

Generation technologies of the future for Polish power system

Author

Bolesław Zaporowski

Keywords

generation technologies, system power plants, CHP plants, small power CHP plants (distributed sources), power system

Abstract

The paper presents an analysis of electricity generation technologies, as well as heat and electricity cogeneration technologies of the future for Polish power system. The analysis focuses on technologies used in three types of power plants: system large power plants, large and medium power CHP plants and small power CHP plants (distributed sources). Individual solutions are characterised by their specific CO₂ emissions (kg CO₂/kWh) and specific electricity generation cost discounted for 2011 with the carbon emission cost included.

1. Introduction

A necessity to adapt a new agreement on greenhouse gas emission curtailment after 2012 by the UN Convention on Climate Change, related to the expiration of the Kyoto Protocol, combined with the Directives of the European Parliament and of the Council and related decisions issued in 2009 [1, 2, 3, 4] posed a serious challenge for the Polish power system, which will have to implement power generation technologies ensuring a considerable reduction of CO₂ emissions during the first half of this century. According to the studies by the International Energy Agency (IEA) in order to avoid a climate disaster, understood as average global temperature growth exceeding 2°C, by 2050 the world should reduce its CO₂ emissions from approximately 27 bn tonnes in 2005 to some 14 bn tonnes in 2050. This would enable halting the increase of CO₂ concentration in the atmosphere at the level of ca. 450 ppm in 2050, compared to 385 ppm in 2005. Because of that two possible scenarios for fossil fuel consumption and CO₂ emissions are taken into consideration: the reference scenario, which would result with a global emission of ca. 62 bn tonnes CO₂ in 2050 and concentration of 550 ppm – leading to a catastrophic global temperature increase of some 4°C, and the so-called 450 scenario, where

the emissions need to be cut down to approximately 14 bn CO₂ per year by 2050 in order to stop the CO₂ concentration at 450 ppm. Achieving such a major emission reduction may only be achieved by adopting new technologies in four businesses: electricity generation, transport, construction and industry. This study analyses generation technologies of the future for the Polish electricity generation sector – i.e. ones characterised by high efficiency, low emissions and economic effectiveness.

2. Global electricity generation

In 2008 global electricity generation was around 20.3 thousand TWh. It was mainly based on the following natural energy sources: hard coal and lignite (40.77%), natural gas (21.26%), nuclear fuel (13.47%), fuel oil (5.48%) and renewable energy sources (19.02%) – including hydroelectricity (16.22%) [5]. The structure of natural energy sources used for electricity generation in different areas and countries is diversified. The share of individual primary energy sources used for electricity generation in 2008 on a global scale and in the countries with the highest generation volumes (above 1000 TWh per year) – USA, China, EU, Japan and Russia – as well as in Poland, is presented in tab. 1.

Region or country	Total electricity generated [TWh]	Share of primary energy sources in electricity generation (%)							
		Coal	Natural gas	Fuel oil	Nuclear fuel	Renewable energy sources			
						Hydro	Wind	Biomass	Sun and geothermal
World	20 269.2	40.77	21.26	5.48	13.47	16.22	1.16	1.32	0.32
USA	4 369.1	48.80	20.83	1.32	19.17	6.45	1.38	1.66	0.39
China	3 456.9	78.97	1.00	0.686	1.98	16.92	0.38	0.07	–
European Union	3 373.0	28.06	23.30	3.0	27.76	10.62	3.82	3.27	0.17
Japan	1 082.0	26.64	26.17	12.86	23.86	7.70	0.45	2.07	0.25
Russia	1 040.4	18.91	47.55	1.55	15.68	16.02	–	0.24	0.05
Poland (2010)	157.4	90.03	3.21	–	–	1.64	1.04	4.08	–

Tab. 1. Share of individual primary energy sources used for electricity generation in 2008

In 2008 global electricity generation consumed approximately 4610 m toe of primary energy, including: ca. 2180 m toe in hard coal and lignite, ca. 1000 m toe in natural gas, ca. 290 m toe in fuel oil, ca. 700 m toe in nuclear fuel, ca. 280 m toe in hydropower, ca. 90 m toe in biomass and ca. 70 m toe in other renewable energy sources. Because of that, in 2008 global electricity generation was responsible for emission of approximately 12 bn tonnes of CO₂, while the total global emission in that year was ca. 29 bn tonnes. This shows that in 2008 global power generation was responsible for ca. 41% of global CO₂ emission.

3. Electricity generation in Poland

One of the prerequisites of ensuring security of power supplies in Poland during the coming years will be new investment in the electricity generation business. This results from the anticipated power consumption and system load increase, as well as analysis of the current power generation fleet in the national power system. Total installed capacity in the Polish power system on 31 January 2010 was ca. 36,210 MW, while the technically available power was ca. 36,160 MW [6]. Yet a considerable share of the generation capacity,

both in system power plants and CHP units, with a total output exceeding 7.3 GW, has been operating for more than forty years, and their total operating time has exceeded 200 thousand hours. Therefore, it may be expected that a considerable amount of those will be either decommissioned or upgraded to come.

