

Fot. 1. Turbina gazowa GT26 (fot. Alstom)

Robert Osikowicz
Paliwa i Energetyka

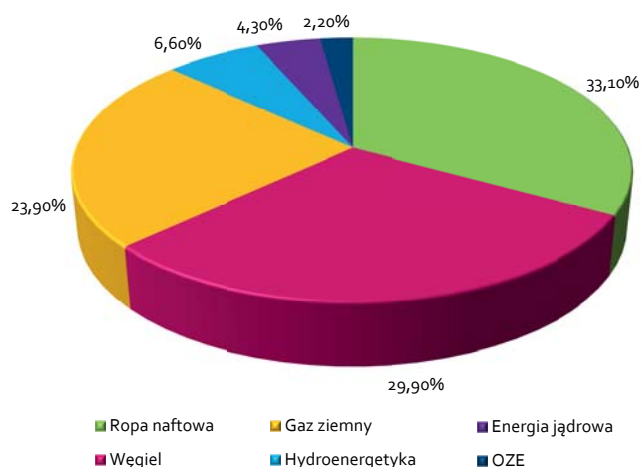
Przyszłość elektrowni i elektrociepłowni gazowych

W artykule przedstawiono dostępne dane statystyczne dotyczące produkcji energii elektrycznej w blokach gazowych i gazowo-parowych. Wskazano na tendencje panujące w energetyce gazowej i perspektywy rozwoju tej gałęzi przemysłu w różnych regionach świata. Zaprezentowano też aktualny stan prac nad projektami realizowanymi w Polsce

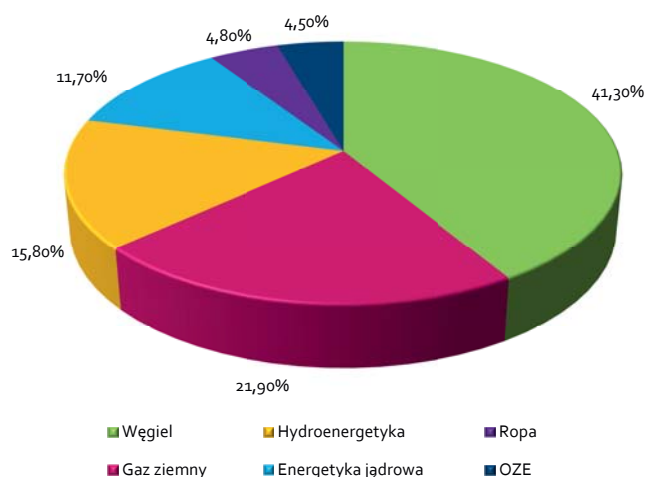
Rynek energii elektrycznej w Polsce

Jak wynika z informacji udostępnianych przez Urząd Regulacji Energetyki, krajowe zużycie energii elektrycznej w 2012 r. wyniosło 157,0 TWh przy produkcji na poziomie 159,8 TWh. Nadwyżka produkcji energii elektrycznej nad jej krajowym zużyciem to rezultat sprzyjającej koniunktury w handlu zagranicznym. W 2012 r. moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym zwiększyła się o 3% w stosunku do 2011 r. i wyniosła 35,2 GW. Około 3% mocy zainstalowane jest w blokach zasilanych gazem. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21,8 GW przy maksymalnym zapotrzebowaniu wynoszącym 25,8 GW. Struktura produkcji energii elektrycznej jest stabilna. Nadal największe

znaczenie mają dwa główne paliwa – węgiel kamienny i brunatny, a udział produkcji z tych paliw w 2012 r. wyniósł 83%. Z gazu ziemnego wyprodukowano około 6,2 TWh energii elektrycznej, co daje temu paliwu 3,8% udziału. Zużycie gazu ziemnego w sektorze elektroenergetycznym w Polsce stanowi mniej niż 8% krajowej konsumpcji błękitnego paliwa. Największymi graczami w sektorze wytwarzania energii elektrycznej są grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA. Trzej najwięksi wytwórcy (PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 65% produkcji energii elektrycznej w kraju. Głównym odbiorcą



Rys. 1. Udział gazu w bilansie energetycznym świata (2012)



Rys. 2. Udział gazu w źródłach do produkcji energii elektrycznej (2012)

prądu na hurtowym rynku do 2010 r. pozostawały przedsiębiorstwa obrotu, z kolei począwszy od 2011 r. – giełda energii. W 2012 r. tendencja ta utrzymała się. Średnia cena, po której wytwórcy sprzedawali energię elektryczną, ukształtowała się na poziomie 203,4 zł/MWh, z kolei średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu wyniosła 210,1 zł/MWh.

Gaz jako paliwo do produkcji energii elektrycznej

W 2012 r. wyprodukowano na świecie około 22500 TWh energii elektrycznej. Gaz ziemny zajmuje w skali światowej drugie miejsce (21,9%) po węglu wśród źródeł służących do jej wytwarzania. Gaz znacząco wyprzedza pod tym względem hydroenergetykę czy energetykę jądrową. Patrząc z perspektywy ostatnich kilku dekad, rola gazu w energetyce wzrasta. Jednak od czasu kryzysu, zapoczątkowanego w 2008 r., z rynku energii dochodzą niejednoznaczne sygnały dotyczące per-

spektyw krótko- i średnioterminowych dla energetyki gazowej. Mamy do czynienia ze skrajnie różnymi zachowaniami na rynku energii w Ameryce Północnej, Azji i w krajach Unii Europejskiej. Decydującą rolę odgrywa tutaj dostęp do taniego surowca (USA), silna konkurencja ze strony energii pozyskiwanej z węgla (Europa) i narastająca niechęć wobec energetyki atomowej (Japonia).

Elektrownie i elektrociepłownie

Elektrownia gazowa to zakład produkujący energię elektryczną w oparciu o paliwo, jakim jest gaz ziemny. Wykorzystuje turbiny gazowe, zamieniające energię spalin powstałych w wyniku spalania gazu w energię mechaniczną. Znane są trzy metody wytwarzania energii z użyciem turbin. W pierwszej produkcja energii elektrycznej odbywa się bez dalszego wykorzystania spalin. W cyklu kogeneracyjnym powstałe w wyniku produkcji energii elektrycznej spaliny wykorzystywane są do produkcji ciepła dla innych zastosowań technologicznych. W cyklu gazowo-parowym powstałe w wyniku produkcji energii spalin służą do wytworzenia pary wodnej dla turbiny parowej, a ta z kolei napędza generator.

Najefektywniejszym rozwiązaniem stosowanym obecnie w energetyce jest blok gazowo-parowy. Pozwala on maksymalnie sprawnie przetworzyć paliwo gazowe na energię elektryczną i ciepło. Ciepło przekazywane jest najczęściej w postaci wody o wysokiej temperaturze. Może ona być przesłana

do sieci ciepłowniczej, służąc do centralnego ogrzewania, lub też do instalacji przemysłowych. Elektrociepłownia gazowo-parowa może pracować jako element sprzężony z systemem elektroenergetycznym, a także jako samodzielna jednostka. Jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła jest bardziej opłacalna niż odseparowane od siebie ich wytwarzanie w oddzielnych zakładach. Dla uzyskania podobnego efektu energetycznego spalana jest mniejsza ilość paliwa. Dwa najbardziej istotne segmenty wśród elektrociepłowni gazowych to elektrociepłownie zawodowe, które produkują ciepło dla miejskich systemów ciepłowniczych i elektrociepłownie przemysłowe skupiające się na dostawach energii i ciepła na potrzeby jednego lub kilku zakładów przemysłowych. Cechą charakterystyczną elektrociepłowni zawodowych jest sezonowość zapotrzebowania na ciepło.

