Job

Słowa kluczowe

nadkrytyczne elektrownie węglowe, technologia *oxy*-spalania, instalacja wychwytu CO₂

Streszczenie

W artykule przedstawiono nadkrytyczne elektrownie węglowe zintegrowane z instalacjami wychwytu i sprężania CO₂ w technologii *oxy*-spalania. Porównano efektywność oraz główne parametry pracy analizowanych bloków dla różnych metod produkcji tlenu. Przedstawiono metody: kriogeniczną, kriogeniczno-membranową wykorzystującą membrany polimerowe i metody membranowe wykorzystujące membrany ceramiczne HTM typu *three-end* oraz *four-end*. Pokazano utratę sprawności wszystkich analizowanych układów względem elektrowni pracującej w trybie klasycznym (bez instalacji wychwytu CO₂). Przedstawiono główne parametry termodynamiczne rozpatrywanych bloków. Praca jest syntezą rezultatów w realizowanym przez autorów projekcie strategicznym „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂”.

1. Wprowadzenie

Generacja energii elektrycznej jeszcze długo będzie oparta na spalaniu paliw kopalnych. Dotyczy to w szczególności takich krajów jak Polska. Głównymi warunkami rozwoju elektrowni węglowych jest produkcja energii elektrycznej przy możliwie wysokiej sprawności oraz spełnienie wymagań dotyczących dopuszczalnych emisji gazów szkodliwych do atmosfery. Rygorystyczne ograniczenia związane z poziomem emisji CO₂ mogą być spełnione dzięki technologii CCS (ang. *Carbon Capture and Storage*). Oprócz technologii CCS istotną rolę w ograniczaniu emisji CO₂ do atmosfery odgrywa poprawa sprawności bloków energetycznych.

Istotne ograniczenie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych w sektorze energetyki może być osiągnięte poprzez stosowanie technologii separacji oraz składowania CO₂. Istnieją obecnie trzy technologie wychwytu tego gazu: *pre-combustion* (w której wychwyty CO₂ jest realizowany przed procesem spalania), *post-combustion* (w której separacja następuje po procesie spalania) oraz *oxy-combustion* (czyli spalanie paliwa w warunkach tlenowych) [1]. W ich obrębie wykorzystywane są różne metody separacji CO₂ ze spalin lub gazu syntezowego, takie jak: absorpcja fizyczna [2], absorpcja chemiczna [3], adsorpcja, metody membranowe [4], metody kriogeniczne [5], a także metody termoakustyczne, wykorzystujące falę dźwiękową [6].

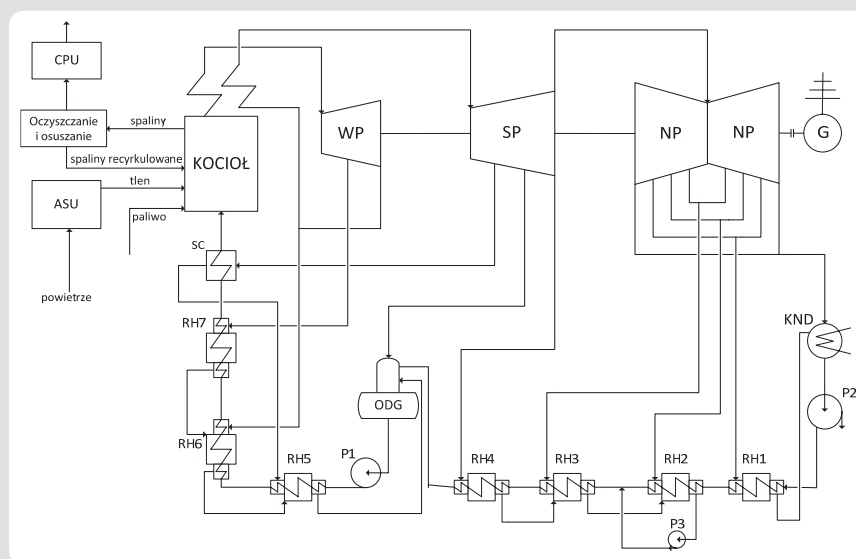
Idea technologii *oxy-combustion* bazuje na wyeliminowaniu z procesu spalania balastu azotowego, czyli na przeprowadzeniu procesu w warunkach atmosfery czystego tlenu. Powstające spaliny składają się głównie z dwutlenku węgla i pary wodnej. Nadmiar utleniacza w komorze spalania, skład paliwa, nieszczelność instalacji oraz obecność innych gazów niż tlen w utleniaczu powodują obecność w spalinach dodatkowych gazów, takich jak: azot, tlen, dwutlenek siarki czy argon.