In 2010 domestic electricity generation in Poland was 157.4 TWh; of this 90.03% was in power plants fired with hard coal or lignite, 3.21% in natural gas plants, 4.08% in biomass and biogas plants (including 3.17% using co-firing with coal), 1.64% in flow-of-the-river hydroelectric plants and 1.04% by wind power plants [6]. Total electricity generation and gross consumption in 2000–2010 is presented in tab. 2 [7]. The amount of electricity generated in Poland during those years was considerably influenced by export volumes being higher than imports. The average annual gross electricity consumption increase in 2000–2010 was 1.53%. Further analysis is based on the assumption that the average annual increase of power generation in Poland by 2030 will be 1.4%. Forecasted gross domestic electricity demand for 2015, 2020, 2025 and 2030, as well as new capacity requirements for the power system are presented in tab. 3.

Year	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Electricity generation (TWh)	145.2	145.6	144.1	151.6	154.2	156.9	161.7	159.5	155.3	151.7	157.4
Gross electricity consumption (TWh)	134.0	138.9	137.1	141.5	144.9	145.7	150.7	154.1	154.6	149.5	156.1
Gross consumption increase (%)		3.61	-1.32	3.22	2.40	0.61	3.40	2.26	0.35	-3.30	4.38

Tab. 2. electricity generation and gross electricity consumption in Poland in 2000–2010

Item	2015	2020	2025	2030
Forecasted gross electricity consumption (TWh)	170.0	182.3	195.4	209.5
Required available (installed) capacity (MW)	37 300	40 000	42 800	46 000
Forecasted available capacity of sources operating in 2010 (MW)	31 200	27 400	23 400	16 500
Required new build (MW)	6 100	12 600	19 400	29 500

Tab. 3. Required new generation capacity in power system for 2015, 2020, 2025 and 2030

Capacity of new projects (newly commissioned power generation units), after taking into account forecasted decommissioning of part of capacity operational in 2010, depends on the type of newly constructed plants (anticipated capacity factor for individual plant types).

Taking into account the current capacity mix in the national power system, as well as assumptions of the Polish energy policy until 2030 [8], this study assumes that development of power generation capacities in our country should proceed in parallel in three following groups:

- System power plants
- Large and medium power CHP plants supplying municipal district heating systems and industrial plants
- Small power plants and small CHP plants (distributed generation).

The analysis of electricity generation technologies available for deployment during the next twenty years was based on the assumption that the security of primary fuel supplies for the electricity generation sector in Poland may be ensured for:

- Hard coal and lignite
- Biomass, after market for this fuel is appropriately developed in Poland
- Natural gas to a limited extent
- Wind power
- Hydropower to a small extent
- Nuclear power, provided that supplies of fuel can be ensured

throughout the plant lifetime in a way not obstructed by political factors and spent fuel disposal is resolved.

4. Generation technologies of the future for system power plants, as well as large and medium power CHP plants

A catalogue of generation technologies of the future for the Polish power system during the next twenty years has been created after a study on energy and economic effectiveness, environmental impact of various solutions for system power plants as well as large and medium power CHP plants and analysis of fuel security of supplies and costs (for hard coal, lignite, nuclear fuel, natural gas and biomass) (see tab. 4). Individual solutions have been characterised by their specific electricity generation costs discounted for 2011 and specific CO₂ emissions [9], as it has been assumed that the future of individual solutions for system power plants and CHP plants will depend primarily on their economic performance. Specific electricity generation costs are directly based on such key performance indicators as energy efficiency and environmental impact values (CO₂ emission costs). Another important evaluation criterion was operating reliability. The highest availability was attributed to already commercialised technologies. All analysed solutions have been divided into three groups according to their global development status: commercially available (C), demonstration (D) and pilot (P).

No	Fuel/Technology	Global development status	Carbon emission [kg CO ₂ /kWh]	Electricity generation cost (PLN/MWh), including CO ₂ charge of:		
				0 PLN/ Mg CO ₂	160 PLN/ Mg CO ₂	240 PLN/ Mg CO ₂
1	2	3	4	5	6	7
System power plants						
1	Lignite-fired supercritical steam cycle	C	0.868	194	339	412
2	Hard coal-fired supercritical steam cycle	C	0.685	1) 231 2) 248	1) 345 2) 362	1) 403 2) 420
3	Lignite-fired IGCC	D	0.833	219	358	428
4	Hard coal-fired IGCC	D	0.658	1) 258 2) 274	1) 382 2) 388	1) 448 2) 464
5	PWR nuclear unit	C		343	343	343
6	Natural gas GTCC	C	0.341	292	348	375
Large and medium power CHP plants						
1	Hard coal-fired supercritical steam cycle CHP	C	0.616	198	301	352
2	Natural gas-fired GTCC with a 3-pressure HRSG	C	0.287	259	305	329
3	Natural gas-fired GTCC with a 2-pressure HRSG	C	0.302	272	321	346
4	Biomass-fired medium output steam cycle CHP	C		336	336	336
5	IGCC CHP unit	D		385	385	385

Tab. 4. Key performance indicators of different technical solutions for system power plants and large and medium power CHP plants