Jak to działa?

W skład układu cieplnego elektrowni gazowej wchodzi m.in. komora spalania, do której dostarczane jest zarówno paliwo, jak i sprężone powietrze oraz turbina gazowa. Do tej drugiej trafiają spaliny podgrzane do wysokiej temperatury. W wyniku rozprężania się spalin energia cieplna przekształcona zostaje w energię mechaniczną. Wał turbiny gazowej połączony jest z wałem generatora oraz ze sprężarką powietrza. W wielu rozwiązaniach stosuje się dodatkowy podgrzewacz powietrza. Wówczas sprawność układu ulega poprawie. Dodatkowe zwiększenie sprawności układu cieplnego elektrowni gazowej można osiągnąć poprzez: zastosowanie turbiny wielostopniowej, dodatkowych komór spalania oraz użycie dwustopniowego sprężania powietrza. Modyfikacją opisanego systemu jest układ gazowo-parowy, który jest połączeniem układu turbiny gazowej i turbiny parowej. Spaliny za turbiną gazową mają temperaturę przekraczającą 500°C. W prostym układzie turbiny gazowej są one wyrzucane do otoczenia, natomiast w układzie gazowo-parowym spaliny te są wykorzystywane do wytworzenia pary w kotle odzyskowym. Przepływ wody i pary powstaje dzięki pracy pomp. Para zostaje przegrzana, a następnie rozpręża się w turbinie.

Zalety instalacji gazowych

W literaturze wymienia się szereg cech wyróżniających korzystnie bloki gazowe lub gazowo-parowe na tle innych elektrowni ciepłych. Po pierwsze siłownie tego typu wymagają niższych nakładów inwestycyjnych. Szacuje się, że koszt 1 MW(e) mocy w elektrowni gazowej to 0,85–1,0 mln EUR, a w alternatywnej elektrowni węglowej to już wydatek rzędu 1,5–1,7 mln EUR. Inne alternatywne źródła są droższe. Elektrociepłownie i elektrociepłownie mogą powstać w krótkim czasie. Czas budowy bloku gazowo-parowego szacuje się na blisko 3 lata. W przypadku jednostki węglowej zakłada się zwykle około 5 lat. Bloki gazowe charakteryzuje wysoka efektywność (sprawność) układu przetwarzania energii. Dla układów gazowo-parowych (CCGT) sięga ona poziomu 60%. Potrzebny jest też mniejszy obszar zajęty pod budowę w stosunku do elektrowni węglowej. Gaz dostarczany jest rurociągiem, nie potrzeba więc tworzyć zapasów paliwa w obrębie elektrowni. Bardzo istotne znaczenie ma fakt, że w elektrowniach gazowych podczas produkcji energii wydzielane jest do atmosfery znacznie mniej szkodliwych substancji. Elektrociepłownie gazowe cechuje też duża elastyczność w zakresie warunków pracy. Zakłady tego typu mogą spełniać funkcję rezerwową w szczycie poboru mocy. Dostęp

do ich mocy jest zdecydowanie szybszy niż w elektrowniach węglowych. Mogą też pełnić funkcję rezerwową wobec elektrowni wiatrowych w momencie niesprzyjających warunków atmosferycznych.

Wady i ograniczenia technologii gazowych

Wiele zalet elektrowni i elektrociepłowni gazowych jest przeciwstawiane czynnikom o charakterze ekonomicznym. Po pierwsze gaz jest znacznie droższy niż węgiel, stąd jednostkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej będą wyższe. Cena prądu produkowanego w tego typu zakładach jest w głównym stopniu uzależniona od ceny surowca. Jej zmienność na rynku jest większa niż to ma miejsce w przypadku węgla. Moce elektrowni gazowych są zwykle niższe od węglowych, a ich żywotność jest krótsza niż bloków zasilanych węglem. Typowy okres eksploatacji jednostki gazowej to 25 lat, a więc o 10 lat krócej w porównaniu z blokami węglowymi. W końcu wadą dla potencjalnego inwestora mogą być trudności z podłączeniem do sieci przesyłowej gazu. Rurociąg o odpowiedniej przepustowości trzeba zbudować. I ta część projektu trwa niekiedy dłużej niż budowa samej siłowni.

Energetyka gazowa na świecie

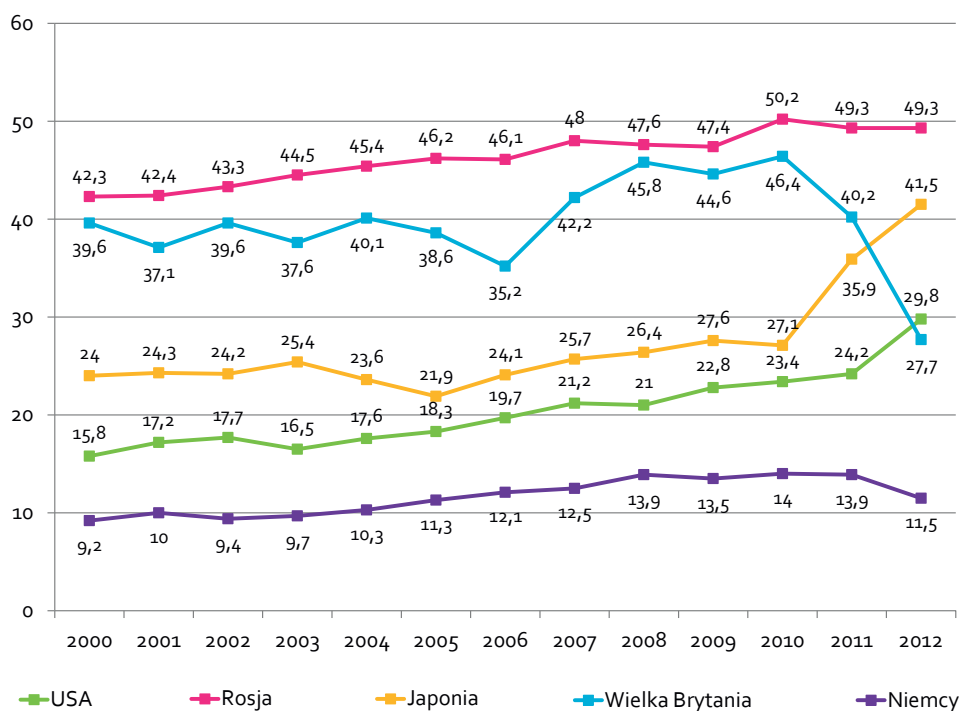
Gaz jako źródło do produkcji energii elektrycznej wykorzystują zarówno kraje zasobne w ten surowiec, jak i całkowicie uzależnione od jego importu. Wpływ ceny gazu na lokalnym rynku ma decydujące znaczenie dla decyzji o budowie tego typu elektrowni. Warto przytoczyć kilka charakterystycznych przykładów. Rosja (2. miejsce w energetyce gazowej na świecie) jako kraj posiadający największe światowe rezerwy gazu, w blisko 50% polega na gazie jako surowcu do produkcji energii elektrycznej. Sprzyja też temu polityka władz, które utrzymują niskie ceny nośników energii na rynku wewnętrznym. Dzięki rewolucji łupkowej Stany Zjednoczone stały się największym producentem gazu na świecie, a być może w niedalekiej przyszłości będą istotnym graczem na rynkach międzynarodowych. USA ma najniższe ceny gazu wśród gospodarek wysokorozwiniętych. Stymuluje to rozwój energetyki gazowej oraz sprzyja rewitalizacji energochłonnych gałęzi przemysłu. Jak wynika z informacji podanych przez U.S. Energy Information Administration, ponad połowa nowych elektrowni, które zostały oddane do użytku w roku 2013, jest zasilana gazem ziemnym. Większość nowych mocy została uruchomiona w stanie Kalifornia. USA z blisko 30% udziałem gazu w bilansie źródeł służących do wytwarzania energii elektrycznej jest zdecydowanie największym światowym producentem energii elektrycznej z gazu. Energetykę oparły na gazie także kraje Bliskiego Wschodu. Udział gazu w produkcji energii elektrycznej w głównych krajach regionu wynosi: Arabia Saudyjska (43%), Iran (66%), Zjednoczone Emiraty Arabskie (98%). Na rynku azjatyckim najwięcej gazowej energii elektrycznej wytwarzają importerzy surowca: Japonia i Korea Południowa. Obydwa kraje należą do pierwszej ósemki światowych producentów energii elektrycznej z gazu. Japonia w krótkim czasie zrekompensowała sobie gazem skroplonym niedobory energii elektrycznej związane z wstrzymaniem produkcji w większości elektrowni atomowych. Inne dwie znaczące ekonomie – Chiny i Indie wspierają raczej węgiel, a nie gaz w energetyce, gdyż udział błękitnego paliwa wynosi odpowiednio: 1,8% i 10,3% w skali kraju. W Ameryce Południowej rolę regionalnego