Głównym kierunkiem analiz technologii spalania tlenowego paliw kopalnych jest istota samego procesu oraz jego optymalizacja [7], jednak obecnie nie istnieje żadna komercyjnie działająca elektrownia dużej skali wykorzystująca tę technologię. Obecnie w świecie prowadzonych jest wiele projektów, których celem jest potwierdzenie zasadności takiego rozwiązania w perspektywie ograniczania emisji CO₂ z sektora energetycznego. Przykładami takich projektów są pracujące w technologii spalania tlenowego elektrownie Callide Oxyfuel, zlokalizowana w Australii [8], i Schwarze Pumpe w Niemczech [9].

2. Struktura elektrowni typu *oxy-combustion*

Jako ogólny układ bazowy przyjęto blok przedstawiony schematycznie na rys. 1. Założono, że poszczególne instalacje zintegrowane z obiegiem parowym są zwymiarowane w celu uzyskania określonej mocy elektrycznej brutto całego bloku *oxy*, równej 460 MW (warianty 1 i 2) lub 600 MW (warianty 3 i 4). W tab. 1 zostały przedstawione wielkości charakterystyczne dla analizowanych wariantów bloku.

W analizowanym bloku *oxy* produkowana jest nadkrytyczna para o parametrach 600°C/620°C/29 MPa (wariant 1, 2 i 4) oraz 650°C/670°C/30 MPa (wariant 3). W skład



Rys. 1. Schemat układu spalania tlenowego wraz z instalacją oczyszczania i sprężania CO₂; oznaczenia: ASU – tlenownia, CPU – układ kondycjonowania spalin, KND – kondensator, WP/SP/NP – turbina parowa, ODG – odgazowrywacz, RH – wymienniki regeneracyjne, P1 – pompa wody zasilającej, P2 – pompa skroplin, SC – schładzacz pary, G – generator

Wielkość	Oznaczenie	Wartości			Jedn.
		PF-460	CFB-600	PF-600P	
Moc elektryczna bloku brutto	$N_{el,b}$	460	600	600	MW
Temperatura pary świeżej przed turbiną	t_{pS}	600	600	650	°C
Ciśnienie pary świeżej przed turbiną	p_{pS}	29	29	30	MPa
Temperatura pary wtórnie przegrzanej przed turbiną	t_{pWP}	620	620	670	°C
Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej na wejściu do turbiny	p_{pWP}	4,8	5,0	6,0	MPa
Ciśnienie w odgazowywaczu	p_{ODG}	1,2			MPa
Ciśnienie w skraplaczu	p_{KND}	0,005			MPa
Temperatura wody zasilającej	t_{WZ}	297	297	310	°C
Sprawność wewnętrzna grup stopni części WP/SP/NP/NP1 (ostatniej grupy stopni NP) turbiny	$\eta_{WP,SP,NP,NP1}$	90/ 93/ 86/ 81			%
Sprawność generatora	η_G	99			%
Straty mechaniczne turbiny	ΔN_{mTP}	4,6	6,0	6,0	MW
Sprawność wewnętrzna pomp	η_{IP}	85			%
Sprawność wymienników regeneracyjnych, schładzacza pary i odgazowywacza	$\eta_W, \eta_{SCH}, \eta_{ODG}$	99,5			%

Tab. 1. Wielkości charakterystyczne obiegu parowego dla trzech wariantów bloków

Wielkość	Jedn.	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Moc netto bloku	MW	460	460	600	600
Temperatura pary świeżej	°C	600	600	650	600
Temperatura pary przegrzanej	°C	620	620	670	620
Ciśnienie pary świeżej	MPa	29	29	30	29
Rodzaj kotła	–	pyłowy	pyłowy	pyłowy	fluidalny
Rodzaj paliwa	–	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel brunatny
Typ tlenowni (ASU)	–	kriogeniczna	hybrydowa	membranowa HTM four-end	membranowa HTM three-end

Tab. 2. Zestawienie konfiguracji analizowanych wariantów układów oxy-spalania

elektrowni wchodzi: kocioł pyłowy opalany węglem kamiennym (wariant 1–3) lub kocioł fluidalny zasilany węglem brunatnym (wariant 4) zintegrowany z instalacją recyrkulacji spalin, układ tlenowni ASU (ang. *Air Separation Unit*) (kriogenicznej, membranowej lub hybrydowej), obieg parowy oraz układ oczyszczania i sprężania CO₂ przed transportem CPU (układ kondycjonowania dwutlenku węgla).