1) Plant close to a mine, 2) Plant approximately 300 km from a mine

No.	Fuel/Technology	Global development status	Discounted electricity generation cost (PLN/MWh)
1	2	3	4
Small wind and hydro power plants			
1	Wind power plant (2.0 MW)	C	390
2	Small hydroelectric plant (150 kW)	C	510
Small CHP plants			
1	Small simple cycle gas turbine CHP unit fired with natural gas (0.5–7.0 MW)	C	1) 276 2) 308
2	Gas engine CHP unit fired with natural gas (0.2–3.0 MW)	C	1) 361 2) 422
3	Small ORC CHP unit fired with biomass (0.5–2.0 MW)	D	1) 384 2) 548
4	Small steam CHP unit fired with biomass (1.0–3.0 MW)	C	1) 392 2) 554
5	Gas engine CHP unit integrated with biological methane generator (waste) (0.1–2.0 MW)	D	1) 284 2) 446
6	Gas engine CHP unit integrated with biological methane generator (biomass) (0.1–2.0 MW)	D	1) 434 2) 596
7	Gas turbine CHP unit with integrated biomass gasification (0.5–5.0 MW)	P	1) 469 2) 663
8	Small gas engine CHP unit with integrated biomass gasification (0.1–2.0 MW)	P	1) 502 2) 702
9	Fuel cell CHP unit with integrated biomass gasification	P	1) 579 2) 799

Tab. 5. Performance indicators of power generation solutions for small power plants and small power CHP plants (distributed sources)

1) Full load equivalent operating time $T = 6400$ h/year, 2) Full load equivalent operating time $T = 4400$ h/year

5. Generation technologies of the future for small power plants and small CHP plants

The main criterion for the catalogue of prospective distributed power generation technologies was, as in Chapter 4, specific electricity generation cost discounted for 2011. Selected generation technologies of the future for small power plants and small CHP plants (distributed sources) and calculated specific electricity generation cost discounted for 2011 – based, among other data, on their energy efficiency – are presented in tab. 5.

6. Conclusions

- Hard coal and lignite will remain strategic fuels for commercial power stations in Poland by 2020. Currently, the only fully mature technology enabling coal-based power generation characterised by high efficiency is a steam cycle with supercritical (ultra critical) parameters. The solution with the highest economic efficiency, i.e. the lowest specific cost of electricity generation discounted for 2011, is a lignite-fired supercritical steam cycle unit (ca. 194 PLN/MWh, excluding CO₂ emission allowances cost). Specific electricity generation cost discounted for 2011 for the hard coal supercritical steam cycle units is ca. 231 PLN/MWh for plants located near coal mines and ca. 248 PLN/MWh in the case of plants located some 300 km away from coal mines (excluding CO₂ emission allowances cost).
- Integrated Gasification Combined Cycle solution has not yet reached commercial development status. It has to compete against the well-proven supercritical steam cycle technology. Specific electricity generation cost discounted for 2011 for this technology is approximately 12% higher than the value for supercritical steam cycles. For this reasons IGCC projects in Poland may only be considered after 2020.
- Starting with 2020 it will be necessary due to environmental reasons, and also economically feasible to introduce nuclear power generation. Specific electricity generation cost discounted for 2011 for nuclear power plants is quite high at ca. 340 PLN/MWh. For that reason, most probably in about 2020 will it become comparable to the average electricity sales price on the competitive market. At that point in time, however, the cost of generating power at nuclear power stations in Poland will be already lower than that of coal-fired power stations due to the anticipated CO₂ emission allowances cost.
- Specific electricity generation cost discounted for 2011 for commercial power plants with gas turbine combined cycles, assuming current natural gas cost for large-scale customers of approximately 33 PLN/GJ, would be ca. 292 PLN/MWh. It is higher than the cost of electricity generation in supercritical steam cycle power plants and also higher than the average electricity sales price on the competitive market. For that reason, investment decisions about projects involving this technology in Poland should be postponed and re-evaluated after 2015.
- Combined heat and power technologies should be widely developed in Poland, as they offer an effective way to save primary energy and cut CO₂ emissions. For large scale CHP plants (with the CHP unit's heat output of 200–500 MW) the

technologies offering the lowest electricity generation cost discounted for 2011 are supercritical steam cycle CHP units fired with hard coal (ca. 198 PLN/MWh, excluding CO₂ emission allowances cost) and a GTCC CHP unit with a triple-pressure heat recovery steam generator (ca. 259 PLN/MWh excluding CO₂ emission allowance cost). After introduction of CO₂ emission allowance charges, electricity generation costs in both those unit types will be comparable. For medium-output CHP plants (with heating output 50–200 MW) the technology characterised by the lowest electricity generation cost discounted for the year 2011 is a GTCC unit with a dual pressure heat recovery steam generator fired with natural gas (ca. 272 PLN/MWh, excluding CO₂ emission allowances cost). The existence of green certificates worth more than 270 PLN/MWh in 2011 makes a subcritical steam cycle fired with biomass a competitive option in this power range (ca. 336 PLN/MWh). After 2020 technical and market conditions could evolve enabling medium-output biomass IGCC CHP units to be feasible.