Miejsce	Kraj	Produkcja energii elektrycznej TWh	Udział produkcji energii ze źródeł gazowych %
	Świat	22 504	21,9
1	Chiny	4 937	1,8
2	USA	4 256	29,8
	Unia Europejska	3 260	22,8
3	Japonia	1 101	41,5
4	Rosja	1 066	49,3
5	Indie	1 053	10,3
6	Niemcy	617	11,5
7	Kanada	610	9,8
8	Francja	560	3,7
9	Brazylia	553	4,7
10	Korea Południowa	522	22,9
11	Wielka Brytania	363	27,7
12	Hiszpania	297	25,0
13	Włochy	295	46,1
14	Meksyk	291	52,2
15	RPA	257	0
16	Arabia Saudyjska	252	43,3
17	Iran	251	66,8
18	Tajwan	250	18,0
19	Turcja	239	43,6
20	Australia	236	19,4
21	Indonezja	200	20,3
22	Ukraina	198	9,5
23	Szwecja	174	1,0
24	Tajlandia	166	68,3
25	Egipt	162	74,7
26	Polska	160	3,8
27	Norwegia	147	1,8
28	Argentyna	139	51,4
29	Wenezuela	127	17,2
30	Malezja	124	44,7
31	Wietnam	120	43,9
32	ZEA	114	98,3
33	Holandia	101	54,3
34	Kazachstan	90	9,2
35	Czechy	88	1,7
36	Pakistan	87	29,0
37	Belgia	78	26,6
38	Szwajcaria	73	1,5
39	Filipiny	72	29,8
40	Austria	72	15,0
41	Finlandia	71	9,4
42	Chile	68	18,3
43	Izrael	61	20,9
44	Kuwejt	60	38,0
45	Kolumbia	60	13,4
46	Rumunia	59	13,5
47	Algieria	57	93,5
48	Grecja	56	20,8
49	Irak	54	62,1
50	Paragwaj	53	0
	Bangladesz	52	91,5

Tab. 1. Lista 50 największych producentów energii elektrycznej na świecie (2012)

Miejsce	Kraj	Produkcja energii elektrycznej z gazu TWh	Udział w produkcji światowej	Miejsce na liście światowych producentów gazu
	Świat	4 928,0	100,0	
1	USA	1 268,3	25,7	1
	Unia Europejska	733,5	14,9	
2	Rosja	525,5	10,6	2
3	Japonia	456,9	9,3	
4	Iran	167,6	3,4	3
5	Meksyk	151,9	3,1	15
6	Włochy	136,0	2,7	45
7	Egipt	121,0	2,5	14
8	Korea Południowa	119,5	2,4	
9	Tajlandia	113,3	2,3	22
10	ZEA	112,0	2,3	17
11	Arabia Saudyjska	109,1	2,2	8
12	Indie	108,4	2,2	24
13	Turcja	104,2	2,1	
14	Wielka Brytania	100,5	2,0	23
15	Chiny	88,8	1,8	7
16	Hiszpania	74,2	1,5	
17	Argentyna	71,4	1,4	25
18	Niemcy	70,9	1,4	44
19	Kanada	59,8	1,2	5
20	Malezja	55,4	1,2	11
21	Holandia	55,2	1,2	13
22	Algieria	53,3	1,1	9
23	Wietnam	52,6	1,1	43
24	Bangladesz	47,5	1,0	28
25	Australia	45,8	0,9	18
26	Tajwan	45,0	0,9	
27	Indonezja	40,6	0,8	10
28	Uzbekistan	39,5	0,8	16
29	Katar	34,7	0,7	4
30	Irak	33,5	0,7	36
31	Białoruś	29,9	0,6	
32	Brazylia	26,0	0,5	32
33	Pakistan	25,2	0,5	21
34	Kuwejt	22,8	0,5	34
35	Wenezuela	21,8	0,4	26
36	Filipiny	21,4	0,4	
37	Syria	21,1	0,4	46
38	Francja	20,8	0,4	
39	Belgia	20,7	0,4	
40	Ukraina	18,8	0,4	31
41	Azerbejdżan	18,3	0,4	33
42	Turkmenistan	17,2	0,3	12
43	Libia	16,7	0,3	40
44	Tunezja	16,0	0,3	
45	Nigeria	15,7	0,3	19
46	Oman	15,5	0,3	27
47	Irlandia	14,5	0,3	
48	Izrael	12,7	0,3	
49	Chile	12,4	0,3	
50	Grecja	11,6	0,3	

Tab. 2. Lista 50 największych producentów energii elektrycznej ze źródeł gazowych (2011-2012)



Rys. 3. Udział gazu w produkcji energii elektrycznej w latach 2000–2012 w kluczowych gospodarkach świata

znajduje się na terenie Stanów Zjednoczonych. W tab. 3 zestawiono największe siłownie w poszczególnych regionach. Na liście nie ma elektrowni zlokalizowanych w Polsce. Żaden z ukończonych dotąd projektów nie dysponuje mocą przekraczającą 500 MW(e).