W ramach artykułu skupiono się na wybranych strukturach układów oxy-spalania, inne rozwiązania zostały przedstawione w publikacjach, np. [10–12]. Analizie poddano wykorzystanie różnych typów układu produkcji tlenu, tj. tlenownię kriogeniczną, hybrydową membranowo-kriogeniczną (wykorzystującą membrany niskotemperaturowe) oraz membranową wykorzystującą membrany wysokotemperaturowe HTM (ang. *High Temperature Membrane*) typu *three-end* oraz *four-end*. Zestawienie najważniejszych danych dla wybranych wariantów do analiz układów przedstawiono w tab. 2. W tab. 3 został przedstawiony skład i główne parametry węgla kamiennego i brunatnego.

2.1. Układ z tlenownią kriogeniczną

Moc brutto bloku pracującego w technologii oxy-spalania wynosi 460 MW. Układ ten nazywany jest wariantem 1. W układzie wykorzystano kocioł pyłowy, który realizuje suchą recyrkulację spalin. Kocioł opalany jest węglem kamiennym o składzie przedstawionym w tab. 3. Tlen na potrzeby kotła generowany jest w instalacji tlenowni kriogenicznej. Nierecykulowane spaliny trafiają do instalacji kondycjonowania, gdzie są osuszone oraz oczyszczane z gazów, które nie kondensują (argon, azot, dwutlenek siarki). Zabieg ten powoduje wzrost czystości dwutlenku węgla, następnie jest on sprężany do wymaganego ciśnienia (150 bar) w celu transportu i składowania. Szczegółowy schemat rozpatrywanego bloku został przedstawiony na rys. 2. Najważniejsze dane dotyczące instalacji kotła zebrano w tab. 1.

Najbardziej energochłonną instalacją zintegrowanego układu oxy-spalania jest układ tlenowni kriogenicznej, dla której wskaźnik potrzeb własnych wynosi od ok. 18%, co odpowiada zapotrzebowaniu na moc elektryczną rzędu 83 MW. W układzie tlenowni

jednostkowe zapotrzebowanie na moc instalacji wytwarzania tlenu przekracza wartość 0,2 kWh/kgO₂ i wynika głównie ze stosunkowo wysokiego ciśnienia, które panuje w kolumnie wysokociśnieniowej (ciśnienia końcowego w układzie sprężania powietrza). W literaturze przedmiotu przedstawiane są już rozwiązania posiadające niższą energochłonność. Uwzględnienie jej zmniejszyłoby zapotrzebowanie mocy, a tym samym przyczyniłoby się do wzrostu sprawności netto całej elektrowni.

2.2. Układ z tlenownią hybrydową membranowo-kriogeniczną

Koncepcja bloku z tlenownią hybrydową bazuje na zastosowaniu membran polimerowych niskotemperaturowych, które cechuje niska energochłonność wraz ze stosunkowo niewielką czystością uzyskiwanego tlenu oraz tlenowni kriogenicznej, pozwalającej uzyskać odpowiednią czystość tlenu dla kotła oxy. Odpowiednia integracja tych dwóch koncepcji pozwala stworzyć układ o mniejszej energochłonności niż tlenownie kriogeniczne. W niniejszej pracy analizowano układ z tlenownią hybrydową o mocy

Parametr	Jednostka	Wartości	
		Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Wartość opałowa (W_d)	kJ/kg	24 078	9 960
Wilgoć (W)	%	17,32	42,50
Popiół (A)	%	9,00	17,50
C	%	61,25	28,60
S	%	1,10	0,95
H	%	3,90	2,20
N	%	0,93	0,25
O	%	6,50	8,00