6. Wind power should play a significant role among technologies used in distributed power generation in Poland, just as it does in the world. Specific electricity generation cost discounted for 2011 for this solution is ca. 390 PLN/MWh and is the lowest among renewable technologies, which ensures their feasibility when green certificates are taken into account. Due to the absence of favourable hydropower conditions and high investment cost resulting in high specific electricity generation cost, no big development of hydroelectric plants is envisaged in Poland in the near future.
7. In the case of technologies for small scale CHP plants (distributed generation) the lowest specific electricity generation cost discounted for 2011 is that of CHP units fired with natural gas, primarily simple cycle gas turbine CHP units. Gas engine CHP units, where the specific electricity generation cost discounted for 2011 is around 360 PLN/MWh (for the capacity of ca. 250 kW and full load equivalent operating time of 6400 hours per year) may attain positive economic feasibility only if a considerable share of generated electricity is consumed by the investor, thus enabling using a much higher value of generated electricity, equivalent to avoided electricity purchase instead of electricity sales cost in feasibility studies.
8. Electricity generation cost in distributed CHP plants fired with biomass is higher than that of natural gas fired sources. In analysed small biomass CHP plant technologies the lowest electricity generation cost was attained by Organic Rankine Cycle (ORC) units and small steam cycles. CHP units with simple cycle gas turbines, gas engines or fuel cells integrated

with biomass gasification plants are currently only at the pilot research stage. Specific electricity generation cost discounted for 2011 for such units may not be lower than 500 PLN/MWh.

9. Bearing in mind the current average electricity sales price on the competitive market, which in 2010 reached 195.32 PLN/MWh, introducing distributed power generation to the market in the immediate future may only be based on incentives in the form of certificates for renewable electricity (green certificates) or certificates for electricity generated in high-efficiency cogeneration fired with gas fuel or with output below 1 MW (yellow certificates) or using subsidised loans for investment.

REFERENCES

1. Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.
2. Decision No. 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020.
3. Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No. 1013/2006 (CCS Directive).
4. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on promoting the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC (RES Directive).
5. International Energy Agency Statistics, 2010.
6. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA, nr 12, 2010.
7. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2009, Agencja Rynku Energii SA, Warsaw, 2010.
8. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Document approved by the Council of Ministers of the Republic of Poland on 10 November 2009. Ministry of Economy of the Republic of Poland, 2009.
9. Zaporowski B., Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna*, 2008, t. 11, zeszyt 1, pp. 531–542.

Bolesław Zaporowski

Poznań University of Technology

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

A researcher and university teacher. Formerly manager of the Power Plant and Electrical Power Management at the Institute of Electric Power Engineering, Poznań University of Technology; formerly the dean of the Faculty of Electrical Engineering, Poznań University of Technology. An author and co-author of nearly 200 research papers, including 60 foreign publications.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 83–87. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Perspektywiczne technologie wytwórcze dla polskiej elektroenergetyki

Autor

Bolesław Zaporowski

Słowa kluczowe

technologie wytwórcze, elektrownie systemowe, elektrociepłownie, elektrociepłownie małej mocy (źródła rozproszone), system elektroenergetyczny

Streszczenie

W pracy została przedstawiona analiza perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla polskiej elektroenergetyki. Analizę wykonano dla technologii stosowanych w trzech rodzajach źródeł wytwórczych: elektrowni systemowych, elektrociepłowni dużej i średniej mocy oraz elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych). Poszczególne technologie zostały scharakteryzowane przez emisję jednostkową CO₂ (kgCO₂/kWh) oraz jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011, koszty wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem kosztów emisji CO₂.

1. Wprowadzenie

Konieczność przyjęcia przez Konferencję Klimatyczną ONZ nowego porozumienia w sprawie zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych po 2012 roku, w związku z wygaśnięciem Protokołu z Kioto, oraz wydane w 2009 roku przez Parlament Europejski i Radę dyrektywy i decyzje z tym związane [1, 2, 3, 4] stawiają przed polską energetyką poważne wyzwanie wdrożenia w pierwszej połowie naszego wieku nowych technologii energetycznych, które doprowadzą do istotnej redukcji emisji CO₂. Według opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej (ang. *International Energy Agency, IEA*), aby uniknąć katastrofy klimatycznej, to znaczy nie dopuścić do wzrostu średniej temperatury na Ziemi powyżej 2°C, świat powinien do 2050 roku zredukować emisję CO₂, z poziomu ok. 27 mld ton CO₂ w 2005 roku, do poziomu ok. 14 mld ton CO₂ w 2050 roku. Pozwoliłoby to zahamować wzrost koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie ok. 450 ppm w 2050 roku, w porównaniu z koncentracją CO₂ w atmosferze na poziomie

385 ppm w 2005 roku. W związku z tym są rozważane dwa scenariusze zużycia paliw kopalnych i emisji CO₂: referencyjny, który doprowadziłby w 2050 roku do emisji ok. 62 mld ton CO₂ i koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie 550 ppm, co spowodowałoby katastrofalny wzrost temperatury na naszej planecie o ok. 4°C, oraz scenariusz tzw. 450, zgodnie z którym, aby nie dopuścić do wzrostu temperatury na Ziemi o więcej niż 2°C, powinno nastąpić zmniejszenie emisji CO₂ do 2050 roku do poziomu ok. 14 mld ton CO₂ rocznie i dzięki temu zahamowanie wzrostu koncentracji CO₂ w atmosferze na poziomie 450 ppm. Uzyskanie tak poważnej redukcji emisji CO₂ może być osiągnięte jedynie przez wdrożenie nowych technologii w czterech sektorach: wytwarzania energii elektrycznej, transportu, budownictwa oraz przemysłu. W niniejszym opracowaniu są analizowane perspektywiczne, to znaczy wysoko sprawne i niskoemisyjne oraz efektywne ekonomicznie technologie w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.