Opłacalność inwestycji w Europie

Zdaniem specjalistów warunkami koniecznymi dla opłacalności inwestycji w elektrownie gazowe na naszym kontynencie są przewidywalne i zarazem niskie ceny gazu oraz wzrost

cen praw do emisji dwutlenku węgla. Przypadki wielu siłowni zlokalizowanych w Europie pokazują, że są to inwestycje, które nie zwróciły się swoim właścicielom. Operatorzy elektrowni liczą na wprowadzenie mechanizmów, które miałyby stworzyć rezerwy mocy wytwórczych na wypadek zagrożenia blackoutu. W przeciwnym razie z europejskiego rynku może zniknąć wiele gigawatów gazowych mocy wytwórczych. Elektrownie gazowe, mające pełnić funkcję uzupełniającą, są dobrym rozwiązaniem z uwagi na fakt, że łatwo można nimi operować. Należy jednak założyć, że będą to przedsięwzięcia deficytowe, wymagające wsparcia ze strony państwa. W nieco lepszej sytuacji są elektrociepłownie zasilane gazem, zwłaszcza te, które mają zagwarantowany wysoki poziom wykorzystania i odbiór ciepła. Opłacalność projektów gazowych jest ściśle związana z bieżącymi cenami energii i cenami paliw. Firmy energetyczne ograniczyły lub całkowicie wyłączyły blisko 30 GW w elektrowniach gazowych. Wykorzystanie gazowych bloków w wielu europejskich elektrowniach waha się od 25 do 40%. Oznacza to, że przez znaczną część roku bloki te nie pracują, ponieważ produkowany przez nie prąd wypierany jest z rynku przez tańsze źródła.

lidera pełni Argentyna (51% energii elektrycznej ze źródeł gazowych). Elektrownie gazowe w Afryce zlokalizowane są w krajach głównych producentów, jakimi są: Algieria (93% zależności od gazu) i Egipt (75%). Kraje Unii Europejskiej produkują średnio 22,8% energii elektrycznej z gazu ziemnego. Największymi producentami energii z tego źródła pozostają Włochy (6. miejsce na świecie), Wielka Brytania (14), Hiszpania (16), Niemcy (18) i Holandia (21). Szczyt produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego w UE przypadł na rok 2008. Od tego czasu produkcja obniża się, a w latach 2012–2013 proces ten przyspieszył. W tab. 1 i 2 przedstawiono 50 największych producentów energii elektrycznej w skali bezwzględnej oraz 50 czołowych producentów energii ze źródeł zasilanych gazem.

Największe elektrownie gazowe na świecie

Na liście prowadzonej przez Global Energy Observatory znajduje się ponad 2500 siłowni gazowych o zainstalowanej mocy od kilku do około 5 tys. megawatów. Za największe elektrownie uważane są japońska Futtsu (5040 MW) oraz rosyjska Surgutskaja (4800 MW). Najwięcej bloków gazowych

Fot. 2. Elektrownia Irsching 5, Ingolstadt, Niemcy (fot. Siemens)



Fot. 3. Gazowa turbina dla elektrowni Irsching (fot. Siemens)



Nazwa	Typ	Właściciel	Lokalizacja	Kraj	Zainstalowana moc MW(e)	Ilość jednostek (producent turbin)	Rok budowy
Europa							
Montalto di Castro	CCGT	Enel	Viterbo	Włochy	3600	12 (Ansaldo, Fiat)	1997–1999
Lukoml	SCT	RUE Vitebskenergo	Witebsk	Białoruś	2460	8 (LMZ Russia)	1969–1972
Eems	CCGT	Electrabel	Groningen	Holandia	2400	7 (GE)	1976–1996
Adapazari-Gebze	CCGT	Enka Power	Taskisigi	Turcja	2310	9 (GE, Alstom)	2002
Pembroke	CCGT	RWE npower	Pembrokeshire	Wielka Brytania	2000	10 (Alstom)	2011
Rossano	CCGT	Enel	Kalabria	Włochy	1976	8 (Ansaldo, GE)	1976–1996
Staythorpe	CCGT	RWE	Nottinghamshire	Wielka Brytania	1650	8 (Alstom)	2011
Arcos de la Frontera	CCGT	Iberdrola	Kadyks	Hiszpania	1600	5 (GE)	2005–2006
Irsching – 4 Irsching – 5	CCGT CCGT	E.ON	Bawaria	Niemcy	550 850	2 (Siemens) 3 (Siemens)	2009–11 2010
West Burton	CCGT	EDF Energy	Nottinghamshire	Wielka Brytania	1305	6 (GE)	2012
Magnum	CCGT	NUON	Groningen	Holandia	1290	3 (MHI Japan)	2013
Dunamenti II	SCT	Dunaamenti	Szazhalombatta	Węgry	1290	6 (Brown Boveri)	1974–1976
Gersteinwerk	CCGT	RWE	Nadrenia – Westfalia	Niemcy	1285	4 (BBC)	1972–1973
Cartagena	CCGT	GasNatural	Cartagena	Hiszpania	1200	6 (Alstom)	2006
Aghada	CCGT	ESB	Cork	Irlandia	963	6 (Alstom)	1980–2010
Petrom Brazi	CCGT	Petrom Power	Ploeszti	Rumunia	860	3 (GE)	2011
ElecGas Pego	CCGT	ElecGas	Santarem	Portugalia	830	2 (Siemens)	2011
DK6 (Dunkerque)	CCGT	GDF Suez	Dunkierka	Francja	800	4 (Alstom)	2005
Rosja							
Surgutskaya GRES2	SCT	OGK-4	Chanty Mansyjsk	Rosja	4800	6 (LMZ)	1985–1988
Kostromskaya GRES	HPST	OGK-3	Kostroma	Rosja	3600	9	1969–1980
Surgutskaya GRES1	HPST	OGK-2	Stawropol	Rosja	3280	16 (LMZ)	1972
Konakovskaya	HPST	OGK-5	Twer	Rosja	2460	8	1964–1969
Stawropolskaya GRES	HPST	OGK-2	Stawropol	Rosja	2400	8	1975–1983
Permskaya	HPST	OGK-1	Dobryanka	Rosja	2400	3	1986–1991
Afryka							
Cairo Noth	CCGT	Cairo Electricity	Kair	Egipt	1500	6 (MHI, GE)	2004–2008
Nabaria	CCGT	Middle Delta	El Behaira	Egipt	1500	6 (Siemens)	2005–2006
Zwaia	CCGT	GECOL	Zawia City	Libia	1430	9 (Alstom, Hyundai)	2003–2007
Ankerlig	OCGT	Eskom	Western Cape	RPA	1338	9 (Siemens)	2007–2009
Hajdret	CCGT	Shariket Kahraba	Hajdret En- Nouss	Algieria	1227	3 (GE)	2009
Terga	CCGT	Shariket Kahraba	Oran	Algieria	1200	3 (Alstom)	2012
Delta-Ughelli	SCT	Ughelli Power	Ughelli	Nigeria	942	6	1966