Tab. 3. Parametry węgla kamiennego oraz węgla brunatnego

460 MW i parametrach pary 600°C/29 MPa (nazwany wariantem 2).

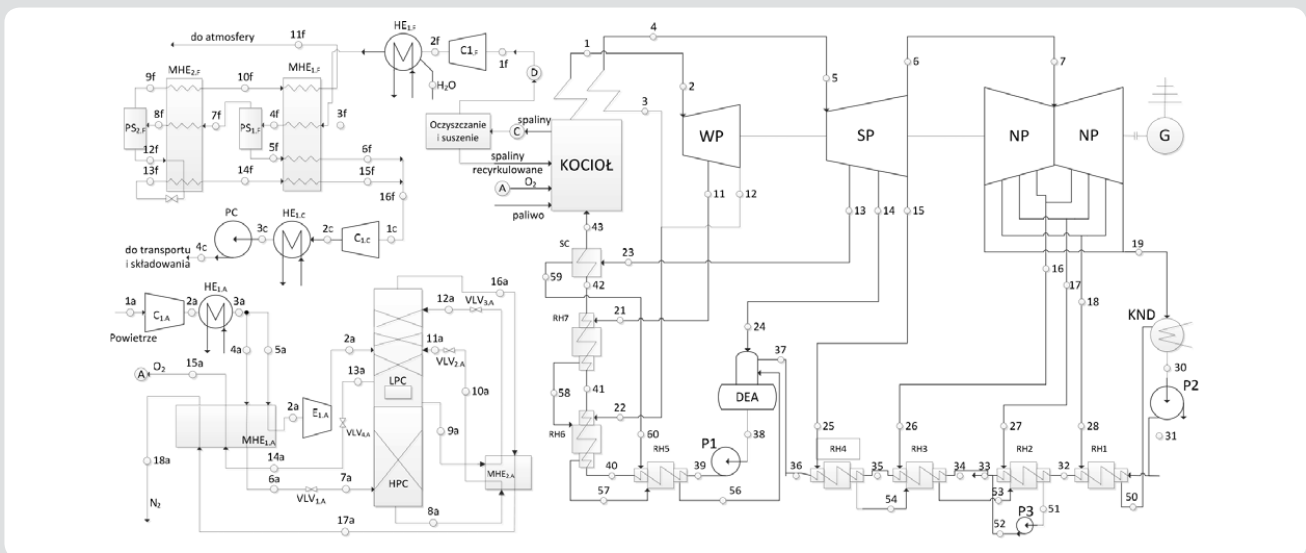
Obecny etap rozwoju membran polimerowych nie pozwala na uzyskanie wysokich stopni czystości tlenu bądź otrzymanie takich czystości wiąże się z wysoką energochłonnością wymaganą do napędu sprężarek oraz pomp próżniowych. W analizie przyjęto, że na membranie otrzymano taki strumień powietrza wzbogaconego w O_2 , który wiąże się z najniższą energochłonnością układu hybrydowego rozpatrywanego jako całość. Wymagana dla kotła czystość tlenu równa 95% jest uzyskiwana w klasycznej dwukolumnowej tlenowni kriogenicznej. Schemat układu jest przedstawiony na rys. 3. Modele analizowanych układów zostały zbudowane w programach GateCycle™ (kocioł pyłowy, układ parowo-wodny) oraz Aspen (tlenownia oraz instalacja wychwytu CO_2). Dane dotyczące kotła pyłowego oraz spalanej paliwa przedstawiono kolejno w tab. 2 oraz tab. 3.

2.3. Układ z tlenownią HTM typu four-end

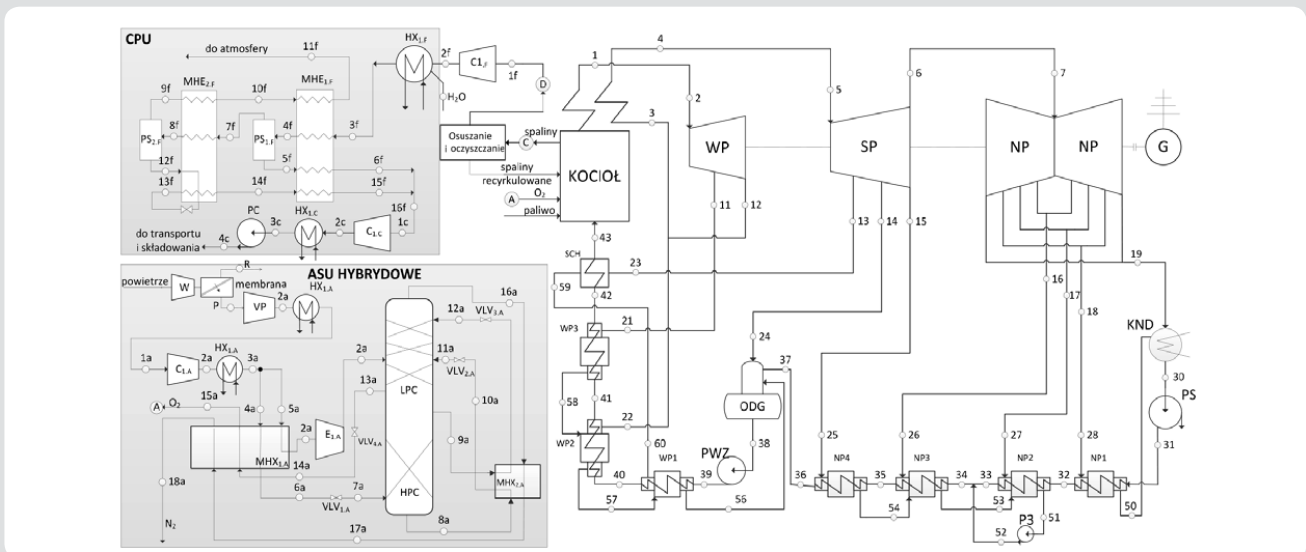
Kolejnym analizowanym układem jest blok oxy o mocy 600 MW, zintegrowany z kotłem pyłowym oraz tlenownią wyposażoną w wysokotemperaturową membranę HTM (ang. *High Temperature Membrane*) typu four-end (wariant 3). Tego typu proces wykorzystuje możliwość zwiększania różnicy ciśnień po obu stronach membrany (będąca siłą napędową procesu) poprzez wykorzystanie spalin będących tzw. gazem przemijającym.