2. Produkcja energii elektrycznej na świecie

Światowa produkcja energii elektrycznej w 2008 roku wyniosła ok. 20,3 tys. TWh. Jej podstawą były następujące naturalne źródła energii: węgiel kamienny i brunatny (40,77%), gaz ziemny (21,26%), paliwo jądrowe (13,47%), olej opałowy (5,48%) oraz energia ze źródeł odnawialnych (19,02%), w tym energia wodna (16,22%) [5]. Struktura naturalnych źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w regionach świata i krajach jest zróżnicowana. Udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej, wykorzystywanej do produkcji energii elektrycznej w 2008 roku, na świecie oraz w krajach o największej produkcji (rocznie powyżej 1000 TWh) energii elektrycznej – USA, Chiny, kraje Unii Europejskiej, Japonia, Rosja, a także w Polsce – przedstawiono w tab. 1.

Region świata lub kraj	Produkcja energii elektrycznej ogółem [TWh]	Udział naturalnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej [%]							
		węgiel	gaz ziemny	olej opałowy	paliwa jądrowe	odnawialne źródła energii			
						woda	wiatr	biomasa	słońce i energia geotermalna
świat	20 269,2	40,77	21,26	5,48	13,47	16,22	1,16	1,32	0,32
USA	4 369,1	48,80	20,83	1,32	19,17	6,45	1,38	1,66	0,39
Chiny	3 456,9	78,97	1,00	0,686	1,98	16,92	0,38	0,07	–
Unia Europejska	3 373,0	28,06	23,30	3,0	27,76	10,62	3,82	3,27	0,17
Japonia	1 082,0	26,64	26,17	12,86	23,86	7,70	0,45	2,07	0,25
Rosja	1 040,4	18,91	47,55	1,55	15,68	16,02	–	0,24	0,05
Polska (2010)	157,4	90,03	3,21	–	–	1,64	1,04	4,08	–

Tab. 1. Udział poszczególnych rodzajów naturalnych źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w 2008 roku

Na produkcję energii elektrycznej w 2008 roku w skali światowej zużyto ok. 4610 mln toe energii pierwotnej, w tym: węgla kamiennego i brunatnego ok. 2180 mln toe, gazu ziemnego ok. 1000 mln toe, oleju opałowego ok. 290 mln toe, paliwa jądrowego ok. 700 mln toe, energii wody ok. 280 mln toe, biomasy ok. 90 mln toe oraz innych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych ok. 70 mln toe. W związku z tym światowa produkcja energii elektrycznej w 2008 roku była odpowiedzialna za emisję ok. 12 mld ton CO₂, natomiast całkowita emisja CO₂ na świecie w 2008 roku wyniosła ok. 29 mld ton CO₂. Wynika z tego, że produkcja energii elektrycznej w skali światowej była odpowiedzialna w 2008 roku za ok. 41% całkowitej emisji CO₂.

3. Produkcja energii elektrycznej w Polsce
W najbliższych latach jednym z warunków bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej do odbiorców w Polsce będą nowe

inwestycje w podsektorze wytwarzania elektroenergetyki. Wynika to z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową oraz analizy obecnej struktury źródeł wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w KSE na dzień 31 stycznia 2010 roku wynosiła ok. 36 210 MW, a moc osiągalna ok. 36 160 MW [6]. Jednak znaczna liczba jednostek wytwórczych, zarówno w elektrowniach, jak i elektrociepłowniach, o łącznej mocy powyżej 7,3 tys. MW, pracuje w KSE już od ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 200 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy się spodziewać wycofywania znacznej ich liczby z ruchu lub odstawiania do modernizacji.

W 2010 roku produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 157,4 TWh, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych: węglem kamiennym i brunatnym 90,03%, gazem ziemnym

3,21%, biomasą i biogazem 4,08% (w tym we współpalaniu z węglem 3,17%), w elektrowniach wodnych przepływowych 1,64% i w elektrowniach wiatrowych 1,04% [6]. Wartości produkcji energii elektrycznej oraz jej zużycia brutto i przyrostu zużycia brutto w latach 2000–2010 przedstawiono w tab. 2 [7]. Na wielkość produkcji energii elektrycznej w tym okresie w Polsce znaczny wpływ miała nadwyżka jej eksportu nad importem. Średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2000–2010 wyniósł 1,53%. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że średnioroczny przyrost zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce do 2030 roku wyniesie 1,4%. Przewidywane w związku z tym zużycie energii elektrycznej brutto w latach 2015, 2020, 2025 i 2030 oraz wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym przedstawiono w tab. 3.

Rok	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produkcja energii elektrycznej [TWh]	145,2	145,6	144,1	151,6	154,2	156,9	161,7	159,5	155,3	151,7	157,4
Zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	134,0	138,9	137,1	141,5	144,9	145,7	150,7	154,1	154,6	149,5	156,1
Przyrost zużycia brutto [%]		3,61	-1,32	3,22	2,40	0,61	3,40	2,26	0,35	-3,30	4,38

Tab. 2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2000–2010

Wielkość	Lata			
	2015	2020	2025	2030
Przewidywane zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]	170,0	182,3	195,4	209,5
Wymagana moc osiągalna (zainstalowana) [MW]	37 300	40 000	42 800	46 000
Przewidywana moc osiągalna w pracujących w 2010 roku jednostkach wytwórczych [MW]	31 200	27 400	23 400	16 500
Wymagane nowe inwestycje [MW]	6 100	12 600	19 400	29 500

Tab. 3. Wymagane nowe moce wytwórcze w systemie elektroenergetycznym w latach 2015, 2020, 2025 i 2030

Wielkości wymaganych nowych inwestycji (oddanych do eksploatacji nowych mocy wytwórczych), po uwzględnieniu przewidywanego wycofywania z eksploatacji części pracujących w 2010 roku jednostek wytwórczych, jest zależna od rodzaju nowo budowanych jednostek wytwórczych (przewidywanego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych).

Biorąc pod uwagę obecną strukturę źródeł wytwórczych w KSE oraz założenia polityki energetycznej Polski do 2030 roku [8], w niniejszej pracy założono, że rozwój źródeł wytwórczych w naszym kraju powinien odbywać się równoległe w trzech następujących grupach:

- elektrowni systemowych
- elektrociepłowni średniej i dużej mocy, pracujących w miejskich systemach ciepłowniczych oraz dużych zakładach przemysłowych
- elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródła rozproszonych).

Analizę możliwych do zastosowania w najbliższych 20 latach technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przeprowadzono przy założeniu, że bezpieczeństwo dostaw energii pierwotnej do sektora wytwarzania elektroenergetyki w Polsce mogą zapewnić:

- węgiel kamienny i brunatny
- energia biomasy, po odpowiednim rozwoju rynku tego paliwa w Polsce
- gaz ziemny, w ograniczonym zakresie
- energia wiatru
- energia wody, w małym zakresie
- energia jądrowa, pod warunkiem zapewnienia niezakłóconych czynnikami politycznymi dostaw tego paliwa do elektrowni przez cały okres cyklu ich eksploatacji oraz rozwiązania problemu zarządzania paliwem wypalonym.

4. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni dużej i średniej mocy

Na podstawie wykonanych badań efektywności energetycznej i ekonomicznej oraz wpływu na środowisko technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych i technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach dużej i średniej mocy, a także oceny bezpieczeństwa dostawy i kosztów paliw (węgiel kamienny i brunatny, paliwo jądrowe, gaz ziemny, biomasa), opracowano katalog perspektywicznych technologii wytwórczych dla polskiej elektroenergetyki na najbliższe 20 lat (tab. 4). Poszczególne technologie zostały scharakteryzowane za pomocą jednostkowych, zdyskontowanych na 2011 roku kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz jednostkowej emisji CO₂ [9]. Uznano bowiem, że przyszłość poszczególnych technologii wytwarzania energii

elektrycznej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła zależą przede wszystkim od ich zalet ekonomicznych. W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione takie ważne parametry poszczególnych technologii, jak: sprawność

(efektywność energetyczna) oraz wpływ na środowisko (koszty emisji CO₂). Ważnym kryterium oceny poszczególnych technologii była również niezawodność pracy. Najwyższą niezawodność pracy przypisano technologiom będącym na etapie komercyjnego stanu rozwoju. Wszystkie analizowane

technologie zostały podzielone na trzy grupy z punktu widzenia ich obecnego stanu rozwoju w skali światowej, a mianowicie: komercyjne (K), demonstracyjne (D) i pilotowe (P).

Lp.	Paliwo/technologia	Stan rozwoju technologii na świecie	Emisja CO ₂ [kg CO ₂ /kWh]	Koszty wytwarzania energii elektrycznej [zł/MWh], przy opłacie za emisję CO ₂		
				0 zł/t CO ₂	160 zł/t CO ₂	240 zł/t CO ₂
1	2	3	4	5	6	7
Elektrownie systemowe						
1	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem brunatnym	K	0,868	194	339	412
2	Blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	K	0,685	1) 231 2) 248	1) 345 2) 362	1) 403 2) 420
3	Blok IGCC opalany węglem brunatnym	D	0,833	219	358	428
4	Blok IGCC opalany węglem kamiennym	D	0,658	1) 258 2) 274	1) 382 2) 388	1) 448 2) 464
5	Blok jądrowy PWR	K		343	343	343
6	Blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym	K	0,341	292	348	375
Elektrociepłownie dużej i średniej mocy						
1	Ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym	K	0,616	198	301	352
2	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	K	0,287	259	305	329
3	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym opalany gazem ziemnym	K	0,302	272	321	346
4	Ciepłowniczy blok parowy średniej mocy opalany biomasą	K		336	336	336
5	Ciepłowniczy blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	D		385	385	385

Tab. 4. Charakterystyka perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach dużej i średniej mocy
1) elektrownia w pobliżu kopalni, 2) elektrownia w odległości ok. 300 km od kopalni

5. Perspektywiczne technologie wytwórcze dla elektrowni i elektrociepłowni małej mocy

Przy opracowywaniu katalogu perspektywicznych technologii dla źródeł rozproszonych jako podstawowe kryterium ich wyboru, podobnie jak w rozdz. 4, przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na 2011 roku koszty wytwarzania energii elektrycznej. Wybrane perspektywiczne technologie dla elektrowni i elektrociepłowni małej mocy (źródeł rozproszonych) oraz wyznaczone jednostkowe, zdyskontowane na 2011 roku, koszty wytwarzania energii elektrycznej, oparte między innymi na ich efektywności energetycznej, zestawiono w tab. 5.

6. Wnioski

1. Do 2020 roku paliwami strategicznymi dla elektrowni systemowych w Polsce mogą być przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. W pełni dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną (wysoką sprawnością), jest obecnie jedynie technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne). Najwyższą efektywnością ekonomiczną, to znaczy najniższymi

jednostkowymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanymi na 2011 roku, charakteryzują się parowe bloki na parametry nadkrytyczne, opalane węglem brunatnym (ok. 194 zł/MWh, bez kosztów uprawnień do emisji CO₂). Natomiast jednostkowe, zdyskontowane na 2011 rok koszty wytwarzania energii elektrycznej w parowych blokach na parametry nadkrytyczne, opalanych węglem kamiennym, położonych w pobliżu kopalń węgla wynoszą ok. 231 zł/MWh, a położonych ok. 300 km od kopalń – ok. 248 zł/MWh (bez kosztów uprawnień do emisji CO₂).

2. Bloki gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (ang. *Integrated Gasification Combined Cycle*, IGCC) nie uzyskały jeszcze pełnej dojrzałości komercyjnej. Muszą konkurować ze sprawdzoną od dłuższego czasu technologią bloków parowych na parametry nadkrytyczne. Jednostkowe, zdyskontowane na 2011 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w tych blokach są o ok. 12% wyższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w blokach na parametry nadkrytyczne. Dlatego inwestycje związane z budową bloków IGCC mogą być rozważane w Polsce dopiero po roku 2020.

3. Od 2020 roku konieczny będzie w Polsce ze względów ekologicznych, i uzasadniony ekonomicznie udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej. Jednostkowe, zdyskontowane na 2011 rok koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są dość wysokie i wynoszą ok. 340 zł/MWh. Dlatego prawdopodobnie dopiero ok. 2020 roku będą one porównywalne ze średnią ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Polsce będą wtedy jednak już niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem, łącznie z przewidywanymi kosztami uprawnień do emisji CO₂.

4. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowane na 2011 rok, w systemowych elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, przy obecnej cenie gazu ziemnego dla wielkich odbiorców, wynoszącej ok. 33 zł/GJ, wyniosłyby ok. 292 zł/MWh. Są one wyższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne i wyższe od średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku

Lp.	Paliwo/technologia	Stan rozwoju technologii na świecie	Zdyskontowane koszty wytworzenia energii elektrycznej [zł/MWh]
1	2	3	4
Elektrownie wiatrowe i wodne małej mocy			
1	Elektrownia wiatrowa (2,0 MW)	K	390
2	Elektrownia wodna małej mocy (150 kW)	K	510
Elektrociepłownie małej mocy			
1	Ciepłowniczy blok gazowy z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym (0,5–7,0 MW) opalany gazem ziemnym	K	1) 276 2) 308
2	Ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym (0,2–3,0 MW) opalany gazem ziemnym	K	1) 361 2) 422
3	Ciepłowniczy blok ORC małej mocy (0,5–2,0 MW) opalany biomasą	D	1) 384 2) 548
4	Ciepłowniczy blok parowy małej mocy (1,0–3,0 MW) opalany biomasą	K	1) 392 2) 554
5	Ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany z biologicznym generatorem biometanu (odpady) (0,1–2,0 MW)	D	1) 284 2) 446
6	Ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany z biologicznym generatorem biometanu (biomasa) (0,1–2,0 MW)	D	1) 434 2) 596
7	Ciepłowniczy blok z turbiną gazową zintegrowany ze zgazowaniem biomasy (0,5–5,0 MW)	P	1) 469 2) 663
8	Ciepłowniczy blok z silnikiem gazowym zintegrowany ze zgazowaniem biomasy małej mocy (0,1–2,0 MW)	P	1) 502 2) 702
9	Ciepłowniczy blok z ogniwem paliwowym zintegrowany ze zgazowaniem biomasy	P	1) 579 2) 799

Tab. 5. Charakterystyka perspektywicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach małej mocy (w źródłach rozproszonych)

1) czas wykorzystania mocy zainstalowanej T = 6400 godz./rok

2) czas wykorzystania mocy zainstalowanej T = 4400 godz./rok

konkurencyjnym. Dlatego decyzje o przedsięwzięciach inwestycyjnych związanych z budową tego typu elektrowni systemowych w Polsce należy odłożyć i poddać ponownej analizie po roku 2015.

5. W Polsce w szerokim zakresie powinny być rozwijane technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, gdyż jest to skuteczny sposób na uzyskanie oszczędności energii pierwotnej i obniżanie emisji CO₂. Dla elektrociepłowni dużej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 200–500 MW) jednostkami kogeneracyjnymi, charakteryzującymi się najniższymi, zdyskontowanymi na 2011 rok kosztami wytwarzania energii elektrycznej, są: ciepłowniczy blok parowy na parametry nadkrytyczne opalany węglem kamiennym (ok. 198 zł/MWh, bez kosztów pozwoleń na emisję CO₂) oraz ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 3-ciśnieniowym kotłem odzysknicowym, opalany gazem ziemnym (ok. 259 zł/MWh, bez kosztów pozwoleń na emisję CO₂). Po wprowadzeniu opłaty za pozwolenia na emisję CO₂ koszty wytwarzania energii elektrycznej w obu tych typach bloków ciepłowniczych będą porównywalne. Dla elektrociepłowni średniej mocy (o mocy cieplnej w skojarzeniu 50–200 MW) jednostką kogeneracyjną, charakteryzującą się najniższymi, zdyskontowanymi na 2011 rok kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest ciepłowniczy blok gazowo-parowy z 2-ciśnieniowym kotłem

odzysknicowym, opalany gazem ziemnym (ok. 272 zł/MWh, bez kosztów pozwoleń na emisję CO₂). Przy istnieniu zielonych certyfikatów, o wartości powyżej 270 zł/MWh w 2011 roku, konkurencyjną jednostką kogeneracyjną w tym zakresie mocy jest blok parowy na parametry podkrytyczne, opalany biomasą (ok. 336 zł/MWh). Po 2020 roku mogą powstać warunki technologiczne i ekonomiczne uzasadniające budowę jednostek kogeneracyjnych średniej mocy w postaci ciepłowniczych bloków gazowo-parowych, zintegrowanych ze zgazowaniem biomasy.

6. Wśród technologii stosowanych w elektrowniach małej mocy, wykorzystujących odnawialne źródła energii, istotną rolę w produkcji energii elektrycznej w Polsce, podobnie jak na świecie, powinny odegrać w najbliższym czasie elektrownie wiatrowe. Jednostkowe, zdyskontowane na rok 2011 koszty wytwarzania energii elektrycznej w tych źródłach wytwórczych wynoszą ok. 390 zł/MWh i są najniższe wśród technologii wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, co przy istnieniu zielonych certyfikatów zapewnia im opłacalność. Ze względu na brak korzystnych warunków hydroenergetycznych i wysokie nakłady inwestycyjne, pociągające za sobą wysokie jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, w Polsce nie przewiduje się w najbliższym okresie szerokiego programu budowy elektrowni wodnych małej mocy.

7. Wśród technologii możliwych do zastosowania w elektrociepłowniach małej mocy (źródłach rozproszonych) najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowanymi na 2011 rok, charakteryzują się skojarzone źródła rozproszone, opalane gazem ziemnym, to znaczy przede wszystkim ciepłownicze bloki gazowe z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym. Natomiast ciepłownicze bloki gazowe z silnikami gazowymi, w których jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej, zdyskontowane na 2011 rok, dla elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 250 kW i czasu wykorzystania elektrycznej i cieplnej mocy zainstalowanej T = 6400 godz./rok, wynoszą ok. 360 zł/MWh, mogą uzyskać dodatnią efektywność ekonomiczną tylko w przypadku, gdy znaczna część wytwarzanej przez nie energii elektrycznej będzie zużywana przez inwestora i w związku z tym będzie możliwe przyjęcie, w analizach ekonomicznych, znacznie wyższego równoważnika finansowego unikniętego kosztu zakupu zużywanej przez inwestora energii elektrycznej, w miejsce jej ceny sprzedaży.

8. Koszty wytwarzania energii elektrycznej w skojarzonych źródłach rozproszonych, opalanych biomasą, są wyższe niż w opalanych gazem ziemnym. W analizowanych technologiach elektrociepłowni małej mocy, opalanych biomasą, najniższe jednostkowe koszty wytwarzania energii

elektrycznej są w ciepłowniczych blokach ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*) oraz ciepłowniczych blokach parowych małej mocy. W dalszej kolejności znajdują się bloki ciepłownicze zintegrowane z biologicznymi generatorami biogazu. Natomiast ciepłownicze bloki: z turbinami gazowymi, pracującymi w obiegu prostym, z silnikami gazowymi oraz z ogniwami paliwowymi, zintegrowane ze zgazowaniem biomasy są obecnie dopiero na etapie badań pilotowych. Jednostkowe, zdyskontowane na 2011 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w tych jednostkach prawdopodobnie nie będą niższe niż 500 zł/MWh.

9. Obecnie, przy średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, która w 2010 roku wyniosła 195,32 zł/MWh, wprowadzanie na rynek energii elektrycznej ze źródeł rozproszonych może odbywać się w najbliższej przyszłości wyłącznie za pomocą środków wspierania, w postaci świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (zielone certyfikaty) oraz energii elektrycznej z wysokosprawnej

kogeneracji gazowej lub ze źródeł o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW (żółte certyfikaty), a także za pomocą preferencyjnych kredytów inwestycyjnych.

Bibliografia

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
2. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom,
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (dyrektywa CCS).
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (tzw. dyrektywa OZE).
6. International Energy Agency Statistics, 2010.
7. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Rynku Energii SA, nr 12, 2010.
8. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2009, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2010.
9. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10.11.2009, Ministerstwo Gospodarki, 2009.
10. Zaporowski B., Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej, *Polityka Energetyczna*, 2008, t. 11, zeszyt 1, s. 531–542.

Bolesław Zaporowski

dr hab. inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Badacz i nauczyciel akademicki. Był kierownikiem Zakładu Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, a także dziekanem Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Opublikował, jako autor lub współautor, blisko 200 prac naukowych, w tym ponad 60 za granicą.