Tab. 3. Lista wybranych elektrowni gazowych z podziałem na regiony

Nazwa	Typ	Właściciel	Lokalizacja	Kraj	Zainstalowana moc MW(e)	Ilość jednostek (producent turbin)	Rok budowy
Ameryka Północna							
Sanford	CCGT	Florida Power	Floryda	USA	2878	12	2002
Mystic	CCGT	Exelon	Massachussetts	USA	2844	8	2003
Fort Myers	CCGT	Florida Power	Floryda	USA	2750	22	1974
Gila River	CCGT	Panda Gila River	Arizona	USA	2334	12	2003
Union Power Partners	CCGT	Union Power Partners	Arkansas	USA	2152	12	2003
Nine Mile Point	CCGT	Entergy Louisiana	Luizjana	USA	2141	5	1992
Haynes	CCGT	Los Angeles	Kalifornia	USA	2135	7	2005
Greenfield Energy Center	CCGT	Greenfield Energy Center	Ontario	Kanada	1030	4 (Siemens)	2008
Altamira	CCGT	Iberdrola	Altamira	Meksyk	1030	6 (GE)	2003
Ameryka Południowa							
Planta Centro	SCT	Cadafé	Carabobo	Wenezuela	2000	5 (Brown Boveri)	1982–1985
Ricardo Zuluaga	SCT	EDC	Vargas	Wenezuela	1720	9 (Toshiba)	1956–1981
Endesa Costanera	SCT	Endesa	Buenos Aires	Argentyna	1138	6 (British Thor)	1964–1984
Leonel Brizola	CCGT	Petrobras	Rio de Janeiro	Brazylia	1058	9 (Alstom)	2003–2004
Fernando Gasparian	CCGT	Empresa	São Paulo	Brazylia	1040	9 (ABB, GE)	2002
Central Puerto	SCT	Central Puerto	Buenos Aires	Argentyna	1019	6 (Brown Boveri)	1970
Nehuenco	CCGT	Colbun	Valparaiso	Chile	868	5 (GE, Alstom)	1999–2002
TEBSA	CCGT	Termobarranquilla	Barranquilla	Kolumbia	750	7 (ABB)	1996–1998
Bliski Wschód							
Gazlan	CCGT	Saudi Electricity Company	Ras Tanura	Arabia Saudyjska	4528	8 (Westinghouse, MHI)	1980–2003
Qurayah	CCGT	HAJR	Ash Sharqiyah	Arabia Saudyjska	3927	12 (Siemens)	2014
Damavand	CCGT	Damavand Generation	Teheran	Iran	2862	18 (TUGA-Siemens)	2003–2010
Ras Laffan	CCGT	Ras Girtas Power	Al Khawr	Katar	2730	12 (MHI Japan)	2010–2011
Taweelah	CCGT	TAPCO	Abu Dhabi	ZEA	2266	13 (ABB, GE)	1995–2008
Mesaieed	CCGT	Mesaieed Power	Al Wakrah	Katar	2007	12 (GE)	2008–2010
Dubai Aluminium	CCGT	Dubai Aluminium	Dubai	ZEA	2000	6 (Alstom, ABB)	1990–2008
Kerman	CCGT	Kerman Generation	Kerman	Iran	1912	12 (Siemens)	2001–2009
Az Zour South	CCGT	Ministry of Electricity and Water	Al Zour	Kuwejt	1600	10 (Siemens)	2004–2008
Sohar	CCGT	Sohar Aluminium Company	Batinah	Oman	1000	6 (Alstom)	2008
Azja							
Futtsu	CCGT	TEPCO	Chiba	Japonia	5040	4 (GE)	1998–2010
Tatan	CCGT	Taipower	Guanyin	Tajwan	4272	6	2005
Chita Power	OCGT	Chubu Electric Power	Aichi	Japonia	3966	6	1994
Sodegaura	CCGT	TEPCO	Chiba	Japonia	3600	4	

Tab. 3 cd. Lista wybranych elektrowni gazowych z podziałem na regiony

Nazwa	Typ	Właściciel	Lokalizacja	Kraj	Zainstalowana moc MW(e)	Ilość jednostek (producent turbin)	Rok budowy
Yokohama	CCGT	TEPCO	Jokohama	Japonia	3325	10 (GE)	1996–1998
Syrdarya	SCT	Uzbekenergo	Shirin	Uzbekistan	3000	10 (LMZ Russia)	1972–1981
Dabhol	CCGT	Dabhol Power Company	Anjanwe	Indie	2200	6 (GE)	2000
Muara Tawar	CCGT	Siemens	Jakarta	Indonezja	2158	14 (ABB, Siemens)	1997–2005
Ratchaburi	CCGT	REGC	Ban Rai	Tajlandia	2041	9 (GE)	2002
Poryong	CCGT	KEPCO	Poryong	Korea Południowa	2000	12 (Asea Brown)	1997–2000
Senoko	CCGT	Senoko Power	Senoko	Singapur	1945	12 (Siemens, Hitachi)	1991–2004
WAPDA	CCGT	CPGC	Guddu	Pakistan	1655	13 (GE, Siemens)	1974–1994
Shanghai Lingang	CCGT	Shenergy Company	Szanghaj	Chiny	1560	4 (Shanghai Turbine)	2011
Fujian Jinjiang	CCGT	Fujian Gas Power	Jinjing	Chiny	1516	4 (GE/Harbin)	2008
Ca Mau	CCGT	Petrovietnam	Ca Mau	Wietnam	1500	6 (Siemens)	2008
Santa Rita San Lorenzo	CCGT	First Gas Power	Luzon	Filipiny	1500	6 (Siemens)	2000–2002
Tuanka Jaafar	CCGT	Tenaga Nasional Berhad	Port Dickson	Malezja	1422	6 (MHI, GE)	2005–2009
Hrazdan	SCT	Hrazdan Energy	Razdan	Armenia	1100	8 (LMZ Russia)	
Australia i Oceania							
Thorrens Island	SCT	AGL Torrens	Adelajda	Australia	1280	8 (C.A. Parso)	1967–1976
Colongra	OCGT	Delta Electricity	Nowa Południowa Walia	Australia	667	4 (Alstom)	2009
Stratford	CCGT	Contact Energy	Taranaki	Nowa Zelandia	585	4 (ABB, GE)	2011

CCGT – Combined Cycle Gas Turbine
 OCGT – Open Cycle Gas Turbine
 CHP – Combined Heat and Power
 SCT – Sub-critical Thermal
 HPST – Heat and Power Steam Turbine

Tab. 3 cd. Lista wybranych elektrowni gazowych z podziałem na regiony

W raporcie European Energy Markets Observatory 2012 czytamy, że produkcja w elektrowniach gazowych będzie opłacalna wtedy, kiedy będą one pracować przez co najmniej 57% czasu. Zdaniem niektórych ekspertów produkcja energii z węgla będzie taniej, co jeszcze pogorszy krótkoterminowe szanse dla europejskiej energetyki gazowej. Podobna tendencja obserwowana jest w Polsce. Jeszcze w latach 2009–2011 inwestycje w sektor energetyki gazowej wydawały się mieć priorytetowy charakter dla spółek. Obserwacja rynku węgla i gazu, a także wzajemnych relacji cen surowca, ostudziła jednak zamiary firm energetycznych. Wszystko wskazuje na to, że elektrowniom gazowym trudno będzie rywalizować z blokami węglowymi, które w polskich warunkach najtaniej produkują prąd. Kilka inwestycji zostało opóźnionych, zawieszonych na czas nieokreślony, a niektóre definitywnie odwołane. Tani węgiel wypiera z europejskiej energetyki gaz. Zamykanie projektów gazowych w Unii Europejskiej wpływa zapewne także na decyzje inwestycyjne w Polsce.