Parametry modelu kotła pyłowego zostały przedstawione w tab. 2, przy czym rozważano tu dwa podwarianty układu, tj. z recyrkulacją suchą (spaliny zawracane są za osuszaczem spalin) oraz z recyrkulacją mokrą (spaliny zawracane sprzed osuszacza). Schematy kotła z obiema recyrkulacjami przedstawiono na rys. 4.

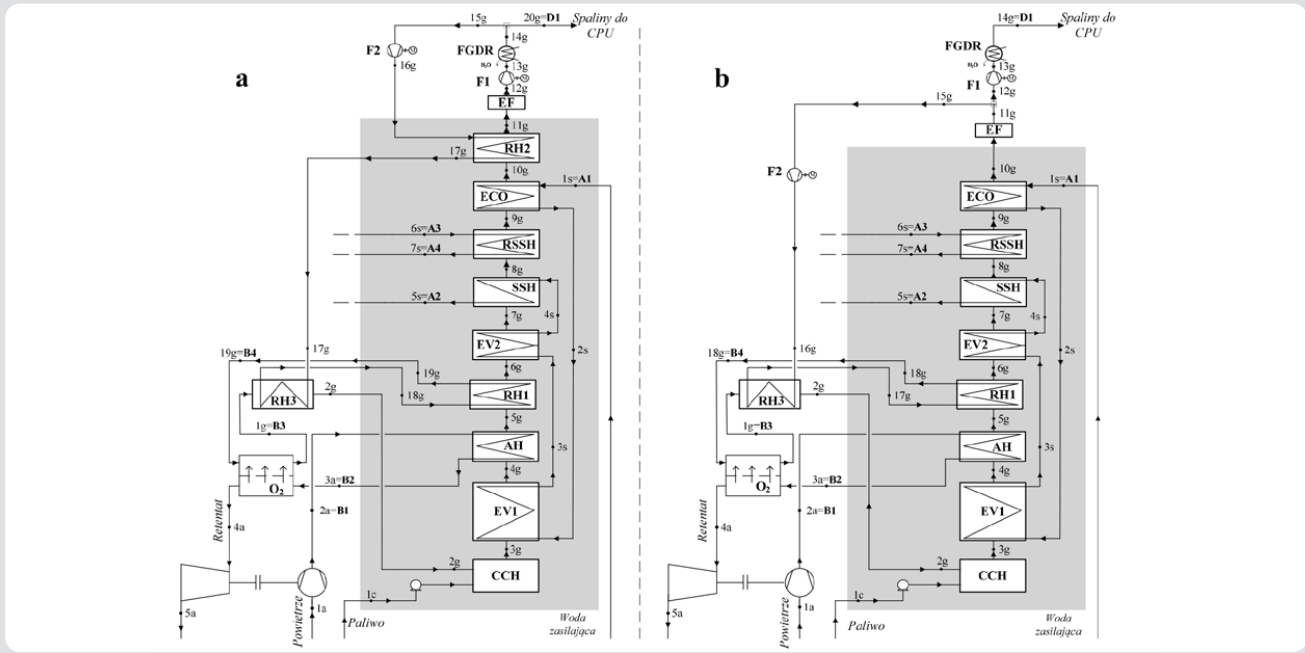
W układzie przyjęto, że kocioł opalany jest węglem o składzie przedstawionym w tab. 3.



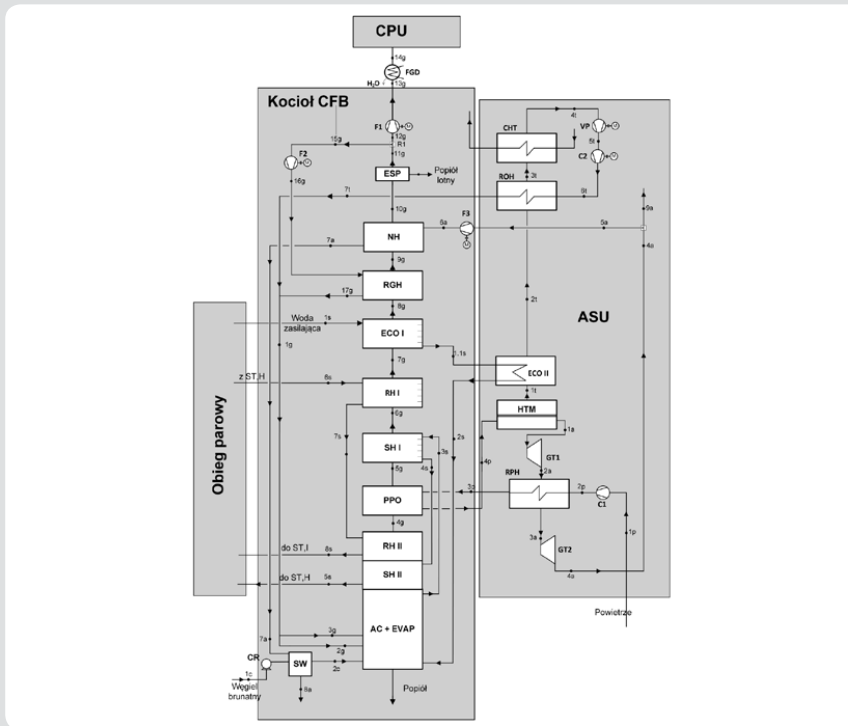
Rys. 2. Schemat analizowanego układu spalania tlenowego zintegrowanego z tlenownią kriogeniczną oraz instalacją oczyszczania i sprężania CO_2 ; (WP/SP/NP – turbina parowa, C – kompresor, E – ekspander, P – pompa, HE – wymiennik ciepła, KND – kondensator, HPC, LPC – kolumna destylacyjna, NP – wymiennik regeneracyjny)



Rys. 3. Schemat układu oxy zintegrowanego z hybrydową membranowo-kriogeniczną instalacją produkcji tlenu



Rys. 4. Schemat układu oxy-spalania z kotłem pyłowym realizującym suchą (a) oraz mokrą (b) pętlę recykulacji spalin, zintegrowanego z tlenownią membranową HTM typu four-end



Rys. 5. Schemat zintegrowanych instalacji: kotła CFB pracującego w technologii oxy-spalania, separacji powietrza ASU, obiegu parowego oraz kondycjonowania spalin (CPU)

ciekłego CO₂. Ciśnienie gazu na wylocie z instalacji (z pompą) wynosi 15 MPa. Zastosowanie takiej konfiguracji instalacji pozwala na uzyskanie stopnia odzysku CO₂ ok. 92% i czystości CO₂ równej 94% w wariancie recykulacji suchej, a 92% w przypadku recykulacji mokrej.

2.4. Układ z tlenownią HTM typu three-end

Ostatnim z rozważanych układów jest wariant elektrowni o mocy brutto równej 600 MW z fluidalnym kotłem zintegrowanym z tlenownią bazującą na wysokotemperaturowych membranach HTM typu three-end (wariant 4).

W pierwszym etapie prac układ oxy-spalania, zintegrowany z tlenownią HTM typu three-end, został poddany wielu analizom mającym na celu wyznaczenie podstawowych charakterystyk termodynamicznych układu. Analizie poddano wpływ zawartości O₂ w utleniaczu kierowanym do komory spalania oraz w strumieniu tlenu technicznego doprowadzanego z instalacji separacji powietrza na adiabatyczną temperaturę spalania, strumień objętościowy spalin wylotowych z separatora cząstek stałych i kierowanych do części konwekcyjnej kotła, czy też stopień recykulacji spalin. Rezultaty tych analiz przedstawiono w literaturze [m.in. 13]. Schemat zintegrowanego modelu przedstawiono na rys. 5.

Centralnym elementem instalacji jest moduł membranowy zaopatrzony w membrany wysokotemperaturowe typu three-end (HTM), w ramach którego można zidentyfikować trzy strumienie gazu: nadawę, permeat i retentat. Powietrze po podniesieniu ciśnienia w sprężarce (S) jest doprowadzane do regeneracyjnego wymiennika ciepła (PRP), a następnie do podgrzewacza powietrza zlokalizowanego w ciągu konwekcyjnym kotła. W membranie strumień powietrza jest rozdzielany na: tlen (permeat)

W instalacji z membraną wysokotemperaturową niezbędny jest podgrzew powietrza i spalin do temperatury pracy membrany, którą przyjęto na poziomie 850°C. Realizacja podgrzewu odbywa się w dwóch lub trzech podgrzewaczach spalin recykulowanych oraz podgrzewacz powietrza. W układzie produkowana jest para świeża o temperaturze równej 650°C i ciśnieniu równym 30 MPa oraz para wtórna o temperaturze