Fot. 4. Fot. GE



Kraj	2012	2011	2010	2009	2008	2005	2000
USA	29,8	24,2	23,4	22,8	21,0	18,3	15,8
Rosja	49,3	49,3	50,2	47,4	47,6	46,2	42,3
Japonia	41,5	35,9	27,1	27,6	26,4	21,9	24,0
Iran		66,8	75,9	76,0	78,0	74,8	75,7
Meksyk	52,2	52,8	52,0	53,0	50,5	39,0	20,3
Włochy	46,1	48,1	51,1	51,1	55,1	50,3	37,5
Egipt		74,7	69,0	68,7	68,4	74,3	53,7
Korea Południowa	22,8	22,3	20,8	15,6	18,3	16,0	10,2
Tajlandia		68,3	74,8	72,4	73,7	72,3	64,2
ZEA		98,3	98,3	98,3	98,3	97,9	96,9
Arabia Saudyjska		43,3	46,1	44,8	48,8	56,5	46,0
Indie		10,3	12,0	12,8	10,3	10,8	10,0
Turcja	43,6	45,4	46,5	49,3	49,6	45,3	37,0
Wielka Brytania	27,7	40,2	46,4	44,6	45,8	38,6	39,6
Chiny		1,8	1,6	1,4	0,9	0,5	0,4
Hiszpania	25,0	29,2	31,8	36,9	38,8	27,0	9,1
Argentyna		51,4	50,2	51,0	54,2	52,5	54,7
Niemcy	11,5	13,9	14,0	13,5	13,9	11,3	9,2
Kanada	9,6	9,8	8,5	7,2	6,4	5,5	5,5
Holandia	54,3	60,6	62,8	60,5	59,0	57,8	57,5
Polska	3,8	3,6	3,1	3,2	3,0	3,3	0,6

Tab. 4. Zmiany udziału gazu w produkcji energii elektrycznej dla najważniejszych producentów w latach 2000–2012

Ceny emisji dwutlenku węgla a energetyka gazowa

W Unii Europejskiej obowiązuje system handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Na skutek przyjętej przez kraje Unii Europejskiej strukturalnej dyrektywy zawartej w Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym, firmy z sektora wytwarzania energii elektrycznej i przemysłu energochłonnego są zobowiązane do zakupu uprawnień do emisji CO₂ po wykorzystaniu przyznanym im limitów. Handel uprawnieniami odbywa się m.in. na giełdach w Londynie i we Frankfurcie. Istnieją dwie możliwe postawy wobec emisji CO₂. Firmy, które mogą zredukować niskim kosztem emisję w swoich zakładach, będą ją obniżyć poniżej wielkości określonej w pozwoleniu, a następnie sprzedawać niewykorzystane uprawnienia. Natomiast dla emitentów o wyższych kosztach redukcji nabywanie dodatkowych uprawnień może być rozwiązaniem tańszym niż redukcja emisji. W teorii wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ zwiększają opłacalność wykorzystania droższych, lecz emitujących mniej dwutlenku węgla paliw. Produkcja 1 MWh energii elektrycznej z węgla kamiennego wiąże się z emisją około 750 kg CO₂, z węgla brunatnego 880 kg, podczas gdy z gazu tylko 350 kg CO₂. Jeszcze kilka lat temu eksperci przewidywali wzrost cen uprawnień do emisji. Trend ten miał prowadzić do zmniejszania opłacalności spalania węgla i upowszechnienia wykorzystania gazu w energetyce. Sprawy potoczyły się jednak w przeciwnym kierunku. Od 2008 r. ceny uprawnień do emisji spadły z 24 EUR za tonę do poniżej 6 EUR w roku bieżącym. Jednym z powodów takiego stanu rzeczy jest zapewne kryzys gospodarczy. Stan ten nie zachęca do inwestycji w niskoemisyjne technologie.

Inwestycje w Polsce

Energetyka gazowa jest w naszym kraju wciąż na wstępnym etapie rozwoju. Źródła gazowe stanowią, jak już wspomniano wcześniej, 3% w strukturze mocy i są to wyłącznie elektrociepłownie. Brak jest w polskim systemie elektrowni wykorzystujących gaz. Niewielki udział źródeł gazowych wynika z posiadanych zasobów surowcowych, w których przeważa węgiel, oraz z braku ekonomicznego uzasadnienia dla budowy istotnych źródeł gazowych w przeszłości. W Polsce powstało kilka bloków gazowo-parowych, jednak w naszych warunkach są to bloki niewielkich mocy. Pierwszy z nich o mocy 53 MW(e) oddany został do użytku w 1999 r. w Elektrociepłowni Gorzów. Później były uruchomione bloki w Rzeszowie, Nowej Sarzynie, Władysławowie, Zielonej Górze, Lublinie i Kostrzynie. Warto przy tym zwrócić uwagę na fakt, że część elektrociepłowni bazuje na gazie eksploatowanym z krajowych złóż. Wciąż jednak całkowita zainstalowana moc elektryczna nie przekracza 1000 MW. Na podstawie deklaracji spółek energetycznych, paliwowych i chemicznych wiemy, że planowany jest stopniowy wzrost udziału układów gazowo-parowych w ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Progres będzie jednak znacznie wolniejszy niż zakładały to ambitne plany inwestycyjne z lat 2008–2011, kiedy to deklarowano nawet kilkanaście gigawatów ze źródeł gazowych. Teraz sytuacja się zmieniła, niektóre z planowanych przedsięwzięć zostały zawieszono, inne definitywnie skreślono. Zdaniem ekspertów obronią się jedynie te inwestycje związane z blokami gazowo-parowymi, w których obok energii wytwarzać się będzie także ciepło. W związku z tym są

Elektrociepłownia	Właściciel	Moc elektryczna MW(e)	Moc cieplna MW(t)	Producent turbiny gazowej	Rok uruchomienia
Bloki istniejące					
EC Lublin-Wrotków	PGE GiEK	235	150	Ansaldo / Siemens	2002
EC Zielona Góra	EDF	198	135	GE	2004
EC Nowa Sarzyna	Kulczyk Investments	116	70	GE	2000
EC Rzeszów	PGE	101	76	Siemens	2003
EC Gorzów	PGE	55	64	Alstom Power	1999
EC Polkowice	KGHM	45	40		2013
EC Kostrzyn	Kostrzyn Arctic Paper	20	126	Solar Turbines	2007
PEC Siedlce	Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach	50	56	SolarTurbines	2003-2012
EC Władysławowo	Energobaltic	11	18	Rolls Royce	2002
Bloki w budowie					
EC Włocławek	PKN Orlen	470		GE	2015
EC Stalowa Wola	Tauron / PGNiG Termika	450	240	GE	2015
EC Gorzów	PGE GiEK	135	90	Siemens	2016
EC Głogów	KGHM	45	40		2014
Bloki planowane					
Elektrownia Grudziądz	Grupa Energa	450-600			2017
EC Warszawa Żerań	PGNiG Termika	450	255		2017/2018
EC Puławy	Zakłady Azotowe Puławy i PGE Górnictwo i Energetyka	800-900			2018
EC Pruszków	PGNiG Termika	11	11		
EC Pomorzany	PGE GiEK	240			
EC Bydgoszcz	PGE GiEK	240			
EC Płock	PKN Orlen	400-600			2017/2018
ZE PAK Elektrownia Adamów	ZE PAK	400			
ZE PAK Elektrownia Konin	ZE PAK	120			2017
Elektrownia Kozienice	Enea / PGNiG	800-900			
EC ZAK	Zakłady Azotowe Kędzierzyn	130-360			2016
Elektrownia Łągisza Będzin	Tauron	413	250		2018
EC Elbląg	Grupa Energa	115	83		
Projekty wstrzymane lub anulowane					
EC Wrocław	Fortum	400	290		
EC Katowice	Tauron	135	90		
Elektrownia Blachownia	Turon / KGHM Polska Miedź	800-900			
Skawina	CEZ	430			

Tab. 5. Funkcjonujące i planowane bloki gazowo-parowe w Polsce

małe szanse na powrót do projektu w Blachowni, gdzie zakładano jedynie produkcję energii elektrycznej. Aktualne deklaracje inwestycyjne spółek zakładają budowę zawodowych źródeł gazowych o łącznej mocy wynoszącej około 5000-6500 MWe w perspektywie roku 2020, z czego zdecydowaną większość stanowią jednostki pracujące w kogeneracji. Szacunkowy wzrost konsumpcji gazu w energetyce, w zależności od przyjętych założeń, wyniesie od 3 do 5 mld m³ rocznie. Zainteresowanie budową mocy gazowych wykazują zarówno tradycyjne grupy energetyczne (PGE, Tauron, Energa), jak i spółki spoza branży elektro-

energetycznej (PKN Orlen, PGNiG, KGHM, ZA Kędzierzyn, ZA Puławy). Podsumujmy więc to, co się aktualnie buduje, bądź będzie budować:

- w **Stalowej Woli** spółki **PGNiG** i **Tauron** rozpoczęły w grudniu 2012 r. budowę elektrociepłowni o mocy 450 MW(e), pracującej w wysokosprawnej kogeneracji. Koszt budowy wynosi 1,6 mld zł. Blok ma powstać do 2015 r. i będzie w stanie produkować 3100 GWh energii rocznie. Zakontraktowane dostawy paliwa wynoszą 600 mln m³ rocznie. Nowa instalacja będzie produkować zarówno energię elektryczną, jak i ciepło. Gorąca woda

będzie wykorzystywana na potrzeby komunalne, natomiast parę technologiczną będą użytkować pobliskie zakłady przemysłowe;

- we **Włocławku** podobną inwestycję od 2013 r. prowadzi **PKN Orlen**. Blok o mocy 463 MW(e) powstanie do końca 2015 r. PKN Orlen planuje, że blok we Włocławku będzie wytwarzał energię elektryczną w kogeneracji z produkcją ciepła na potrzeby grupy Anwil. Elektrownia będzie produkowała energię elektryczną także na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Produkcja energii elektrycznej ma osiągnąć poziom 3500 GWh, a zużycie gazowego paliwa osiągnie poziom 600–650 mln m³ rocznie. Wartość inwestycji wynosi 1,4 mld zł;
- **KGHM** uruchomił w ubiegłym roku w **Polkowicach** blok gazowy 45 MWe, natomiast drugi o tej samej mocy, zlokalizowany w **Głogowie**, wciąż pozostaje w budowie. Generalnym wykonawcą obu jednostek jest konsorcjum spółek Energoinstal i Elektrobudowa. Sumaryczna wartość kontraktów to 233 mln zł netto;
- w **Grudziądzu** gdańska **Grupa Energa** planuje budowę największej elektrowni gazowej o mocy ponad 800 MW(e). Obiekt będzie składał się z dwóch bloków. Siłownia miała zostać oddana do użytku do końca 2017 r. Docelowa ilość energii wyprodukowanej w ciągu roku osiągnąć ma 6000 GWh, a roczne zapotrzebowanie na gaz szacowane jest na około 1,2 mld m³. Przetarg na budowę pierwszego bloku rozpisany w 2013 r. do dzisiaj nie został jednak rozstrzygnięty;
- **Energa** przygotowuje także projekt budowy elektrowni gazowo-parowej w **Gdańsku** o mocy około 500 MW(e). W tym przypadku zakończenie etapu przygotowania inwestycji do budowy jest zaplanowane na 2016 r. Wartość inwestycji szacuje się na 1,4 mld zł. Innym zadaniem jest przygotowanie projektu budowy bloku gazowo-parowego w **EC Elbląg** o mocy 115 MW(e) oraz 83 MW(t);
- **Tauron Polska Energia** podpisał porozumienie z PRI (Polskie Inwestycje Rozwojowe) w sprawie budowy bloku gazowo-parowego o mocy 413 MW(e) w **Elektrowni Łagisza**. Wartość przedsięwzięcia przekroczy 1,5 mld zł. Dzięki inwestycji poprawi się bezpieczeństwo energetyczne zintegrowanego systemu ciepłowniczego aglomeracji śląsko-dąbrowskiej. Z projektu tego w 2013 r. wycofała się spółka PGNiG;
- projekt budowy w **Płocku** bloku energetycznego o mocy 450–600 MWe znajduje się na etapie studium wykonalności. Decyzja o tym, czy elektrownia powstanie, ma zapadnąć jeszcze w 2014 r. Spółka PKN Orlen podawała wcześniej, że ma być to blok gazowo-parowy wybudowany na terenie zakładu głównego płockiego koncernu;
- **PGNiG Termika** zamierza zbudować blok gazowo-parowy o mocy 450 MW(e) w stołecznej **EC Żerań**. Przewidywany termin oddania nowego bloku to 2017 lub 2018 r. Zwiększy on możliwości produkcyjne energii elektrycznej przez elektrociepłownię o 50%. Planowana konsumpcja gazu w skali roku przekracza 600 mln m³. Kolejną inwestycją w Warszawie, która już jest w trakcie realizacji, jest modernizacja elektrociepłowni w Pruszkowie. Ten obiekt, należący także do PGNiG Termika, będzie zasilany w 50% paliwem gazowym. Niewykluczone także, że do 2020 r. na gaz przejdzie także EC Siekierki;
- **Grupa Azoty Puławy** wspólnie z grupą **PGE** planują zbudować w **Puławach** duoblok gazowo-parowy o mocy 800–900 MW(e). Sprawność bloku netto w pracy konden-

sacyjnej ma być nie niższa niż 57%. Przetarg na wybór wykonawcy budowy Elektrowni Puławy powinien zostać rozstrzygnięty do końca 2014 r., a budowa powinna rozpocząć się w 2015 r. Oferty w przetargu złożyły cztery podmioty. Zakończenie prac planuje się na pierwszą połowę 2018 r.;

- **PGE** zapowiada też budowę wysokosprawnych gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych w istniejących lokalizacjach: Elektrownia Pomorzany (240 MWe), ZEC Bydgoszcz (240–430 MWe) oraz EC Gorzów 135 MWe;
- **Grupa LOTOS** zasilą gazem kotły elektrociepłowni dostarczającej parę i energię elektryczną do gdańskiej rafinerii. Palniki gazowe zainstalowano w dwóch kotłach EC typu Rafako oraz kotle typu Lentjes. Zużycie gazu w rafinerii to około 600 mln m³ rocznie.

Perspektywy wg europejskich raportów

Jak wynika z treści raportu „EU Energy, Transport and GHG Emissions: Trends to 2050, EU Reference Scenario 2013”, przygotowanego przez Komisję Europejską, do roku 2020 zainstalowana moc w polskiej energetyce ma wzrosnąć do 40 GW, a 15 lat później powinna przekroczyć 50 GW. Blisko 10 GW z tego wzrostu mamy docelowo zawdzięczać elektrowniom atomowym. Moc zainstalowana w krajowych źródłach OZE w 2030 r. ma przekroczyć także 10 GW. Głównym nurtem w OZE mają być farmy wiatrowe. Europejscy eksperci prognozują spadek źródeł produkujących energię z paliw stałych (węgla kamiennego i brunatnego). Tendencja spadkowa ma utrzymywać się do 2035 r., gdzie zainstalowana moc w tych elektrowniach ma być niższa niż 20 GW. Raport zakłada także znaczący rozwój energetyki gazowej. W roku 2020 moc bloków gazowych ma wynieść ponad 5 GW, w roku 2035 – przekroczyć 10 GW. Czy jest to scenariusz realistyczny i prawdopodobny? Uzasadnione jest też postawienie pytania, czy w dającym się przewidzieć czasie zabraknie nam energii elektrycznej? Niektórzy eksperci wskazują na ryzyko niedoboru w szczycie zapotrzebowania sięgające 5–6 GW. Energia wyprodukowana w sprawnych układach gazowo-parowych mogłaby być tutaj sposobem na załagodzenie tego problemu. Jedną z podstawowych zalet takich układów jest bardzo szybki dostęp do energii.

Przeszkody dla inwestycji

Zarówno firmy państwowe, jak i prywatne narzekają na funkcjonujące przepisy i regulacje. Przetargi prowadzone w trybie ustawy o zamówieniach publicznych są skomplikowane i nadmiernie sformalizowane. To znacząco wydłuża cały proces inwestycyjny. Od momentu ogłoszenia przetargu do jego zamknięcia mogą minąć dwa lata. Czy są jakieś pozytywne informacje? W styczniu Sejm przegłosował nowelizację prawa energetycznego, przywracającą system wsparcia dla tzw. wysokosprawnej kogeneracji. Okresowy brak żółtych certyfikatów, czyli rządowych dopłat do energii produkowanej w ramach równoważenia kosztów emisji dwutlenku węgla, znacząco obniżał lub nawet wykluczał opłacalność inwestycji. Inwestorzy muszą jednak zakładać, że ich projekty powinny być rentowne bez dodatkowego wsparcia. Certyfikaty mogą podnieść jedynie ich efektywność. Innym aspektem inwestycji w nowe bloki jest forma ich finansowania. Pozyskanie kredytu i sposób jego zabezpieczenia może być istotnym problemem opóźniającym realizację projektów. W raporcie przygotowanym wspólnie przez PwC i ING czy-

tamy: „Mając na uwadze wysokość nakładów inwestycyjnych na energetykę gazową, wartość planowanych inwestycji w segmencie energetyki konwencjonalnej oraz wartość inwestycji w sektorze gazowym, należy liczyć się z możliwością, że polski sektor bankowy nie będzie w stanie sfinansować całości potrzeb inwestycyjnych”.

Ekonomia zadecyduje o przyszłości?

Cena gazu w przeliczeniu na jednostki energii jest ponad dwukrotnie wyższa niż cena węgla. Jeśli nawet uwzględnimy wyższą sprawność nowoczesnych bloków gazowo-parowych (57–60%) w stosunku do nowych bloków węglowych (40–45%), to i tak koszt paliwa potrzebnego do wytworzenia 1 MWh jest wyraźnie niższy w przypadku węgla niż gazu. Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że opłacalność inwestycji w energetykę gazową na dzień dzisiejszy stoi pod znakiem zapytania. Jednak w dłuższym horyzoncie czasowym te decyzje mogą okazać się słuszne i potrzebne gospodarce. Dla polskich koncernów to szansa na dywersyfikację źródeł wytwarzania energii. Dla spółek produkujących i dystrybuujących gaz to szansa na znaczące zwiększenie wolumenu obrotów. Zwiększony popyt na błękitne paliwo to szansa na wzrost konkurencji na rynku gazu. Czy w Polsce powstanie rozwinięty węglowo-gazowy model gospodarki energetycznej? Odpowiedź poznamy zapewne w ciągu kilku najbliższych lat. ■

Literatura:

- [1] BP Statistical Review June 2013 – www.bp.com
- [2] European Commission: EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050
- [3] Golden Rules for a Golden Era of Gas – International Energy Agency 2012
- [4] International Energy Agency: 2013 Key World Energy Statistics
- [5] PwC / ING: Sektor gazowy a energetyka. Maj 2012
- [6] Robert Osikowicz – Rynek gazu na świecie. Paliwa i Energetyka 3/2013
- [7] Urząd Regulacji Energetyki: Charakterystyka rynku energii elektrycznej w 2012 roku.
- [8] US Energy Information Administration: International Energy Statistics
- [9] World Energy Council: World Energy Resources. 2013 Survey
- [10] World Energy Council: 2014 World Energy Issues Monitor
- [11] www.abb.pl
- [12] www.alstom.com
- [13] www.ec.europa.eu
- [14] www.eia.gov
- [15] www.energy.siemens.com
- [16] www.ge-energy.com
- [17] www.globalenergyobservatory.com
- [18] www.inzynieria.com
- [19] www.mg.gov.pl
- [20] www.mhi-global.com
- [21] www.orlen.pl
- [22] www.pgnig.pl
- [23] www.power-eng.com
- [24] www.power-technology.com
- [25] www.wikipedia.com
- [26] www.worldbank.org



www.firma-chrobok.pl

Wzmocnienia gruntu



- iniekcja jet-grouting
- pale CFA
- kolumny DSM
- pale VIBREX
- pale przemieszczeniowe
- kolumny żwirowe
- mikropale
- kotwy gruntowe
- gwoździe gruntowe



Inżynieria bezwykopowa



- przeciski
- mikrotuneling
- przewiertki sterowane
- czyszczenie i cementowanie istniejących rurociągów
- relining
- kraking



Zabezpieczenia wykopów



- ścianki z grodzic stalowych
- ścianki berlińskie
- wbijanie rur i kształtowników stalowych



Zakład Robót Inżynierskich Henryk Chrobok i Hubert Chrobok Sp.J.

43-220 Bojszowy Nowe, ul. Gościnną 101, woj. śląskie

tel.: +48 32 218 90 00, fax: +48 32 328 92 91, info@firma-chrobok.pl