670°C i ciśnieniu 6 MPa. Sprawność brutto analizowanej elektrowni zależy od stopnia odzysku tlenu R. Sprawność analogicznego układu pracującego w technologii spalania powietrznego (układ odniesienia) wynosi 46,5%. Instalacja kondycjonowania CO₂ (osuszania, oczyszczania i sprężania) składa się z trzech sprężarek, trzech wymienników ciepła, trzech separatorów fazowych oraz pompy

Wielkość	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3		Wariant 4 R = 0,6
			Sucha R = 0,6	Mokra R = 0,6	
Strumień ciepła doprowadzanego do obiegu parowego, MW	908,4	908,4	1154,9	1154,9	1182,2
Sprawność kotła pyłowego oxy, %	93,19	93,16	70,12	70,58	82,62
Strumień energii chemicznej paliwa, MW	978,8	975,2	1694,7	1636,2	1430,9
Moc elektryczna turbiny parowej, MW	460,0	460,0	600,0	600,0	600,0
Sprawność brutto obiegu parowego, %	50,64	50,64	51,3	51,95	50,75
Moc potrzeb własnych obiegu parowego, MW	15,53	15,54	20,44	20,44	19,14
Moc potrzeb własnych wyspy kotłowej, MW	11,82	11,82	14,31	20,11	17,56
Moc potrzeb własnych tlenowni, MW	71,98	61,34	-106,0	-107,2	-55,56
Moc potrzeb własnych układu separacji CO ₂ , MW	30,98	30,96	0	0	0
Moc potrzeb własnych układu sprężania CO ₂ , MW	12,51	11,08	65,64	64,60	60,08
Moc elektryczna netto elektrowni, MW	318,48	329,26	605,65	602,03	558,78
Sprawność elektryczna netto elektrowni, %	33,02	34,53	35,74	36,79	39,06
Sprawność elektryczna netto elektrowni bez CCS, %	47,85	47,85	48,48	49,09	47,96

Tab. 4. Wyniki analizy termodynamicznej układu bazowego oxy-spalania

oraz pozostałe gazy (retentat). Tlen techniczny o czystości 100% po opuszczeniu membrany oddaje ciepło czynnikowi obiegowemu w kotle w drugim stopniu podgrzewacza (ECO II), a następnie tlenowi w regeneracyjnym podgrzewaczu utleniacza (PU). Następnie jest schładzany przed pompą próżniową (VP) w chłodnicy O₂ (CHT). Po procesie separacji powietrza w membranie pozostałością jest strumień gazu składający się z N₂ oraz O₂. Mieszanina ta posiada wysoką temperaturę i zostaje skierowana do dwusekcyjnej turbiny gazowej (TG1 i TG2). Pomiedzy sekcjami ekspandera zabudowano regeneracyjny podgrzewacz powietrza, gdzie powietrze, które opuszcza sprężarkę jest ogrzewane.

3. Porównanie efektywności elektrowni

Głównym celem analiz termodynamicznych było wyznaczenie głównych wielkości i wskaźników termodynamicznych, w tym mocy, wskaźnika potrzeb własnych oraz sprawności netto zintegrowanego układu. Rozważane układy były jednak wzajemnie niezintegrowane cieplnie, tj. bez wykorzystania ciepła odpadowego, z jednym stopniem sprężania powietrza w instalacji ASU, dwoma stopniami osuszania spalin oraz jednym stopniem sprężania CO₂. Najważniejsze wartości tych wskaźników dla analizowanych wariantów zostały zestawione w tab. 4.

4. Podsumowanie

Przedstawiono analizy bazowych wariantów bloków pracujących w technologii spalania tlenowego. Skupiono się na analizie czterech wariantów układów, różniących się rodzajem kotła, spalaniem paliwa, parametrami pary oraz strukturą:

1. Blok z kotłem pyłowym opalany węglem kamiennym, o mocy brutto 460 MW i parametrach pary świeżej 600°C/29 MPa, zintegrowany z tlenownią kriogeniczną
2. Elektrownia z kotłem pyłowym na węgiel kamienny, o mocy brutto 460 MW i parametrach pary świeżej 600°C/29 MPa, zintegrowany z tlenownią hybrydową membranowo-kriogeniczną
3. Układ z kotłem pyłowym zasilany węglem kamiennym, o mocy brutto 600 MW i parametrach pary świeżej 650°C/30 MPa, zintegrowany z tlenownią wykorzystującą membrany wysokotemperaturowe HTM typu *four-end* z recyrkulacją spalin mokrych, jak i suchych
4. Jednostka wytwórcza z cyrkulacyjnym kotłem fluidalnym, który spala węgiel brunatny, o mocy brutto 600 MW i parametrach pary świeżej 600°C/29 MPa, zintegrowany z tlenownią wykorzystującą membrany wysokotemperaturowe HTM typu *three-end*.

Proces separacji tlenu z powietrza jest najbardziej energochłonnym procesem w bloku oxy. W odniesieniu do tlenowni kriogenicznej analizowano możliwości zmniejszenia zapotrzebowania na energię do procesu poprzez zastosowanie nowych rozwiązań (tlenowni hybrydowej membranowo-kriogenicznej oraz tlenowni wykorzystującej membrany wysokotemperaturowe HTM). Pod kątem obniżenia energochłonności na uwagę zasługują membrany HTM, jednak ich wadą jest brak dojrzałości komercyjnej.

W celu rozwoju technologii oxy-spalania należy się skupić na działaniach zmierzających do poprawy sprawności całego układu oxy, głównie poprzez poprawę sprawności

kotła (np. suszenie paliwa, organizacja spalin recykulowanych). Optymalizacja pracy w wyraźny sposób zmniejsza energochłonność poszczególnych instalacji technologicznych wchodzących w skład struktury układu oxy. Istotne jest także wykorzystanie ciepła odpadowego z międzystopniowego chłodzenia sprężarek i pomp próżniowych oraz ciepła kondensacji w celu zwiększenia mocy turbiny parowej.

Wyniki przedstawione w artykule zostały uzyskane z prac badawczych współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach Kontraktu SP/E/2/6642020/10 – Strategiczny Program Badań „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: opracowanie technologii spalania tlenowego w kotłach pyłowych i fluidalnych, zintegrowanych z wychwytywaniem CO₂”.

Bibliografia

1. Kanniche M. i in., Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture, *Applied Thermal Engineering* 2010, nr 30, s. 53–62.
2. Maurstad O., An overview of coal based integrated gasification combined cycle (IGCC) technology, September 2005, MIT LFEE 2005-002 WP.
3. Duan L. i in., Integration and optimization on the coal fired power plant with CO₂ capture using MEA, *Energy* 2012, No. 45, s. 107–116.
4. Kotowicz J., Bartela Ł., Optimisation of the connection of membrane CCS installation with a supercritical coal-fired power plant, *Energy* 2012, No. 38, s. 118–127.
5. Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Influence of the selected parameters of a single-stage flash drying and purification of flue gas in the oxy combustion system on purity and recovery rate of the separated CO₂, *Archivum Combustionis* 2012, No. 32, s. 47–61.
6. Remiorz L., Detecting disturbance of uniformity of a nitrogen and CO₂ mixture in an acoustic tube, *Journal of Power Technologies* 2014, No. 94, s. 226–231.
7. Jordal K. i in., Oxyfuel combustion for coal-fired power generation with CO₂ capture – opportunities and challenges, 7th International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Vancouver, Canada, 5–9.09.2004 [online], www.uregina.ca.
8. Fujimori T., Yamada T., Realization of oxyfuel combustion for near zero emission power generation, *Proceedings of the Combustion Institute* 2013, No. 34, s. 2111–2130.
9. Anheden M. i in., Overview of Operational Experience and Results from Test Activities in Vattenfall's 30 MW_{th} Oxyfuel Pilot Plant in Schwarze Pumpe, *Energy Procedia* 2011, No. 4, s. 941–950.
10. Kotowicz J., Dryjańska A., Supercritical power plant 600 MW with cryogenic oxygen plant and CCS installation, *Archives of Thermodynamics* 2013, nr 34(3), s. 123–136.
11. Kotowicz J., Dryjańska A., Balicka A., Wpływ wybranych parametrów na sprawność kotła CFB typu oxy, *Rynek Energii* 2012, nr 2(99), s. 120–126.

12. Kotowicz J., Łukowicz H., Bartela Ł., Michalski S., Validation of a program for supercritical power plant calculations, *Archives of thermodynamic* 2011, No. 32, s. 81–89.
13. Kotowicz J., Balicki A., Thermodynamic analysis of supercritical power plant with circulating fluidized bed boiler working in oxy-combustion technology and high temperature membrane “three-end” for air separation, *Archives of Energetics* 2011, No. 3–4, s. 127–140.
-

Janusz Kotowicz

prof. dr hab. inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Janusz.Kotowicz@polsl.pl

Dziekan Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki oraz kierownik Zakładu Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Mateusz Brzeczek

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Mateusz.Brzeczek@polsl.pl

Doktorant w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Marcin Job

mgr inż.

Politechnika Śląska

e-mail: Marcin.Job@polsl.pl

Doktorant w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach.