

POLITECHNIKA WROCLAWSKA  
KATEDRA TERMODYNAMIKI, TEORII MASZYN I URZĄDZEN CIEPLNYCH

Analiza bezpieczeństwa w obszarze wytwarzania energii  
elektrycznej w Polsce, studium przypadków

Jerzy Mieczysław Łaskawiec

Słowa kluczowe:

- elektroenergetyka
- energetyka cieplna
- efektywność wytwarzania energii elektrycznej
- energetyka wymogi ekologiczne
- siłownie ciepłe
- park maszynowy

Rozprawa doktorska

*Promotor: Dr Hab. Inż. Maria Jędrusik*

*Katedra Termodynamiki, Teorii Maszyn i Urządzeń Ciepłych*

*Politechniki Wrocławskiej*

*Wrocław 2016*

## Spis treści:

Cel i tezy główne pracy doktorskiej:.....	4
Wprowadzenie.....	5
1.Stan urządzeń stosowanych obecnie w polskiej energetyce .....	7
1.1 Część ogólna .....	7
2. Analiza stanu technicznego elektrowni polskich .....	12
2.1 Analiza możliwości eksportowych i importowych energii elektrycznej w aspekcie pokrycia zapotrzebowania krajowego i rekomendacji dla budowy nowych jednostek prądotwórczych .....	35
2.2 Planowane nowe połączenia.....	36
2.3 Przewidywania dotyczące zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznej w Polsce. ....	37
2.4 Urządzenia elektrowni zawodowych w Polsce .....	38
2.4.1 Kotły, stan istniejący .....	38
2.4 Urządzenia maszynowni (turbozespoły poszczególnych bloków w polskich elektrowniach zawodowych) (źródło: ARE).....	44
2.6 Urządzenia Ochrony Środowiska.....	50
3.Wymagania ekologiczne dla istniejących i nowych urządzeń elektroenergetyki .....	53
3.1 Wymagania związane z ochroną atmosfery. ....	53
3.2 Wymagania związane z poprawą sprawności wytwarzania, w tym w aspekcie redukcji emisji CO <sub>2</sub> .....	58
4. Wymagania związane z konkurencyjnością i ekonomiką wytwarzania .....	62
5. Wymagania związane z bezpieczeństwem energetycznym państwa .....	71
5.1 Przykładowe, zastosowane w przeciągu ostatnich 10 lat, oraz niektóre planowane rozwiązania w zakresie techniki kotłowej i maszynowej (turbiny i generatory) .....	75
5.1.1 Elektrownia TURÓW.....	75
5.1.2 Elektrownia Łagisza.....	82
5.1.3 Elektrownia Neurath jako przykład idei kotłowej zastosowanej w Niemczech .....	85
5.1.4 Bełchatów 858 MW .....	86

5.1.5 Opole 2 x 900 MW w budowie .....	88
5.1.6 Pątnów II .....	89
Efekt strategiczny inwestycji .....	91
Efekt ekologiczny inwestycji .....	91
5.2 Rozwiązania w zakresie obiegów cieplnych bloków z uwzględnieniem sprawności poszczególnych elementów układu (kotłów, turbin, generatorów, urządzeń pomocniczych bloków wpływających na wielkość potrzeb własnych) - przykłady .....	93
5.3 Karnotyzacja obiegu Clausiusa-Rankine'a .....	101
5.3.1 Sprawność cyklu .....	101
5.3.2 Podnoszenie sprawności obiegu Rankine'a .....	101
5.3.2.1 Przegrzew wtórny .....	101
5.3.2.2 Regeneracja ciepła .....	102
5.4 Wpływ elementów „ekologizacji” bloków energetycznych na ich sprawność .....	103
5.5 Przesłanki ekonomiczne określające nakłady inwestycyjne w elektroenergetyce polskiej dla najbliższych 15 lat .....	105
6. Podsumowanie .....	109
7. Wnioski .....	110
8. Literatura .....	112
8 Załączniki .....	116
Załącznik I Lista oficjalnych propozycji lokalizacji elektrowni jądrowych w Polsce .....	116
Załącznik II Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw (Ministerstwo Gospodarki 2012) .....	119
Załącznik III Plany wypełnienia grafików obciążenia z poszczególnych rodzajów energii, preferowanych .....	123
Załącznik IV wykaz oznaczeń i skrótów zastosowanych w pracy .....	124
Załącznik V spis rysunków zawartych w pracy .....	125
Załącznik VI spis Tabel zawartych w pracy .....	127

## Cel i tezy główne pracy doktorskiej:

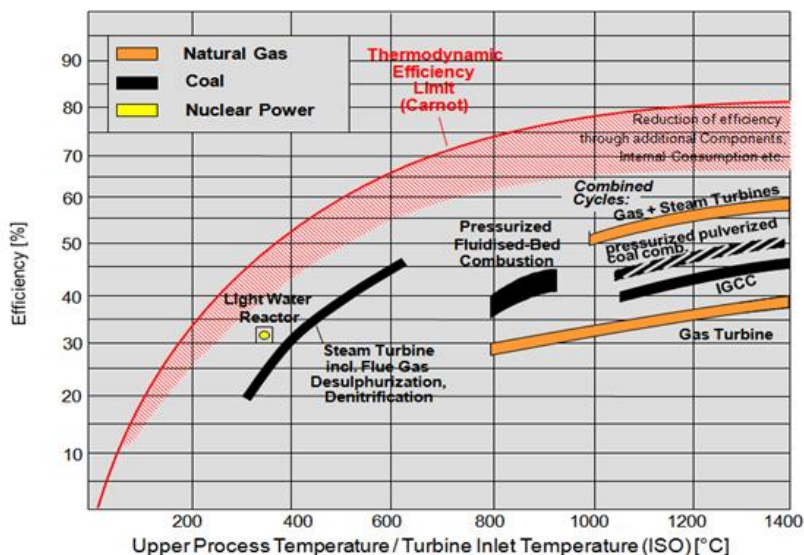
Celem pracy łączącej zagadnienia czysto techniczne z ekonomicznymi jest przedstawienie producentom i konsumentom energii elektrycznej kosztów dodatkowych dla przedsiębiorstwa jak również dla PAŃSTWA, które powstają w wyniku braku decyzyjności inwestycyjnej długookresowej, co najmniej 10-cio letniej.

Koszty te, dające się wyliczyć, można następnie w sposób niebudzący wątpliwości ujmować we wszelkiego rodzaju analizach technicznych, ekonomicznych i społecznych. Niezdecydowanie kształtujących politykę przemysłową Państwa w podejmowaniu w optymalnym momencie decyzji inwestycyjnych w elektroenergetyce wynika z obawy przed kosztami społecznymi urynkwienia cen energii. Istnieją również obawy, że nowe ceny mogą zmniejszyć konkurencyjność polskiej gospodarki.

Celem pośrednim pracy jest usystematyzowanie tego problemu i nadanie mu znaczenie parametru obiektywnego.

Dla określenia kosztów wynikających z zaniechania inwestycji w polskim sektorze elektroenergetycznym należy również posłużyć się dodatkowym kosztem paliwa wynikającym z eksploatacji bloków ze średnią obecnie sprawnością 35% zamiast oczekiwanej sprawności dla nowych bloków w standardzie BAT wynosząca 42%. Jest to względna poprawa, o 1/5 co wprost przekształca się w koszty paliw i koszty zakupu praw do emisji CO<sub>2</sub>.

Poniżej porównanie sprawności obiegów termodynamicznych dla różnych stosowanych w energetyce technologii.



Rysunek 1: Osiągane wskaźniki sprawnościowe dla rzeczywistych obiegów parowych i gazowych (źródło: VGB POWERTECH)

Tezę główną pracy można sformułować w następujący sposób: brak decyzyjności w zakresie określenia priorytetów inwestycyjnych dla modernizacji i budowy nowych obiektów elektroenergetyki w Polsce spowodował zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego, jako fragmentu bezpieczeństwa narodowego. Trwała sytuacja niezrównoważenia eksportu i importu energii elektrycznej (netto import większy niż eksport) przełoży się na uzależnienie, również polityczne, od potencjalnych dostawców. Przy niedorozwoju międzynarodowych połączeń sieciowych może to z wielkim prawdopodobieństwem doprowadzić do obniżenia dochodu narodowego a tym samym do powolnego upadku kondycji gospodarczej POLSKI.

## Wprowadzenie

W pracy dla potwierdzenia wyżej wymienionych tez posłużono się wynikami efektywności istniejących elektrowni polskich oraz niektórych elektrowni mających status BAT (Best Available Techniques) w Europie. Wykorzystano dostępne materiały statystyczne, (w tym niepublikowane z polskich przedsiębiorstw). Materiały, o których mowa są czasem danymi „wstydliwymi”, bo wskazują na znaczne opóźnienia we wdrażaniu nowoczesnych technologii w polskim przemyśle energetycznym.

W pracy podjęto zadanie zidentyfikowania przewidywanych czasów wykorzystania mocy (**GCF - Gross Capacity Factor**- stosunek wyprodukowanej rzeczywistej ilości energii od początku eksploatacji do energii, które by bloki wyprodukowały przy tym samym czasie pracy z mocą nominalną) w jednostkach wytwórczych w Polsce (niektóre elektrownie zawodowe w zakresie danych dla poszczególnych jednostek prądowców jak i dane zagregowane w poszczególnych grupach paliwowych - węgiel brunatny, węgiel kamienny, gaz) w horyzoncie do 2025 roku”.

Przydatność posiadania takiej analizy wynika z faktu zbliżania się okresu, dla którego ze względu na cechę wyczerpywania się żarowytrzymałości materiałów, szczególnie grubościennych i pracujących w zakresie dużych ciśnień i temperatur, dla których zostały te urządzenia zaprojektowane (okresy eksploatacji są określone w dokumentach dopuszczających UDT i TUV).[11]

W przeprowadzonej analizie danych statystycznych polskiej elektroenergetyki publikowanej w materiałach Agencji Rynku Energii, zwanej w dalszych fragmentach Pracy „ARE”. Zaobserwowano takie zjawisko, że wpływ wielkości marginesu mocy w systemie elektroenergetycznym kraju na wskaźniki eksploatacyjne i niezawodnościowe bloków był większy niż wpływ wieku bloków na te wskaźniki. Stwierdza się, że awaryjność bloków maleje wraz ze wzrostem marginesu mocy. Spadek wskaźnika awaryjności następuje wówczas z dwóch powodów: po pierwsze rzeczywiście maleje liczba i czas trwania awarii, a po drugie część awarii elektrownie ukrywają klasyfikując je, jako postoje w rezerwie lub remoncie bieżącym. Wpływ wieku bloków na ich awaryjność niwelowany jest poprzez odnawianie elementów urządzeń podstawowych. [16,17,18]

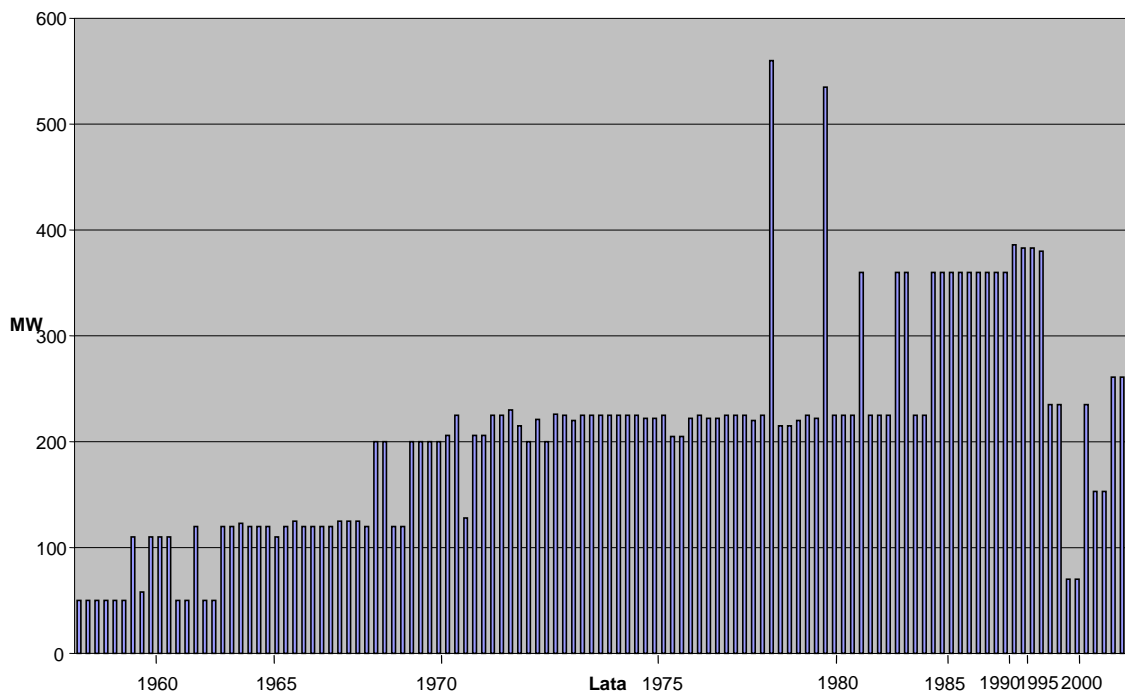
Tabela 1 Wskaźnik awaryjności bloków na tle marginesu mocy [Pso-Zs/Pso] źródło: ARE)

Rok	Moc osiągalna Energetyki zawodowej (Pso)	Zapotrzebowanie do pokrycia przez Energetykę zawodową (Zs)	Margines mocy do średniego zapotrzebowania (Pso-Zs)	Margines mocy do średniego zapotrzebowania (M)	Wskaźnik awaryjności (FOR)
	MW	MW	MW	%	%
1972	12624	9800	2824	22.4	16.7
1973	14093	10626	3467	24.6	13.1
1974	15516	11440	4076	26.3	11.5
1975	16619	12736	3883	23.4	9.4
1976	17017	13753	3264	19.2	10.0
1977	17862	14403	3459	19.4	8.9
1978	20581	15407	5174	25.1	8.4
1979	20708	15817	4891	23.6	9.8
1980	21556	16161	5395	25.0	9.7
1981	21892	15844	6048	27.6	10.8
1982	22310	15452	6858	30.7	6.1
1983	23921	16084	7837	32.8	5.1
1984	24506	17004	7502	30.6	4.6
1985	25361	17396	7965	31.4	4.9
1986	26263	18279	7984	30.4	3.7
1987	27012	19056	7956	29.5	3.4
1988	27468	19244	8224	29.9	3.2
1989	27872	17936	9936	35.6	3.9
1990	27553	17618	9935	36.1	4.1
1991	27994	17229	10765	38.5	2.9
1992	28217	16662	11555	41.0	3.4
1993	28669	16990	11679	40.7	3.4
1994	29166	17018	12148	41.7	3.5
1995	29336	17396	11940	40.7	2.9
1996	29408	17678	11730	39.9	2.7
1997	29887	17813	12074	40.4	1.9
1998	30100	17660	12440	41.3	1.8
1999	30799	17423	13376	43.4	4.1
2000	30691	17651	13040	42.5	1.9
2001	30995	17694	13301	42.9	2.3
2002	31279	17504	13775	44.0	2.3
2003	31569	18009	13560	43.0	2.5
2004	31887	18568	13319	41.8	2.1
2005	32105	18810	13295	41.4	2.9

Należy zauważyć, że w Polsce margines mocy wobec wzrostu zapotrzebowania i przy zerowych inwestycjach będzie malał. Zdaniem autora nie można tych tendencji, związanych ze współczynnikiem awaryjności urządzeń poszczególnych elektrowni ekstrapolować ponad określony dopuszczalny okres eksploatacji grubościennych elementów bloków energetycznych w związku z nieuchronnym wyczerpywaniem się ich zapasów żarowytrzymałości.

Obecnie panuje pogląd, że graniczny okres bezpiecznej eksploatacji bloków, biorąc pod uwagę to kryterium wynosi około 300 000 godzin ich pracy. Po okresie tym musi nastąpić załamanie bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni.[29,30,37]

Poniższe zestawienie (Rysunek 2) obrazuje wiek jak i wielkości mocy elektrycznej osiągniętej z inwestycji w polskim sektorze elektroenergetycznym.



Rysunek 2: Nowe Bloki w latach 1955-2005 (w tym odtworzenia, w innej technologii bloków w Turowie, Sierszy.Jaworznie II) (źródło: ARE)

Należy w tym miejscu wyraźnie zaznaczyć, że decydującym parametrem, który wpływa na ewentualną realizację programów naprawczych jest koszt inwestycji infrastrukturalnych. Inwestycje takie, o długim okresie realizacji (budowa jednego bloku klasy 500-1000 MW trwa minimum 60 miesięcy i musi być poprzedzona, co najmniej 3 letnim okresem przygotowawczym) nie znajdują łatwego finansowania według klasycznych modeli typu Project Finance bądź to Corporat Finance. Ewentualna pomoc Państwa w tym zakresie musi zostać notyfikowana w Komisji Europejskiej, co jest czynione bardzo niechętnie. W dalszej części pracy zostało do opisane.[14,29,30]

## 1.Stan urządzeń stosowanych obecnie w polskiej energetyce

### 1.1 Część ogólna

Z przeprowadzonych analiz dostępnych sprawozdań statystycznych cytowanych w dalszej części Pracy wynika przewidywane spiętrzenie prac modernizacyjno- inwestycyjnych w obszarze elektroenergetyki polskiej w najbliższych latach. Spiętrzenie to głównie związane ze „starzeniem się” instalacji będzie również wynikało z okresów implementacji Dyrektyw UE w zakresie ekologii i standardów techniczno-technologicznych. Poprzednie dyrektywy jak IPPC i LCP będą zastępowane już od roku 2016 przez dyrektywę IED.

Dla energetyki zawodowej nowe brzmienie dokumentów wprowadzających derogacje dla mniejszych jednostek (4 sierpnia 2014 roku, Prezydent podpisał nowelizację ustawy Prawo Ochrony Środowiska oraz niektórych innych ustaw, której celem była implementacja dyrektywy o emisjach przemysłowych IED) praktycznie nie zwalnia z obowiązku szybkiego jej wdrożenia. Implikacje występujące w wyniku stosowania BREF i BAT (w szczególności konieczność corocznego raportowania w zakresie zgodności instalacji z tymi wymogami) spowoduje typowy „korek” na tej „Mapie Drogowej” dojścia polskiej elektroenergetyki do standardów europejskich.

Brak wystarczającej ilości sieci wysokich napięć, połączeń międzynarodowych spowoduje skutek gospodarczy nie tylko dla wytwórców, ale dla całej polskiej gospodarki. Zaistnieje również, co ma znaczenie kapitalne, spiętrzenie zamówień przy określonych mocach wytwórczych przedsiębiorstw krajowych i zagranicznych branży ENERGETYKA.

Należałoby, jak sądzę, ustalić kolejki priorytetów gospodarczych, ale i jak widać politycznych, które zminimalizują możliwość skutków katastrofalnych. Skutki inne (negatywne) są już niestety w Polsce nie do uniknięcia. Specyficzna sytuacja sektora energetycznego w Polsce wynika z postępującego (pomimo kryzysu gospodarczego poza Polską) wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w najbliższych 15-20 latach. Prognozuje się stały wzrost, w tempie około 2% rocznie. Spowoduje to konieczność posiadania w roku, 2025 co najmniej 40-45 tysięcy MW (obecnie 33 tysiące MW) zainstalowanej mocy elektrycznej w elektrowniach lub (i) wybudowania całkowicie nowych linii przesyłowych z innych krajów, które to linie będą w stanie brakującą moc przesłać (import energii elektrycznej). Powszechnie wiadomo, że stan techniczny polskich elektrowni jest wysoce niezadawalający. Wynika on z faktu, że ponad 60% polskich elektrowni zostało zbudowanych w latach 60-tych i 70-tych ubiegłego stulecia.

Zostały, więc zaprojektowane jeszcze 10 lat wcześniej, zgodnie z zasadami wtedy obowiązującymi, to jest bez instalacji odpowiadających dzisiejszym i przyszłym standardom w zakresie ekologii i efektywności wytwarzania.

Jedynie Elektrownia Turów wykonała kompleksowy plan modernizacji i wymieniła ponad 1400 MW na nowe w pełni ekologiczne i nowoczesne bloki z kotłami fluidalnymi. Konsekwencją tej sytuacji dla Polski jest wniosek, że oprócz 15 tysięcy MW nowych mocy, które należy wybudować według formuły Green Field, należy gruntownie zmodernizować, w większości przypadków zbudować nowe moce w już istniejących lokalizacjach (dotyczy to następnych około 15 tysięcy MW).

Koszty tych inwestycji łącznie wynoszą, co najmniej 45-55 Mld Euro wydatkowanych w przeciągu 15 lat, czyli średnio 3-3,8 Mld Euro rocznie plus koszty obsługi kredytu w trakcie realizacji inwestycji (w podobnej kwocie). Należy w związku z tym liczyć się ze wzrostem kosztów w samym tylko sektorze wytwarzania bez kosztów pochodnych jak VAT o 40- 50 Euro/MWh. Obecnie cena ta wynosi około 45 Euro/MWh i w tej cenie nie ma VAT a jest akcyza według poprzednich regulacji prawnych. Okolicznością wielce niekorzystną dla kondycji urządzeń energetyki polskiej jest to, że polskie władze przez ostatnich 11 lat usiłowały za wszelką cenę utrzymać na niskim poziomie ceny energii elektrycznej dla odbiorcy indywidualnego, ceny te w wartościach bezwzględnych były jednymi z najniższych w Europie.[42,45]

Kolejne Rządy tłumaczyły to koniecznością ochrony konsumenta finalnego ze względu na wysoką względną cenę ważoną poziomem przychodów ludności.

Ta sytuacja (argumentacja polityczna) spowodowała, przy braku odpowiedniej kumulacji środków i istniejącym ryzyku regulatora, kompletny brak sygnałów inwestycyjnych i doprowadzenie do sytuacji, którą opisuję wyżej i w następnych rozdziałach. Teraz, więc, w najbliższej przyszłości przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce będą musiały dokonać ogromnych inwestycji związanych z budową nowych mocy wytwórczych jak również z budową nowych połączeń sieci wysokich napięć wewnątrz kraju jak i linii na zewnątrz. Chyba, że władze zdecydują się na politykę wielkiego importu tak jak to zrobili Włosi. Konsekwencją tego ostatniego „pomysłu” może być dla odbiorców w Polsce wyższa cena jeszcze o około 20-30 Euro/MWh (tak jak to jest teraz we Włoszech) niż na zrównoważonym rynku krajów europejskich. Cena na rynku spot na giełdzie EEX w Lipsku wynosi obecnie około 60 Euro/MWh. Polski konsument w przypadku importu będzie wtedy swymi wydatkami finansował gospodarkę krajów sąsiednich a nie gospodarkę Polski. Jak się wydaże do takiej sytuacji Rząd Rzeczpospolitej Polskiej nie chce dopuścić?



Stan głównych urządzeń technicznych bloków (kocioł, turbina, generator, wyprowadzenie mocy itd.) w polskiej energetyce odzwierciedla stan techniki, który obowiązywał, jako nowoczesny w okresach projektowania istniejących obiektów a następnie ich budowy. Na Rysunku 2 niniejszej pracy pokazałem, że przeważająca liczbę bloków energetycznych klasy 125 MW i 200 MW zaprojektowano w latach 60-tych i na początku 70-tych ubiegłego stulecia. Był to okres gwałtownego wzrostu zapotrzebowania przemysłu i gospodarstw na energię elektryczną, wtedy głównie z sieci krajowych. Prymat zaspokojenia potrzeb energetycznych skutkowało marginalizacją zagadnień ekologicznych i efektywnościowych. Powstały bloki energetyczne, które przez wiele lat odczuwały choroby wieku dziecięcego, głównie niedopasowanie konstrukcji kotłów do konkretnych warunków paliwowych. Awaryjność kotłów w pierwszych latach ich eksploatacji dochodziła do 20% liczonych, jako czas postoju bloków w konkretnym roku do czasu ogółem.

Technika zastosowana w budującej się wtedy energetyce siłą rzeczy opierała się na rozwiązaniach licencyjnych, w zakresie kotłów głównie były to licencje od KSG a produkowane były te kotły przez RAFAKO Racibórz, w zakresie turbin licencje od BBC i LMZ, w części produkowane były one przez ZAMECH Elbląg natomiast w zakresie generatorów i transformatorów kupowano licencje od CHMZ i ELIN w pewnym okresie produkowane one były również przez DOLMEL Wrocław i ELTA Łódź.

Wydaje się, że analogicznie jak dla przemysłu lotniczego, na podstawie wieloletnich badań materiałów, można wprowadzić również w energetyce kryterialne okresy pracy urządzeń pracujących w nominalnych warunkach ciśnienia i temperatury, tak, aby analogicznie jak dla lotnictwa (resurs), określić dopuszczalne czasy eksploatacji urządzeń przy pełnych parametrach eksploatacyjnych.

Jedną z metod określania dopuszczalnego czasu jest określenie zapasu żarowytrzymałości grubościennych elementów kotła, turbiny. Elementy te podczas długotrwałej pracy podlegają w pewnym okresie swojego życia odkształceniom plastycznym, które to znamionuje bliski koniec ich bezpiecznej eksploatacji. Jeszcze kilka lat temu przyjmowało się, że ten okres dla elementów grubościennych kotła wynosi 250 000 godzin pracy. Wydaje się, że nie należy podnosić ryzyka przedłużając te okresy, chyba, że zmniejszymy parametry (temperaturę roboczą i ciśnienie) mniej więcej do 80 % znamionowego.[32,37,46]

Tabela 2 Przykłady szacunkowej wartości średniej wytrzymałości na pełzanie stali żaroodpornych w stanie obrobionym cieplnie w temperaturach podwyższonych

Znak stali	Temp. °C	Wytrzymałość na pełzanie, N/mm <sup>2</sup>		
		10 000 h	100 000 h	200 000 h
<b>X8CrCoNiMo10-6</b>	500	600	500	-
	600	265	195	-
<b>X22CrMoV12-1</b>	500	338	275	-
	600	103	59	-
<b>X7CrNi Nb18-10</b>	550	223	170	150
	600	156	102	91
<b>X12CrCoNi21-20</b>	550	411	307	276
	600	303	222	195

Posługując się tym kryterium należałoby drastycznie ograniczyć pracę urządzeń, które powstały w latach 60-tych ubiegłego wieku.

Dotyczy to niestety ponad 30% obiektów energetycznych powstałych w Polsce. Następne 30% niebezpiecznie zbliża się do tego okresu, który na pewno będzie osiągnięty przed rokiem 2020. [6,20]

Innym sposobem są próby określenia czasu pozostałego do wyłączenia bloków poprzez tzw. GCF – Gross Capacity Factor. GCF – wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni - to stosunek rzeczywistej produkcji elektrowni (w badanym okresie czasu) do takiej produkcji, która mogłaby zostać wygenerowana w ciągłej pracy z pełną mocą w tym samym okresie:

$$GCF = \frac{\sum_{i=1}^n E_{nci}}{\sum_{i=1}^n (T_{ik} * P_{zi})}$$

$E_{nci}$  - wyprodukowana energia elektryczna w roku [MWh/a],

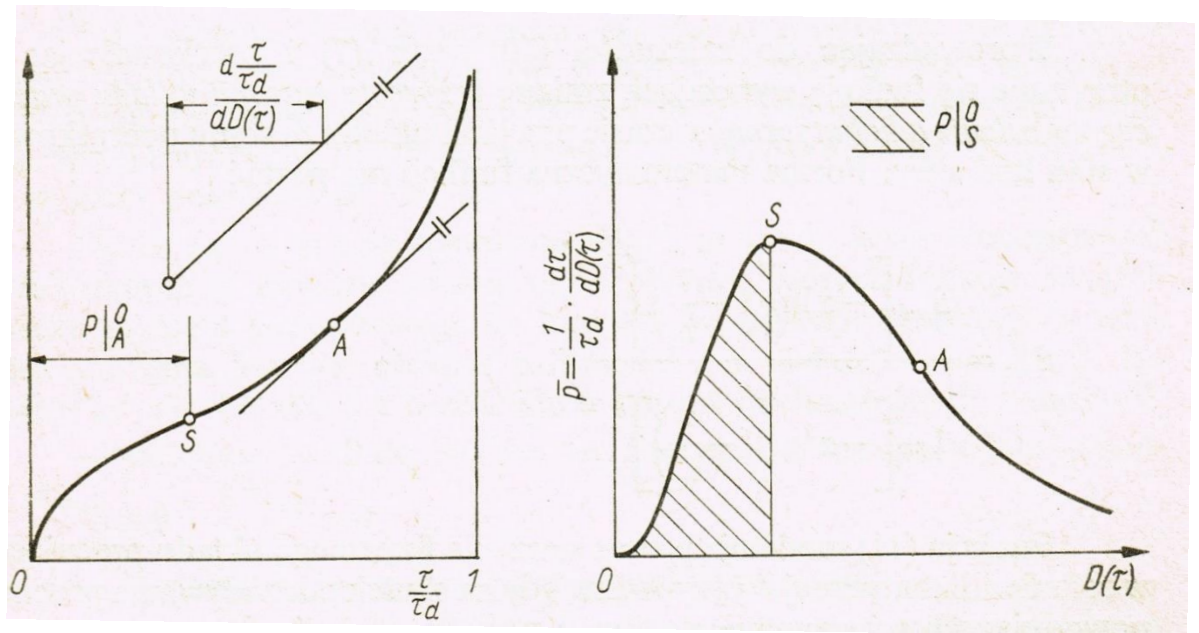
$N$  – ilość badanych bloków,

$T_{ik}$  – czas kalendarzowy w roku [8760h/a]

$P_{zi}$  – moc zainstalowana [MW]

Zakłada się, że blok powinien pracować rzeczywiście 200 000 godzin, jeśli pracuje z pełną mocą. Jeśli pracuje z mniejszą mocą czas ten można będzie wydłużyć. Dokonano takiej analizy. Wynika z niej taki wniosek, że nie jest to metoda miarodajna głównie, dlatego, że obecnie regulacja mocy bloku nie jest prowadzona poprzez zmiany parametrów jakościowych pary (temperatura i ciśnienie pary na wlocie do turbiny) a jedynie poprzez zmiany ilościowe to jest poprzez regulację ilości doprowadzonej pary. Za wyjątkiem uruchamiania na tak zwanych „parametrach poślizgowych czy odstawieni do remontów średnich czy kapitalnych według takiej samej metody. Sytuacje takie są jednak rzadkie i nie wpływają istotnie na wyniki podjętych tutaj rozważań.

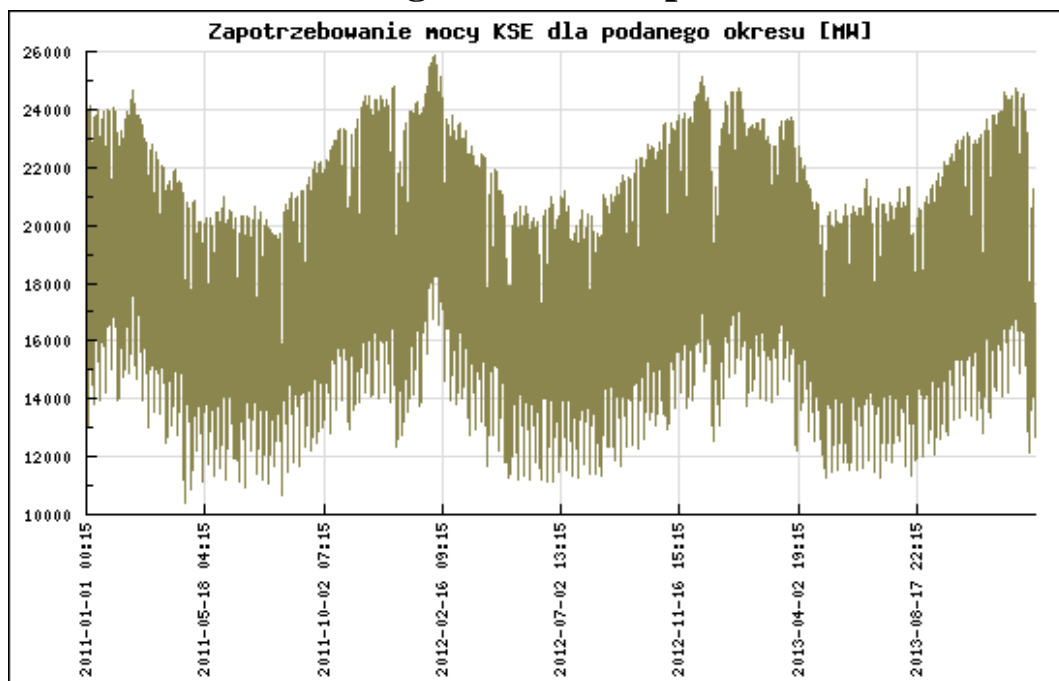
Pan doktor Włodzimierz Wichowski w swej pracy ”Starzenie fizyczne maszyn cieplnych” WNT Warszawa 1986 [46] podaje przykłady wyliczenia prawdopodobieństw przejścia stanu maszyn lub urządzeń ze stanu statycznego do dynamicznego (destrukcja maszyny lub urządzenia). Pewne formuły szczegółowe nie mogą być zastosowane w mojej pracy, bo nie mają teraz zastosowania. Dla przykładu podaję, że nie można stosować opisu sytuacji takiej, że rosną na przykład opory na wałach pomp, czy turbin i w związku z tym pogarsza się ich sprawność, że, zwiększają się wycieki oleju i stąd strata czynnika smarowego, że rosną opory wewnątrz rur z powodu korozji itp. Itd. Takie ”ABC”, jakości eksploatacji jest na szczęście opanowane w polskiej energetyce już całkowicie. Można jednak te wzory stosować do opisu zjawiska wyczerpania się zapasu żarowytrzymałości stali pracującej przy wysokich parametrach pary. Co obrazuje TABELA 2.



Rysunek 3 Sposób wyznaczania gęstości prawdopodobieństwa za pomocą wykresu destrukcji w przypadku, gdy destrukcja jest krzywą monotonicznie rosnącą bez punktu przegięcia: a) wykres destrukcji w czasie, b) wykres gęstości prawdopodobieństwa. ( Profesor Włodzimierz Wichowski "Starzenie fizyczne maszyn ciepłych" WNT Warszawa 1986

Omówiłem tę kwestię w akapitach poprzednich. Wzory zawarte w pracy da się również wykorzystać do oszacowania tak zwanej ujemnej nadziei matematycznej. Wynika ona z faktu, że wprawdzie sprawności nawet starych eksploatowanych urządzeń energetycznych nie maleją znacznie z czasem, ale sprawności nowych urządzeń dostępnych na rynku, jako nowe inwestycje jest już o kilkanaście punktów procentowych lepsza. Mówiąc wprost wprawdzie „nie cofamy się” w określonych wielkościach sprawnościowych, ale skoro inni idą naprzód z nowymi technologiami to stojąc w miejscu tak naprawdę cofamy się względnie wobec innych ( tracimy potencjalne korzyści)

## 2. Analiza stanu technicznego elektrowni polskich



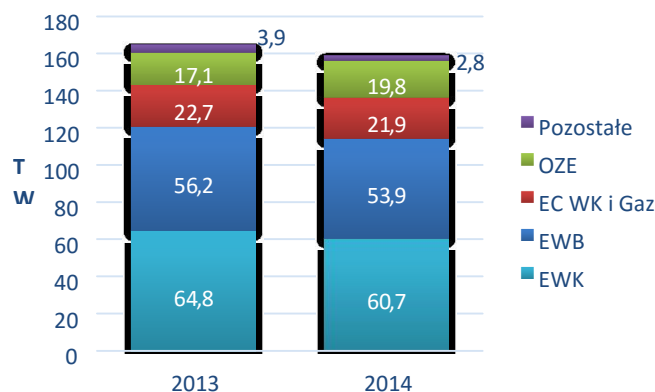
Rysunek 4: Zapotrzebowanie mocy KSE dla podanego okresu [MW] (źródło PSE S.A)

Energetyka polska jest jedną z największych w krajach Unii Europejskiej. Łączna moc zainstalowana przekracza 35 tys. MWe, na co składają się:

- Elektrownie zawodowe,
- Elektrociepłownie zawodowe,
- Elektrociepłownie przemysłowe.

Krajowy system elektroenergetyczny dysponuje jedynie teoretyczną nadwyżką w stosunku do zapotrzebowania szczytowego, które w styczniu 2014 roku osiągnęło historyczną (najwyższą) wartość i przekroczyło 25 tys. MW

Poniżej przedstawiam tabelę charakteryzującą elektroenergetykę polską w ostatnim raczej reprezentatywnym dla analiz prowadzonych w niniejszej PRACY.



Rysunek 5 Produkcja energii elektrycznej (źródło ARE.S.A Warszawa 2015)

W 2014 r. wyprodukowano ponad 19,8 TWh z odnawialnych źródeł energii, co stanowiło wzrost o 16,1% w porównaniu z rokiem poprzednim. Udział generacji energetyki odnawialnej w produkcji energii elektrycznej ogółem wzrósł do 12,5% (z 10,4% w poprzednich dwóch latach). W największym stopniu wzrosła produkcja z elektrowni wiatrowych (dynamika 127,7%) oraz dedykowanych instalacji spalania biomasy (123,1%). Do 2012 r. energia elektryczna wyprodukowana przy wykorzystaniu procesu współspalania biomasy była liderem produkcji z odnawialnych źródeł energii. Z początkiem 2013 r. zanotowano istotne ograniczenie tej generacji, które było związane z nadpodażą zielonych certyfikatów i, co jest z tym związane, ich niższymi cenami. Ograniczony system wsparcia dla tej technologii z pewnością nie będzie sprzyjał zwiększeniu produkcji energii elektrycznej (tabela 3).

Tabela 3 Energia elektryczna objęta systemami wsparcia (źródło PSE S.A)

Wyszczególnienie	2012	2013	2014
<b>OZE</b>			
<b>Produkcja w kraju, TWh, w tym:</b>	16,8	17,1	19,8
- współspalanie węgla z biomasą	7,2	3,9	4,5
- elektrownie wiatrowe	4,7	6,0	7,7
Elektrownie wiatrowe, MW <sup>1)</sup>	2 565	3 445	3 866
<b>Obowiązki, %</b>	<b>10,4</b>	12,0	13,0
<b>Zapotrzebowanie, TWh</b>	<b>12,7</b>	15,5	17,0
<b>Różnica, TWh</b>	<b>4,1</b>	<b>1,6</b>	<b>2,8</b>
<b>WYSOKOSPRAWNA KOGENERACJA</b>			
<b>Produkcja w kraju, TWh</b>	<b>26,3</b>	24,7	22,9
<i>W tym:</i>			
- Duże źródła węglowe	21,9	21,3	19,9
- Źródła małe i gazowe	4,1	3,1	2,7
- Źródła metanowe i biogazowe	0,3	0,3	0,4
<b>Obowiązki, %</b>			
- duże źródła węglowe	23,2	0,0	23,2
- źródła małe i gazowe	3,5	0,0	3,9
- źródła metanowe i biogazowe	0,6	0,9	1,1
<b>Zapotrzebowanie, TWh</b>	<b>33,2</b>	1,2	36,8
<i>W tym:</i>			
- duże źródła węglowe	28,3	0,0	30,3
- źródła małe i gazowe	4,2	0,0	5,1
- źródła metanowe i biogazowe	0,7	1,2	1,4
<b>Różnica, TWh,</b>	<b>6,9</b>	<b>-23,5</b>	<b>13,9</b>
<i>W tym:</i>			
- duże źródła węglowe	6,4	-21,3	10,4
- źródła małe i gazowe	0,1	-3,1	2,4
- źródła metanowe i biogazowe	0,4	0,9	1,0

1) bez elektrowni będących w rozruchu

Produkcja energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji w 2014 r. wyniosła 22,9 TWh, co stanowiło spadek o blisko 2 TWh w porównaniu z rokiem poprzednim. Zmalała produkcja energii elektrycznej zarówno w jednostkach wytwórczych węglowych jak i gazowych. Jedynie jednostki wytwórcze metanowe wyprodukowały więcej energii elektrycznej niż w roku 2013.

Tabela 4 Sprzedaż energii elektrycznej i jej dynamika na rynku detalicznym - grupy sprzedawców (źródło PSE S.A)

Wyszczególnienie	2012	2013	2014	2014/2013
	TWh			%
Ogółem	121,7	121,1	123,3	101,8
<i>W tym: umowy sprzedaży</i>	47,9	50,9	59,2	116,3
Przedsiębiorstwa Obrotu POSD	108	102,9	104,4	101,5
<i>W tym: umowy sprzedaży</i>	36	35,6	41,3	116,0
Przedsiębiorstwa Obrotu PO	11,4	14,8	17,6	118,9
Przedsiębiorstwa Wytwórcze	2,2	2,4	2,2	91,7
<i>W tym: umowy sprzedaży</i>	0,3	0,3	0,3	100,0

Tabela 5 Ważniejsze wielkości charakteryzujące elektroenergetykę polską. (Źródło: ARE.S.A)

	Jedn. miary	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>KRAJ</b>														
Ludność (L)	Tys. Ma	38 714,2	38 721,0	38654,0	38644,2	38632,0	38219,0	38191,0	38173,8	38157,1	38 125,5	38 115,6	38 135,9	38 173,0
Produkt krajowy brutto (PKB 2005) <sup>1)</sup>	Mld zł	739,4	776,2	811,4	845,4	854,9	866,9	900,2	947,5	980,7	1 044,3	1 114,4	1 167,9	1 188,9
PKB/L	Tys. zł/Ma	19,1	20,0	21,0	21,9	22,1	22,7	23,6	24,8	25,7	27,4	29,2	30,6	31,1
Zużycie energii elektrycznej ogółem (EE)	GWh	140 584	139 315	137 193	138 810	138 886	137 057	141 470	144 867	145 749	150 756	154 000	154 271	149 529
EE/L	KWh/Ma	3 631,3	3 597,9	3 549,3	3 592,0	3 595,1	3 586,1	3 704,3	3 794,9	3 819,7	3 954,2	4 040,3	4 045,3	3 917,1
EE/PKB	KWh/tys. zł	190,1	179,5	169,1	164,2	162,5	158,1	157,2	152,9	148,6	144,4	138,5	132,1	125,8
Udział zużycia finalnego en. Elektrycznej w zużyciu bezpośrednim energii w kraju <sup>1)</sup>	%	10,3	11,1	11,5	12,6	12,6	12,7	12,7	13,2	13,2	13,2	13,0	13,1	13,3
Moc zainstalowana na koniec roku	MW	33 717	33 851	34 213	34 595	34 722	34 944	35 419	35 348	35 404	35 715	35 820	35 599	35 762
Moc osiągalna na koniec roku	MW	32 681	32 891	33 542	33 418	33 628	33 621	34 326	34 570	34 857	35 033	35 122	35 326	35 714
Maksymalne zapotrzebowanie mocy	MW	24 337	23 384	22 821	22 289	22 868	23 207	22 454	23 108	23 477	24 640	24 611	25 121	24 594
Produkcja energii elektrycznej	GWh	142 769	142 789	142 128	145 183	145 615	143 815	151 631	154 159	156 935	161 742	159 348	155 494	151 720
Dynamika produkcji do roku poprzedniego	%	99,7	100,0	99,5	102,1	100,1	98,8	105,4	101,7	101,8	103,0	98,5	97,6	97,7
Produkcja energii elektrycznej na 1 mieszkańca	KWh/Ma	3 688	3 688	3 677	3 757	3 769	3 763	3 970	4 038	4 112,9	4 242,5	4 180,6	4 077,4	3 974,5
<b>ENERGETYKA ZAWODOWA <sup>2)</sup></b>														
Moc zainstalowana na koniec roku	MW	30 759	31 030	31 442	31 895	31 978	32 181	32 667	32 632	32 655	32 897	32 995	33 034	32 995
Moc osiągalna na koniec roku	MW	30 089	30 402	31 080	31 018	31 151	31 217	31 948	32 165	32 399	32 504	32 620	33 023	33 135
Moc dyspozycyjna średnia w grudniu	MW	26 572	27 445	27 471	28 819	28 285	28 764	29 447	29 536	29 725	28 842	26 865	27 712	27 451
Maksymalne obciążenie w roku	MW	23 260	23 659	22 634	22 797	23 060	23 855	24 225	22 734	23 762	24 897	24 711	23 953	22 601
Produkcja energii elektrycznej	GWh	134 667	135 163	134 758	137 798	137 669	136 053	143 328	145 614	148 426	153 015	150 667	147 509	143 460
Dynamika produkcji do roku poprzedniego	%	99,8	100,4	99,7	102,3	99,9	98,8	105,3	101,6	101,9	103,1	98,5	97,9	97,3
Liczba elektrowni ciepłych	Szt.	64	69	69	73	73	73	74	77	77	74	77	116	115
Maksymalna moc zainstalowana el. Ciepłej	MW	4 320	4 320	4 340	4 370	4 490	4 410	4 420	4 430	4 440	4 440	4 400	4 440	4 440
Maksymalna moc zainstalowana turbozespołu w elektrowni ciepłej	MW	500	500	500	500	500	560	560	560	560	560	560	560	560
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach kondensacyjnych	%	.	.	.	.	.	.	.	.	38,1	38,0	37,9	37,9	37,7
Sprawność łączna wytwarzania en. El. i ciepła	%	.	.	.	.	.	.	.	.	47,4	46,8	46,5	46,7	46,9
Liczba elektrowni wodnych	Szt.	124	128	127	128	129	129	128	128	130	131	132	133	133
Maksymalna moc turbozespołu w elektrowni wodnej	MW	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
<b>ELEKTROWNIE PRZEMYSŁOWE</b>														
Moc zainstalowana na koniec roku	MW	2 958	2 821	2 771	2 647	2 665	2 638	2 613	2 559	2 522	2 535	2 402	1 882	1 890
Moc osiągalna na koniec roku	MW	2 592	2 489	2 462	2 347	2 398	2 309	2 340	2 279	2 238	2 252	2 086	1 645	1 719
Produkcja energii elektrycznej	GWh	8 009	7 488	7 206	7 204	7 716	7 518	7 942	8 099	8 020	8 062	7 665	6 611	6 551
Dynamika produkcji do roku poprzedniego	%	98,4	93,5	96,2	100,0	107,1	97,4	105,6	102,0	99,0	100,5	95,1	86,2	101,0
Liczba elektrowni	Szt.	182	177	174	173	177	169	170	164	153	151	140	95	104
Maksymalna moc zainstalowana elektrowni	MW	275	275	275	275	345	345	345	345	345	345	345	345	345
Maksymalna moc zainstalowana turbozespołu	MW	55	55	55	55	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Sprawność łączna wytwarzania en. el. i ciepła	%	.	.	.	.	.	.	.	.	70,1	69,6	72,4	74,6	76,2
<b>ELEKTROWNIE NIEZALEŻNE <sup>3)</sup></b>														
Moc zainstalowana na koniec roku	MW	.	.	.	53	79	125	139	157	227	283	423	683	877
Produkcja energii elektrycznej	GWh	93	138	164	181	230	244	361	446	489	665	1 015	1 374	1 709

Tabela 6 Krajowy bilans energii elektrycznej – dane za okres od początku roku do końca miesiąca sprawozdawczego. (Źródło: ARE S.A)

Wyszczególnienie		Styczeń - październik		Indeks dynamiki	
		2009	2010		
		GWh		%	
<b>PRZYCHÓD</b>		01	<b>129 821</b>	<b>134 076</b>	<b>103,28</b>
Produkcja ogółem <sup>1)</sup>		02	123 911	128 638	103,81
Z tego:	Elektrownie PW <sup>1)</sup>	03	115 352	118 978	103,14
	W tym: elektrownie ciepłne	04	113 186	116 326	102,77
	Elektrownie wodne <sup>2)</sup>	05	2 167	2 652	122,40
	Elektrownie niezależne <sup>3)</sup>	06	3 367	3 672	109,06
	W tym: elektrownie ciepłne	07	2 143	1 921	89,64
	Odnawialne źródła energii	08	1 223	1 750	143,09
	Elektrownie przemysłowe <sup>3)</sup>	09	5 192	5 988	115,34
Import (pobór)		10	5 911	5 439	92,02
<b>ROZCHÓD</b>		11	<b>129 821</b>	<b>134 076</b>	<b>103,28</b>
Zużycie krajowe		12	122 228	127 745	104,51
W tym:	Potrzeby energetyczne elektrowni PW <sup>1)</sup>	13	10 633	11 016	103,61
	Z tego: na energię elektryczną	14	9 313	9 554	102,59
	Na produkcję ciepła	15	1 320	1 462	110,82
	Potrzeby energetyczne elektrowni niezależnych	16	394	440	111,44
	Potrzeby energetyczne elektrowni przemysłowych	17	983	1 081	109,99
	Pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych	18	676	672	99,45
Eksport (oddanie)		19	7 593	6 332	83,39

Tabela 7 Podstawowe informacje o dostawach energii dystrybucyjnym odbiorcom końcowym (źródło: ARE S.A)

Wyszczególnienie	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009
LICZBA ODBIORCÓW WG STANU NA KONIEC ROKU (tys. odb.)								
Odbiorcy na WN	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Odbiorcy na SN	28	24	26	27	28	29	30	31
Odbiorcy na nN	14 086	14 765	15 263	15 734	15 846	16 005	16 171	16 333
Razem	14 114	14 790	15 289	15 762	15 875	16 034	16 202	16 364
W tym:								
Przemysł i wielcy odbiorcy	137	52	64	72	74	77	80	80
Gosp. domowe i rolne nN <sup>2)</sup>	12 450	12 963	13 337	13 648	13 722	13 727	13 890	14 092
DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ (GWh)								
Odbiorcy na WN	32 761	29 823	26 472	24 169	25 445	26 767	26 078	22 394
Odbiorcy na SN	27 828	26 694	29 565	34 526	36 875	38 785	39 508	38 119
Z tego:	41 921	39 601	44 469	47 828	49 783	50 668	52 210	52 330
Razem	102 509	96 119	100 506	106 523	112 103	116 220	117 796	112 843



Wyszczególnienie	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009
W tym:								
Przemysł i wielcy odbiorcy	57 312	56 087	57 628	54 289	56 975	60 739	57 108	49 169
Trakcja PKP	4 651	3 952	3 678	2 913	2 411	2 628	2 542	2 251
Trakcja miejska	695	623	651	657	713	648	646	610
Oświetlenie ulic	1 325	1 699	1 825	1 842	1 829	1 852	1 877	1 792
Gospodarstwa domowe i rolne nN <sup>2)</sup>	28 711	23 592	25 787	26 564	27 868	28 043	28 606	29 015
<b>DOSTAWY NA 1 ODBIORCĘ <sup>1)</sup> (MWh)</b>								
Odbiorcy na WN	82 729	104 827	101 817	87 888	87 439	93 590	90 235	75 656
Odbiorcy na SN	1 014	1 096	1 158	1 260	1 314	1 338	1 322	1 247
Odbiorcy na nN	3,0	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,2
Gospodarstwa domowe i rolne nN <sup>2)</sup>	2,3	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1

Tabela 8 Stan mocy elektrycznej zainstalowanej na koniec miesiąca sprawozdawczego.  
(źródło: ARE S.A)

Wyszczególnienie		Październik		Indeks dynamiki
		2009	2010	
		MW		%
Elektrownie zawodowe <sup>1)</sup>	01	33 354,9	32 759,1	98,21
W tym: ciepłe	02	31 167,0	30 564,7	98,07
W tym: węgiel kamienny	03	21 279,5	20 866,4	98,06
W tym: elektrociepłownie	04	5 212,5	5 259,4	100,90
Węgiel brunatny	05	8 985,0	8 795,8	97,89
Gaz	06	881,1	881,1	100,00
Wodne	07	2 185,4	2 186,6	100,05
Z tego: Szczytowo-pompowe <sup>2)</sup>	08	1 330,0	1 330,0	100,00
Przeptywowe	09	855,4	856,6	100,14
Elektrownie przemysłowe	10	1 899,6	1 984,1	104,45
W tym: gazowe	11	100,3	93,1	92,88
Biogazowe	12	1,8	2,6	142,33
Na Biomasę	13	76,4	79,6	104,19
Elektrownie niezależne pozostałe	14	859,0	1 147,0	133,54
W tym: wodne	15	81,1	83,4	102,86
Wiatrowe	16	706,9	977,4	138,27
Biogazowe	17	58,6	73,8	125,99
Na biomasę	18	12,4	12,4	100,00
<b>RAZEM</b>	19	<b>36 113,5</b>	<b>35 890,2</b>	<b>99,38</b>
Z tego: elektrownie ciepłe <sup>3)</sup>	20	32 987,7	32 465,9	98,42
Elektrownie szczytowo - pompowe <sup>2)</sup>	21	1 330,0	1 330,0	100,00
Źródła odnawialne	22	1 795,8	2 094,2	116,62

1) Elektrownie PW oraz elektrownie niezależne ciepłe

Tabela 9 Syntetyczny bilans energii elektrycznej (źródło: ARE S.A)

Wyszczególnienie	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009
	GWh						
<b>PRZYCHÓD</b>							
<b>OGÓLEM</b>	<b>146 748</b>	<b>143 361</b>	<b>148 473</b>	<b>161 937</b>	<b>167 109</b>	<b>164 339</b>	<b>159 123</b>
Produkcja	136 311	139 005	145 183	156 935	159 348	155 305	151 720
Z tego:							
Zawodowe	128 199	130 555	137 798	148 426	150 667	147 447	143 460
Z tego:							
Ciepne	124 899	126 775	133 831	144 899	148 024	144 982	140 788
Wodne	3 300	3 780	3 967	3 528	2 643	2 465	2 672
W tym:							
Szczytowo-pompowe i z członem pompowym	1 896	2 140	2 250	1 843	854	842	859
Przemysłowe	8 097	8 363	7 201	8 008	7 663	6 484	6 551
Pozostałe elektrownie	15	87	184	501	1 018	1 374	1 709
W tym:							
Wodne przepływowe	·	68	145	250	294	280	300
Import (Pobór)	10 437	4 356	3 290	5 002	7 761	9 034	7 403
<b>ROZCHÓD</b>							
<b>OGÓLEM</b>	<b>146 748</b>	<b>143 361</b>	<b>148 473</b>	<b>161 937</b>	<b>167 109</b>	<b>164 339</b>	<b>159 123</b>
Zużycie ogółem	135 271	136 204	138 810	145 749	154 000	154 636	149 529
Z tego:							
Zużycie w kraju	123 909	118 209	124 576	131 186	139 593	142 047	136 996
Z tego:							
Przemysł	69 239	71 559	67 584	74 392	71 879	69 652	67 721 <sup>4)</sup>
W tym:							
Potrzeby energetyczne							
Elektrowni	13 213	11 565	12 969	13 449	13 517	13 842	13 831
Pompowanie wody w el.							
Szczytowo-pompowych	2 614	2 761	2 789	2 207	888	890	881
Budownictwo	1 290	854	552	523	781	674	748 <sup>4)</sup>
Rolnictwo <sup>2)</sup>	8 124	5 517	4 750	417	389	451	460
Transport <sup>5)</sup>	6 022	6 497	5 769	6 069	5 593	5 786	4 204 <sup>4)</sup>
Pozostali odbiorcy	39 234	33 782	45 921	49 785	60 951	65 484	63 863 <sup>4)</sup>
W tym:							
Lokale mieszkalne <sup>3)</sup>	20 587	18 075	21 037	26 336	27 486	29 828	30 160
Straty i różnice bilansowe	11 362	17 995	14 234	14 563	14 407	12 589	12 533
Ekспорт (Oddanie)	11 477	7 157	9 663	16 188	13 109	9 703	9 594

1) rok 1990 według KGN, lata 1995-2008 wg PKD2004, rok 2009 wg PKD2007

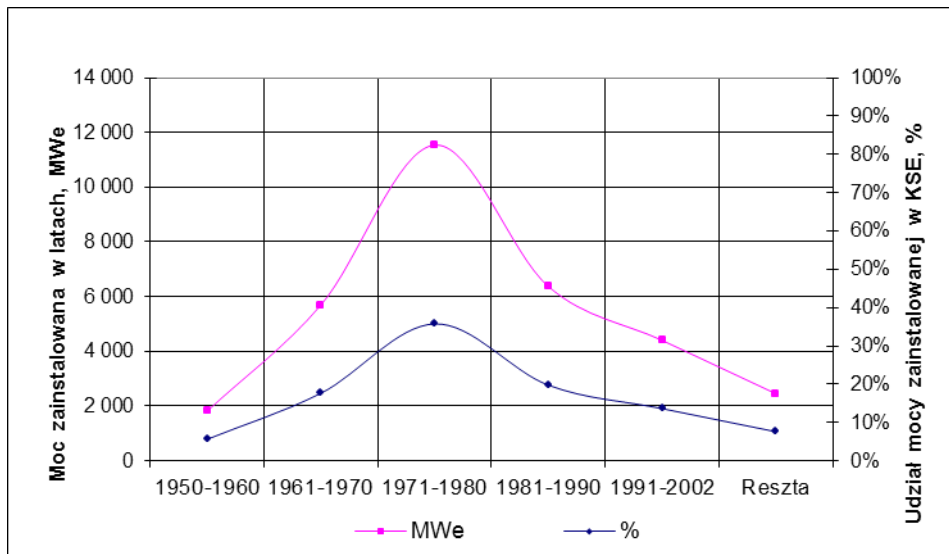
2) od roku 2005 tylko wyodrębnione duże gospodarstwa rolne (taryfy B i C)

3) od roku 2005 łącznie z małymi gospodarstwami rolnymi (taryfa G)

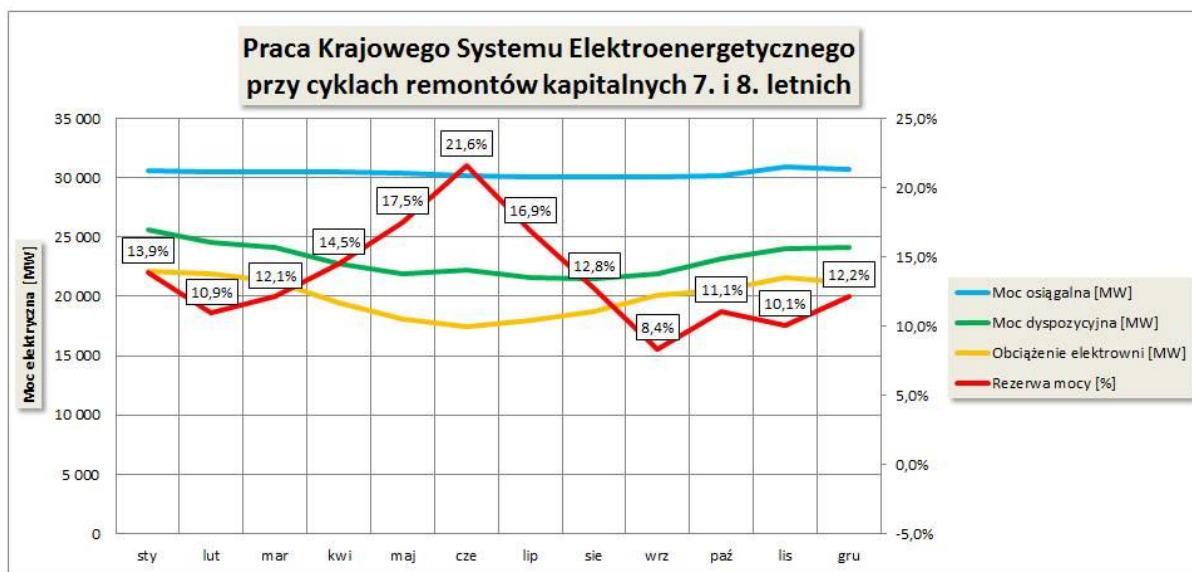
4) dane wstępne

5) sekcja I wg PKD 2004 "Transport, gospodarka magazynowa i łączność", sekcja H wg PKD 2007 "Transport i gospodarka magazynowa"

Znaczna część zainstalowanej „mocy” w polskim systemie elektroenergetycznym, jak to opisano w PRACY jest mocno wyeksploatowana, wiele z istniejących elektrowni jest zamortyzowanych powyżej 80%, nieraz nawet w 100%. (Księgowo).



Rysunek 6 ‘Wiek mocy’ w Krajowym Systemie energetycznym. (źródło: PSE-OPERATOR)



Rysunek 7 Praca KSE przy cyklach remontowych 7 i 8 letnich (źródło: ENERGOPROJEKT Warszawa prezentacja dla TGEP VI 2015)

Tabela 10 Zestawienie bloków kondensacyjnych w kolejności ich uruchomienia (źródło: ARE S.A)

<b>1962</b> Siersza, blok nr 1 Siersza, blok nr 2 Turów, blok nr 2	Czerwiec Wrzesień Październik	<b>1970</b> Siersza, blok nr 6 Łagisza, blok nr 6 Łaziska II, blok nr 9 Turów, blok nr 8 Łagisza, blok nr 7	Marzec Sierpień Grudzień Grudzień Grudzień	<b>1976</b> Dolna Odra, blok nr 6 Dolna Odra, blok nr 7	Sierpień Listopad	<b>1985</b> Bełchatów, blok nr 5 Bełchatów, blok nr 6 Bełchatów, blok nr 7 Kraków Łęg, blok nr 4	Luty Sierpień Grudzień Grudzień
<b>1963</b> Turów blok nr 1 Turów, blok nr 3 Łagisza, blok nr 1 Turów, blok nr 4	Styczeń Sierpień Październik Grudzień	<b>1971</b> Turów, blok nr 9 Łaziska II, blok nr 10 Turów, blok nr 10	Sierpień Grudzień Grudzień	<b>1977</b> Dolna Odra, blok nr 8 Jaworzno III, blok nr 1 Jaworzno III, blok nr 2 Jaworzno III, blok nr 3 Jaworzno III, blok nr 4 Kraków Łęg, blok nr 1 Siekierki, blok nr 9	Styczeń Maj Czerwiec Październik Grudzień Czerwiec Luty	<b>1986</b> Bełchatów, blok nr 8 Bełchatów, blok nr 9	Czerwiec Grudzień
<b>1964</b> Konin, blok nr 8 Łagisza, blok nr 2 Konin, blok nr 9 Turów, blok nr 5 Adamów, blok nr 2 Turów, blok nr 6	Styczeń Marzec Marzec Lipiec Październik Grudzień	<b>1972</b> Łaziska II, blok nr 11 Ostrołęka, blok nr 1 Ostrołęka, blok nr 2 Łaziska II, blok nr 12 Kozienice, blok nr 1 Ostrołęka, blok nr 3 Rybnik, blok nr 1	Marzec Maj Wrzesień Wrzesień Listopad Grudzień	<b>1978</b> Rybnik, blok nr 5 Rybnik, blok nr 6 Jaworzno III, blok nr 5 Jaworzno III, blok nr 6 Rybnik, blok nr 7 Kozienice, blok nr 9 Rybnik, blok nr 8 Kraków Łęg, blok nr 2 Siekierki, blok nr 10	Luty Czerwiec Lipiec Październik Październik Grudzień Grudzień Grudzień Listopad	<b>1987</b> Bełchatów, blok nr 10 <b>1988</b> Bełchatów, blok nr 11 Bełchatów, blok nr 12	Lipiec Wrzesień Październik
<b>1965</b> Adamów, blok nr 1 Turów, blok nr 7 Adamów, blok nr 3 Stalowa Wola, blok nr 7	Kwiecień Sierpień Wrzesień Listopad	<b>1973</b> Kozienice, blok nr 2 Rybnik, blok nr 2 Kozienice, blok nr 3 Rybnik, blok nr 3	Marzec Maj Lipiec Październik	<b>1979</b> Połaniec, blok nr 1 Kozienice, blok nr 10	Grudzień Grudzień	<b>1993</b> Opole, blok nr 1 <b>1994</b> Opole, blok nr 2 <b>1996</b> Opole, blok nr 3 <b>1997</b> Opole, blok nr 4	Czerwiec Maj Listopad Wrzesień
<b>1966</b> Stalowa Wola, blok nr 8 Adamów, blok nr 4 Adamów, blok nr 5	Czerwiec Czerwiec Wrzesień	<b>1974</b> Kozienice, blok nr 4 Pątnów, blok nr 7 Kozienice, blok nr 5	Październik Październik Listopad Grudzień	<b>1980</b> Połaniec, blok nr 2 Połaniec, blok nr 3	Grudzień Grudzień	<b>1998</b> Turów, blok nr 11 Turów, blok nr 12 <b>2000</b> Turów, blok nr 13 <b>2001</b> Siersza, blok nr 11 <b>2002</b> Siersza, blok nr 12 Turów, blok nr 15 <b>2003</b> Turów, blok nr 14 <b>2004</b> Turów, blok nr 16 2009 Łagisza blok 460 MW 2011 Blok 858 MW Bełchatów	Lipiec Październik Luty Czerwiec Grudzień Grudzień Listopad Październik
<b>1967</b> Łaziska I, blok nr 2 Pątnów, blok nr 1 Łaziska I, blok nr 1 Pątnów, blok nr 2	Wrzesień Wrzesień Grudzień Grudzień	<b>1975</b> Rybnik, blok nr 4 Pątnów, blok nr 8 Dolna Odra, blok nr 1 Kozienice, blok nr 6 Dolna Odra, blok nr 2 Kozienice, blok nr 7 Siekierki, blok nr 7	Styczeń Marzec Kwiecień Czerwiec Wrzesień Listopad Wrzesień	<b>1981</b> Połaniec, blok nr 4 <b>1982</b> Połaniec, blok nr 5 Bełchatów, blok nr 1 Połaniec, blok nr 6 <b>1983</b> Połaniec, blok nr 7 Bełchatów, blok nr 2 Połaniec, blok nr 8 g <b>1984</b> Bełchatów, blok nr 3 Bełchatów, blok nr 4 Kraków Łęg, blok nr 3	Kwiecień Wrzesień Luty Lipiec Sierpień Marzec Maj Grudzień Styczeń Lipiec Październik		
<b>1968</b> Pątnów, blok nr 3 Pątnów, blok nr 4	Wrzesień Grudzień	<b>1976</b> Dolna Odra, blok nr 3 Dolna Odra, blok nr 4 Dolna Odra, blok nr 5 Siekierki, blok nr 8	Marzec Sierpień Grudzień Styczeń				
<b>1969</b> Siersza, blok nr 4 Łagisza, blok nr 3 Pątnów, blok nr 5 Siersza, blok nr 3 Łagisza, blok nr 4 Siersza, blok nr 5 Pątnów, blok nr 6 Łagisza, blok nr 5	Marzec Kwiecień Czerwiec Wrzesień Wrzesień Wrzesień Grudzień Grudzień						

Większość pracujących obecnie urządzeń wytwórczych w Polsce pochodzi z 20-lecia 1966-1985. W okresie tym oddano do eksploatacji łącznie ponad 21 tys. MW nowych mocy, głównie w ciepłych elektrowniach zawodowych. Budowane wówczas bloki energetyczne klasy 120 i 200 MW w większości przekroczyły już - kryterialnie z punktu widzenia żywotności najbardziej termicznie obciążonych elementów – 200 tys. godzin pracy.

Od początku lat 90. Zostało oddanych do użytkowania około 7 tys. MW mocy, głównie bloków klasy 360 MW, powstały również pierwsze jednostki na gaz ziemny. Obecnie wybudowane są 3 duże nowe bloki energetyczne o łącznej mocy 1 800 MW. Nie należy zapomnieć o zakończonym powodzeniem projekcie kompleksowej modernizacji Elektrowni Turów gdzie za kwotę około 1, 8 mld \$ w latach 1994- 2004 wymieniono na nowe 6 bloków energetycznych, 4 bloki wycięto ze względu na wiek jak i na przewidziane miejsce dla nowego bloku klasy 450 MW – nowa obecna moc z Turowa to około 1500 MW + 450MW z obecnie rozpoczętej realizacji budowy nowego bloku jak wyżej. Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, iż do końca roku 2016 nie zostaną wybudowane nowe (jedynie kilka instalacji gazowych), istotne dla KSE moce elektryczne. Wynika to z jednej strony z braku środków finansowych u wytwórców energii elektrycznej (istnieje ich obawa przed zastosowaniem w większym zakresie tzw. dźwigni finansowej), brak chęci podejmowania ryzyka inwestycyjnego przez organy spółek energetycznych z drugiej zaś spowodowane jest to wydłużającymi się okresami uzyskiwania stosownych zezwoleń. Ogromny program inwestycyjny może napotkać również na barierę braku mocy wytwórczych u dostawców urządzeń, jak również ograniczonymi możliwościami biur konstrukcyjnych. Zastój inwestycyjny w Europie powinien te trudności na polskim rynku złagodzić.

Podany wyżej rok 2016 stanowi w energetyce europejskiej, szczególnie zaś jej części opartej na paliwach kopalnych, istotną cezurę czasową z uwagi na planowane kolejne zaostrzenie wymagań ekologicznych. Jeżeli obecne projekty prawne weszłyby w życie bez długich okresów dostosowawczych, będą skutkowały koniecznością wycofania z eksploatacji około 70% bloków, pracujących obecnie w Polsce. Skutki takich decyzji byłyby ogromnym ciężarem dla polskiej gospodarki.

Znaczna część istniejących bloków została w poprzednich latach zmodernizowana głównie w oparciu o Kontrakty Długoterminowe zawierane pomiędzy wytwórcami a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi. W ramach modernizacji i głębokich retrofitów uzyskano m.in.:

- Przedłużenie żywotności większości urządzeń o ok. 100 tys. godzin pracy,
- Poprawę sprawności wytwarzania o 3-4% (punkty procentowe),
- Osiągnięto znaczną redukcję emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu poprzez zabudowę instalacji ochrony środowiska.

W przypadku konieczności przedwczesnego ze względu na kryteria UE odstawiania tych bloków, zainwestowane na ten cel środki zostałyby częściowo zmarnowane.

Wytwórcy energii elektrycznej w Polsce planują do roku 2020 wycofanie znacznej części mocy zainstalowanej. Już dzisiaj powoduje to praktycznie brak istotnej rezerwy mocy w systemie. Zebrane dane wskazują, iż moc osiągalna samych tylko elektrowni zawodowych zmniejszy się z poziomu ok. 25 000 MW do ok. 14 500 MW, z czego głębokie modernizacje mogą objąć kolejne 5 700 MW. Jedynie w odniesieniu do 8 300 MW, a więc tylko 1/3 mocy elektrowni zawodowych brak informacji o planowanych likwidacjach lub modernizacjach do roku 2020.

Realizacja powyższego scenariusza przy jednoczesnym braku nowych mocy spowoduje już nieuchronny, dramatyczny deficyt energii elektrycznej ze źródeł krajowych, którego nie wyrównają ograniczone możliwości importowe (patrz rysunek 7).

Gospodarka polska pomimo utrzymującej się recesji w gospodarce światowej (koniec 2014 roku) jednak się rozwija, a wraz z tym rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle i usługach, ale również w gospodarstwach domowych.

Przykładowo w aglomeracji wrocławskiej zapotrzebowanie w ostatnich trzech latach rosło w tempie 10% każdego roku.[34] W rezultacie, wg danych PSE Operator S.A., Z powodu wyczerpania się rezerw mocy, system krajowy elektroenergetyczny balansuje na granicy wydolności i wielokrotnie (na przykład w ciągu 2007 oraz 2013 roku) znajdował się o krok od przymusowych włączeń odbiorców. W związku z tym w perspektywie najbliższych lat należy poważnie liczyć się z koniecznością okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu niedoboru krajowych zdolności wytwórczych (ograniczenia na terenie całego kraju) lub z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci (w wybranych obszarach kraju).

Dobitnie jeszcze raz należy podkreślić, że większość jednostek wytwórczych pochodzi z lat 60 i 70 ubiegłego wieku i będzie stopniowo wycofywana z eksploatacji ze względu na naturalne zużycie techniczne.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, bez wprowadzania do eksploatacji nowych mocy wytwórczych o mocy w ilości ok. 1000 MW rocznie, grozi trwałymi ograniczeniami w dostawach energii. Okresowe braki mocy występują już teraz.

Istniejący układ elektroenergetycznych sieci przesyłowych w kraju jest niewystarczający dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu krajowego w sytuacji potencjalnego niedoboru mocy i wymaga szybkiej rozbudowy.

Z licznych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną (jeszcze obowiązująca zawarta jest w dokumencie Polityka Energetycznej Polski do roku 2030) wynika, że w najbliższych latach nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, przy czym wskaźnik przyrostu waha się od 2, 2% do 3, 0% w skali rocznej (wynika to również z przedstawionego w VIII 2015 projektu Polityki Energetycznej Polski do roku 2050) Z najbardziej ostrożnych szacunków wynika, że deficyt mocy podstawowej wystąpi już przed 2016 r. i to przy założeniu, że wszystkie jednostki będą pracować przy średnim wykorzystaniu mocy zainstalowanej na poziomie 55%. Ostry deficyt mocy szczytowej w stosunku do prognozy wystąpił już przed 2010 r., ubytki mocy szczytowej przekraczają 10% mocy koniecznej. Ilustrują to poniższe dane.

Tabela 11. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wg projektu Polityki energetycznej Polski do 2030 roku [TWh] (źródło: ARE.S.A)

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie brutto (TWh)	146,1	163,3	181,6	204,5	243,0	279,8

Czytając te zamierzenia teraz, okazuje się, że prognoza wynikająca z „Polityki energetycznej Polski do roku 2030” okazała się głęboko nietrafna. Podobne zastrzeżenia należy mieć do szacunków, co do koniecznej mocy zainstalowanej, i tak.

Tabela 12 Niezbędna moc brutto elektrowni i elektrociepłowni (spoza OZE) (źródło PSE Operator)

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie na energię elektryczną ze źródeł innych niż OZE-E [TWh]	142,2	151	167,3	187,9	223,3	257,3
Minimalna moc bloków w KSE przy 55% wykorzystaniu mocy zainstalowanej [MW]	29 514	31 341	34 724	39 000	46 347	53 404

W powyższych danych nie uwzględniono niezbędnych wyłączeń obiektów wynikających z zużycia technicznego oraz wymagań ochrony środowiska (około 40% mocy wytwórczych stanowią urządzenia liczące powyżej 30 lat, a około 34% – urządzenia mieszczące się w przedziale wiekowym 20-30 lat).

Eksploatacja bloków starszych niż czterdziestoletnie jest ryzykowna i staje się coraz mniej opłacalna, a wprowadzenie ostrych wymagań ekologicznych przekreśli możliwość dalszej ich eksploatacji. Przyczyną regresu w energetyce jest brak możliwości inwestycyjnych wynikający przede wszystkim z niskiej rentowności sektora, która jest pochodną jeszcze, w pewnym stopniu regulowanych cen energii elektrycznej.

Uwzględniając wyżej opisane trendy, dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju powinno być oddawane rocznie około 1000 MW nowej mocy. Uruchomiony ostatnio nowy blok w Elektrowni Pątnów (464 MW) oraz Łagisza 460 MW i - Bełchatów 860 MW) posłużą w zasadzie do skompensowania części ubytku starych bloków, wyłączanych z eksploatacji z powodu wieku i niedotrzymywania wymogów ekologicznych. Jak widać suma budowanych nowej mocy w ciągu najbliższych trzech lat będzie o ok. 40% niższa od poziomu niezbędnego do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Nie przesądza o niefortunnym wnioskowaniu rozpoczęcie w roku 2014 budowy dwóch bloków klasy 1000 w El. Opole jednego w El. Jaworzno oraz bloku klasy 500 MW w El. Turów

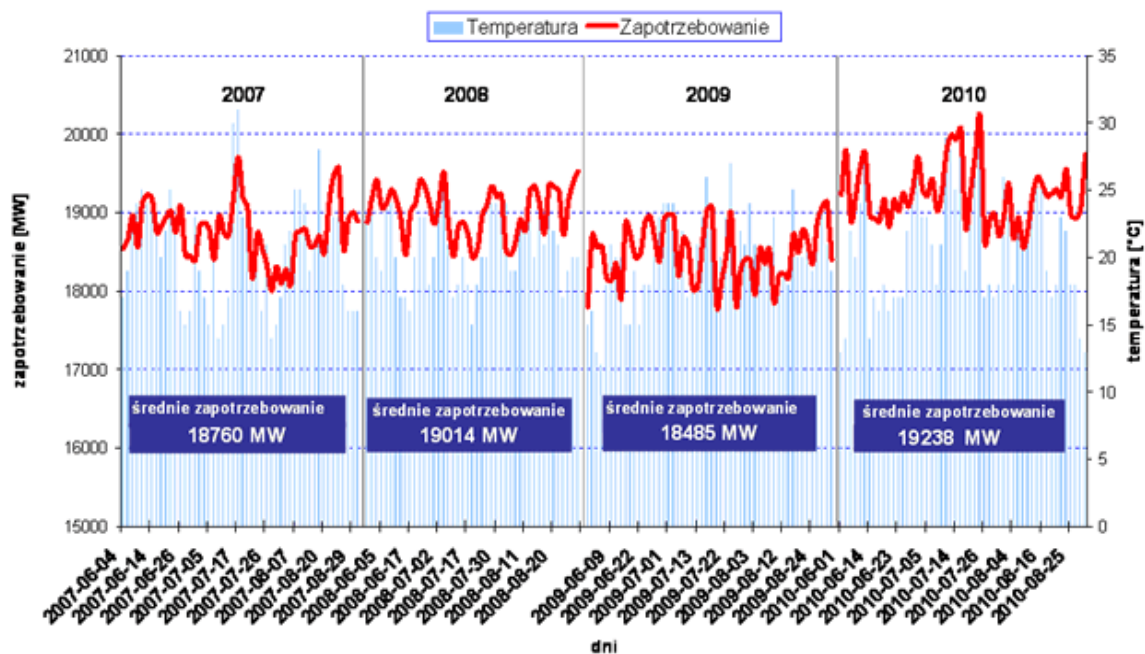
Nowe następne inwestycje są przygotowywane, lecz przejście do fazy realizacji jest utrudnione ze względu na obawy inwestorów i instytucji finansujących o ekonomiczną wykonalność tych przedsięwzięć. Bardzo ostrożne podejście tych podmiotów do budowy nowej mocy wpływa z faktu utrzymywania w obrocie regulowanych, zbyt niskich dla zapewnienia zwrotu z inwestycji, cen energii elektrycznej. Rosnące ceny dóbr inwestycyjnych i niejasne zasady przydziału uprawnień do emisji, CO<sub>2</sub> pogłębiają tę niepewność.

Działania regulatora, ograniczające wzrost cen, w tym nałożenie na spółki obrotu obowiązku przyjęcia do kalkulacji taryf dla odbiorców indywidualnych ceny energii nie wyższej niż 180 zł/MWh, drastycznie zwiększają ryzyko braku możliwości zbilansowania systemu. To, co chwilowo wydaje się działaniem w interesie odbiorców końcowych, w niedługim czasie przerodzić się może w stan permanentnych wyłączeń z ogromną szkodą dla tychże odbiorców.

Zakładane w najbliższych latach tempo wzrostu gospodarczego spowoduje wyższy od planowanego wcześniej wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej, wynikający zarówno z potrzeb rozwijającej się gospodarki, jak i wzrostu zużycia na potrzeby gospodarstw domowych.

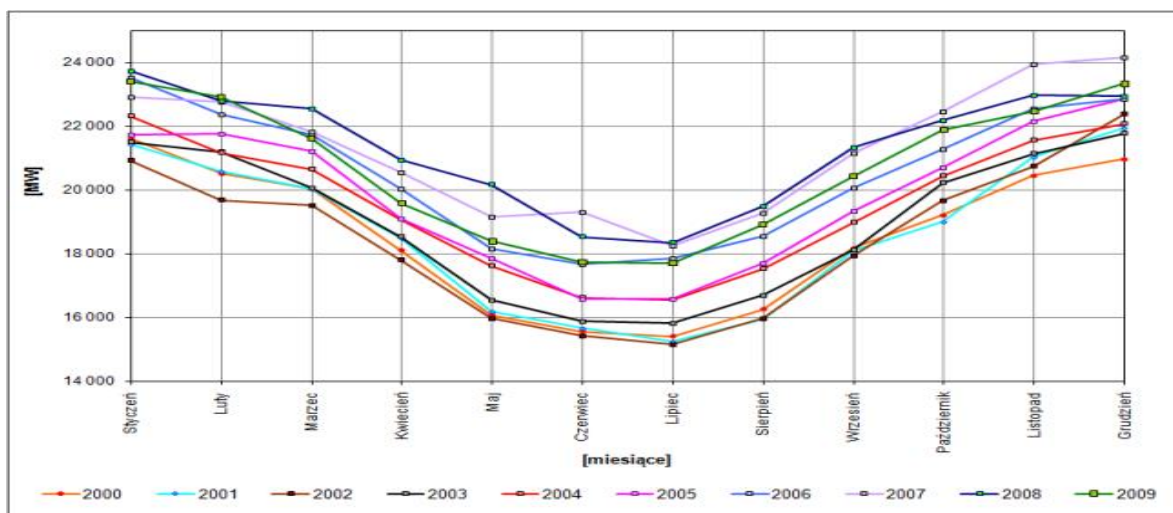
Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw szczególnie istotne znaczenie ma wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną. Rejestrowane aktualnie dane wskazują na tendencję wzrostową na poziomie ponad 2.0 % w skali roku.

Nowym zjawiskiem jest znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim oraz jego koncentracja w niektórych, dużych aglomeracjach miejskich. W szczególnym stopniu dotyczy to aglomeracji warszawskiej, gdzie w latach 2005-2007, jak również 2011 i 2012 zanotowano blisko 20% wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim. Wzrostowi zapotrzebowania na moc elektryczną towarzyszy znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na tzw. moc bierną, stwarzając dodatkowe trudności w dotrzymaniu wymaganych poziomów napięcia w sieci przesyłowej a przez to zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców na określonym obszarze.



Rysunek 8 Zapotrzebowanie mocy w miesiącach letnich na przestrzeni lat 2007-2010, godz. 11 (źródło: PSE-operator)

Oczekiwany wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych.



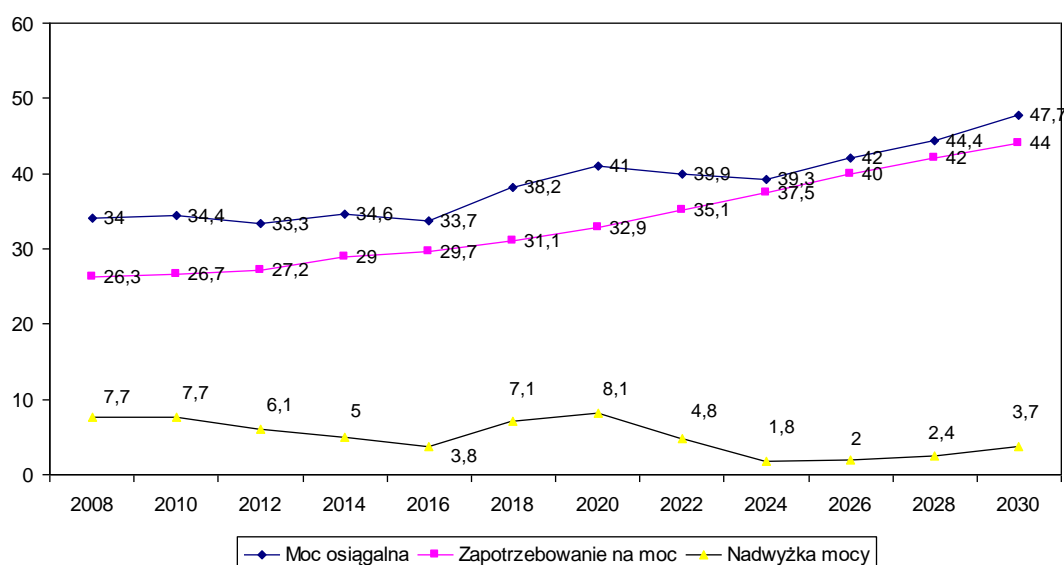
Rysunek: 9 Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w 2009 roku na tle danych historycznych (źródło: PSE Operator)



Uruchamianiu nowych jednostek wytwórczych w tym okresie towarzyszyć jednak będą odstawienia aktualnie pracujących jednostek wytwórczych, w części w celu ich modernizacji, ale likwidacja jednostek wytwórczych będzie stanowiła coraz większy procent. Jeżeli nie zmieni się polityka i decyzje Komisji Europejskiej w sprawie ochrony klimatu, a zwłaszcza przydziałów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, przyspieszona likwidacja wielu, nawet niezamortyzowanych jednostek wytwórczych będzie koniecznością. Jednocześnie przydział uprawnień dla nowych bloków (na przykład dla Pątnów II w ostatnim projekcie KPRU II na poziomie 70% potrzeb) daje niezwykle negatywny sygnał dla inwestorów i kredytodawców. Przy utrzymaniu średniego tempa wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną na poziomie 2,5.0 %/Rok wymagane są roczne przyrosty netto krajowych zdolności wytwórczych na poziomie nie niższym niż 1000 MW. Stopień zaawansowania przygotowań do budowy kolejnych bloków nie zapewnia nawet połowy tej wielkości. Przyrosty mocy w źródłach rozproszonych i odnawialnych niewiele poprawiają bilans, zwłaszcza w lecie. W najbliższych latach musimy się skupić na bardziej intensywnym wykorzystywaniu istniejących mocy, ale jak wiadomo wszystko ma swój techniczny kres.

PSE-Operator opracowuje cykliczne bilanse mocy w KSE wykorzystując dane zgłaszane przez wytwórców, własne statystyki dotyczące dyspozycyjności jednostek wytwórczych oraz prognozy zapotrzebowania krajowego. Kluczowym dla oceny bezpieczeństwa dostaw parametrem planistycznym jest tzw. nadwyżka mocy bezpośrednio dostępna dla OSP. Stanowi ona różnicę pomiędzy planowaną wielkością mocy dostępnej w KSE dla produkcji energii elektrycznej (w sensie technicznym i ekonomicznym) a planowaną wielkością zapotrzebowania. Nadwyżka ta powinna pokryć wszystkie możliwe odchylenia od przyjętych założeń planistycznych, w tym nieplanowe postoje lub wymuszone zaniżenia mocy jednostek wytwórczych. W ramach planowania rocznego przyjmuje się, jako wymaganą 18% nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP w stosunku do krajowego zapotrzebowania na moc.

Opracowane na kolejne lata bilanse mocy w KSE wykazują systematyczny spadek nadwyżki mocy bezpośrednio dostępnej dla OSP.



Rysunek: 10 Zestawienie prognozowanego popytu i podaży na moc w latach 2008-2030 (źródło PSE Operator).

Szczególnie niepokojący jest znacznie szybszy spadek j nadwyżki mocy w okresie letnim w związku z:

- Rosnącym zakresem prac modernizacyjno-remontowych w elektrowniach, wymuszanych koniecznością dostosowywania do wymagań ekologicznych,
- Występującymi ograniczeniami w wyprowadzeniu mocy z niektórych elektrowni w wyniku zmniejszonej dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych w warunkach wysokich temperatur,
- Wzrostem wielkości mocy niedostępnej dla produkcji energii elektrycznej ze względów ekonomicznych lub technologicznych (do niedostępnych z tego powodu przez cały rok starych elektrowni zawodowych i przemysłowych dochodzą jednostki wytwórcze w elektrociepłowniach).

Przedstawione nadwyżki mocy nie uwzględniają możliwego zmniejszenia mocy dyspozycyjnej elektrowni w wyniku okresowych trudności w dostępie do paliwa oraz z powodu przekroczeń norm obiektowych emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu (opóźnione modernizacje - spiętrzenie modernizacji i nowych budów we wszystkich krajach powoduje wydłużenie terminów dostaw, derogacje na 20000 godzin pracy do 2015 r. itp.) lub braku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ( w przyszłości może i uprawnień do emisji Hg, SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>).

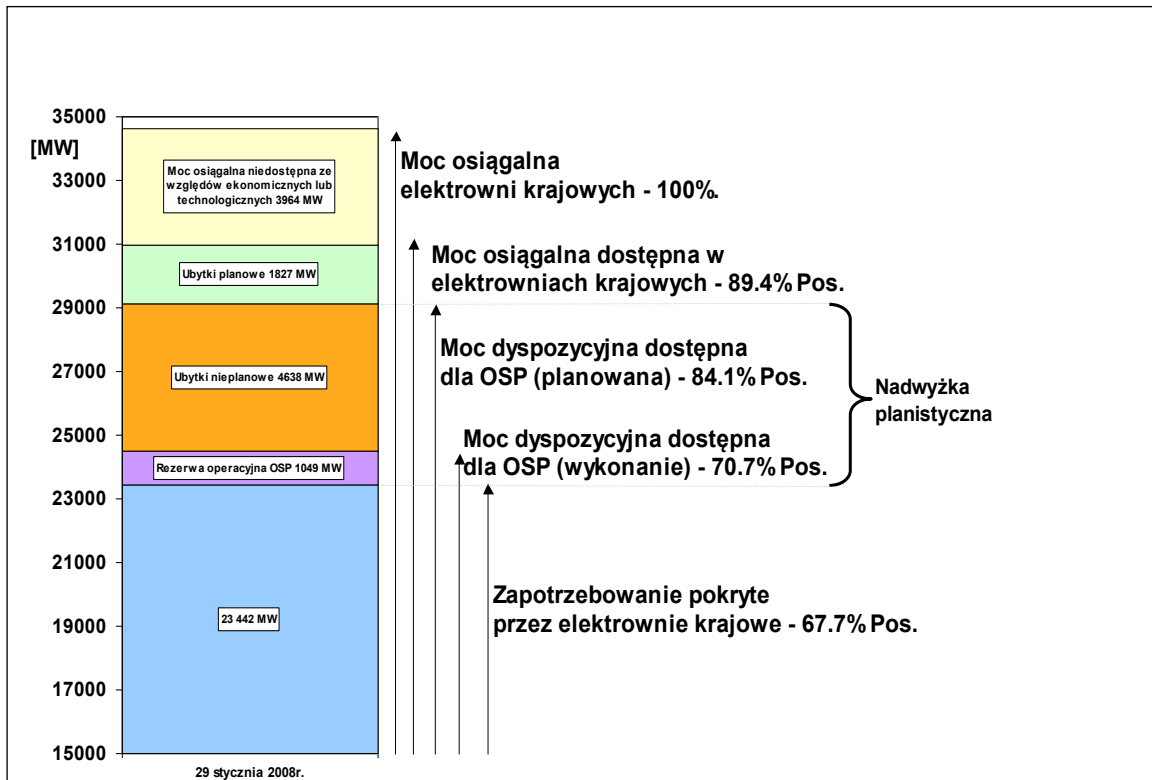
Zapewnienie wystarczających dostaw węgla dla produkcji energii elektrycznej, przy zakładanym wzroście krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz konieczność dotrzymania przyznanych limitów emisji zanieczyszczeń mogą mieć w najbliższej przyszłości kluczowe znaczenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Dodatkowo, przy konieczności uruchamiania wszystkich rezerw, występuje zjawisko rosnącej awaryjności. Opisano taką sytuację we wcześniejszych rozdziałach. Problemy związane ze zbilansowaniem KSE, nawet w warunkach ciepłej zimy, ilustruje przykładowy bilans mocy w dniu 29 stycznia 2008 r.( rys. 8)

Krajowe bilanse mocy dla dni, w których wystąpił najniższy poziom tzw. rezerwy operacyjnej. Przy stosunkowo niskim zapotrzebowaniu mocy, wystąpiły nieplanowe ubytki powodujące utratę prawie całej planowanej nadwyżki dostępnych zdolności wytwórczych. Rzeczywista rezerwa operacyjna niewiele przekroczyła 4%, w większości systemów jest to stan zagrożenia wymagający podejmowania działań zapobiegawczych.

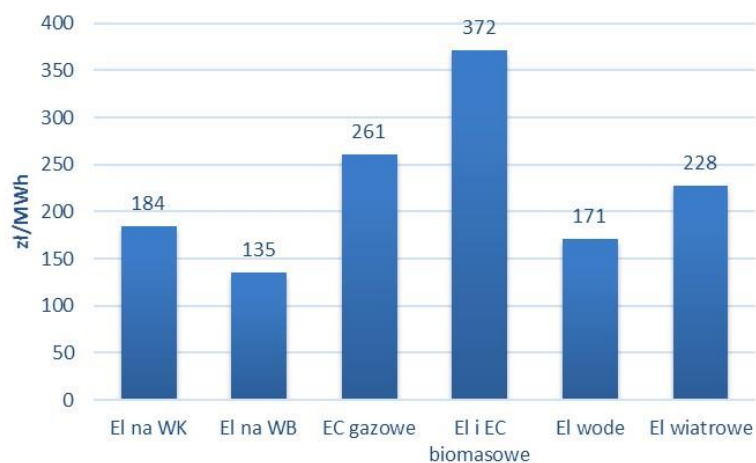
Tabela 12 Syntetyczny bilans energii pierwotnej dla Polski (źródło: MG raport za rok 2010)

Syntetyczny bilans energii [PJ]	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Pozyskanie	4 172	3 662	3 506	3 330	3 357	3 349	3 344	3 293	3 284	3 253	3 034	2 982	2 817
Zakup z zagranicy	1 265	1 304	1 229	1 255	1 296	1 322	1 343	1 419	1 541	1 685	1 778	1 873	1 812
Sprzedaż za granicę	927	889	847	869	915	870	780	855	847	865	721	611	550
Zmiana zapasów	167	-28	-15	-37	-25	40	9	16	84	-23	12	119	100
Zużycie krajowe	4 343	4 105	3 903	3 753	3 763	3 761	3 898	3 841	3 894	4 096	4 079	4 125	3 979

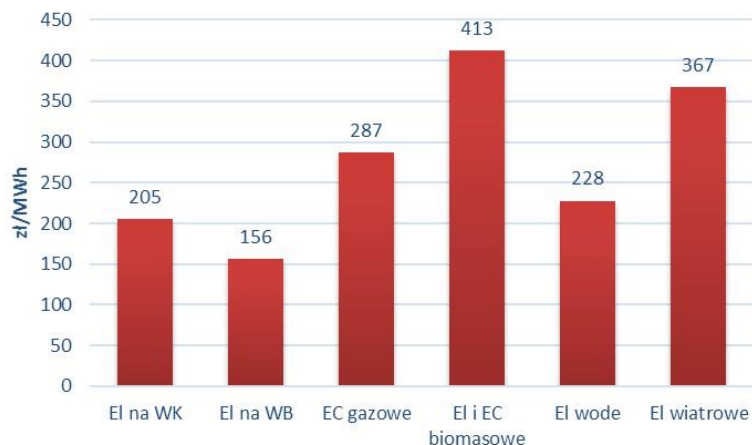


Rysunek 11: Przykładowy bilans mocy w KSE w szczycie dnia 29 stycznia 2008. (Źródło: PSE Operator)

Każdą z tych technologii wytwarzania charakteryzuje inny poziom kosztów (rys. 11 i rys. 12).



Rysunek 6: Jednostkowy koszt techniczny wytwarzania <sup>wg</sup> technologii, 2014 r. (źródło ARE S.A Warszawa 2015)



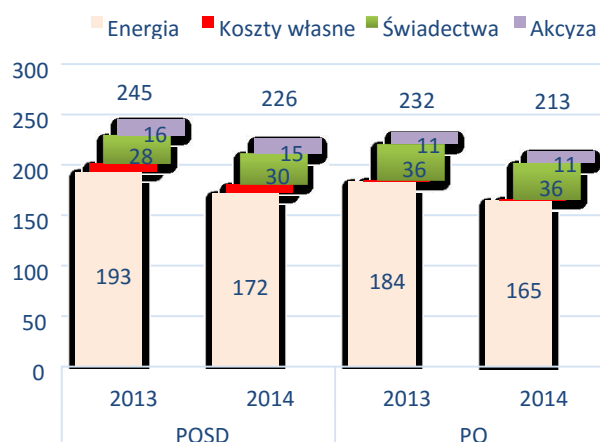
Rysunek 7 Jednostkowy koszt sprzedanej energii wg technologii, 2014 (źródło ARE S.A Warszawa 2015)

Tabela 13 Dynamika i struktura jednostkowych kosztów w przedsiębiorstwach obrotu PO i POSD <sup>1)</sup>, w % ( Źródło ARE S.A)

Wyszczególnienie	Dynamika	Struktura
Średnia cena Umowy Kompleksowe	103,6	
Średnia cena Umowy Sprzedaży	106,8	
Średnia cena - rynek hurtowy	97,7	
Średnie koszty jednostkowe, w tym:	93,1	100
Zakup energii	89,2	74,5
Akcyza	97,5	6,6
Koszty własne obrotu	106,0	3,8
Zakup certyfikatów	109,0	13,0

<sup>1)</sup> Uwzględniono tylko koszty obrotu, bez zakupu usług dystrybucyjnych ponoszonych na obsługę umów kompleksowych

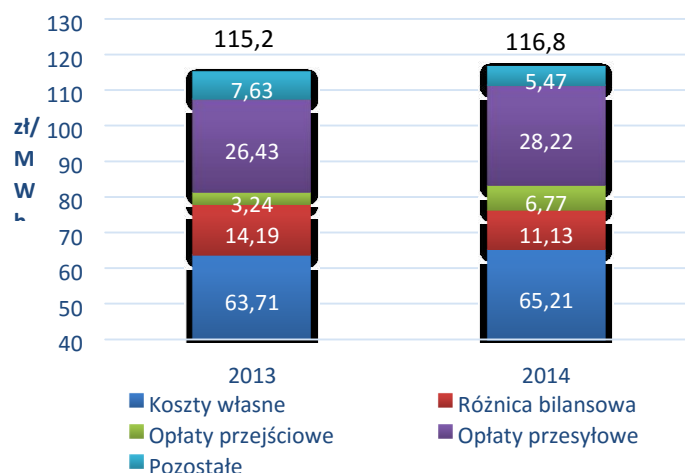
Przedsiębiorstwa wyodrębnione kupowały energię drożej niż pozostałe, co wynika ze struktury rynku hurtowego. W tych przedsiębiorstwach także koszty własne są nadal dużo wyższe niż w pozostałych przedsiębiorstwach obrotu (rys. 14), przede wszystkim ze względu na poziom zatrudnienia.



Rysunek 8 Składniki ceny energii dla odbiorców końcowych w przedsiębiorstwach obrotu, w zł/MWh [10] (źródło ARE S.A Warszawa 2015)

Jednostkowe koszty dostarczania energii i ich dynamikę przedstawiono w tabeli 14, a składniki jednostkowych kosztów dystrybucji przedstawiono na rysunku 15.

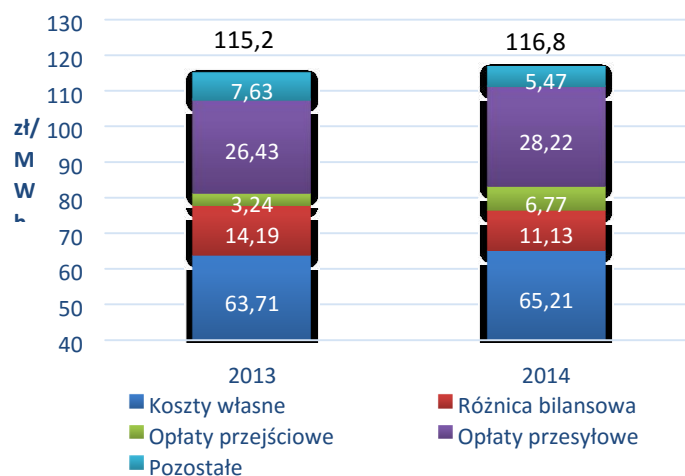
W latach 2012-2014 wysokość jednostkowych kosztów nie uległa znacznym zmianom. Największym zmianom uległy natomiast koszty opłat przejściowych, które w 2013 r. spadły o 70%, po czym w 2014 r. wzrosły o 109%. Koszty jednostkowe wzrosły w 2014 r. o 1, 6 zł/MWh w porównaniu z rokiem 2013.



Rysunek 15: Jednostkowe koszty dystrybucji, w zł/MWh [6] Jednostkowe koszty dostarczania energii i ich dynamika (źródło ARE S.A Warszawa 2015)

W latach 2012-2014 wysokość jednostkowych kosztów nie uległa znacznym zmianom. Największym zmianom uległy natomiast koszty opłat przejściowych, które w 2013 r. spadły o

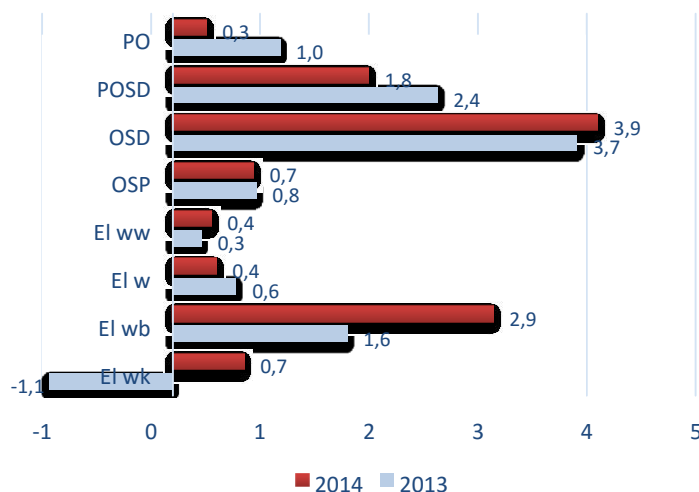
70%, po czym w 2014 r. wzrosły o 109%. Koszty jednostkowe wzrosły w 2014 r. o 1,6 zł/MWh w porównaniu z rokiem 2013.



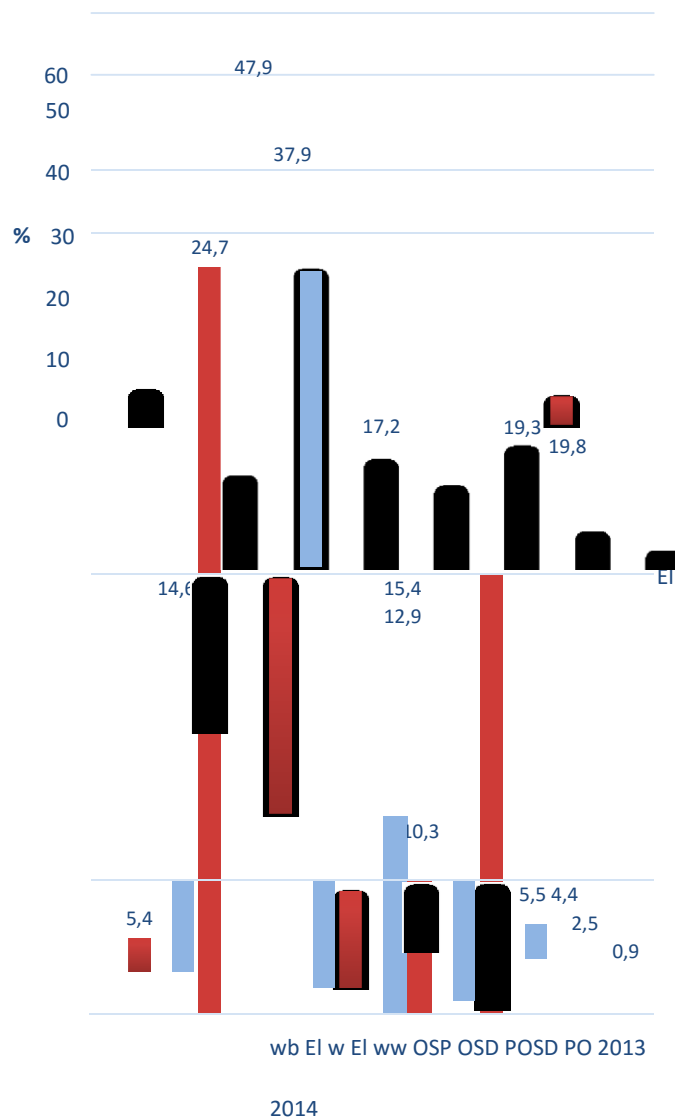
Rysunek 16: Jednostkowe koszty dystrybucji, w zł/MWh [6] (źródło ARE S.A Warszawa 2015)

Osiągnięte zyski poprawiły znacznie rentowność poszczególnych grup przedsiębiorstw. Zdecydowanie najkorzystniejszy wynik osiągnęły elektrownie wodne.

Jest to związane z dotychczasowym systemem wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Następne w rankingu rentowności były elektrownie na węgiel brunatny, operatorzy systemów dystrybucyjnych, elektrownie wiatrowe. Najniższą rentowność uzyskały przedsiębiorstwa obrotu. Determinującym czynnikiem wpływającym na poziom rentowności była pomoc zewnętrzna udzielana w postaci wcześniej wspomnianych kosztów osieroconych oraz systemów wsparcia.

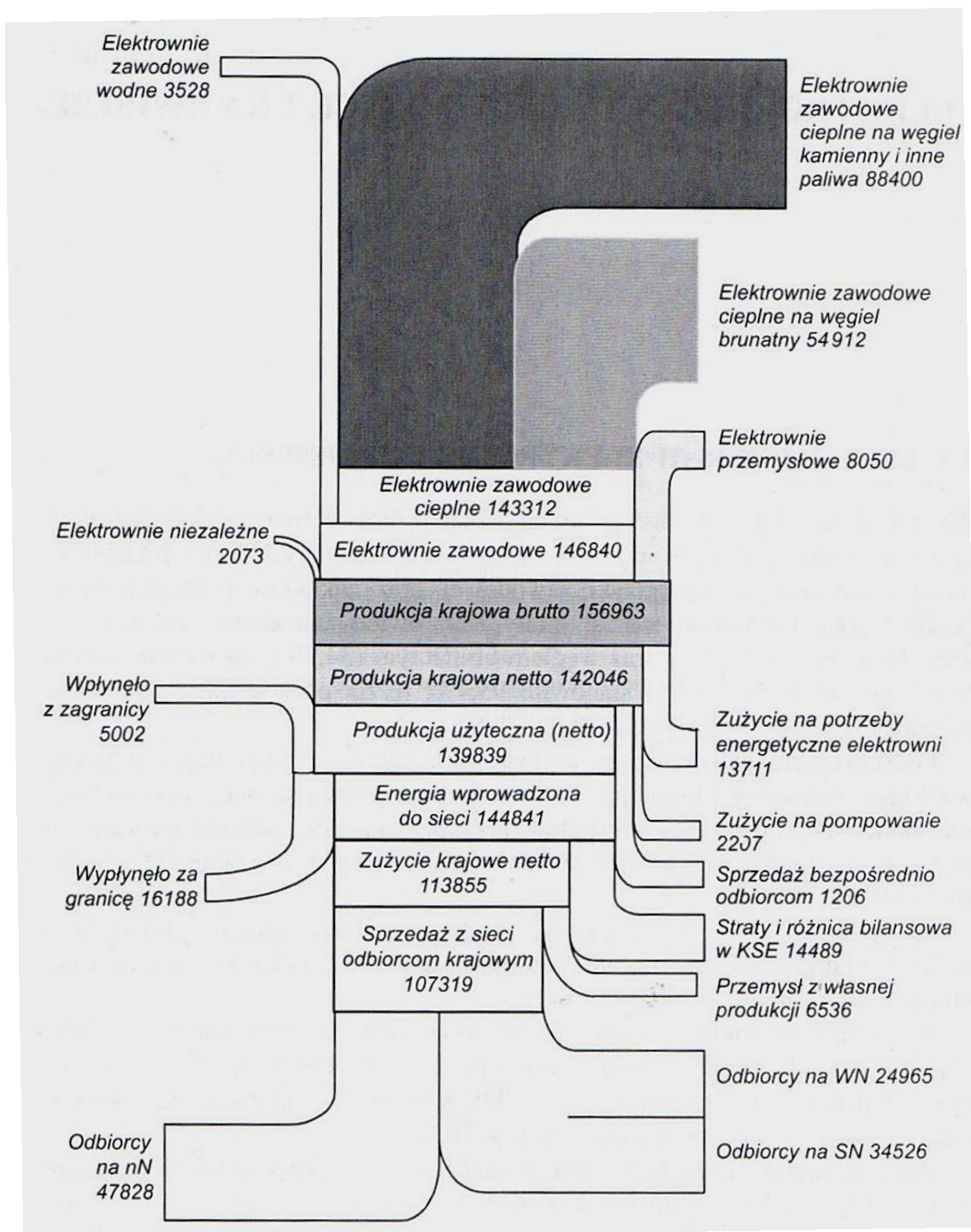


Rysunek 17: Zysk brutto na działalności energetycznej. Dane skorygowane wskaźnikiem inflacji. (Ceny stałe 2014), w mld zł (źródło ARE S.A Warszawa 2015)



Rysunek 98: Wskaźniki rentowności działalności energetycznej dla wybranych grup przedsiębiorstw [6, 10]; El wk – elektrownie na węgiel kamienny, El wb – elektrownie na węglu brunatnym, El w – elektrownie wodne, El ww – elektrownie wiatrowe, OSP – operator systemu przesyłowego, OSD - operatorzy systemów dystrybucyjnych (źródło ARE S.A Warszawa 2015)





Rysunek 19: Wejścia i wyjścia skonsolidowanych strumieni energii elektrycznej (wykres SANKEYA) w przykładowym dla KSE okresie jednego roku (2006)



Poniżej (tabela 15) przedstawiono dane dotyczące niedyspozycyjności jednostek wytwórczych w okresie ostatnich lat (średni czas niedyspozycyjności jednostek o mocach 125-500 MW) . Wskazują one na wyraźny trend wzrostowy niedyspozycyjności o charakterze nieplanowym (awarie, remonty bieżące, warunki eksploatacyjne).

Tabela 15 Niedyspozycyjność jednostek wytwórczych w latach 2004-2007 (źródło: ARE S.A)

Rok	Ze względu na postoje planowane	Ze względu na postoje nieplanowane	Ze względu na postoje planowane i nieplanowane
-	%	%	%
2004	7,59	2,96	10,55
2005	7,50	3,84	11,34
2006	7,37	6,57	13,93
2007	8,61	6,61	15,22

Konieczne jest zwiększenie efektywności sygnałów dla wytwórców dla podwyższania dyspozycyjności. Biorąc pod uwagę wiek istniejących jednostek prądowych jest to prawie niemożliwe. Ewentualne niedobory krajowych zdolności wytwórczych nie mogą być skutecznie zastąpione importem energii elektrycznej poprzez wykorzystanie aktualnie pracujących połączeń międzysystemowych w ramach UCTE. Przyczyną tego są coraz większe przepływy „karuzelowe” wywoływane przez niekorzystną lokalizację elektrowni w Polsce i sąsiednich systemach, trwały deficyt mocy w Europie południowo-wschodniej oraz okresowo potęgowane przez elektrownie wiatrowe zlokalizowane w północnej części Niemiec (problem ten jest przedmiotem analiz prowadzonych wspólnie z operatorem niemieckim).

Praktycznie jedynymi kierunkami możliwego obecnie importu energii do Polski są: system szwedzki z wykorzystaniem stałoprądowego połączenia kablowego (do 600 MW) oraz system ukraiński z wykorzystaniem wydzielonego bloku po stronie ukraińskiej pracującego na linii 220 kV Zamość – Dobrotwór (ok. 200 MW).

Ze względu na rozprędy mocy (prawo Kirchhoffa) w ważnych węzłach krajowego systemu elektroenergetycznego część elektrowni jest klasyfikowana, jako „Reliability Must Run”.

Jednym z podstawowych wymagań poprawnego funkcjonowania sieci przesyłowej jest zapewnienie odpowiednich wielkości napięć w węzłach tej sieci. Napięcia te można zapewnić poprzez odpowiednie przydzielenie do pracy jednostek wytwórczych (JW), zwane rozdziałem obciążeń, w określonych węzłach sieci.

Dla danej konfiguracji sieci i charakterystyk odbiorów energii, analizuje się rozdział obciążeń zapewniający poprawną pracę sieci, kryteria niezawodnościowe, stabilnościowe oraz zwarciove. Taki zrównoważony układ odbiorów i generacji dla danej konfiguracji sieci nazywany jest układem normalnym. Operatorzy systemów przesyłowych budują układy normalne dla charakterystycznych okresów doby: szczyt i dolina zapotrzebowanie, dni tygodnia: robocze lub świąteczne oraz pór roku.

Wynikiem analizy układów normalnych jest charakterystyczny rozdział obciążeń wskazujący, jakie JW. muszą pracować i jaką ilość energii powinny wytwarzać.

Jednostki niezbędne do prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego nazywane są „generacją wymuszoną względami sieciowymi (GWS)”. Czasem stosowana jest angielska nazwa RMR – *Reliability Must Run*. Operatorzy systemów przesyłowych publikują listy jednostek zliczonych do GWS. W Polsce PSE S.A. Publikuje Plan Koordynacyjny Roczny (PKR) wskazując na jednostki GWS. Następnie plan ten jest uaktualniany. Analiza PKR wskazuje na znaczną liczbę JW., które muszą pracować, aby zapewnić odpowiedni stopień niezawodności dostaw energii elektrycznej. Rozwiązanie kontraktów długoterminowych spowodowało pojawienie się problemu GWS. Nie będzie już kontraktów zakupujących energię z drogich jednostek GWS, wiadomo, że nie wszystkie elektrownie są w stanie sprzedać na wolnym rynku dostateczną ilość energii, aby zapewnić pracę JW. w ilościach niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania sieci.

Konieczne jest opracowanie skutecznych metod zakupu energii z jednostek GWS, a także pokazanie rzeczywistych kosztów wynikających z ograniczeń w pracy sieci przesyłowej. Dopiero pokazanie rzeczywistych kosztów zapewnienia niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego pozwala na ocenę opłacalność inwestycji w poprawę przepustowości sieci i nowe moce wytwórcze.

W Tabeli 11 pokazano liczbę jednostek GWS w poszczególnych elektrowniach. Chociaż w PKR jednostki GWS są podawane na węzły napięciowe w celu uproszczenia tabel dokonano agregacji dla poszczególnych elektrowni. Wyniki analizy pokazują, że około 50% wszystkich JW. jest zaliczona do GWS musi być przydzielone do pracy ze względu na ograniczenia sieciowe, niezależnie od ich zachowań rynkowych i dokonywanych tam transakcji. Kiedy weźmie się pod uwagę JW będące w dyspozycji, ponieważ nie wszystkie JW. są dyspozycyjne ze względu na remonty i rezerwę trwałą, wówczas udział procentowy jednostek GWS zbliża się do 60% wszystkich dyspozycyjnych jednostek wytwarzania?

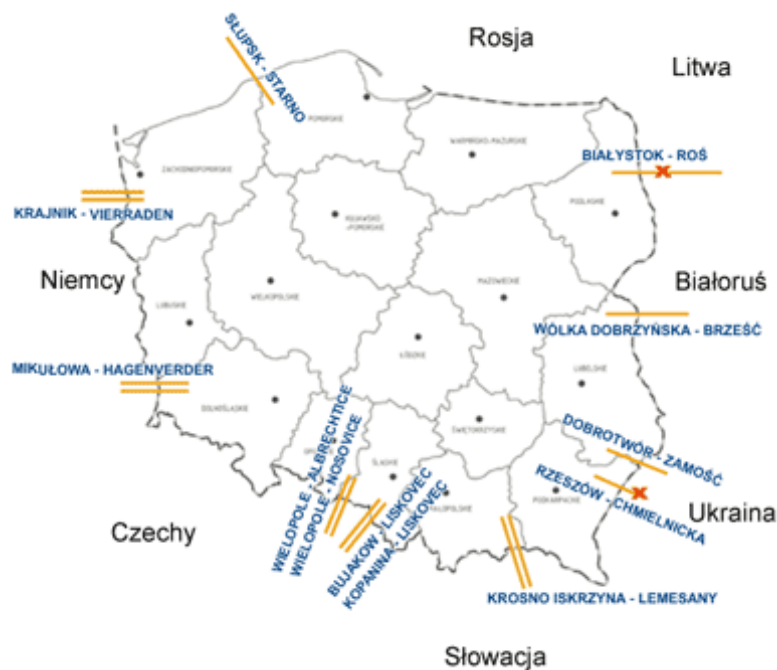
Tabela 16 Minimalne liczby jednostek GWS w poszczególnych elektrowniach (źródło: PSE Operator)

Elektrownia	Minimalna liczba jednostek GWS	Minimalna moc GWS w MW	Udział % JW. GWS w liczbie dyspozycyjnych JW
Ostrołęka	2	300	67%
Bełchatów	6	1860	55%
Stalowa Wola	1	100	50%
Kozienice	4	580	44%
Połaniec	4	580	57%
Opole	2	590	50%
Jaworzno3	3	480	60%
Łagisza	2	180	50%
Łaziska	2	390	33%
Siersza	1	55	20%
Rybnik	4	680	67%
Turów	5	670	100%
Dolna Odra	4	420	57%
Konin	1	100	50%
Adamów	1	110	25%
Pątnów	4	640	67%
Skawina	1	80	33%
Razem/średnia	47	7815	53%

## 2.1 Analiza możliwości eksportowych i importowych energii elektrycznej w aspekcie pokrycia zapotrzebowania krajowego i rekomendacji dla budowy nowych jednostek prądotwórczych

Całkowita zdolność przepustowa połączeń polskiego systemu elektroenergetycznego z krajami Unii Europejskiej wynosi 2000-3000 MW (w zależności od konfiguracji pracy systemu) i jest ograniczona zdolnościami przesyłowymi wewnątrz krajowego systemu.

Obecna moc połączeń transgranicznych spełnia cel uznany przez Radę Europy, mówiący o minimum 10 proc. zdolności przesyłowej połączeń transgranicznych w stosunku do mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym.



Rysunek 20 Mapa połączeń KSE z sąsiednimi krajami (źródło: www.Cire.pl)

Tabela 17 Wykaz obciążeń maksymalnych dla połączeń KSE (źródło: PSE Operator)

Linia	Napięcie	Dopuszczalna obciążalność	Ilość torów	Uwagi
Krajnik - Vierraden	400 kV	778 A i 296 MW	2	
Mikulowa - Hagenverder	400 kV	2000 A i 1385 MW	2	
Wielopole - Albrechtice	400 kV	2000 A i 1385 MW	1	
Wielopole - Nošovice	400 kV	2000 A i 1385 MW	1	
Bujaków - Liskovec	220 kV	1050 A i 400 MW	1	
Kopanina - Liskovec	220 kV	1050 A i 400 MW	1	
Słupsk - Stárno	450 kV(prądu stałego)		1	
Białystok - Roś	220 kV	608 A i 231 MW	1	Linia jest wyłączona od 30 czerwca 2004 r.
Wólka Dobrzyńska - Brześć	110 kV	120 MW	1	Prywatna linia połączona z siecią dystrybucyjną LUBZELu.
Dobrotwór - Zamość	220 kV	660 A i 251 MW	1	Linia pracuje w układzie promieniowym
Rzeszów - Chmielnicka	750 kV	1500 A i 1300 MW	1	Element jedynej polskiej linii 750 kV. Linia jest wyłączona od 1993 r.
Krosno Iskrzynia - Lemšany	400 kV	1200 A i 831 MW	2	

W okresie do końca 2017 roku nie przewiduje się znaczących przyrostów możliwości transmisji energii elektrycznej do i z Polski do krajów sąsiednich. W tym okresie należy rozważyć istnienie minimalnej, tak jak do tej pory możliwości kompensacji braków mocy dyspozycyjnej Krajowych przez import.

## 2.2 Planowane nowe połączenia

Mankamentem polskiego, a także europejskiego, systemu przesyłowego jest niewystarczająca moc połączeń międzysystemowych. Likwidacji tego niekorzystnego dla bezpieczeństwa energetycznego całej Europy zjawiska, a także pełnemu otwarciu rynku energii, ma służyć planowana do 2020 r. rozbudowa połączeń transgranicznych. Zgodnie z planami PSE Operator, planuje się:

Na granicy z Niemcami:

- Budowę sześciu linii 400 kV
- Modernizację ciągu liniowego 400 kV Krajnik-Morzyczyn-Dunowo
- Przełączenie dwutorowej linii Krajnik-Vierraden (Niemcy) na napięcie 400 kV
- Instalację przesuwników fazowych w stacji Krajnik na linii 400 kV Krajnik-Vierraden
- Budowę rozdzielni 400 kV w stacji Buczyna.

Na granicy z Czechami i Słowacją:

- Doprowadzenie istniejącej linii 400 kV Tuczawa-Rzeszów do stacji Buczyna
- Modernizację linii 400 kV Łagisza-Tuczawa i obu torów linii 400 kV Tuczawa-Buczyna
- Modernizację linii 220 kV Moszczeni-ca-Wielopole i Podborze-Moszczenica
- Budowę 2-torowej międzysystemowej linii 400 kV Buczyna-Varin (Słowacja).

Na granicy z Ukrainą:

- Budowę stacji konwertorowej typu B-T-B o mocy 2x600 MVA w stacji Rzeszów
- Modernizację linii 750 kV Rzeszów-Chmielnicka.

Most energetyczny Polska-Litwa:

- Dawno, bo 8 grudnia 2006r. Polska i Litwa podpisały umowę w sprawie budowy tzw. mostu energetycznego, czyli transgranicznego połączenia systemów elektroenergetycznych obu krajów. Postęp prac i uzgodnień jest dalece niewystarczający.
- Projekt zakłada nie tylko budowę linii transgranicznej Ełk-Olita, ale również linii wewnątrz systemu polskiego, co umożliwi włączenie tej inwestycji do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Projekt nie został do tej pory w pełni uruchomiony.
- Łączny koszt technicznej integracji systemów energetycznych obu państw jest szacowany na 290 mln euro. Inwestycja ta zyska finansowe wsparcie Unii Europejskiej.
- Strona litewska zakłada, że intensywna budowa mostu energetycznego rozpocznie się w przyszłym roku i zostanie ukończona w 2017. Dzięki połączeniu z Polską, Litwa - a także Łotwa i Estonia - zostaną włączone do europejskiego systemu energetycznego.

## 2.3 Przewidywania dotyczące zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznej w Polsce.

W poniższej tabeli zebrano informacje dotyczące SITC (Simultaneous Interconnection Transmission Capacity) profilu polskiego na następne lata, opublikowane w raporcie ENTSO)

Tabela 18 SITC (Simultaneous Interconnection Transmission Capacity) profilu polskiego na następne lata. (Źródło: ENTSO)

MW	2010	2015	2016	2020	2025
PL->DE/CZ/SK <sup>1)</sup>	1000/900 <sup>2)</sup>	2500	2500	5000	5000
DE/CZ/SK->PL	0	500	500	2500	2500
PL->UA <sup>3)</sup>	0	0	0	0	0
UA->PL	220	220	220	220	220
PL-LT <sup>4)</sup>	-	0	0	1000	1000
LT->PL	-	600	600	1000	1000
PL->SE	0	600	600	600	600
SE->PL	600	600	600	600	600
<b>PL export</b>	<b>1000/900</b>	<b>3100</b>	<b>3100</b>	<b>6600</b>	<b>6600</b>
<b>PL import</b>	<b>820</b>	<b>1920</b>	<b>1920</b>	<b>4320</b>	<b>4320</b>

1) PSE Operator S.A. Przekazuje dane zagregowane dla całego synchronicznego profilu PL - DE/CZ/SK profile.

2) Okres zimowy/letni

3) W tym momencie połączenie promieniowe. Przygotowywane jest studium wykonalności dotyczące synchronicznej połączenia Ukrainy i Mołdawii z Europą kontynentalną.

4) Połączenie symetryczne.

Wartości przedstawione w tabeli nie uwzględniają planowego wyłączenia linii wewnętrznych/międzynarodowych. Rzeczywiste wartości mogą być niższe. Wzrost SITC w roku 2015 dla profilu synchronicznego będzie wynikiem instalacji przesuwników fazowych w podstacjach w Krajniku i Mikułowej (połączone systemy PL i DE) oraz zmiany poziomu napięcia dla linii Krajnik - Vierraden z 220 kV na 400 kV. Kolejny wzrost SITC dla tego profilu w roku 2020 będzie wynikiem budowy trzeciej linii 400 kV pomiędzy PL i DE oraz drugiej linii 400 kV pomiędzy PL i SK.

Niezbędne są natychmiastowe działania dla pozyskania sojuszników w innych krajach „węglowych” UE na rzecz doprowadzenia do racjonalizacji planowanych zmian w regulacjach ekologicznych. Jeżeli te działania nie rozwiążą problemu, konieczne będzie uzgodnienie z Komisją Europejską indywidualnego programu złagodzenia sytuacji i ratowania polskiej gospodarki przed energetyczną zapaścią.

Jednocześnie w Polsce Rząd powinien w trybie pilnym przygotować możliwość ogłoszenia przetargów na nowe moce, zarówno w podstawie, jak i szczytowe w różnych opcjach paliwowych, w powiązaniu ze zobowiązaniami, które wynikną dla Polski ze wspólnotowego programu 3 x 20%. Należy pilnie przeanalizować i ewentualnie uzgodnić z Komisją Europejską warunki wsparcia inwestorów z wykorzystaniem pomocy publicznej. Dla rozwoju źródeł podstawowych konieczne jest określenie, jakie technologie mogą być zastosowane. Należy zapewnić, aby nowoczesne technologie węglowe dostawały uprawnienia do emisji, CO<sub>2</sub> na pełne nowe zdolności produkcyjne.

## 2.4 Urządzenia elektrowni zawodowych w Polsce

### 2.4.1 Kotły, stan istniejący

Kotły energetyczne zainstalowane w głównych polskich elektrowniach zawodowych. ARE)

Tabela 19 Elektrownia Bełchatów

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1982	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 1	RAFAKO
2	1983	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 2	RAFAKO
3	1984/2008*	OP	575	19.6	575	5.1	872	872	1100	1150	T 3	BBS
4	1984/2009*	OP	575	19.6	575	5.1	872	872	1100	1150	T 4	BBS
5	1985/2011*	OP	575	19.6	575	5.1	872	872	1100	1150	T 5	RAFAKO
6	1985/2012*	OP	575	19.6	575	5.1	872	872	1100	1150	T 6	RAFAKO
7	1985	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 7	RAFAKO
8	1986	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 8	RAFAKO
9	1986	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 9	RAFAKO
10	1987	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 10	RAFAKO
11	1988	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 11	RAFAKO
12	1988	OP	540	18.3	540	4.3	872	872	1150	1150	T 12	RAFAKO
14	2011	OP	554	26.6	582	5.4	1952	1952	2400	2400	T 14	RAFAKO-ALSTOM

Tabela 20 Elektrownia Pątnów

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1967	OP	540	13.5	540	2.6	527	497	650	615	T 1	RAFAKO
2	1967	OP	540	13.5	540	2.6	527	497	650	615	T 2	RAFAKO
3	1968	OP	540	13.5	540	2.6	527	497	650	615	T 3	RAFAKO
4	1968	OP	540	13.5	540	2.6	527	497	650	615	T 4	RAFAKO
5	1969	OP	540	13.5	540	2.6	527	497	650	615	T 5	RAFAKO
6	1969	OP	540	13.5	540	2.6	527	497	650	615	T 6	RAFAKO

Tabela 14 Elektrownia Pątnów II

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
9	2008	OP	544	26.6	568	5.2	992	992	1300	1300	T 9	ALSTOM/RAFAKO

Tabela 22 Elektrownia Adamów

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1965	OP	540	13.8	540	2.5	302	302	380	380	T 1	RAFAKO
2	1964	OP	540	13.8	540	2.5	302	302	380	380	T 2	RAFAKO
3	1965	OP	540	13.8	540	2.5	302	302	380	380	T 3	RAFAKO
4	1966	OP	540	13.8	540	2.5	302	302	380	380	T 4	RAFAKO
5	1967	OP	540	13.8	540	2.5	302	302	380	380	T 5	RAFAKO

Tabela 23 Elektrownia Konin

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
3	1958	OP	500	7.3	-	-	91	91	130	130	T 1;4	RAFAKO
4	1959	OP	500	7.3	-	-	91	91	130	130	T 1;4	RAFAKO
5	1959	OP	500	7.3	-	-	91	91	130	130	T 1;4	RAFAKO
6	1959	OP	500	7.3	-	-	91	91	130	130	T 1;4	RAFAKO
7	1994	OP	540	9.7	-	-	200	200	280	280	T 5	RAFAKO
8	1999	OP	540	9.7	-	-	200	200	280	280	T 5	RAFAKO
12	2012*	OF	540	9.7	-	-	150	150	210	210	T 6	Foster Wheeler

\*) kocioł opalany biomasa

Tabela 24 Elektrownia Turów

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1998	OF	540	13.2	540	2.5	528	528	667	667	T 1	FOSTER WHEELER
2	1998	OF	540	13.2	540	2.5	528	528	667	667	T 2	FOSTER WHEELER
3	2000	OF	540	13.2	540	2.5	528	528	667	667	T 3	FOSTER WHEELER
4	2004	OF	565	16.6	565	3.9	556	556	700	700	T 4	FOSTER WHEELER
5	2003	OF	565	16.7	565	3.9	556	556	700	700	T 5	FOSTER WHEELER
6	2005	OF	565	16.7	565	3.9	556	556	700	700	T 6	FOSTER WHEELER
9	1971	OP	545	13.8	540	2.5	574	574	650	665	T 9	RAFAKO
10	1971	OP	545	13.8	540	2.5	574	574	650	665	T 10	RAFAKO

Tabela 25 Elektrownia Kozienice

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1972	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T1	RAFAKO
2	1973	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T2	RAFAKO
3	1973	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T3	RAFAKO
4	1973	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T4	RAFAKO
5	1973	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T5	RAFAKO
6	1974	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T6	RAFAKO
7	1974	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T7	RAFAKO
8	1975	OP	540	13.4	540	2.4	514	514	650	650	T8	RAFAKO
9	1978	OP	540	17.3	540	4.1	1349	1349	1650	1650	T9	RAFAKO
10	1979	OP	540	17.3	540	4.1	1349	1349	1650	1650	T10	RAFAKO

Tabela 26 Elektrownia Opole

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1993	OP	540	18.2	540	4.2	872	872	1150	1150	T 1	RAFAKO
2	1994	OP	540	18.2	540	4.2	872	872	1150	1150	T 2	RAFAKO
3	1996	OP	540	18.2	540	4.2	872	872	1150	1150	T 3	RAFAKO
4	1997	OP	540	18.2	540	4.2	872	872	1150	1150	T 4	RAFAKO



Tabela 27 Elektrownia Dolna Odra

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1974	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 1	RAFAKO
2	1974	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 2	RAFAKO
3	1975	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 3	RAFAKO
4	1975	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 4	RAFAKO
5	1975	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 5	RAFAKO
6	1976	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 6	RAFAKO
7	1976	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 7	RAFAKO
8	1977	OP	540	13.5	540	2.3	515	528	650	650	T 8	RAFAKO

Tabela 28 Elektrownia Połaniec

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1979	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 1	TAGANROG
2	1980	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 2	TAGANROG
3	1980	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 3	TAGANROG
4	1981	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 4	TAGANROG
5	1982	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 5	TAGANROG
6	1982	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 6	TAGANROG
7	1983	OP	540	13.4	535	2.4	511	511	650	650	T 7	TAGANROG
9	2012	OF	535	12.8	535	2.0	448	460	570	587	T 9	FOSTER WHEELER

Tabela 29 Elektrownia Rybnik

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1972	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 1	RAFAKO
2	1973	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 2	RAFAKO
3	1973	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 3	RAFAKO
4	1974	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 4	RAFAKO
5	1978	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 5	RAFAKO
6	1978	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 6	RAFAKO
7	1978	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 7	RAFAKO
8	1978	OP	540	13.5	540	2.5	589	589	650	700	T 8	RAFAKO

Tabela 30 Elektrownia Jaworzno 3

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1977	OP	540	13.8	540	2.3	512	512	650	650	T 1	RAFAKO
2	1977	OP	540	13.8	540	2.3	512	512	650	650	T 2	RAFAKO
3	1977	OP	540	13.8	540	2.3	512	512	650	650	T 3	RAFAKO
4	1977	OP	540	13.8	540	2.3	512	512	650	650	T 4	RAFAKO
5	1978	OP	540	13.8	540	2.3	512	512	650	650	T 5	RAFAKO
6	1978	OP	540	13.8	540	2.3	512	512	650	650	T 6	RAFAKO

Tabela 31 Elektrownia Łaziska

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			°C	MPa	°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1967	OP	540	13.4	540	2.6	304	304	380	380	T 1	RAFAKO
2	1967	OP	540	13.4	540	2.6	304	304	380	380	T 2	RAFAKO
9	1970	OP	540	13.5	540	2.5	500	500	650	650	T 9	RAFAKO
10	1971	OP	540	13.5	540	2.5	500	500	650	650	T 10	RAFAKO
11	1972	OP	540	13.5	540	2.5	500	500	650	650	T 11	RAFAKO
12	1972	OP	540	13.5	540	2.5	500	500	650	650	T 12	RAFAKO

Tabela 32 Elektrownia Łagisza

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			<sup>0</sup> C	MPa	<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	1963	OP	543	13.5	543	2.8	321	298	380	366	T 1	SZBK
2	1964	OP	543	13.5	543	2.8	321	298	380	352	T 2	SZBK
5	1969	OP	540	13.5	540	2.7	342	316	380	364	T 5	RAFAKO
6	1970	OP	540	13.5	540	2.7	330	302	380	359	T 6	RAFAKO
7	1970	OP	540	13.5	540	2.7	346	315	380	384	T 7	RAFAKO
10	2009	OF	563	28.2	582	5.1	1022	969	1300	1327	T 10	FW

Tabela 33 Elektrownia Siersza

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Wtórny przegrzew		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			<sup>0</sup> C	MPa	<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna	Znamionowa	Osiągalna		
1	2001	OF	560	16.0	560	3.4	337	337	425	425	T 1	RAFAKO
2	2002	OF	560	16.0	560	3.4	337	337	425	425	T 2	RAFAKO
3	1969	OP	540	13.2	540	2.7	304	308	380	383	T 3	RAFAKO
5	1969	OP	540	13.2	540	2.7	304	305	380	380	T 5	RAFAKO
6	1970	OP	540	13.2	540	2.7	304	322	380	392	T 6	RAFAKO

Na podstawie materiałów ARE, które wykorzystano w powyższych tabelach można po raz kolejny potwierdzić, że większość polskich kotłowni była projektowana w latach 1960 do 1970.

Patrząc na rozwój techniki, wysoki w tamtych czasach poziom techniczny tych konstrukcji dzisiaj jest wysoce niezadawalający. Naturalne starzenie się technologii, ale również materiałów prowadzi do niemożności utrzymania walorów technicznych, ale również dotrzymania nowych standardów ekologicznych. Inżynierowie i menadżerzy są w pełni świadomi tych faktów. Determinantą określającą ich zdolność do skutecznego przeciwdziałania tym katastrofalnym trendom jest po pierwsze ich znikomy wpływ na decyzje właścicielskie, w większości przedsiębiorstwa energetyczne to spółki prawa handlowego, których głównym celem jak się wydaje jest zwiększanie dochodu akcjonariuszy w krótkim okresie. Na plan dalszy odchodzi troska o bezpieczeństwo energetyczne kraju. [15,17,19]

Jak wiemy zmiana priorytetów może nastąpić dopiero w takiej chwili, gdy główny właściciel (Skarb Państwa) odczuje wpływ funkcjonowania konkretnego przedsiębiorstwa na inne obszary, nie tylko energetyczne, za które odpowiada lub na których mu zależy. Na przykład odczuje skutki gospodarcze i polityczne braku bezpieczeństwa energetycznego Kraju.

Modernizować stare bloki energetyczne czy budować nowe?

Wydaje się, że wyjściem może być przełamanie prostego i jednocześnie paraliżującego przekonania, że skoro przyszłe inwestycje w sumie wymagają ogromnych nakładów (w samym wytwarzaniu w przeciągu kilkunastu lat około 200 mld Euro), skoro nie ma na to pieniędzy, co widać po „wyszarpywaniu” dywidendy na finansowanie bieżących potrzeb PAŃSTWA, to nic nie róbmy. Nie planujemy megalomańsko budowy, w naszej polskiej sytuacji sieciowej, przy kilkakrotnie mniejszym systemie energetycznym niż na przykład w Niemczech bloków jak w ich przypadku o mocy jednostkowej 1000 MW i więcej o superkrytycznych parametrach pary. Popatrzmy, że co najmniej cztery takie bloki w Europie rodzą się o ponad dwa lata dłużej niż pierwotnie planowano. Zauważmy błędne założenia, co do doskonałości niektórych stali kotłowych. Zauważmy, że takie niepowodzenia mogą być powodem ogromnych zakłóceń i u inwestorów i u wykonawców. Wykonawca musi się liczyć z prawem inwestora do odrzucenia (REJECTION) już prawie gotowej, ale nie idealnej konstrukcji. Kto z polskich wykonawców i ich dostawców przeżyje utratę 2 mld Euro?? NIKT! Mamy w Polsce wypróbowane przyzwoite nowe bloki o mocach około 500 MW (Pątnów i Łagisza). Ta moc ma się tak do wielkości polskiego systemu elektroenergetycznego jak bloki po 1000 MW do niemieckiego.

## 2.4 Urządzenia maszynowni (turbozespoły poszczególnych bloków w polskich elektrowniach zawodowych) (źródło: ARE)

Tabela 34 El. Bełchatów Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1982	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1983	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 2	ZAMECH	DOLMEL
3	1984/2008*	TK	547	17.6	370.0	380.0	K 3	ALSTOM	DOLMEL
4	1984/2009*	TK	547	17.6	370.0	380.0	K 4	ALSTOM	DOLMEL
5	1985/2011*	TK	567	18.4	370.0	370.0	K 5	ZAMECH	DOLMEL
6	1985/2012*	TK	567	18.4	370.0	394.0	K 6	ZAMECH	DOLMEL
7	1985	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 7	ZAMECH	DOLMEL
8	1986	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 8	ZAMECH	DOLMEL
9	1986	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 9	ZAMECH	DOLMEL
10	1987	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 10	ZAMECH	DOLMEL
11	1988	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 11	ZAMECH	DOLMEL
12	1988	TK	535	17.6	370.0	370.0	K 12	ZAMECH	DOLMEL
14	2011	TK	550	25.2	858.0	858.0	K 14	ALSTOM	ALSTOM

\*) rok rozpoczęcia eksploatacji po modernizacji

Tabela 35 EL. Pątnów Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1967	TK	535	12.7	200.0	200.0	K 1	ZAMECH	ELEKTROSILA
2	1967	TK	535	12.7	200.0	200.0	K 2	LMZ	ELEKTROSILA
3	1968	TK	535	12.7	200.0	200.0	K 3	LMZ	ABB DOLMEL
4	1968	TK	535	12.7	200.0	200.0	K 4	ZAMECH	ALSTROM
5	1969	TK	535	12.7	200.0	200.0	K 5	ZAMECH	ABB DOLMEL
6	1969	TK	535	12.7	200.0	200.0	K 6	ZAMECH	ABB DOLMEL

Tabela 36 El. Adamów Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1965	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1964	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 2	ZAMECH	DOLMEL
3	1965	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 3	ZAMECH	DOLMEL
4	1966	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 4	ZAMECH	DOLMEL
5	1967	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 5	ZAMECH	DOLMEL

Tabela 37 EL. Pątnów II Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
9	2008	TK	540	25.8	464	464	K 9	ALSTOM POWER	ALSTOM POWER

Tabela 38 El. Turów Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z kotłem	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1998	CK	540	13.2	238.0	235.0	K 1	ABB ZAMECH	ABB DOLMEL
2	1998	CK	540	13.2	238.0	235.0	K 2	ABB ZAMECH	ABB DOLMEL
3	2000	CK	540	13.2	238.0	235.0	K 3	ABB ZAMECH	ABB DOLMEL
4	2004	TK	565	16.7	261.6	261.0	K 4	ALSTOM	ALSTOM
5	2003	TK	565	16,7	261.6	261.0	K 5	ALSTOM	ALSTOM
6	2005	TK	565	16.7	261.6	261.0	K 6	ALSTOM	ALSTOM
9	1971	TK	535	12.7	200.0	206.0	K 9	LMZ	ELEKTROSILA
10	1971	TK	535	12.7	200.0	206.0	K 10	ZAMECH	DOLMEL

Tabela 39 EL. Kozienice Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z kotłem	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1972	TK	535	12.8	200.0	215.0	K 1	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
2	1973	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 2	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
3	1973	TK	535	12.8	200.0	220.0	K 3	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
4	1973	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 4	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
5	1973	TK	535	12.8	200.0	225.0	K 5	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
6	1974	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 6	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
7	1974	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 7	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
8	1975	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 8	ABB Zamech Elbląg	DOLMEL
9	1978	TK	535	16.3	560.0	560.0	K 9	LMZ ZSRR/ALSTOM	ELEKTROSILA
10	1979	TK	535	16.3	560.0	560.0	K 10	LMZ ZSRR/ALSTOM	ELEKTROSILA

Tabela 40 El. Opole Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z kotlesem	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1993	TK	535	17.7	376.0	386.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1994	TK	535	17.7	373.0	383.0	K 2	ZAMECH	DOLMEL
3	1996	TK	535	17.7	373.0	383.0	K 3	ZAMECH	DOLMEL
4	1997	TK	535	17.7	370.0	380.0	K 4	ZAMECH	DOLMEL

Tabela 41 El. Dolna Odra Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z kotlesem	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1974	TK	535	12.7	222.0	222.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL Alstom
2	1974	TK	535	12.7	232.0	232.0	K 2	Alstom ZAMECH	ELEKTROSILA Alstom
3	1975	TK	535	12.7	205.0	185.0	K 3	Alstom LMZ	ELEKTROSILA
4*	1975	TK	535	12.7	205.0	0.0	K 4	LMZ	ELEKTROSILA
5	1975	TK	535	12.7	222.0	222.0	K 5	ZAMECH Alstom	DOLMEL Alstom
6	1976	TK	535	12.7	222.0	222.0	K 6	ZAMECH Alstom	DOLMEL Alstom
7	1976	TK	535	12.7	232.0	232.0	K 7	ZAMECH Alstom	ELEKTROSILA Alstom
8	1977	TK	535	12.7	232.0	232.0	K 8	ZAMECH Alstom	ELEKTROSILA Alstom

Tabela 42 El. Połaniec Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z kotlesem	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1979	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1980	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 2	ZAMECH	ELEKTROSILA
3	1980	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 3	ZAMECH	ELEKTROSILA
4	1981	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 4	ZAMECH	ELEKTROSILA
5	1982	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 5	ZAMECH	ELEKTROSILA
6	1982	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 6	ZAMECH	ELEKTROSILA
7	1983	TK	535	12.7	200.0	225.0	K 7	ZAMECH	DOLMEL
8	2012	TK	535	12.7	205.0	205.0	K 9	ALSTOM	TurboCare

Tabela 43 El. Rybnik Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1972	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1973	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 2	ZAMECH	DOLMEL
3	1973	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 3	ZAMECH	DOLMEL
4	1974	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 4	ZAMECH	ELEKTROSILA
5	1978	TK	535	12.7	215.0	215.0	K 5	ZAMECH	ELEKTROSILA
6	1978	TK	535	12.7	215.0	215.0	K 6	ZAMECH	ELEKTROSILA
7	1978	TK	535	12.7	220.0	220.0	K 7	ZAMECH	ELEKTROSILA
8	1978	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 8	ZAMECH	DOLMEL

Tabela 44 El. Jaworzno 2 Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1977	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1977	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 2	ZAMECH	DOLMEL
3	1977	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 3	ZAMECH	DOLMEL
4	1977	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 4	ZAMECH	DOLMEL
5	1978	TK	535	12.8	220.0	220.0	K 5	ZAMECH	DOLMEL
6	1978	TK	535	12.8	225.0	225.0	K 6	ZAMECH	DOLMEL

Tabela 45 EL. Łaziska Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry		Moc turbozespołu		Układ Pracy Z	Producent	
			Pary		(MW)			Turbiny	Generatora
			<sup>0</sup> C	MPa	Znamionowa	Osiągalna			
1	1967	TK	535	12.5	125.0	125.0	K 1	ZAMECH	DOLMEL
2	1967	TK	535	12.5	125.0	125.0	K 2	ZAMECH	DOLMEL
9	1970	TK	535	12.7	230.0	230.0	K 9	ZAMECH	DOLMEL
10	1971	TK	535	12.7	225.0	215.0	K 10	ZAMECH	DOLMEL
11	1972	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 11	ZAMECH	DOLMEL
12	1972	TK	535	12.7	225.0	225.0	K 12	ZAMECH	DOLMEL



Tabela 46 EL. Łagisza Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry Pary		Moc turbozespołu (MW)		Układ Pracy Z	Producent	
			°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna		Turbiny	Generatora
2	1964	TK	538	12.5	120.0	120.0	K 2	AEI	AEI
5	1969	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 5	ZAMECH	DOLMEL
6	1970	TK	535	12.5	120.0	120.0	K 6	ZAMECH	DOLMEL
7	1970	TK	535	12.7	120.0	120.0	K 7	ZAMECH	DOLMEL
10	2009	TK	560	27.5	460.0	460.0	K 10	AP	AP

Tabela 47 EL. Siersza Turbozespoły

Nr Turbozespołu	Rok Rozpoczęcia Eksploatacji	Typ Turbiny	Parametry Pary		Moc turbozespołu (MW)		Układ Pracy Z	Producent	
			°C	MPa	Znamionowa	Osiągalna		Turbiny	Generatora
2	2002	CK	556	15.6	153.0	153.0	K 2	ALSTHOM	ALSTHOM
3	1969	TK	535	12.5	120.0	123.0	K 3	ZAMECH	DOLMEL
5	1969	TK	535	12.5	120.0	120.0	K 5	ZAMECH	DOLMEL
6	1970	TK	535	12.5	120.0	128.0	K 6	ZAMECH	DOLMEL

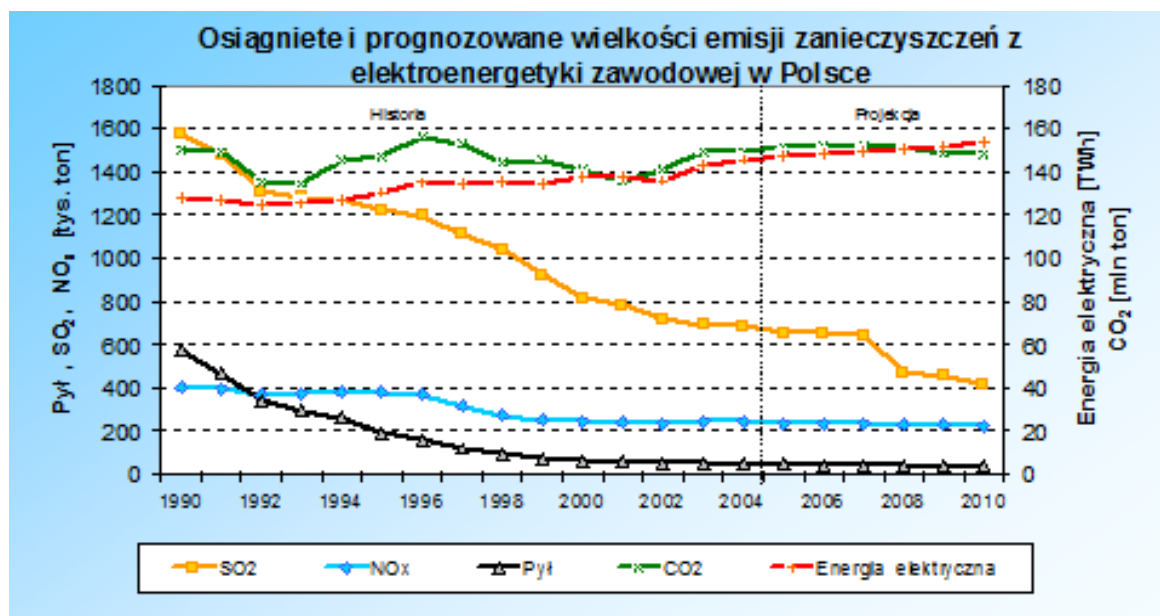
Jak z zestawienia wynika, turbozespoły zastosowane w polskich elektrowniach są wiekowo z tego samego okresu jak kotły parowe. Należy jednak wyraźnie powiedzieć o względnie wysokiej ich sprawności energetycznej. Sprawności te prawie wszędzie lekko poprawiono w wyniku realizacji poszczególnych planów remontowych elektrowni związanych Kontraktami Długoterminowymi (KDT) z PSE S.A. Wydaje się, że obecnie głównym powodem troski eksploatatorów jest długi okres ich pracy turbozespołów przy wysokich parametrach pary, co związane jest z nieuchronnym wyczerpywaniem się zapasów żarowytrzymałości elementów armatury, rurociągów, pierwszych stopni turbin WP i SP a także ich korpusów. Jeszcze niedawno UDT (Urząd Dozoru Technicznego) uważał, że bezpiecznym okresem eksploatacji elementów grubościennych bloków pracujących przy tych ekstremalnych wyężeniach jest 250 tysięcy godzin pracy. W Polsce 70% bloków już tą granicę przekroczyło. Obecnie (w Polsce), raczej z konieczności próbuje się przedłużyć tę granicę do 350 tysięcy godzin. Władze elektrowni sugerują mocno Instytutom badawczym i naukowym zajmującym się tymi zagadnieniami, aby one legitymizowały ten pogląd.

Żadna z w/w instytucji nie chce zagwarantować takiego okresu. Należy zaznaczyć, że nowobudowane bloki nie uzyskują od dostawców gwarancji dłuższych niż na 30 lat.

Potem już wszystko się dzieje na wyłączną odpowiedzialność kierownictw elektrowni. Powinno to dać do myślenia wszystkim, którzy lekko do tego zagrożenia podchodzą.

## 2.6 Urządzenia Ochrony Środowiska

Faktem jest, że dla większości urządzeń energetyki zawodowej budowanych w latach 1962-1972 a więc projektowanych 10 lat wcześniej, nie przewidywano osiągnięcia takich standardów ekologicznych, z którymi mamy do czynienia obecnie. W zakresie odpylania spalin na wylotach z kotłów stosowano głównie elektrofiltry. W mniejszych jednostkach cyklony odpylające, nie stosowano nawet w małych jednostkach filtrów workowych, których technologia poczyniła ogromne postępy dopiero w ostatnich 15 latach. W szczególności skuteczności odpylania w tamtejszych elektrofiltrach rzadko przekraczały 80%. Nie było również świadomości, co do konieczności instalowania urządzeń odsiarczających ani oczywiście takich, które redukują NOx. Nie było norm hałasu ani norm emisji Hg ( ten problem jest aktualny dopiero w ostatnim okresie).



Rysunek 21 Emisje zanieczyszczeń w Polsce, lata 1990-2010. (Źródło: ENERGSYS)

Widać wyraźnie znaczny po roku 1995 postęp w redukcji emisji pyłu i SO<sub>2</sub>. Urządzenia techniczne służące temu celowi są dobrze znane i możliwe do powszechnego, przy pewnych nieparaliżujących kosztach, zastosowania. I tak się stało. Urządzenia do redukcji tlenków azotu są bardziej skomplikowane i relatywnie droższe. Ich powszechne zastosowanie nastąpi raczej z powodów nakazu naszej Unii Europejskiej niż z przekonania menadżerów energetyki. Próbuje oni wszelkimi sposobami doprowadzić do derogacji tych obowiązków, podobnie zresztą dzieje się w obszarach ciepłownictwa i elektrowni przemysłowych.

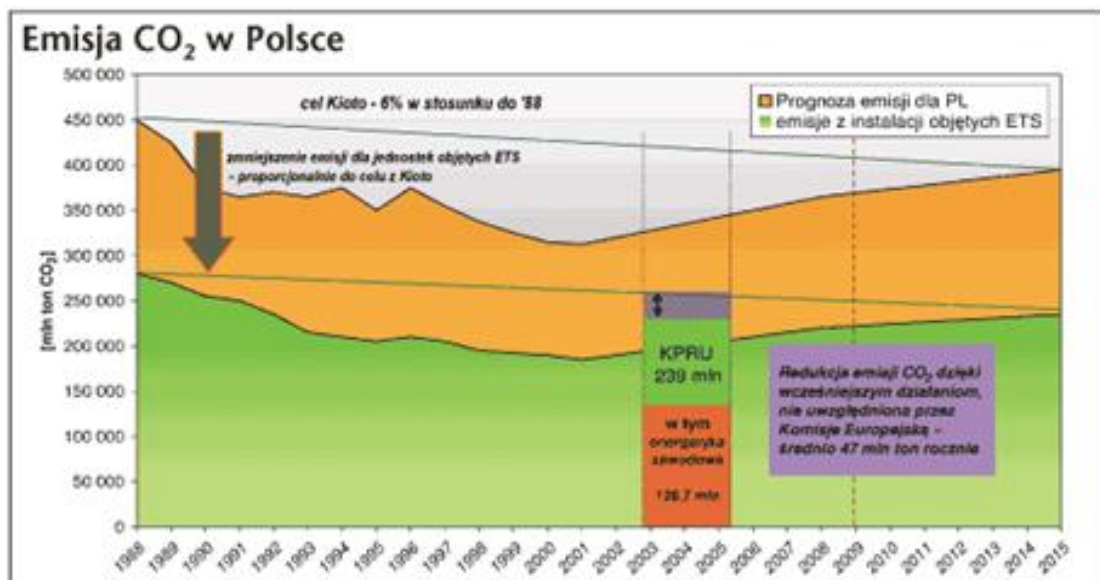
Odrębnym problemem z pogranicza ideologii ekologicznej związanej z teorematem o antropogenicznych przyczynach zmian klimatu i rzeczywistym wyczerpywaniem się zasobów paliw kopalnych problemem jest fakt niepożądanego emisji, CO<sub>2</sub> przy spalaniu tychże paliw.

Jest to jednak temat na inną pracę doktorską, Nie będziemy się tutaj zastanawiać nad poprawnością obecnego podejścia do problemu emisji, CO<sub>2</sub>, musimy jednak stosować się do ukazujących się dyrektyw, ich implementacji do polskiego prawa, groźby penalizacji w przypadku nieosiągnięcia celu redukcyjnego. [25]

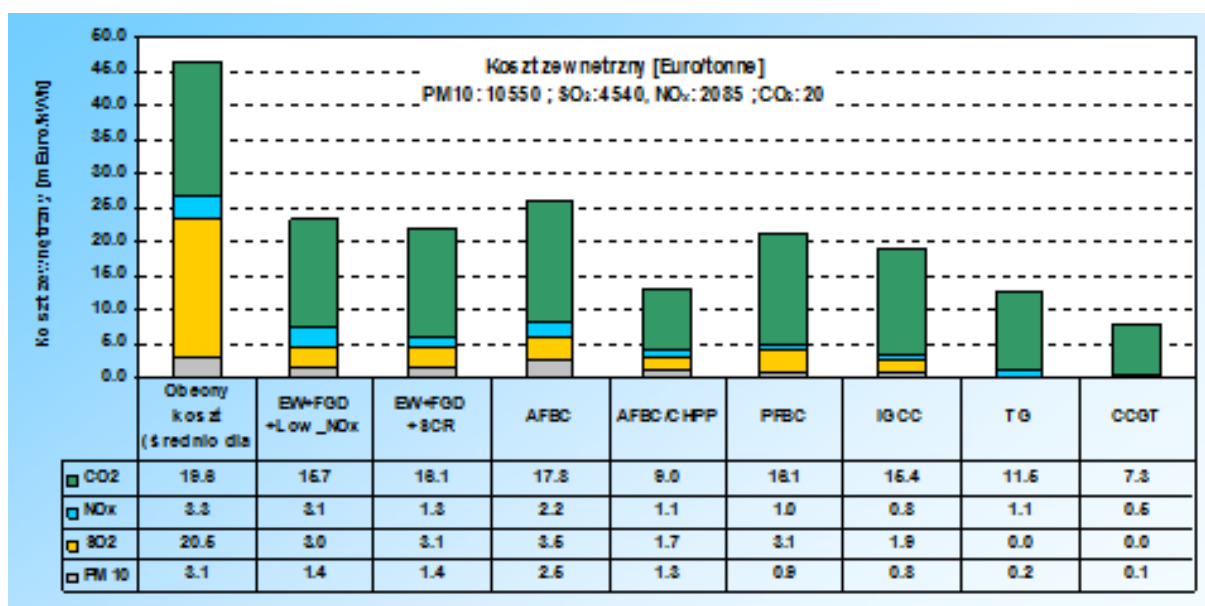
Polska, pomimo swojego sceptycyzmu, co do skuteczności w skali globu, jednostkowego, indywidualnego działania Europy (w tym zastosowania ETS) musi jednak te cele realizować. Nadzieja w rozsądnym podejściu uczestników następnej konferencji w Paryżu. Europa nie będąc do końca pewną skutkom długofalowych swych „nadgorliwych” działań skazuje się na utratę konkurencyjności gospodarczej. Wynika to z tego, że główni emitenci CO<sub>2</sub> (USA, CHINY, INDIE, BRAZYLIA, ROSJA, CANADA, CAŁA AFRYKA itd.) nie realizują nawet w części tak ambitnych zadań, nie mają w związku z tym podwyższonych kosztów produkcji. Mogą swoje towary w dobie globalizacji sprzedawać po cenach konkurencyjnych. [36]

Tabela 48 Zużycia węgla, zawartości siarki i emisji SO<sub>2</sub> w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem (źródło: ENERGSYS)

Rok	Zużycie węgla		Średnia zawartość siarki całkowitej w węglu		Emisja SO <sub>2</sub>			
	Kamiennego	Brunatnego	Kamiennym	Brunatnym	Kamiennym	Brunatnym	Razem	
	[t/a]	[t/a]	%	%	[t/a]	[t/a]	[t/a]	
1999	41 231 631	60 306 856	0,876	0,711	482 124	438 195	<b>920 319</b>	
2000	42 609 832	58 754 457	0,858	0,723	426 392	390 620	<b>817 012</b>	
2001	42 606 900	59 126 409	0,865	0,660	413 303	367 151	<b>780 454</b>	
2002	41 281 869	57 740 518	0,840	0,610	392 526	327 485	<b>720 011</b>	
<b>Wymagania Unii Europejskiej</b>								
							<b>Limit</b>	<b>Cel</b>
							[t/a]	[t/a]
2008							<b>454 000</b>	
2010							<b>426 000</b>	<b>400 000</b>
2012							<b>358 000</b>	<b>300 000</b>



Rysunek 22 Emisje i limity emisji CO<sub>2</sub> do powietrza atmosferycznego (źródło: ENERGSYS)



Rysunek 23 Koszty zewnętrzne elektrowni w funkcji technologii wytwarzania energii elektrycznej (źródło: RWE A.G)

### 3. Wymagania ekologiczne dla istniejących i nowych urządzeń elektroenergetyki

#### 3.1 Wymagania związane z ochroną atmosfery.

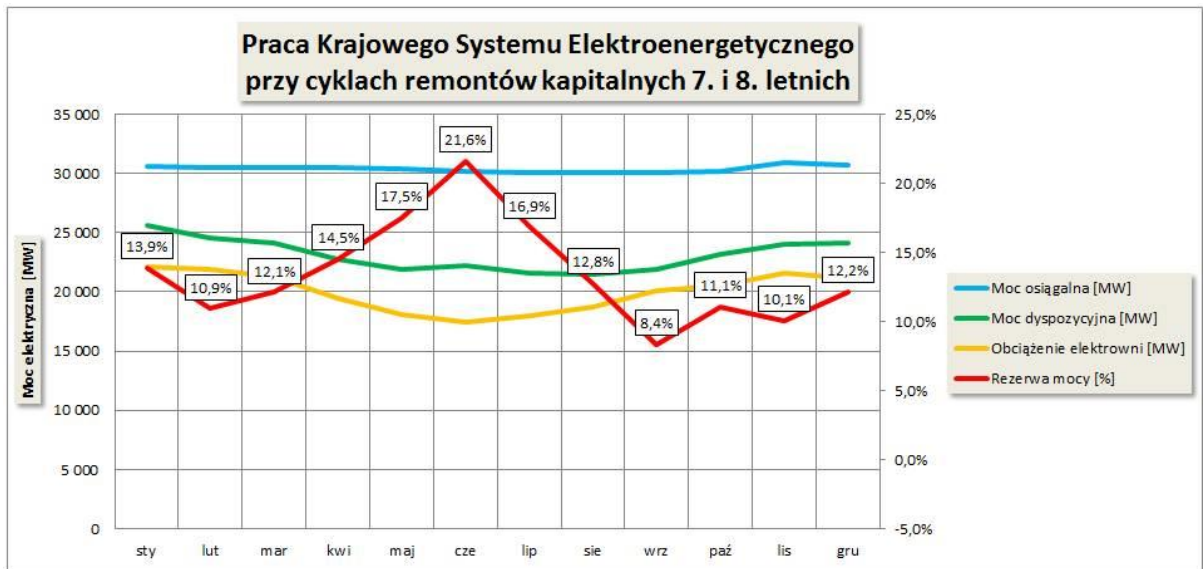
**Źródła istniejące IED** - instalacje, które otrzymały pozwolenie lub złożyły wniosek przed 7.01.2013r. i zostały uruchomione nie później niż 7.01.2014r.

**Źródła istniejące Konkluzyje BAT** – instalacja, która uzyskała pozwolenie zintegrowane po raz pierwszy przed publikacją Konkluzyji BAT dla LCP lub nastąpiła całkowita „wymiana” instalacji przed publikacją Konkluzyji BAT

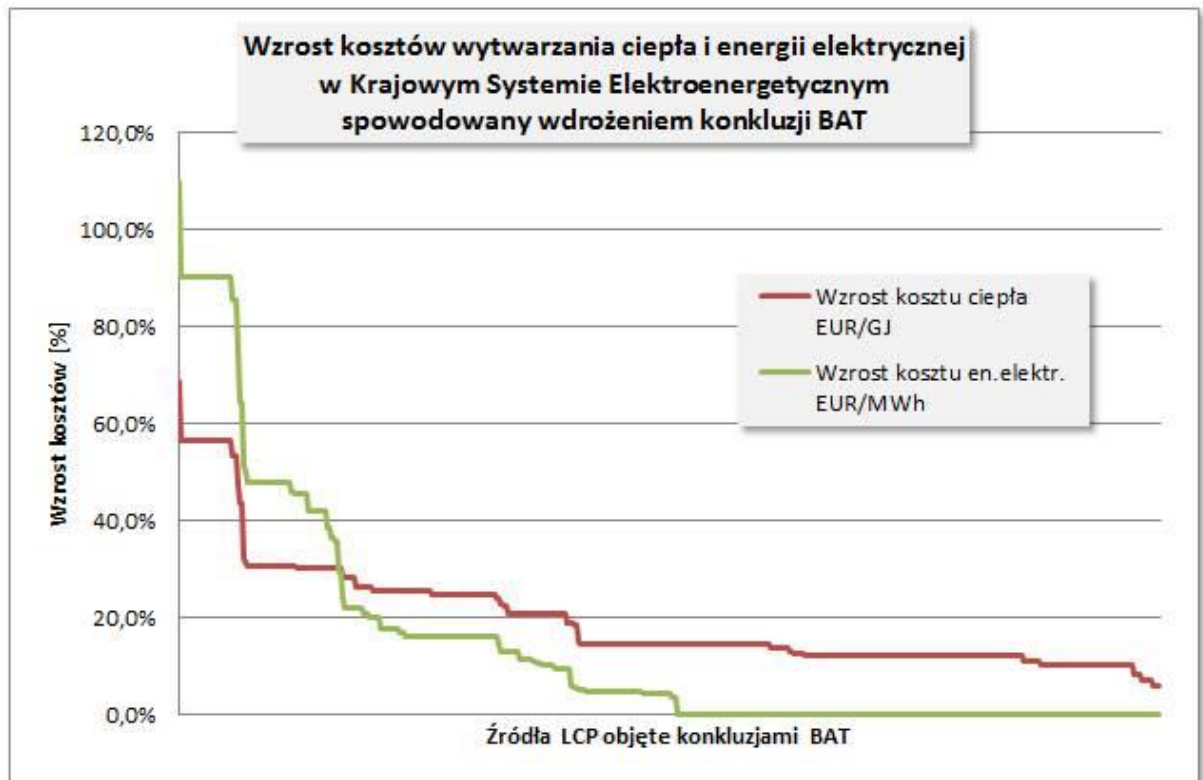
	Moc termiczna źródła MWt	LCP [mg/Nm <sup>3</sup> ]	IED [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Konkluzyje BAT [mg/Nm <sup>3</sup> ]	
				Średnioroczne	Średniodobowe
SO <sub>2</sub>	50-100	2000	400	150-360	170-400
	100-225	2000-400 Liniowy spadek	250	80-200	135-250
	225-300				
	300-500				
	>500	400	200	10-130 PC 20-180 CFB	25-205 PC 50-220 CFB
NO <sub>x</sub>	50-100	600	300	100-270	165-330
	100-300		200	100-180	155-210
	300-500			65-150 PC w.kam 50-180 FBC, PC w brun.	140-220 PC w.kam 80-200 FBC, PC w.brun.
	>500	500 <sup>1</sup> /200			
Pył	50-100	100	30	2-20	4-28
	100-300		25		4-25
	300-500		20	2-15	4-20
	500-1000				
	>1000	50		2-10	3 – 16

1 – standard emisji obowiązujący do końca 2015 roku

Rysunek 24 Zalecane postępowanie ekologiczne w elektrowniach polskich za źródłem Energopomiar Warszawa materiał dla TGEP VI 2015



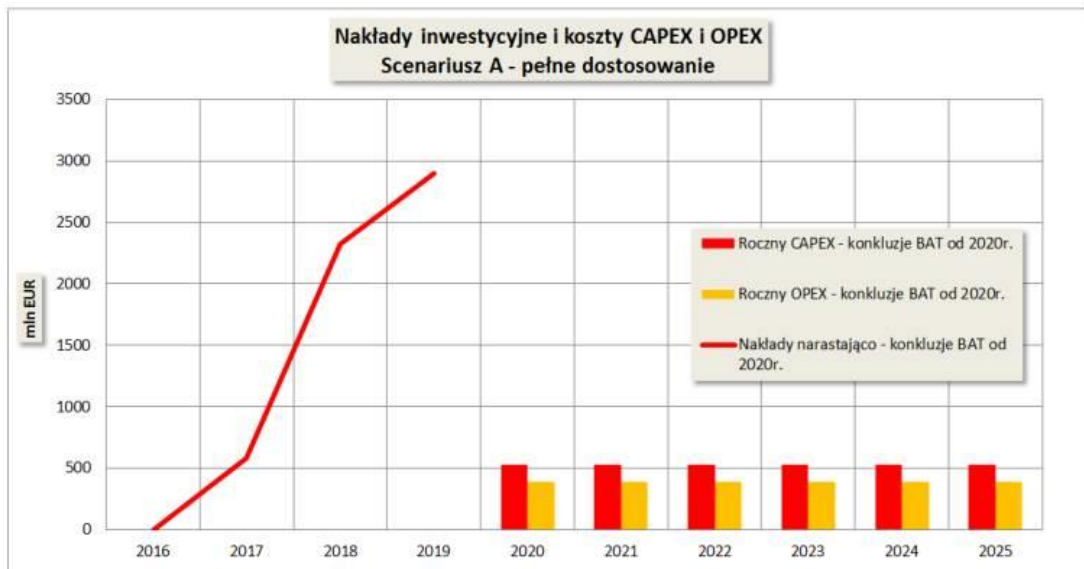
Rysunek 25 Konkluzje BAT, za Energoprojekt Warszawa materiał dla TGEP VI 2015



Rysunek 26 Konkluzje BAT za Energoprojekt Warszawa materiał dla TGEP VI 2015

Bezwzględne wdrożenie konkluzji BAT wiąże się z ryzykiem utracenia rezerw mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, jak również spiętrzeniem prac inwestycyjno-modernizacyjnych związanych z dostosowaniem tych źródeł. Istnieją dwie drogi do złagodzenia wdrożenia konkluzji BAT:

- Dostosowanie w terminie do 2020r. tych źródeł spalania, dla których korzyści dla środowiska są większe od kosztów dostosowania, a obiekty, dla których korzyści dla środowiska są mniejsze od kosztów dostosowania nie będą modernizowane (odstępstwo Art.15(4) dyrektywy IED);
- Przesunięcie terminu wdrożenia konkluzji BAT dla Polski z roku 2020 na rok 2024.



**Scenariusz A**  
 Razem nakłady inwestycyjne **2 903,3** mln EUR  
 Razem OPEX **388,1** mln EUR  
 Razem CAPEX **526,5** mln EUR

Wyszczególnienie	Jedn.	Lata analizy										Razem
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
Nakłady inwestycyjne	[%]	20%	60%	20%								100%
Nakłady inwestycyjne	[mln EURO]	580,7	1 742,0	580,7								2 903,4
Nakłady narastająco	[mln EURO]	580,7	2 322,7	2 903,4								
Roczny CAPEX	[mln EURO]				526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	526,5	
Roczny OPEX	[mln EURO]				388,1	388,1	388,1	388,1	388,1	388,1	388,1	

Rysunek 27 Konkluzje BAT za Energoprojekt Warszawa materiał dla TGEP VI 2015



Tabela 49 Zestawienie aktów prawnych unijnych i krajowych dot. gospodarki odpadami, elektroenergetyki, obszaru zwiększenia efektywności (w obszarze dot. kotłów energetycznych)

Nazwa dokumentu prawnego	Data dokumentu	Termin wdrożenia w PL / informacja uzupełniająca	Uwagi:
<b>I. GOSPODARKA ODPADAMI</b>			
<u>Dyrektywa 2000/76/WE</u>	4.12.2000	28.12.2005	Dotyczy spalania odpadów: <b>określa dopuszczalne wartości emisji dla spalarni oraz współspalarni</b>
<u>Dyrektywa 2006/12/WE</u>	5.04.2006	Do transpozycji w nowej Ustawie o gosp. odpadami	<b>Dotyczy odpadów: określa wykorzystanie odpadów, jako źródła energii</b>
<u>Dyrektywa 2008/98/WE</u>	19.11. 2008	Ustawa o odpadach - od 1.1.2011	<b>Dyrektywa w sprawie odpadów określa, kiedy spalanie odpadów jest efektywne energetycznie oraz wprowadza obowiązek budowy spalarni z odzyskiem energii dla miast &gt; 300 tys. mieszk.</b>
Założenia do Ustawy polskiej	Od 1.01.2011r.	<u>Założenia projektu Ustawy o odpadach</u>	Jest to transpozycja Dyrektywy 2008/98/WE
<b>I. ZWIĘKSZANIE EFEKTYWNOŚCI - KOGENERACJA</b>			
<u>Dyrektywa 2004/8/WE</u>	12.02.2004	Dyrektywa 2004/8/WE - w sprawie wysokosprawnej kogeneracji od 27.11.2004; Traci moc ze skutkiem od dnia 1.01.2016 ( Wejście w życie Dyr. IED)	Obecnie jest ok. 2,500 MWe w kogeneracji; do 2020r.- <b>nowe 2,5 tys.MW, spełniające normy emisji wg IED: SO<sub>2</sub> - 400 do 150 mg/Nm<sup>2</sup>; Nox - 400 do 150 mg/Nm<sup>3</sup>; pył - 20 do 10 mg/Nm<sup>3</sup></b>
Dyrektywa 2009/28/WE	23.04.2009	Dyrektywa 2009/28/WE- w sprawie promowania zrównoważonego wykorzystania biomasy energetycznej: uchyla Dyrektywę 2001/77/WE- w sprawie wspierania produkcji en. elektrycznej wytwarzanej z OZE	Rekomenduje produkcję z biomasy i obowiązek odbioru energii: <b>zwiększenie wykorzystania surowców pochodzenia rolniczego do produkcji z OZE (cel 2020r - 15 % energii pierwotnej z OZE.</b> Udział biomasy w OZE ma wynieść ~83%). Krajowy Plan Działań dostępny jest pod adresem: <a href="http://bip.mg.gov.pl/node/10714">http://bip.mg.gov.pl/node/10714</a>
<u>Dyrektywa 2001/77/WE</u>	2001	<i>Dyrektywa 2001/77/WE- w sprawie wspierania produkcji en. Elektrycznej wytwarzanej z OZE została uchylona Dyrektywą 2009/28/WE</i>	<b><u>Prognoza dot. wdrażania Dyrektywy 2009/28</u></b>
<u>Prawo Energetyczne - tekst jednolity</u>	10.04.1997 Oraz zmiany z 8.01.2010	<b><u>Polityka Energetyczna 2030</u></b>	Prawo Energetyczne - tekst jednolity 8.01.2010 Oraz Polityka Energetyczna 2030 -określają zasady działania sektora oraz kierunki rozwoju energetyki i działania dla zróżnicowania źródeł energii ( Energy mix),
<b>III - WYMAGANIA ŚRODOWISKOWE</b>			



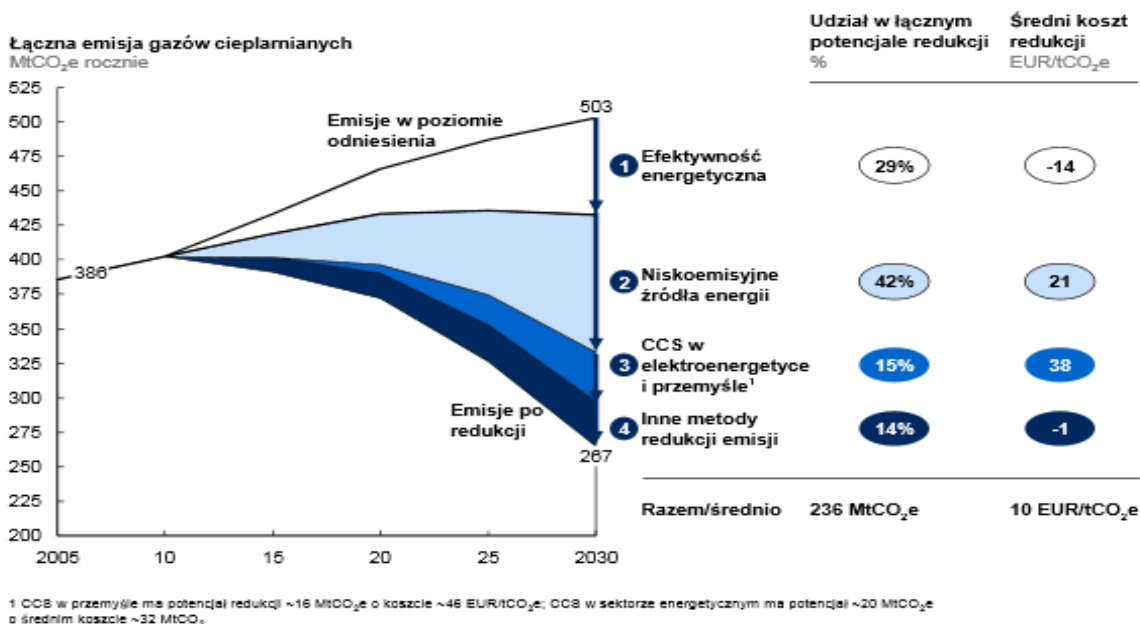
Nazwa dokumentu prawnego	Data dokumentu	Termin wdrożenia w PL / informacja uzupełniająca	Uwagi:
<b><u>Dyrektywa IED - Projekt</u></b>	7.07.2010	Dyrektywa IED ( Integrated Emission Directive) - 2010/ /WE- " Zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola", wejdzie w życie od 1.01.2016	<b>Zaostrzone wymagania emisyjne dot. kotłów pow. 50 MWe:</b> SO <sub>2</sub> -400 do 200 mg/Nm <sup>3</sup> ; NO <sub>x</sub> - 300 do 200 mg/Nm <sup>3</sup> ; pył - 30 do 20 mg/Nm <sup>3</sup>
<b><u>Dyrektywa 2008/1/We - IPPC</u></b>	15.01.2008	<b><u>Projekt Ustawy o systemie rozliczania emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub></u></b>	Dyrektywa 2008/1/WE " Zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola": <b>Wymogi dyrektywy obowiązują nadal (wraz ze zmianami)</b> - do czasu wejścia w życie Dyr. IED.

Tabela 50 Główne źródła emisji CO<sub>2</sub> w Europie Centralnej

Kraj	Liczba instalacji >10 mln Mg/rok	Liczba instalacji 3-10 mln Mg/rok	Liczba instalacji 3-0,35 mln Mg/rok	Sumaryczna emisja z wyszczególnionych instalacji [mln Mg/rok]
Holandia	0	10	33	86
Belgia	0	5	33	51
Niemcy	9	23	153	434
Polska	2	10	56	162
Czechy	0	8	33	74
Suma	11	56	308	807

### 3.2 Wymagania związane z poprawa sprawności wytwarzania, w tym w aspekcie redukcji emisji CO<sub>2</sub>

#### Potencjał redukcji emisji w poszczególnych kategoriach



ŹRÓDŁO: Krzywa McKinsey redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce; KASHUE; Krajowa Inwentaryzacja emisji

Rysunek 28 Przebieg ograniczania wewnętrznych emisji gazów cieplarnianych w UE do 2050 oraz (100% =1990r.) ŹRÓDŁO ARE S.A oraz potencjał REDUKCJI EMISJI wg McKinsey

Polityka Polski w tym zakresie MUSI być zsynchronizowana z działaniami Unii Europejskiej, której jesteśmy członkiem. Komisja Europejska w ramach Pakietu klimatycznego przygotowała pakiet projektów aktów prawnych, które jeżeli zostaną ostatecznie uchwalone w proponowanym kształcie wpłyną negatywnie na funkcjonowanie polskiej energetyki i całej gospodarki. „Wskutek uwarunkowań geograficzno-klimatycznych uzyskanie w Polsce poziomu 15% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii elektrycznej, ciepła z procesów ogrzewania i chłodzenia przez odbiorców końcowych oraz energii w transporcie będzie bardzo kosztowne. W perspektywie najbliższych lat nie jest możliwa radykalna zmiana bazy paliwowej, ani podniesienie sprawności wytwarzania, toteż w okresie 20014-2018 wskaźniki emisji zanieczyszczeń gazowych z instalacji energetycznych praktycznie nie ulegną zmianie (poza ograniczeniem emisji tlenków azotu). Wstępna ocena

wyniku uzgodnień klimatycznych z październikowego (2014 roku) szczytu unijnego nie jest dla Polski optymistyczna.

Dokonane uzgodnienia oznaczają wejście UE na ścieżkę dekarbonizacji, co poważnie ograniczy możliwości rozwojowe naszego kraju. W krótkim okresie uzgodnienia te oznaczają podważenie ekonomicznej zasadności budowy nowych elektrowni węglowych oraz ogromny wzrost ryzyka inwestycyjnego w energetyce, co przełoży się na poważne zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Największy wzrost kosztów będących skutkiem tych decyzji nastąpi po roku 2030 i koszty te będą rosły z poziomu 12 mld zł/rok w roku 2030, do 26 mld zł/rok w roku 2040 i 30 mld zł rocznie w roku 2050” (cytat dr B. Jankowski, opracowanie Badania Systemowe ENERGYSYS 2014) Podsumowując ocenę uzgodnień szczytu unijnego 23 października 2014 stwierdza on, że: „Wynegocjowana liczba uprawnień nawet z uwzględnieniem optymistycznych szacunków rządu dot. m.in. 10% puli solidarnościowej i 2% puli modernizacyjnej będzie mniejsza od liczby uprawnień, jakie będą musieli zakupić producenci energii elektrycznej i ciepła, co na podstawie dostępnych analiz spowoduje wzrost kosztów polityki klimatycznej o 14 – 26 mld zł w okresie 2021 – 2030. Możliwość przydzielenia części uprawnień, jakie uzyska Polska dla energetyki za darmo (ok. 280 mln ton) pozwoli zmniejszyć koszty zakupu uprawnień producentom energii elektrycznej maksymalnie o 25%. Bardziej prawdopodobne jest jednak, że elektrownie dostaną za darmo nie więcej niż 10% potrzebnych uprawnień, gdyż część darmowych uprawnień trzeba będzie przydzielić producentom ciepła w celu ochrony odbiorców bytowych przed skokowym wzrostem cen ciepła. Producenci ciepła, bowiem w ramach darmowych przydziałów wyznaczanych w całej UE dostaną w roku 2020 max. 30% uprawnień za darmo, a od roku 2027 nie dostaną już żadnych darmowych przydziałów. Wzrost cen energii elektrycznej na skutek polityki klimatycznej jest, więc nieunikniony. Mówiąc o braku pogorszenia sytuacji rządy stosują „kreatywną” politykę informacyjną niejawnie obciążając odpowiedzialnością za wzrost cen i wyniki negocjacji uzyskane w roku 2008 w sprawie tzw. pierwszego pakietu klimatycznego.

Dla przykładu warto podać, że wykonane analizy modelowe pokazują, że wzrost kosztów wytwarzania energii na skutek wprowadzenia nowych celów klimatycznych wyniesie 12 mld zł w roku 2030, 26 mld zł w roku 2040 i 30 mld zł rocznie w roku 2050 (nie licząc kosztów zakupu uprawnień emisyjnych). Akceptacja celu 40% redukcji emisji w roku 2030 oznacza wejście na ścieżkę dekarbonizacji gospodarki oraz energetyki unijnej i polskiej do roku 2050.

Według ocen KE oznacza to rosnące ceny CO<sub>2</sub> do 53 €/ t CO<sub>2</sub> w roku 2030, 102 €/ t CO<sub>2</sub> w 2040 roku i 152 €/ t CO<sub>2</sub> w roku 2050 Przy takich przyszłych cenach CO<sub>2</sub> budowa jakiegokolwiek nowej elektrowni węglowej będzie nieopłacalna.

W obliczeniach modelowych wykonanych w ramach oceny skutków propozycji KE z 22 stycznia (PKEE, 2014) w scenariuszach dekarbonizacji po roku 2020 nie powstają żadne nowe elektrownie węglowe bez instalacji CCS. Brak akceptowalnych kosztowo i społecznie technologii CCS przy polityce dekarbonizacji oznaczać będzie trwałą eliminację technologii węglowych z procesu przygotowania i realizacji dużych inwestycji energetycznych.

Rosnące ceny CO<sub>2</sub> wymuszą także przyspieszone zamknięcie istniejących elektrowni węglowych. Przyszła konkurencyjność energochłonnych działów przemysłu w Polsce jest poważnie zagrożona.

Rosnące ceny energii elektrycznej, konieczność zakupu części uprawnień nawet dla sektorów z listy carbon leakage na skutek przyjęcia benchmarków gazowych oraz demonstrowany dotychczas brak gotowości rządu do zmniejszenia obciążeń odbiorców przemysłowych z tytułu podatków i kosztów subsydiowania OZE stwarza ryzyko osłabienia lub nawet utraty konkurencyjności najbardziej energochłonnych działów przemysłu. Brak pewności dostaw i stabilnych cen energii wpłynie na pogorszenie warunków inwestowania w Polsce, nie tylko w energochłonnych działach przemysłu.

Ogromne ryzyko inwestycyjne w energetyce dotyczyć będzie praktycznie każdego wyboru technologicznego (węgiel – wysokie ceny CO<sub>2</sub>, gaz – wysokie ceny paliwa, brak pewności dostaw, energia jądrowa – wysokie nakłady inwestycyjne i koszty wytwarzania, OZE – wysokie koszty wytwarzania, ograniczenia sieciowe przy większym udziale OZE) i stanowić będzie poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, a tym samym dla bezpieczeństwa narodowego. Nie będziemy więc mieli do czynienia z dopływem netto pieniędzy do kraju na modernizację i rozwój energetyki, lecz z jego odpływem netto. Ciężar sfinansowania zwiększonych nakładów inwestycyjnych, wyższych kosztów produkcji energii oraz zakupu uprawnień obciąży głównie odbiorców energii.” (Cytat dr. B. Jankowski, opracowanie Badania Systemowe ENERGYSYS 2014)

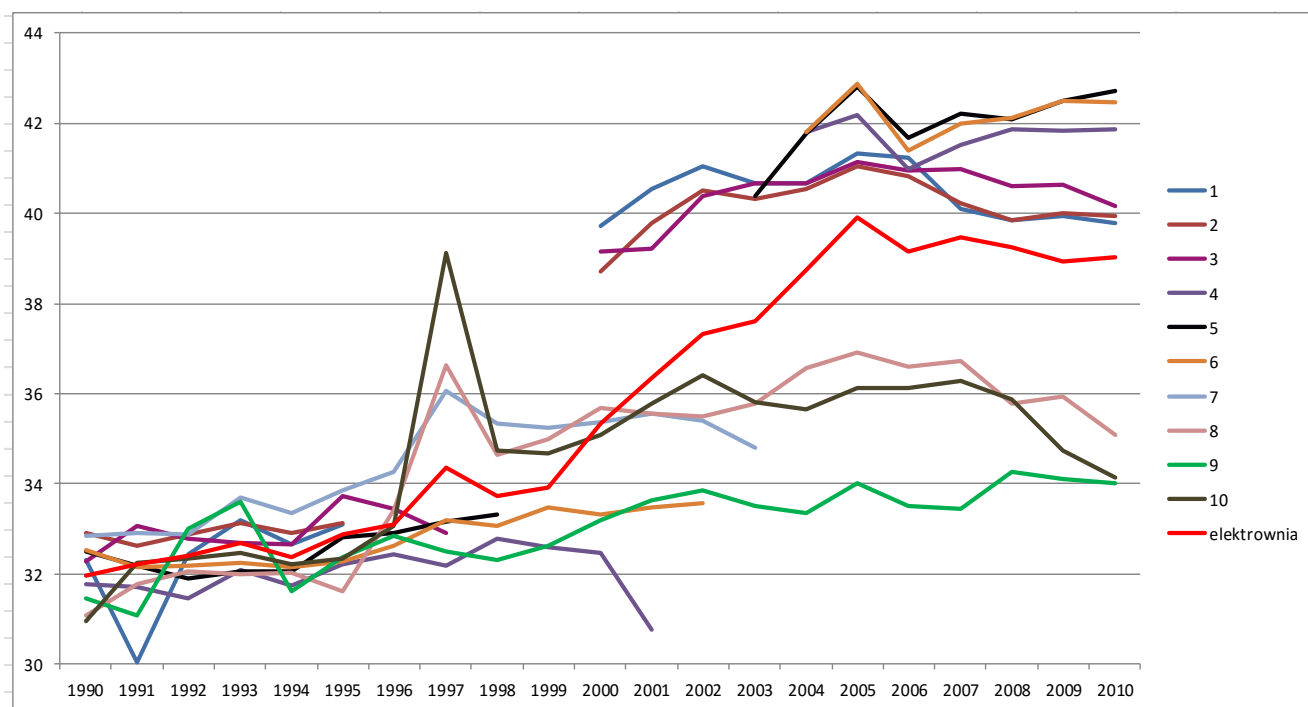
Dodatkowy komentarz do powyższego cytatu jest zbędny.

Tabela51 Porównanie udziałów paliwowych w produkcji elektryczności i emisji, CO2 w procesie produkcji energii (źródło: ARE S.A)

	Świat		UE		OECD		USA		CHINY		Kraje poza OECD	
	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030
<b>Produkcja elektryczności, TWh</b>												
<b>Węgiel</b>	7756	14596	0,13	0,06	0,51	0,31	0,27	0,18	0,30	0,43	0,49	0,69
<b>Gaz</b>	3807	6716	0,18	0,16	0,55	0,42	0,22	0,115	0,007	0,03	0,45	0,58
<b>Olej</b>	1096	791	0,12	0,07	0,38	0,20	0,074	0,025	0,05	0,07	0,62	0,80
<b>En. Jądrowa</b>	2793	3458	0,35	0,19	0,84	0,69	0,29	0,28	0,02	0,09	0,16	0,31
<b>Woda</b>	3035	4809	0,10	0,09	0,42	0,32	0,10	0,06	0,14	0,21	0,58	0,68
<b>Biomasa i odpady</b>	239	863	0,39	0,24	0,86	0,59	0,30	0,25	0,013	0,13	0,14	0,41
<b>Wiatr</b>	130	1490	0,63	0,40	0,89	0,73	0,21	0,22	0,03	0,10	0,11	0,27
<b>Geotermia</b>	59	177	0,10	0,08	0,64	0,54	0,29	0,28	0,00	0,03	0,36	0,46
<b>Słońce</b>	4	352	0,50	0,30	0,75	0,56	0,25	0,17	0,00	0,13	0,25	0,44
<b>Inne</b>	1	14	1,00	0,79	1,00	1,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>OZE bez wody</b>	433	2896	0,425	0,32	0,84	0,65	0,27	0,225	0,016	0,11	0,16	0,35
<b>Emisja CO2</b>												
<b>Łącznie</b>	11435	18050	0,125	0,08	0,44	0,30	0,21	0,14	0,25	0,345	0,56	0,70
<b>Węgiel</b>	8336	13507	0,12	0,14	0,45	0,29	0,23	0,16	0,33	0,45	0,55	0,71
<b>Gaz</b>	2217	3895	0,14	0,13	0,43	0,35	0,17	0,10	0,01	0,03	0,57	0,65
<b>Olej</b>	882	647	0,11	0,06	0,34	0,17	0,08	0,03	0,06	0,09	0,66	0,83

## 4. Wymagania związane z konkurencyjnością i ekonomiką wytwarzania

Polska przyjęła do realizacji cel ekologiczny UE związany z poprawą efektywności wytwarzania energii elektrycznej o 20% w stosunku do efektywności (sprawności) do roku bazowego sprzed inwestycji. Poniżej zamieszczam, jako dobry przykład tych wskaźników wykres i tabelę obrazujące kształtowanie się średniorocznych sprawności netto poszczególnych bloków Elektrowni Turów. W innym układzie dane zawierają zużycie GJ energii w paliwie na MWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Analiza wskazuje na znaczną (radykalną) poprawę tych wskaźników w wyniku zainstalowania urządzeń nowej generacji. Pokazuje realność takiego celu, ale tylko i wyłącznie można to osiągnąć poprzez generalną wymianę urządzeń energetycznych lub co już nie jest takie oczywiste poprzez ich gruntowną modernizację. W takim przypadku poprawa sprawności względnej raczej nie nastąpi w wielkości większej niż 6-8 %.



Rysunek 29 Poprawa sprawności bloków El. Turów w wyniku jej modernizacji, rzędna to % sprawności poszczególnych bloków przed i po modernizacji, odcięta lata w których przeprowadzano modernizację (źródło: Elektrownia Turów)

Tabela 52 Sprawności poszczególnych bloków El. Turów w związku z jej modernizacją (lata 1990-1999) (źródło: Elektrownia Turów)

<b>Blok</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>
<b>1</b>	32,32	30,02	32,44	33,19	32,64	33,09				
<b>2</b>	32,91	32,63	32,88	33,13	32,91	33,14				
<b>3</b>	32,27	33,06	32,78	32,69	32,64	33,74	33,44	32,91		
<b>4</b>	31,76	31,70	31,44	32,10	31,75	32,22	32,44	32,17	32,79	32,58
<b>5</b>	32,49	32,19	31,90	32,04	32,05	32,80	32,90	33,15	33,31	
<b>6</b>	32,54	32,16	32,17	32,24	32,16	32,28	32,63	33,18	33,05	33,48
<b>7</b>	32,84	32,92	32,86	33,69	33,36	33,84	34,27	36,06	35,33	35,25
<b>8</b>	31,06	31,77	32,06	32,00	32,03	31,62	33,42	36,64	34,64	35,00
<b>9</b>	31,45	31,09	33,01	33,60	31,60	32,37	32,85	32,48	32,30	32,63
<b>10</b>	30,94	32,23	32,33	32,46	32,22	32,34	33,06	39,11	34,74	34,67
<b>Elektrownia Turów</b>	31,95	32,20	32,41	32,69	32,38	32,86	33,08	34,37	33,72	33,91

Tabela 53 Sprawności poszczególnych bloków El. Turów w związku z jej modernizacją (lata 2000-2010) (źródło: Elektrownia Turów)

<b>Blok</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>1</b>	39,72	40,55	41,04	40,68	40,66	41,33	41,24	40,11	39,83	39,94	39,78
<b>2</b>	38,70	39,77	40,51	40,32	40,54	41,05	40,82	40,21	39,84	39,99	39,94
<b>3</b>	39,14	39,23	40,39	40,65	40,66	41,13	40,96	40,97	40,61	40,64	40,15
<b>4</b>	32,47	30,75			41,79	42,17	40,99	41,53	41,88	41,83	41,87
<b>5</b>				40,39	41,78	42,81	41,69	42,21	42,10	42,48	42,71
<b>6</b>	33,33	33,46	33,56		41,81	42,86	41,38	41,98	42,11	42,49	42,47
<b>7</b>	35,38	35,57	35,39	34,8							
<b>8</b>	35,68	35,54	35,49	35,78	36,57	36,90	36,61	36,71	35,78	35,93	35,09
<b>9</b>	33,19	33,64	33,85	33,51	33,34	34,01	33,50	33,44	34,25	34,11	34,01
<b>10</b>	35,08	35,79	36,41	35,82	35,65	36,11	36,13	36,29	35,86	34,73	34,13
<b>Elektrownia Turów</b>	35,32	36,35	37,33	37,61	38,75	39,90	39,16	39,48	39,24	38,92	39,03

Przytoczone powyżej wykres i tabele obrazują sprawności poszczególnych bloków Elektrowni Turów kolejno od 1 do 10 przed modernizacją oraz po jej zakończeniu (nastąpiła praktycznie kompletna wymiana bloków od 1 do 6). Jak dobitnie widać sprawność średnia netto bloków wzrosła z 32% do 39%. Ten wzrost to wprawdzie „tylko” 7 punktów procentowych, ale w wartościach względnych to poprawa o 23% w stosunku do wielkości poprzedzających.

Można przeliczyć to na roczne zużycie węgla przez EL. Turów. Z analizy wynika oszczędność roczna około 2,5 mln ton węgla brunatnego i co za tym idzie obniżenie przy tej samej produkcji emisji CO<sub>2</sub> o około 2,3 mln ton. Da się to przeliczyć na konkretne efekty finansowe dla producenta energii elektrycznej.

Tyle o efektach modernizacji na przykładzie Elektrowni Turów. Tego typu radykalnych modernizacji nie udało się w Polsce powtórzyć.

Należy jednak podkreślić, że równoważne efekty osiąga się przy budowie nowych mocy w istniejących organizacjach, bo w ich zapowiadzianym zamiarze jest wycofywanie najstarszych i najmniej efektywnych bloków. W skali kraju podobne znaczenie osiąga się również budując elektrownie „na zielonym polu” (inwestycje GREEN FIELD), bo to Polska, jako całość będzie rozliczana w UE z osiągnięcia przyjętych na siebie celów ekologicznych.

W perspektywie najbliższych lat, należy poważnie liczyć się z koniecznością okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu niedoboru krajowych zdolności wytwórczych (ograniczenia na terenie całego kraju) lub z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci (w wybranych obszarach kraju). Sytuacja taka miała miejsce 10 sierpnia, 2015 co drastycznie uwidocznilo zaniedbania w zakresie zapewnienia wystarczających rezerw mocy zainstalowanej.

Jak wynika z poprzednich opisów sytuacji większość jednostek wytwórczych pochodzi z lat 60 i 70 ubiegłego wieku, i będzie stopniowo wycofywana z eksploatacji ze względu na naturalne zużycie techniczne? Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, bez wprowadzania do eksploatacji nowych mocy wytwórczych o mocy w ilości ok. 1000 MW rocznie, grozi trwałymi ograniczeniami w dostawach energii. Okresowe braki mocy występują już teraz.

Istniejący układ elektroenergetycznych sieci przesyłowych w kraju jest niewystarczający dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu i wymaga szybkiej rozbudowy.

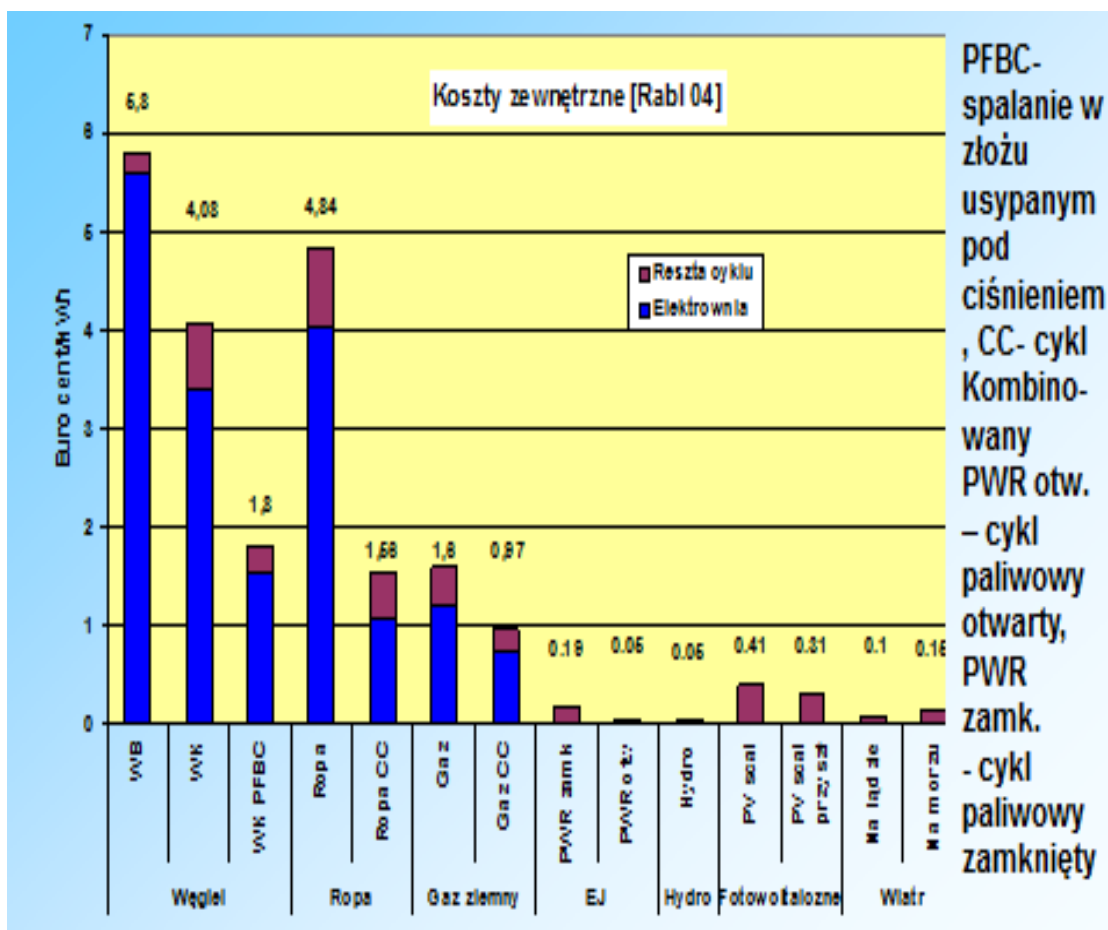
Równie ważnym aspektem dla zapewnienia bezpieczeństwa jest podwyższanie dyspozycyjności poszczególnych elementów systemu energetycznego. Tabelę, która ilustruje kształtowanie się istotnych wskaźników eksploatacyjnych. Widać wyraźnie, że raczej nie ma już rezerw dla ich poprawy.



Tabela 54 Parametry niezawodnościowe bloków w polskich elektrowniach dane zagregowane dla elektrowni zawodowych (źródło: ARE)

Rok	Liczba i czasy przestoju [godz.]											Wskaźniki eksploatacyjne bloków										
	Rezerwa		Remont kapitalny		Remont średni		Remont bieżący		Przebieg awaryjny		Razem przestoje		Czas pracy [godz.]	Produkcja [MWh]	AF	FOF	FOR	GCF	GOF	SOF	SF	ART
	%																					[godz.]
1978	795	22 278,1	32	29 845,9	61	22 742,8	501	18 720,2	1 797	47 010,3	3 186	140 597,3	515 864,7	77 751 373	82,0	7,2	8,4	68,0	86,9	10,9	78,6	161,9
1979	728	26 622,0	40	26 577,0	52	34 510,8	533	20 028,2	1 774	58 177,1	3 127	165 915,1	534 884,9	81 311 269	80,1	8,3	9,8	65,5	85,6	11,6	76,3	171,1
1980	590	25 790,3	31	28 968,9	68	41 686,7	804	23 213,5	1 737	59 254,7	3 230	178 914,1	549 485,9	84 773 551	79,0	8,1	9,7	63,1	84,5	12,9	75,4	170,1
1981	746	34 145,3	32	44 132,9	55	49 758,0	709	24 804,8	1 586	63 293,6	3 128	216 134,6	524 121,4	81 106 046	75,4	8,6	10,8	59,3	84,3	16,0	70,8	167,6
1982	1 206	47 562,6	52	50 062,5	53	44 568,9	795	30 751,7	1 339	36 047,1	3 445	208 992,8	550 583,2	86 018 425	78,7	4,7	6,1	61,0	85,6	16,5	72,5	159,8
1983	885	48 358,2	28	49 174,5	87	45 334,5	748	32 353,2	1 311	31 085,9	3 059	206 306,3	576 633,7	92 010 805	79,8	4,0	5,1	62,4	85,5	16,2	73,6	188,5
1984	650	45 086,2	41	50 740,5	90	47 149,8	820	31 203,6	1 339	29 099,1	2 940	203 279,2	608 016,8	100 550 332	80,5	3,6	4,6	64,6	87,3	15,9	74,9	206,8
1985	677	44 097,3	52	47 908,5	87	49 427,3	752	30 558,3	1 224	32 100,7	2 792	204 092,1	621 603,9	102 336 393	80,6	3,9	4,9	63,5	86,1	15,5	75,3	222,6
1986	881	68 996,2	38	55 069,8	85	48 317,8	730	30 563,5	1 040	24 005,6	2 774	226 952,9	618 974,1	106 349 606	81,3	2,8	3,7	63,2	86,9	15,8	73,2	223,1
1987	897	60 874,7	40	61 269,1	78	50 633,4	879	34 978,1	973	22 006,8	2 867	229 762,1	632 737,9	111 231 742	80,4	2,6	3,4	63,8	87,2	17,0	73,4	220,7
1988	1 202	77 889,5	57	66 672,8	95	54 843,0	755	32 215,8	819	20 346,5	2 928	251 967,6	623 096,4	109 888 433	80,1	2,3	3,2	62,8	86,9	17,6	71,2	212,8
1989	1 293	81 697,9	50	64 329,7	97	56 888,0	761	32 548,4	786	25 386,7	2 987	260 850,7	623 909,3	111 977 307	79,8	2,9	3,9	61,4	87,3	17,4	70,5	208,9
1990	1 313	119 159,2	59	69 686,3	64	56 016,3	707	34 372,6	686	25 091,3	2 829	304 325,7	580 434,3	104 932 314	79,1	2,8	4,1	57,5	87,9	18,1	65,6	205,2
1991	1 174	130 839,2	50	80 696,8	66	47 060,5	698	35 442,1	663	17 030,6	2 651	311 069,0	574 188,6	103 421 971	79,6	1,9	2,9	54,7	87,3	18,4	64,8	216,4
1992	1 003	137 024,6	66	83 187,8	72	44 924,1	707	36 846,1	672	20 049,9	2 520	322 032,5	565 151,6	100 526 587	79,1	2,3	3,4	52,3	86,2	18,6	63,7	224,3
1993	1 044	155 007,4	54	80 682,8	48	40 461,4	630	36 190,2	668	19 498,1	2 444	331 839,8	558 056,2	100 653 493	80,1	2,2	3,4	52,6	86,8	17,7	62,7	228,3
1994	1 030	167 343,3	84	84 965,1	49	38 920,6	585	32 663,8	721	19 982,0	2 469	343 874,8	555 525,2	101 154 507	80,4	2,2	3,5	51,9	86,9	17,4	61,8	225,0
1995	1 052	166 865,6	40	72 805,5	42	40 558,0	582	29 957,3	650	16 839,8	2 366	327 026,4	557 733,6	104 169 298	81,9	1,9	2,9	54,3	90,4	16,2	63,0	235,7
1996	1 015	159 961,9	82	70 170,4	33	36 255,0	582	30 798,7	586	15 867,2	2 298	313 053,3	575 594,7	107 002 291	82,8	1,8	2,7	55,2	89,0	15,4	64,8	250,5
1997	1 104	185 026,8	38	73 946,3	42	32 759,6	471	26 602,9	547	11 016,3	2 202	329 351,9	567 096,1	106 886 992	83,9	1,2	1,9	54,3	88,8	14,9	63,3	257,5
1998	1 197	194 995,0	16	59 838,6	29	35 249,7	478	26 865,6	515	10 592,1	2 235	327 541,0	566 075,0	107 148 547	85,2	1,2	1,8	53,3	86,6	13,6	63,3	253,3
1999	1 462	186 113,5	21	63 351,7	36	36 563,3	394	26 553,0	553	24 350,3	2 466	336 931,8	556 588,1	105 229 316	83,1	2,7	4,2	53,4	85,9	14,2	62,3	225,7
2000	1 443	212 049,4	81	50 841,2	47	38 535,2	270	17 452,1	493	10 979,7	2 334	329 857,6	566 110,4	105 497 854	86,9	1,2	1,9	53,3	86,3	11,9	63,2	242,5
2001	1 613	199 951,9	26	64 419,1	34	37 603,7	186	13 343,1	541	13 040,7	2 400	328 358,5	563 721,4	105 160 996	85,6	1,5	2,3	53,5	85,7	12,9	63,2	234,9
2002	1 690	210 434,7	56	67 166,7	32	33 657,3	138	10 575,1	598	13 176,8	2 514	335 010,6	558 461,7	103 577 164	86,1	1,5	2,3	52,3	85,2	12,5	62,5	222,1
2003	1 744	196 485,5	80	72 728,3	29	25 893,1	152	12 462,6	549	15 280,0	2 554	322 849,5	588 142,4	110 242 017	86,1	1,7	2,5	54,4	84,9	12,2	64,6	230,3
2004	1 785	202 473,7	52	57 561,3	38	27 824,1	116	12 657,3	462	12 904,4	2 453	313 420,8	591 306,8	110 747 280	87,7	1,4	2,1	55,9	84,5	10,8	65,4	241,1
2005	1 420	194 770,5	22	55 681,3	28	30 219,5	114	14 723,3	417	17 832,7	2 001	313 227,3	589 052,9	113 441 716	86,9	2,0	2,9	57,4	86,9	11,2	65,3	294,4

Jak wykazano w poprzednich rozdziałach możliwym jest obniżanie wskaźników awaryjności tylko w sytuacjach, gdy istnieje odpowiednia nadwyżka mocy zainstalowanej w stosunku do maksymalnego zapotrzebowania na energię. Taka sytuacja w Polsce już (2015 rok) nie występuje.



Rysunek 30 Koszty zewnętrzne dla typowej lokalizacji w UE-15 (źródło: Politechnika Wrocław)

Poniższa tabela przedstawia charakterystykę zużycia energii elektrycznej przeznaczonej dla zaspokojenia potrzeb poszczególnych działań gospodarczych w Polsce dla roku 2009. Pytanie polityczne w obliczu niedoborów, to, której gałęzi gospodarki zmniejszyć dostawy. Aby po pierwsze nie spowodowało to kolejnego kroku deindustrializacji kraju, gdy to przemysły energochłonne przeniosą się tam gdzie energia jest tańsza, ale i jej dostawy są pewne.

Tabela 55 Zużycie bezpośredniej energii elektrycznej w układzie działów PKD 2007 (źródło: Ministerstwo Gospodarki raport 2013)

Wyszczególnienie	2009	2012
	GWh	
<b>OGÓLEM <sup>1)</sup></b>	<b>136 115</b>	
Z tego:		
Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego	6 054	
Kopalnictwo rud metali	949	
Pozostałe górnictwo i kopalnictwo	441	
Produkcja artykułów spożywczych	4 257	
Produkcja napojów	566	
Produkcja wyrobów tekstylnych	379	
Produkcja drewna i wyrobów z drewna i korka z wyłączeniem mebli; produkcja wyrobów ze słomy i materiałów używanych do wyplatania	1 823	
Produkcja papieru i wyrobów z papieru	3 273	
Wytwarzanie produktów koksowania węgla, produktów rafinacji ropy naftowej i paliw jądrowych	2 628	
Produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych	6 590	
Produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych	1 991	
Produkcja wyrobów z pozostałych mineralnych surowców niemetalicznych	4 163	
Produkcja metali	7 599	
Produkcja metalowych wyrobów gotowych, z wyłączeniem maszyn i urządzeń	1 144	
Produkcja maszyn i urządzeń, gdzie indziej niesklasyfikowana	1 167	
Produkcja urządzeń elektrycznych	192	
Produkcja komputerów, wyrobów elektronicznych i optycznych	756	
Produkcja pojazdów samochodowych, przyczep i naczep	1 316	
Produkcja pozostałego sprzętu transportowego	347	
Produkcja mebli	412	
Zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę <sup>2)</sup>	15 334	
Roboty budowlane związane ze wznoszeniem budynków	309	
Uprawy rolne, chów i hodowla zwierząt, łowiectwo włączając działalność usługową <sup>3)</sup>	460	
Transport lądowy oraz transport rurociągowy	3 924	
Pozostałe zużycie	69 841	
<i>1) wielkość "ogółem" nie zawiera zużycia na pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych</i>		
<i>2) bez strat sieciowych energii elektrycznej</i>		
<i>3) tylko wyodrębnione duże gospodarstwa rolne</i>		

Poniżej prezentacja tego zagadnienia dla lat 1996 do 2008

Tabela 56 Zużycie bezpośredniej energii elektrycznej w układzie działów PKD 2007 (źródło: Ministerstwo Gospodarki raport 2013)

Wyszczególnienie	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
	GWh													
OGÓLEM <sup>1)</sup>	119 272	121 332	121 172	119 655	121 787	122 088	121 994	124 876	128 168	128 979	135 337	138 705	142 126	
Z tego:														
Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego	8 310	8 220	7 677	7 201	6 563	6 505	6 345	6 173	6 118	6 170	6 114	6 011	5 896	
Kopalnictwo rud metali	1 765	1 629	1 251	869	880	891	890	881	909	899	934	952	962	
Pozostałe górnictwo i kopalnictwo	709	772	673	586	594	509	466	465	483	484	501	538	536	
Produkcja artykułów spożywczych i napojów	4 916	5 083	4 353	3 645	3 677	3 662	3 913	4 189	4 248	4 359	4 404	4 962	4 938	
Produkcja tkanin	1 325	1 472	1 150	971	971	905	915	904	957	838	725	736	633	
Produkcja drewna i wyrobów z drewna i korka z wyjątkiem mebli; produkcja artykułów ze słomy i materiałów używanych do wyplatania	1 294	1 452	1 369	1 212	1 345	1 367	1 542	1 231	1 610	1 348	1 400	1 539	1 833	
Produkcja masy celulozowej, papieru oraz wyrobów z papieru	2 353	2 580	2 554	2 547	2 562	2 587	2 657	2 803	241	2 899	2 924	3 031	2 939	
Wytwarzanie produktów koksowania węgla, produktów rafinacji ropy naftowej i paliw jądrowych	2 312	2 383	2 203	2 447	2 779	2 836	2 871	2 756	2 693	2 508	2 735	2 783	2 721	
Produkcja chemikaliów, wyrobów chemicznych i włókien sztucznych	8 659	8 274	7 379	6 826	7 080	6 916	6 702	7 258	7 446	7 185	7 623	7 644	7 275	
Produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych	1 078	1 311	1 278	1 078	1 104	1 176	1 292	1 434	1 591	1 694	1 780	1 933	2 013	
Produkcja wyrobów z pozostałych surowców niemetalicznych	3 763	3 831	3 583	3 392	3 410	3 117	3 048	3 148	3 451	3 481	3 698	4 195	4 088	
Produkcja metali	10 845	12 415	11 513	10 698	11 104	10 144	9 153	9 854	10 952	9 687	10 158	10 870	9 995	
Produkcja metalowych wyrobów gotowych, z wyjątkiem maszyn i urządzeń	1 019	1 179	1 053	853	923	992	1 184	1 177	1 176	1 234	1 371	1 546	1 422	
Produkcja maszyn i urządzeń, gdzie indziej niesklasyfikowana	2 202	2 224	2 052	1 602	1 396	1 322	1 245	1 269	1 246	1 240	1 301	1 378	1 425	

Produkcja maszyn i aparatury elektrycznej, gdzie indziej niesklasyfikowana	855	918	818	720	848	797	728	751	761	785	768	835	799	
Produkcja sprzętu i aparatury radiowej, telewizyjnej i komunikacyjnej	297	275	291	302	292	296	284	285	288	305	344	234	188	
Produkcja pojazdów mechanicznych, przyczep i naczep	1 042	1 107	990	894	885	742	768	971	1 121	1 310	1 457	1 732	1 799	
Produkcja pozostałego sprzętu transportowego	732	712	762	657	655	702	588	593	628	631	598	583	596	
Produkcja mebli: działalność produkcyjna, gdzie indziej niesklasyfikowana	633	1 111	823	569	530	521	484	611	699	708	679	684	538	
Zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę <sup>2)</sup>	14 036	14 564	14 662	14 668	14 673	14 976	14 821	15 565	15 572	15 610	16 133	16 265	15 662	
Budownictwo	991	793	659	563	552	694	649	666	450	523	573	781	674	
Rolnictwo, łowiectwo i pokrewne działalności usługowe <sup>3)</sup>	5 493	5 374	5 211	5 033	4 750	4 610	4 409	4 292	3 416	417	418	389	451	
Transport lądowy; transport rurociągami	6 774	6 507	5 323	5 117	5 080	5 053	4 700	4 885	4 521	5 069	4 150	4 303	4 090	
Pozostałe zużycie	37 869	37 146	43 545	47 205	49 134	50 768	52 339	52 715	57 592	59 594	64 550	64 781	70 650	

1) Wielkość nie zawiera zużycia na pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych

2) Bez strat sieciowych energii elektrycznej

3) Od roku 2005 tylko wyodrębnione duże gospodarstwa rolne

Obecny poziom cen energii elektrycznej w Polsce nie zapewnia zwrotu zaangażowanych środków finansowych, ani pokrycia pozostałych kosztów wytwarzania, a zwłaszcza obowiązkowych zakupów brakujących uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Aby zapewnić inwestycjom w nowe bloki węglowe dodatni wynik NPV, przy założeniu piętnastoletniego okresu zwrotu nakładów, koszt energii elektrycznej w elektrowni musiałaby przekraczać 280 zł za MWh, a przy założeniu konieczności dokupienia np: 20% praw do emisji CO<sub>2</sub> - wzrosnąć do 320 zł za MWh. Dla elektroenergetyki rok 2014 był lepszym rokiem niż poprzedni pod względem uzyskanych wyników finansowych, jednakże nie wszystkie przedsiębiorstwa sektora i nie wszystkie podsektory mogą zaliczyć go do udanych. Korzystne rezultaty uwarunkowane były wsparciem uzyskanym od państwa. Były to przede wszystkim systemy kolorowych certyfikatów (wznowiono system „kolorów” dla kogeneracji), nawet pomimo ich stosunkowo niskiego poziomu cen oraz rekompensaty KDT. Także regulacja w postaci zatwierdzenia poziomu stawek opłat, czyli zatwierdzenia taryf dla działalności sieciowej (monopol naturalny), sprzyjała wzrostowi rentowności firm dystrybucyjnych i przesyłania energii. Należy jednak pamiętać, że wzrost popytu na energię (przy malejącej tendencji cen energii elektrycznej) będzie wymagał racjonalnego oszacowania kosztów.

Tabela 57 Światowa produkcja energii elektrycznej, 2005r. Generacja łączna: 18.000TWh

PALIWO	% generacji całkowitej		
	ŚWIAT	EUROPA	POLSKA
Węgiel	39	28	93
Gaz ziemny	17	19,5	3
Hydroenergetyka	16	15	2
Energetyka jądrowa	16	30	-
Produkty ropopochodne	9	4	1,5
Inne odnawialne	3	3,5	0,5

## 5. Wymagania związane z bezpieczeństwem energetycznym państwa

### Część ogólna

Warunkiem koniecznym uzyskania zgód na budowę nowych mocy a następnie ich przyłączenia do Krajowego Systemu Energetycznego jest uzyskanie uzgodnień z PSE S.A. co do ich przyłączenia. Poniżej zgłoszenia do PSE, które dokonały podmioty gospodarcze mówiące o potrzebie wykonania wyprowadzeń mocy z projektowanych przez nich inwestycji energetycznych i tak:

Tabela 58 Tabela Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej (stan na dzień 30 stycznia 2015 r.) ( źródło: PSE Operator)

L.P.	Miejsce Przyłączenia (SE)	Moc, MW	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Siedziba	Data określenia (przed 11.03.2010) /Doręczenia (po 11.03.2010) Warunków przyłączenia	Data zawarcia umowy przyłączeniowej	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową przyłączeniową)
1	Słupsk Wierzbicino	240	OZE	Megawatt Polska Sp. z o.o.	Szczecin	2004-12-24	2007-07-18	2018-03-31
2	Słupsk Wierzbicino	240	OZE	Wiatrowe Elektrownie Sp. z o.o.	Szczecin	2006-08-16	2013-01-31	2016-01-31
3	Żarnowiec	90	OZE	PGE Energia Odnawialna S.A.	Warszawa	2007-07-04	2010-03-10	2015-03-20
4	Piła Krzewina	120	OZE	Relax Wind Park I Sp. z o.o.	Warszawa	2007-10-30	2010-03-08	2015-12-31
5	Słupsk Wierzbicino	320	OZE	Potegowo Winergy Sp. z o.o.	Warszawa	2008-07-04	2010-08-20	2017-06-30
6	Dunowo	250	OZE	Wind Invest Sp. z o.o.	Warszawa	2008-08-07	2010-06-14	2015-12-31
7	Kozienice	1000	KJW	ENEA Wytwarzanie S.A.	Świerze	2008-10-06	2008-12-23	2015-07-01
8	Dunowo	160	OZE	EWG Energia Sp. z o.o.	Legnica	2008-11-26	2011-05-16	2018-06-30
9	Słupsk	240	OZE	Green Power Pomorze Sp. z o.o.	Warszawa	2008-11-26	2010-08-20	2019-03-31
10	Żarnowiec	111	OZE	WINDCOM Sp. z o.o.	Choczewo	2009-03-30	2010-05-05	2014-11-30
11	Krajnik	221	OZE	Wiatromill Sp. z o.o.	Gdańsk	2009-04-16	2011-10-25	2015-03-31
12	Puławy	830	KJW	Grupa Azoty Zakłady Azotowe	Puławy	2009-06-05	2012-01-12	2018-06-30
13	Ostrołęka	1000	KJW	Elektrownia Ostrołęka S.A.	Ostrołęka	2009-06-29	2010-02-02	2017-12-31
14	Dunowo	250	OZE	ENERTRAG-Dunowo Sp. z o.o.	Szczecin	2009-07-27	2012-12-31	2018-05-31
15	Krajnik	500	OZE	ENERTRAG A.G.	Dauerthal, Niemcy	2009-07-27	2012-12-31	2021-02-28
16	Żarnowiec	45	OZE	Stigma Sp. z o.o.	Szczecin	2009-07-27	2011-08-18	2017-11-30
17	Włocławek Azoty	500	KJW	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	Płock	2009-09-04	2010-03-09	2015-12-04
18	Dobrzeń	1800	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	2009-10-01	2010-03-30	2016
19	Groszowice	150	OZE	Elektrownie Wiatrowe Nysa Sp. z o.o.	Warszawa	2009-10-08	2012-01-04	2015-12-31
20	Słupsk	100	OZE	EVIVA LĘBORK Sp. z o.o.	Słupsk	2009-10-08	2012-01-03	2016-10-31
21	Stalowa Wola	422	KJW	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	Stalowa Wola	2009-10-26	2011-06-17	2014-09-30

L.P.	Miejsce Przyłączenia (SE)	Moc, MW	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Siedziba	Data określenia (przed 11.03.2010) /Doręczenia (po 11.03.2010) Warunków przyłączenia	Data zawarcia umowy przyłączeniowej	Termin przyłączenia (zgodnie z Umową przyłączeniową)
22	Olsztyn	96	OZE	ECO-WIND CONSTRUCTION S.A.	Warszawa	2010-01-13	2011-12-22	2016-09-30
23	Mikułowa	300	OZE	GEO Sulików Sp. z o.o.	Warszawa	2010-02-22	2012-03-27	2017-12-30
24	Mikułowa	150	OZE	GEO Mikułowa I Sp. z o.o.	Warszawa	2010-02-22	2012-03-27	2017-12-30
25	Lublin Systemowa	500	KJW	GDF SUEZ Energia Polska S.A.	Zawada	2010-02-23	2012-06-20	2020-06-30
26	Blachownia	250	OZE	Elektrownie Wiatrowe Lubrza Sp. z o.o.	Warszawa	2010-03-08	2012-10-18	2017-09-07
27	Byczyna	910	KJW	TAURON Wytwarzanie S.A.	Katowice	2010-03-08	2012-04-12	2016-12-31
28	Gdańsk	132	OZE	Windfarm Polska III Sp. z o.o.	Koszalin	2010-03-08	2012-03-27	2015-10-15
29	Mikułowa	480	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	2010-03-08	2012-03-30	2019-03-01
30	Pelplin	2000	KJW	Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o.	Warszawa	2010-03-08	2012-02-03	2020-03-31
31	Ząbkowice	160	OZE	Elektrownie Wiatrowe Wilamowa Sp. z o.o.	Warszawa	2010-03-08	2012-10-18	2016-12-07
32	Pelplin	107,42	OZE	Radan Nordwind Sp. z o.o.	Gliwice	2010-03-09	2012-05-18	2016-01-30
33	Gdańsk Błonia	900	KJW	EDF Polska S.A.	Warszawa	2010-03-10	2012-04-26	2020-07-31
34	Kromolice	250	OZE	Wind Field Wielkopolska Sp. z o.o.	Warszawa	2010-03-10	2012-03-09	2019-01-30
35	Mikułowa	330	OZE	Mikułowa Windfarm Sp. z o.o.	Szczecin	2010-03-10	2012-07-30	2018-07-30
36	Stanisławów	250	OZE	Wind Field Korytnica Sp. z o.o.	Warszawa	2010-03-10	2012-05-17	2018-09-30
37	Mikułowa	50	OZE	AGRO&EKOPLAN mgr inż. Gustaw Brzyszczyński	Postomino	2010-11-25	2013-03-07	2015-12-31
38	Grudziądz	874	KJW	Elektrownia CCGT Grudziądz Sp. z o.o.	Grudziądz	2010-11-25	2012-10-02	2021-06-30
39	Piła Krzewina	105	OZE	Alfa Sp. z o.o.	Zawada	2010-12-27	2011-10-10	2015-04-01
40	Świebodzice	107,5	OZE	EWG Udanin Sp. z o.o.	Legnica	2010-12-30	2012-09-11	2016-02-29
41	Dobrzeń	150	OZE	Altiplano S.A.	Gdańsk	2011-01-28	2012-03-01	2016-06-30
42	Żydowo	166	OZE	Biały Bór Farma Wiatrowa Sp. z o.o.	Gdańsk	2011-02-01	2013-01-08	2017-10-10
43	Gdańsk	456	KJW	Elektrownia CCGT Gdańsk Sp. z o.o.	Gdańsk	2011-07-04	2013-07-04	2020-06-30
44	Płock	600	KJW	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	Płock	2012-01-23	2014-02-13	2017-10-31
45	Olsztyn Mątki	120	OZE	Nowa Energia Olsztyn Mątki Sp. z o.o.	Gdynia	2012-04-16	2014-05-26	2026-05-01
46	Pomorzany	244	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	2012-05-14	2012-11-15	2016-10-31
47	Gorzów	138	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	2012-05-25	2013-12-30	2016-02-01
48	Ełk Bis	75	OZE	Contino Polska Sp. z o.o.	Warszawa	2012-06-06	2014-08-01	2017-09-11
49	Wielopole	225	OZE	Eko Energia Polska Sp. z o.o.	Łędziny	2012-06-14	2014-01-24	2018-11-05
50	Słupsk Wierzbicino	1200	OZE	Polenergia Bałtyk III Sp. z o.o.	Warszawa	2012-08-08	2014-08-07	2026-09-27
51	Baczyna	120	OZE	EDP Renewables Polska Sp. z o.o.	Warszawa	2012-10-25	2014-11-05	2022-12-31
52	Żarnowiec	1045,5	OZE	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 Sp. z o.o.	Warszawa	2012-10-25	2014-10-24	2030-12-31
53	Jasiniec	437	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Bełchatów	2012-11-23	2014-12-11	2021-08-31
54	Praga	505	KJW	PGNiG TERMIKA S.A.	Warszawa	2013-05-20		
55	Konin	138	KJW	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	Konin	2013-12-11		
56	Pasikowice	450	KJW	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.	Wrocław	2014-06-18		



Zdaniem badającego są to rezerwacje „na wszelki wypadek” bo nic zgłaszającego nie kosztują a stwarzają błędne przeświadczenie o mającej nastąpić poprawie sytuacji. Prawdziwym sygnałem będą dopiero uzyskane przez inwestorów POZWOLENIA NA BUDOWĘ w ramach obowiązującego Prawa Budowlanego.

Krajowy System Elektroenergetyczny znajduje się na granicy wydolności (zobacz dane zacytowane w rozdziałach 1 i 2 niniejszej pracy), w szybkim tempie rośnie zapotrzebowanie na moc, maleją rezerwy i dyspozycyjność urządzeń wytwórczych. W perspektywie najbliższych lat należy poważnie liczyć się z koniecznością okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu niedoboru krajowych zdolności wytwórczych (ograniczenia na terenie całego kraju) lub z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci (w wybranych obszarach kraju). Powtórzyć więc należy co jest głównym powodem przewidywanego deficytu energii jeszcze w tym dziesięcioleciu.

Istniejący układ elektroenergetycznych sieci przesyłowych w kraju jest niewystarczający dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu i wymaga szybkiej rozbudowy. Silny wzrost zapotrzebowania na inwestycje w nowe moce w energetyce na świecie spowodował niespotykany wzrost cen realizacji inwestycji nowych bloków energetycznych (o ok.50% w ciągu 3 lat) i wydłużenie terminów realizacji. Braki w porozumieniach pomiędzy Polską i Niemcami w kwestii rozwiązania nieplanowych przepływów ( operatorskich) ogromnych ilości energii generowanych w północnych Niemczech systemem kołowym poprzez Polskę, Słowację, Austrię do południowych Niemiec. Projektowana budowa przesuwników fazowych jest nadzieją na powolne poprawienie tej sytuacji. Wskutek wieloletnich zaniechań inwestycyjnych w sektorze wydobywczym węgla zarysowuje się narastający deficyt w podaży energetycznego węgla kamiennego w Polsce.

Moc zainstalowana w energetyce polskiej jest w ponad 90% oparta na rodzimym węglu, zaś jego udział w produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 95%. Ze względu na wysokie ceny gazu ziemnego, jego ograniczoną dostępność zasobów krajowych i zależność od importu, węgiel przez długi czas pozostanie podstawowym paliwem, decydującym o bezpieczeństwie energetycznym Polski.

Obserwuje się niedostateczną ilość szlakowego taboru kolejowego do przewozów węgla, u przewoźników działających w Polsce, w tym również u największego z nich PKP Cargo, co ujawnia się szczególnie w sezonie jesienno-zimowym, powoduje dodatkowe zagrożenia odpowiedniej wielkości produkcji energii elektrycznej, z powodu nieciągłości dostaw paliwa. Górnictwo węgla kamiennego w średnioterminowej perspektywie, a węgla brunatnego w perspektywie kilkunastoletniej, wymagają znaczących inwestycji dla utrzymania i rozbudowy zdolności wydobywczych dla pokrycia potrzeb istniejących i planowanych bloków energetycznych.

Wskutek zamrożenia, przed prawie dwudziestu laty, wszelkich działań związanych z rozwojem energetyki jądrowej, uległ rozproszeniu i praktycznie zanikł w kraju potencjał naukowy, dydaktyczny i wykonawczy, do ewentualnego szybkiego uruchomienia i eksploatacji bloków jądrowych.

W okresie negocjacji przed przystąpieniem do Unii Europejskiej Polska uzyskała klauzulę derogacyjną z dyrektywy LPC (2001/80/EC), wprowadzoną w życie w roku 2008 (dla SO<sub>2</sub>) i 2016 (dla NO<sub>X</sub>). Poprzez klauzulę derogacyjną z tej dyrektywy limity emisji nie będą miały zastosowania do 1.I.2016 dla SO<sub>2</sub> i do 1.I.2018 dla NO<sub>X</sub> dla wybranych elektrowni i elektrociepłowni. Brak klauzuli derogacyjnej dla pyłów.

Polski operator sieci, w oparciu o deklarację producentów, oceniał, że w Polsce w wyniku wprowadzenia w życie dyrektywy LCP oraz z uwzględnieniem ograniczenia żywotności elektrowni, moc 4 GW powinna zostać zlikwidowana do końca roku 2015, a 5 GW w okresie 2016-2020 (głównie do końca roku 2017). Jego prognozy jak widać nie zostały zrealizowane.

Dane te nie uwzględniały likwidacji wynikającej z wprowadzenia w życie dyrektywy o emisjach przemysłowych IED (zmieniającej dyrektywy LPC i IPPC) od roku 2016.

Wpływ celów 3x20 (ograniczenia do 2020 roku emisji CO<sub>2</sub> o 20 procent (w stosunku do roku 1990), zmniejszenia zużycia energii o 20 procent, oraz wzrost zużycia energii z odnawialnych źródeł z obecnych 8,5 do 20 procent) może być dramatycznie negatywny.

Polska planuje stosować politykę klimatyczną i energetyczną UE, jednakże dla procentowego użycia RES (Renewable Energy Sources), poziom docelowy będzie wynosił 15% zgodnie z dyrektywą 2009/28/EC.

Nowe prognozy energetyczne przewidują, że do roku 2016 zużycie energii w Polsce będzie nieco niższe niż w poprzednich prognozach w wyniku zwolnienia gospodarczego oraz oszczędzania energii przez Polaków. Po roku 2016 wzrost zużycia energii będzie większy z powodu zmian w polskiej gospodarce i tendencji do osiągnięcia zużycia energii na poziomie UE. Po spadku obciążenia zarejestrowanym w drugiej połowie roku 2008 i na początku roku 2009, prognozowany poziom obciążenia w roku 2010 jest około 2 GW niższy niż wg UCTE SAF (UCTE - Union for the coordination of transmission of electricity, SAF – System Adequacy Forecast) w latach 2009-2020.

W tym raporcie polskie TSO (Transmission System Operator) spodziewa się, że poziom obciążenia przedstawiony w poprzednim raporcie UCTE SAF zostanie osiągnięty w okresie 2016-2020.

Potencjalne ograniczenia technologiczne wpływające na ograniczenia mocy osiągalnej to:

- Technologiczne ograniczenie produkcji w elektrociepłowniach (w okresie letnim),
- Ograniczenia z powodu temperatury wody chłodzącej w niektórych elektrowniach ciepłych (w okresie letnim),
- Ograniczenia wydajności sieci przesyłowej przy wysokich temperaturach (w okresie letnim),
- Średni współczynnik dyspozycyjności z wytwarzania energii wiatrowej, wynoszący obecnie około 25%,
- Wzrost produkcji ciepła kosztem produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach (w okresie zimowym),

Ograniczenia mocy osiągalnej ze względu na konserwację i remonty:

- Remonty,
- Konserwacje długo- i średniookresowe,
- Wyłączenia nieplanowane i przestoje wymuszone,
- Remonty bieżące z powodu nieoczekiwanych awarii podczas rozruchu jednostki.

Ograniczenia wynikające z konieczności utrzymania rezerwy serwisowej systemu:

- Energia zaoszczędzona dla rezerw pierwotnych i wtórnych w konwencjonalnych elektrowniach ciepłych,
- Energia zaoszczędzona w elektrowniach szczytowo-pompowych, jako rezerwy interwencyjne.

Nadwyżka teoretyczna mocy znacznie spada w wyniku potencjalnej likwidacji spowodowanej wprowadzeniem w życie dyrektywy LCP 2001/80/ i IED.

Najważniejszym okresem będą tu lata 2016-2020 – konieczne będą likwidacje mocy, a nowa moc z importu ze względu na niezakończone inwestycje w sieci zasilania nie będzie jeszcze możliwa do wykorzystania.

W perspektywie najbliższych lat należy poważnie liczyć się z koniecznością okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu niedoboru krajowych zdolności wytwórczych (ograniczenia na terenie całego kraju) lub z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci (w wybranych obszarach kraju).

## 5.1 Przykładowe, zastosowane w przeciągu ostatnich 10 lat, oraz niektóre planowane rozwiązania w zakresie techniki kotłowej i maszynowej (turbiny i generatory)

Poniżej omówiono urządzenia i materiały zastosowane lub planowane do zastosowania w nowoczesnej technice kotłowej i rozwiązaniach maszynowni w Polsce. Przykłady z Bełchatowa, Turowa, Jaworzna, Łagiszy, Pątnowa, Kozienic, Połańca i Rybnika oraz jeden przykład z elektrowni Neurath z Niemiec.

### 5.1.1 Elektrownia TURÓW

(źródło informacji: strona internetowa oddziału Elektrowni Turów PGE GiE S.A)

#### Opis kotłów, turbozespołów (nowych) obecnie zainstalowanych w ramach modernizacji (stan 2014 r.)

##### Kotły

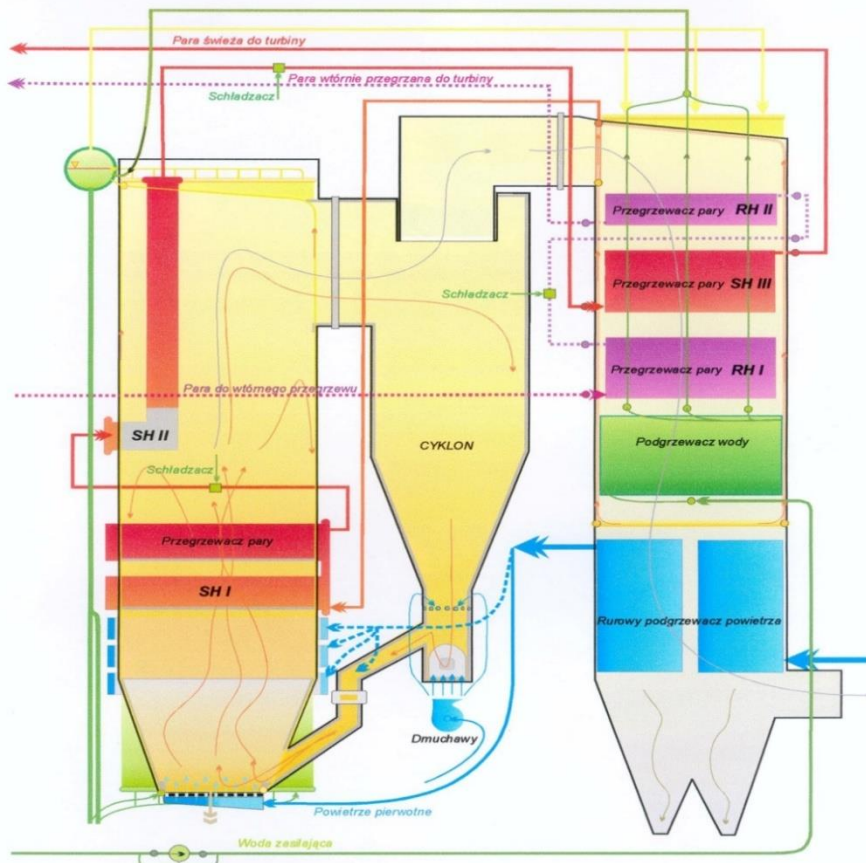
W Elektrowni Turów zainstalowane są dwa rodzaje kotłów:

**Kocioł OE667** zainstalowany na blokach 1 – 3 jest kotłem z cyrkulacyjną warstwą fluidalną z paleniskiem atmosferycznym, oraz naturalną cyrkulacją po stronie wody i pary, o wydajności pary 667 t/h opalany węglem brunatnym. Przystosowany jest do zasilania turbozespołu o mocy 235 MW. Producentem kotła jest Foster Wheeler. Kocioł składa się z następujących głównych zespołów:

- Komora paleniskowa,
- Gorący cyklon, syfon,
- Ciąg konwekcyjny.

##### **Podstawowe parametry kotła OE667:**

- Wydatek pary przegrzanej (nominalny) 667 t/h
- Temperatura pary wylotowej 540°C
- Ciśnienie pary świeżej w kotle 13,17 MPa
- Temperatura wody zasilającej przy maksymalnym obciążeniu trwałym 242,6°C
- Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej 2,45 MPa
- Temperatura pary wtórnie przegrzanej 540°C
- Przepływ pary wtórnie przegrzanej 596 t/h
- Sprawność 90%



Rysunek 31 Schemat kotła OE667

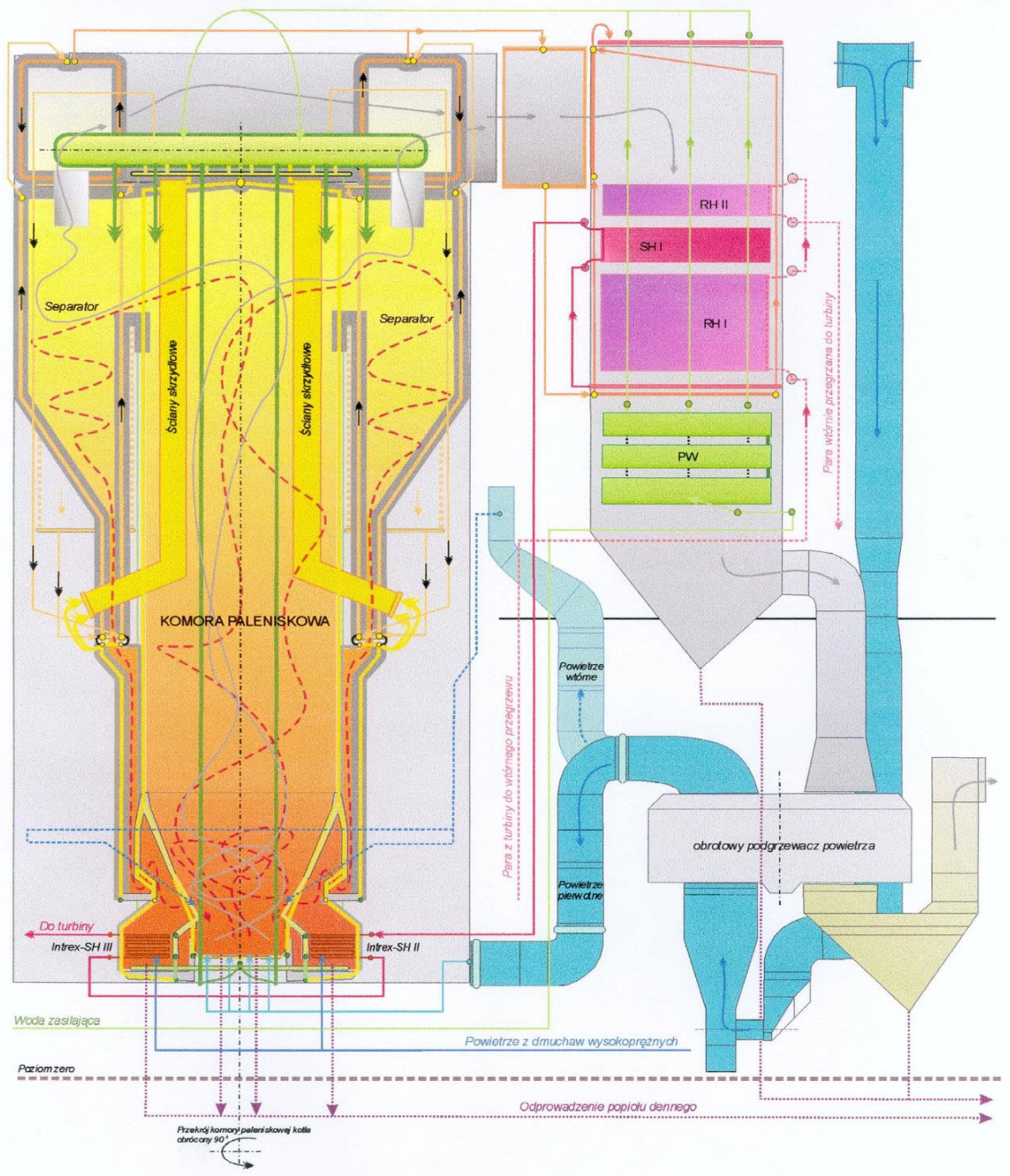
**Kocioł OE700-17.1** (CFB Compact) zainstalowany na blokach 4 – 6 jest kotłem z cyrkulacyjną warstwą fluidalną z paleniskiem atmosferycznym, oraz naturalną cyrkulacją po stronie wody i pary, o wydajności pary 703,8 t/h, opalany węglem brunatnym. Przystosowany jest do zasilania turbozespołu o mocy 261 MW. Producentem kotła jest Foster Wheeler Energia Oy i Foster Wheeler Energia Polska. Głównymi elementami składowymi kotła są:

- Komora paleniskowa ze zintegrowanym separatorem (chłodzonym parą) w ilości 8 szt. i kanałami nawrotnymi popiołu z wbudowanymi przegrzewaczami typu Intrex (II / III stopień przegrzewu)
- Klatka konwekcyjna z podgrzewaczem wody, I stopniem przegrzewacza pary SHI oraz I i II stopniem przegrzewaczy międzystopniowych RHI/II.

#### Podstawowe parametry pracy kotła OE700:

- |  |            |
|--|------------|
| • Wydatek pary przegrzanej (nominalny)                     | 703,8 t/h  |
| • Temperatura pary wylotowej                               | 565°C      |
| • Ciśnienie pary świeżej w kotle                           | 16,65 MPa  |
| • Ciśnienie w walczaku przy maksymalnym obciążeniu trwałym | 18,34 MPa  |
| • Ciśnienie wody zasilającej przy 100% MCR                 | 20,56 MPa  |
| • Temperatura wody zasilającej przy 100% MCR               | 250°C      |
| • Ciśnienie pary wtórnie przegrzanej                       | 3,84 MPa   |
| • Temperatura pary wtórnie przegrzanej                     | 565°C      |
| • Przepływ pary wtórnie przegrzanej                        | 180,7 kg/s |
| • Sprawność  | 91%        |





Rysunek 32 Schemat kotła OE700 (źródło strona internetowa GiEK S.A)

## Turbiny:

W Elektrowni Turów po modernizacji zainstalowane są dwa rodzaje turbin.

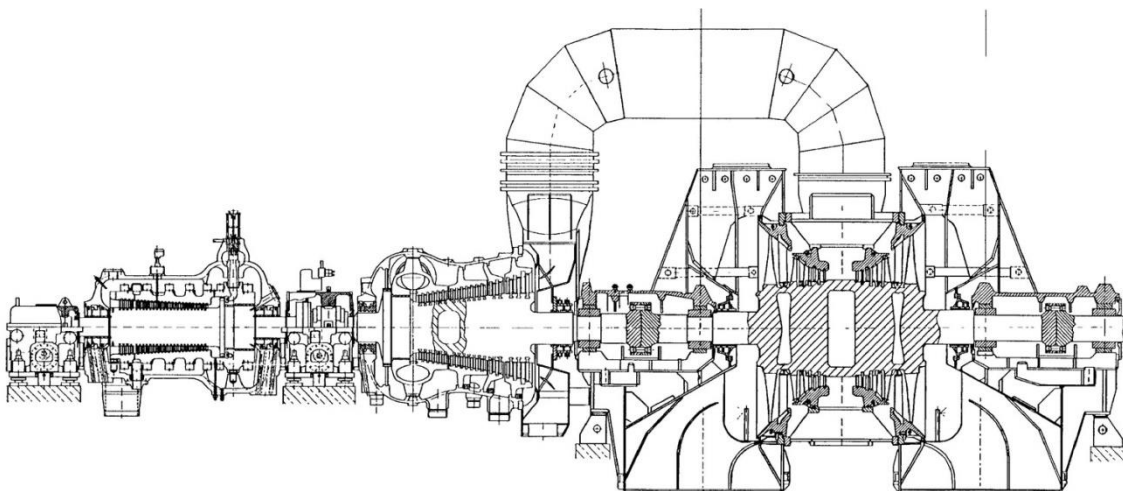
Turbiny typu PWK-200 produkcji radzieckiej zostały zastąpione turbinami 13CK230 na blokach od 1 – 3 oraz 16K260 na blokach od 4 – 6.



Rysunek 34 Maszynownia w Elektrowni Turów (źródło: strona internetowa PGE S.A)

Turbina 13CK230 produkcji ABB Zamech Sp. z o.o jest turbiną osiową, trzykadłubową upustową z reakcyjnym układem łopatkowym, pięcioma łożyskami nośnymi oraz dwoma wylotami kondensacyjnymi części NP.

Korpusy dwupowłokowe części WP i SP wraz z wirnikami są nowymi elementami turbiny. Natomiast kondensatory oraz kadłub zewnętrzny części NP zostały wykorzystane z turbin PWK-200 i przystosowane do zabudowy elementów nowego układu przepływowego opartego o standardowe rozwiązania ABB. Turbina posiada po trzy wymienniki regeneracji niskoprężnej i wysokoprężnej oraz dwa wymienniki ciepłownicze.



Rysunek 35 Przekrój osiowy turbiny 14CK230



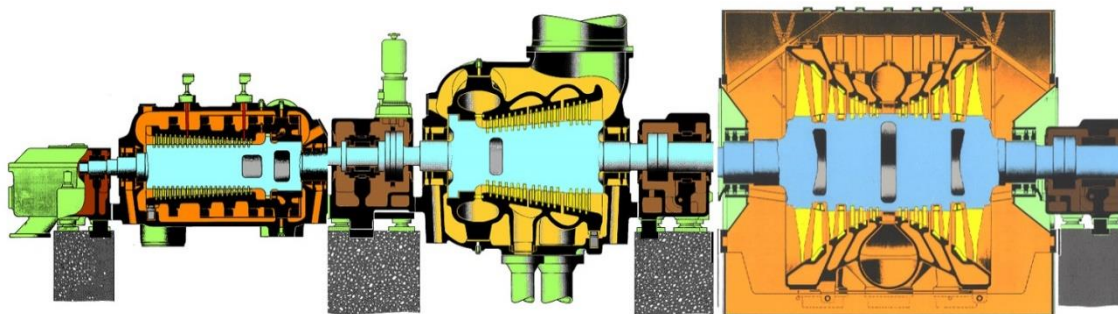
Turbina może pracować w następujących wariantach regulacji:

- Praca kondensacyjna – może być realizowana bez ograniczeń w zakresie od minimum technicznego (94 MW) do 105% obciążenia nominalnego (250 MW),
- Praca ciepłowniczo-kondensacyjna przy nadrzędności produkcji mocy cieplnej do wartości maksymalnej 95 MW<sub>th</sub>. Przy tej pracy moc elektryczna jest niższa od nominalnej, co wynika z ograniczenia ciśnienia pary w kole regulacyjnym części WP turbiny (wartość maksymalna 11,8 MPa),
- Praca ciepłowniczo-kondensacyjna z poborem pary do celów technologicznych w ilości maksymalnej 12 t/h z jednoczesną generacją mocy cieplnej o wartości 95 MW<sub>th</sub> i wynikową mocą elektryczną.

**Turbina 16K260** jest nową konstrukcją firmy Alstom, na którą składa się trzykadłubowa, osiowa turbina kondensacyjna z reakcyjnym układem łopatkowym i dwoma wylotami kondensacyjnymi korpusu NP.

Zbudowana jest z dwupowłokowych kadłubów WP i SP oraz części NP ze spiralnym wlotem pary. Turbina parowa ma 7 upustów parowych zasilających cztery podgrzewacze niskiego ciśnienia oraz dwa podgrzewacze wysokiego ciśnienia.

Turbina posiada cztery łożyska nośne. Smoczki parowe zastąpione zostały pompami próżniowymi, natomiast zasilanie kotła w wodę realizują dwie pompy wody zasilającej typu HGC-4/6 wraz z pompami wstępnymi firmy KSB, napędzane silnikami elektrycznymi. Każda zapewniająca 65% zapotrzebowania wody do kotła. Nowością są też dwie pionowe pompy kondensatu głównego (2 x 100%).



Rysunek 10 Przekrój osiowy turbiny 16CK260

## Generatory



Rysunek 36 Widok generatora od strony aparatu szczotkowego  
(źródło: strona internetowa PGE S.A)

**Generatory zainstalowane na blokach nr 1 – 6 typu 50WT20H-100** przeznaczone są do współpracy z turbiną parową za pośrednictwem sztywnego sprzęgła. Żelazo czynne (rdzeń) i wirnik chłodzone są wodorem, którym wypełniony jest hermetyczny stojan. Ciśnienie wodoru wynosi 0,55 MPa. Obieg wodoru znajdującego się wewnątrz stojana zapewniają wentylatory osadzone z obu stron wirnika. Nagrzany wodór chłodzony jest chłodnicami wodnymi zabudowanymi w tarczach czołowych stojana generatora.

### **Plany inwestycyjne PGE GiE S.A w odniesieniu do kompleksu TURÓW**

**W grudniu 2014r.** roku rozpoczęto realizację inwestycji polegającej na wybudowaniu (po wyłączeniu z eksploatacji bloków 7-10) nowego bloku o mocy 450 MW. Decyzja ta wynika ze zbilansowania pozostałych w KWB Turów zasobów węgla brunatnego. Założeniem generalnym jest zsynchronizowanie czasokresu i ilości węgla do wydobycia z optymalną długością „życia” pobliskiej Elektrowni Turów. Paliwem podstawowym nowego bloku w Elektrowni Turów będzie węgiel brunatny z KWB Turów. Wysoką sprawność wytwarzania energii elektrycznej przekraczającą 45 proc. brutto, jednostka osiągnie dzięki zastosowaniu nadkrytycznych parametrów pary wytwarzanej w kotle.



Będzie to możliwe dzięki m.in. nowoczesnym materiałom, z których zbudowane będą wysokociśnieniowe elementy kotła i turbiny oraz odpowiednio dobranym dla danej jednostki elementom technologicznym bloku. Parametry techniczne nowego bloku to:

- Moc znamionowa netto - 450 MW,
- Sprawność znamionowa netto - 43,40 proc.,
- Dyspozycyjność bloku w pierwszym roku okresu gwarancji - 90,90 proc.,
- W drugim roku okresu gwarancji - 92,00 proc.



Rysunek 37 Elektrownia Turów wizualizacja po wybudowaniu ( rozpoczęcie XII 2014) bloku 450 MW (źródło: strona internetowa PGE S.A)

## 5.1.2 Elektrownia Łagisza

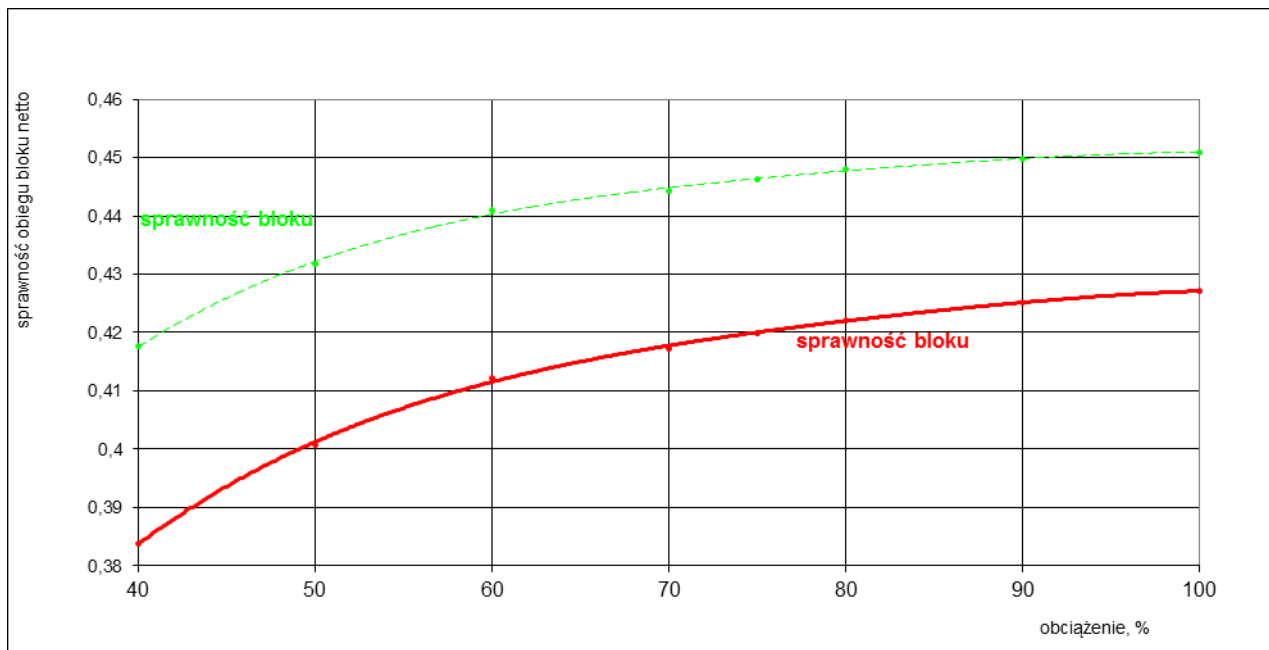


Rysunek 38 Elektrownia Łagisza (źródło: [www.tauron-wytwarzanie.pl](http://www.tauron-wytwarzanie.pl))

**Blok 460 MW w Elektrowni Łagisza (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Belchatów 2013)**

Podstawowe parametry kotła:

- Maksymalny ciągły przepływ pary świeżej 361,0 kg/s
- Minimalny ciągły przepływ pary świeżej 143,9 kg/s
- Ciśnienie pary świeżej na wlocie do turbiny 560oC
- Przepływ pary wtórnej 306,9 kg/s
- Ciśnienie pary wtórnej 5,46 MPa
- Temperatura pary wtórnej na wlocie do turbiny 580oC
- Temperatura wody zasilającej do kotła 289,7oC



Rysunek 40 Elektrownia Łagisza. Sprawność obiegu bloku 460MW netto – wynikająca z danych projektowych (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Bełchatów 2013)

Tabela 59 Elektrownia Łagisza. Porównanie wartości emisji (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Bełchatów 2013)

<b>Elektrownia Łagisza</b>	<b>Blok 460 MWe</b>	<b>Bloki 120 MW</b>
Sprawność wytwarzania brutto	45%	36,4%
Emisje pyłu	0,02 kg/MWh	0,24 kg/MWh
Emisje SO <sub>2</sub>	0,55 kg/MWh	3,43 kg/MWh
Emisje NO <sub>x</sub>	0,60 kg/MWh	1,80 kg/MWh
Emisje CO <sub>2</sub>	750 kg/MWh	950 kg/MWh

Tabela 60 Parametry gwarancyjne. Elektrownia Łagisza (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Bełchatów 2013)

Parametry gwarantowane, które nie zostały spełnione dla części kotłowej bloku 460 MW				
Grupa A - Gwarancje Absolutne	Jednostka	Kontraktowa wartość gwarantowana	Wartość z pomiaru	Podsumowanie/ Uwagi
Maksymalny poziom hałasu:				
Poziom hałasu na granicy działki Elektrowni Łagisza:				
- dzień	dB	50	-	GWARANCJA NIEDOTRZYMANA
- noc	dB	40	-	GWARANCJA NIEDOTRZYMANA
Grupa B - Gwarantowane Parametry Techniczne obłożone Karami Umownymi	Jednostka	Kontraktowa wartość gwarantowana	Wartość z pomiaru	Podsumowanie/ Uwagi
Pobór mocy na potrzeby własne kotła	MW	14,6	15,68...15,59	GWARANCJA NIEDOTRZYMANA
Zużycie kamienia wapiennego, jako stosunek Ca/S	mol/mol	2,48	3,68	GWARANCJA NIEDOTRZYMANA

### 5.1.3 Elektrownia Neurath jako przykład idei kotłowej zastosowanej w Niemczech

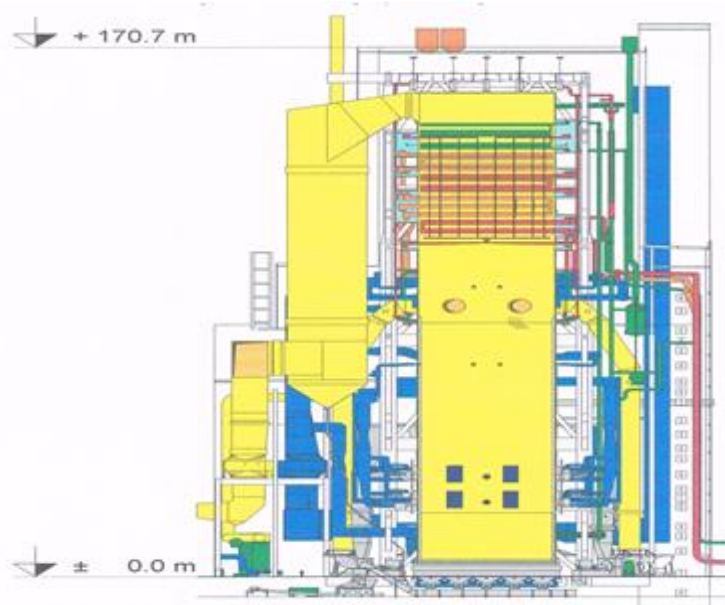


Figure 12: Side elevation of the steam generator

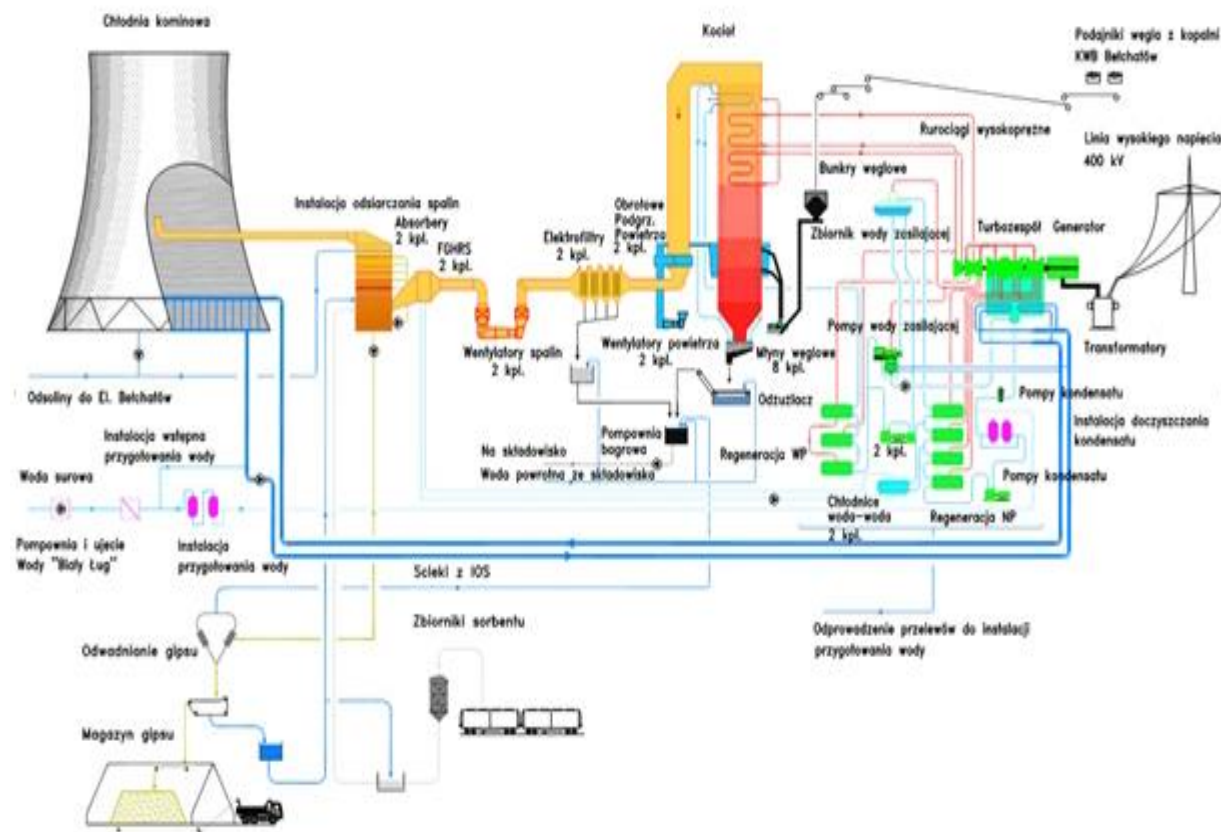
Rysunek 11 Kocioł na parametry nadkrytyczne 1100 MW, NEURATH, Niemcy (źródło: [www.neurath.de](http://www.neurath.de))

Parametry kotła 1100 MW, Neurath (źródło: [www.Neurath.De](http://www.Neurath.De)):

- temperatura pary (wyjściowej) 600°C
- część wysokociśnieniowa:
  - Maksymalne dozwolone ciśnienie 295 bar (g)
  - Para wyjściowa (100%) 797,5 kg/s
  - ciśnienie pary wyjściowej 272 bar
  - temperatura wody zasilającej 605°C
- przegrzewacz:
  - Maksymalne dozwolone ciśnienie 70 bar (g)
  - para wyjściowa 684,5 kg/s
  - ciśnienie pary wyjściowej 55,3 bar
  - temperatura pary wyjściowej 605°C
- furnace exit gas temperature 1010°C
- paliwo:
  - kaloryczność netto (NCV) 7,6-11,6 MJ/kg
  - popiół 2-12%
  - wilgotność 46-60 %



## 5.1.4 Bełchatów 858 MW



Rysunek 42 Schemat bloku 858MW (źródło: GiEK S.A)

### Parametry bloku 858 MW:

- Moc elektryczna – 858 MW,
- Paliwo – węgiel brunatny,
- Sprawność wytwarzania netto ~ 42%,
- Dyspozycyjność > 88%,
- Emisje – zgodne z dyrektywą LCP,
- Chłodnia kominowa przystosowana do odprowadzenia oczyszczonych spalin,
- Zdolność do pracy w stanie PPW,
- Emisja hałasu wokół urządzeń 85 dBA, a wokół obiektu 45 dBA,
- Gotowość do zabudowy instalacji wychwytywania CO<sub>2</sub>.

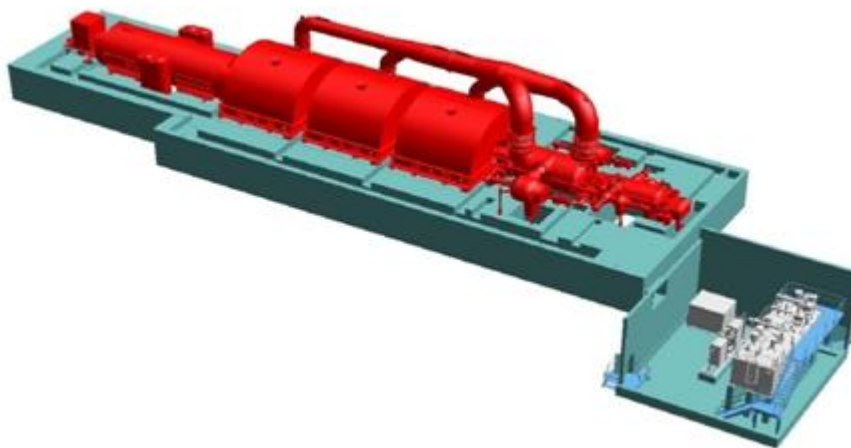
### Turbina DKY5-6N41B

Blok energetyczny nr 14 PGE GiEK S.A o/ Elektrownia Bełchatów wyposażony jest w turbinę parową typu STF-100, osiową, pięciokadłubową (jednostrumieniowy kadłub WP, dwustrumieniowy kadłub SP oraz trzy dwustrumieniowe kadłuby NP). Turbina DKY5-6N41B jest reakcyjna, kondensacyjna, z międzystopniowym przegrzewem pary, z siedmioma nieregulowanymi upustami. W układ kondensatu głównego włączona jest system regeneracji NP, który składa się z trzech wymienników NP1 połączonych równolegle oraz przyłączonych do nich szeregowo wymienników NP2, NP3 i NP4. Dodatkowy podgrzew kondensatu głównego stanowi system odzysku ciepła ze spalin. W układ wody zasilającej włączony jest system regeneracji WP składający się z trzech wymienników WP połączonych szeregowo.

Z upustów turbiny zasilana jest główna pompa wody zasilającej, a jej rezerwę stanowią dwie elektryczne pompy, które pokrywają 70% wymaganego przepływu wody zasilającej. Dopływ pary do turbiny jest regulowany za pomocą dwóch zaworów regulacyjno-odcinających do części WP oraz dwóch zaworów regulacyjno-odcinających do części SP. Turbina jest bezpośrednio sprzężona z generatorem.

**Podstawowe dane turbiny DKY5-6N41B:**

- Parametry pary na dolocie do turbiny części WP:
  - ciśnienie znamionowe 25,2 MPa,
  - temperatura 550 °C,
- Parametry pary na wylocie z kadłuba WP:
  - ciśnienie 5,8 MPa,
  - temperatura 324,8 °C,
- Parametry pary na dolocie do turbiny części SP:
  - ciśnienie 5,4 MPa,
  - temperatura 580 °C,
- Moc znamionowa 858 MW,
- Moc maksymalna trwała 886 MW.



Rysunek 43 Schemat turbiny DKY5-6N41B (źródło: GiEK S.A)

## 5.1.5 Opole 2 x 900 MW w budowie

Źródło informacji: strona internetowa <http://www.blok5i6.pl/>



Rysunek 44 Elektrownia Opole (źródło: <http://www.blok5i6.pl/>)

### Parametry bloków 900MW:

- Moc każdego bloku brutto: 900 MWe,
- Sprawność bloku netto:  $\geq 45,5$  %,
- Dyspozycyjność bloku: 88 %,
- Roczna produkcja energii z dwóch bloków: około 13,5 TWh/a,
- Roczne zużycie węgla kamiennego dla dwóch bloków: 4,1 mln t/a,
- Sprawność cieplna kotła:  $\geq 94,1$  %,
- Wydajność maksymalna trwała kotła: 2455,2 t/h,
- Temperatura pary świeżej: 600-610 °C,
- Temperatura pary wtórnej: 600-620 °C,
- Ciśnienie pary świeżej: 24-28,5 MPa,
- Żywotność bloku (kocioł, turbozespół): 35 lat lub 200.000 Godzin,
- Minimum techniczne kotła bez wspomaganie olejem opałowym: 35 %.



## 5.1.6 Pątnów II



Rysunek 45 Elektrownia Pątnów (źródło: Źródło: <http://zepak.com.pl/pl/elektrownie/elektrownia-patnow-ii.html>)

**Blok 474 MW** w Elektrowni Pątnów była pierwszą jednostką prądowórczą na parametry nadkrytyczne w krajowym systemie elektroenergetycznym. W związku z tym, wysoka sprawność energetyczna - 44,0 % brutto i 41,0 % netto - jest tutaj cechą charakterystyczną. Blok Pątnów II charakteryzuje się wysoką sprawnością wytwarzania energii, co wiąże się z mniejszym zużyciem paliwa i obniżoną ilością odpadów poprodukcyjnych. Został wyposażony w najnowocześniejsze instalacje ochrony atmosfery - mokrego odsiarczania spalin i redukcji emisji związków azotu. Wyposażenie bloku jest oparte na najnowocześniejszych rozwiązaniach sprawdzonych w zagranicznych elektrowniach opalanych węglem brunatnym.

### Dane techniczne:

- Moc znamionowa bloku na zaciskach generatora przy średnio rocznej temperaturze wody chłodzącej 16°C - 470,2 MW.
- Moc bloku netto na szynach 400 kV przy temperaturze wody chłodzącej 16°C - 446 MW.
- Roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej: 6800 h.
- Roczna produkcja energii elektrycznej: 3180 GWh

**Dyspozycyjność bloku:**

- W cyklu rocznym, z uwzględnieniem remontów bieżących - 94%,
- W cyklu 6-letnim, z uwzględnieniem remontów kapitalnych - 91,2%.

**Blok 474 MW tworzą:**

- Kocioł o wydajności 361 kg/s (1300 t/h),
- Turbina kondensacyjna napędzająca generator synchroniczny,
- Elektrofiltr,
- Układ odsiarczania spalin metodą wapienno-gipsową (IOS),
- Nowy komin,
- Układ wyprowadzenia mocy na szyny rozdzielni 400 kV.

**Średnia emisja zanieczyszczeń do powietrza wynosi:**

- SO<sub>2</sub> - 200 mg/nm<sup>3</sup>,
- NO<sub>x</sub> - 200 mg/nm<sup>3</sup>,
- Pył - 30 mg/nm<sup>3</sup>.

**5.1.7 Jaworzno III – blok 910 MW**

- Moc brutto – 910 MW
- Sprawność wytwarzania - >45%
- Wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> – 0,68 Mg/MWh
- Zużycie węgla rocznie – do 3 mln ton



Rysunek 46 Jaworzno III- Blok 910 MW - wizualizacja

### **Efekt strategiczny inwestycji Jaworzno III**

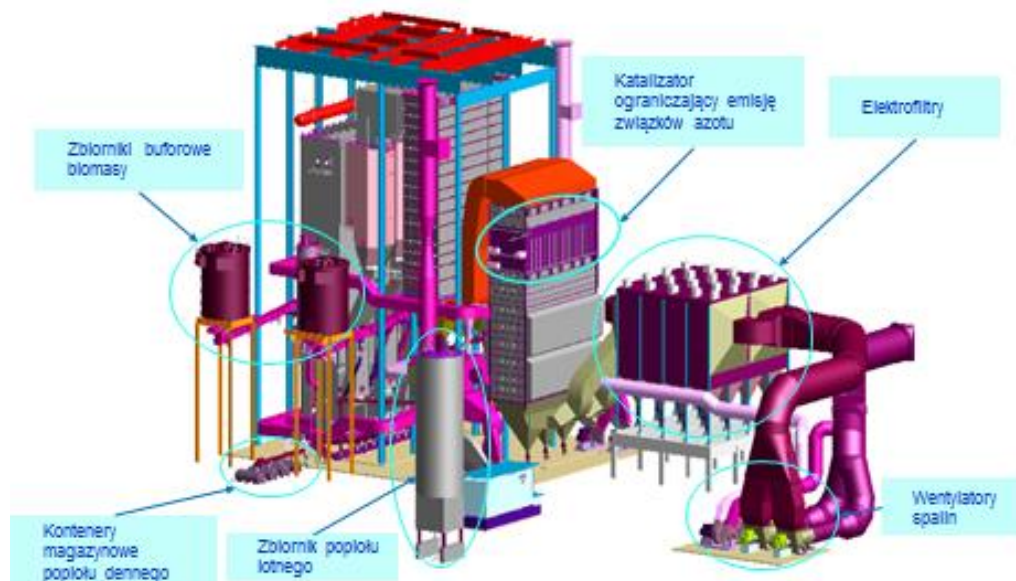
Budowa nowego bloku 910 MWe w technologii węglowej realizowana jest w ramach strategii korporacyjnej Grupy TAURON, zakładającej inwestycje w budowę zrównoważonego portfela wytwórczego. Praca bloku oznacza znaczący, jakościowy skok w porównaniu ze „starymi” technologiami węglowymi, co da wzrost ekonomiczności produkcji oraz zdecydowanie niższe emisje substancji odpadowych. Blok realizowany jest w tzw. technologii CCS Ready – w pełni przystosowany do zabudowy instalacji sekwestracji CO<sub>2</sub>.

### **Efekt ekologiczny inwestycji**

- Zastosowanie technologii CCS Ready – przystosowanie bloku do zabudowy instalacji sekwestracji CO<sub>2</sub>
- Obniżenie zmiennych kosztów wytwarzania energii (sprawność zbliżona do 50%, znaczący efekt ekologiczny)
- Lokalizacja umożliwiająca dostawy paliwa węglowego z kopalń TAURON Wydobycie
- Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o około 1,8 mln ton/rok w porównaniu do obecnych bloków 120 MWe
- Spełnienie wszystkich przepisów związanych z ograniczeniem emisji do atmosfery (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, pył)

Po zakończeniu inwestycji, emisja dwutlenku siarki będzie szesnastokrotnie niższa, w porównaniu do odstawianych bloków 120 MW, ponad pięciokrotnie spadnie emisja tlenków azotu, a pyłów jedenastokrotnie. Ponadto emisja dwutlenku węgla zmniejszy się o blisko 2 mln ton rocznie.

## Budowa kotła fluidalnego w Jaworznie III przeprowadzona w latach 2010-2012



Rysunek 47 Budowa kotła fluidalnego w Jaworznie – model (źródło: GDF SUEZ, Energie Europe& International)

### Oczekiwane efekty i skutki

#### Emisja CO<sub>2</sub>

- Emisja neutralnego CO<sub>2</sub>
- Produkcja energii elektrycznej przez Zielony Blok (około 1,1 TWh) spowoduje redukcję emisji o około 960 000 t CO<sub>2</sub> rocznie w stosunku do jednostki opalanej węglem

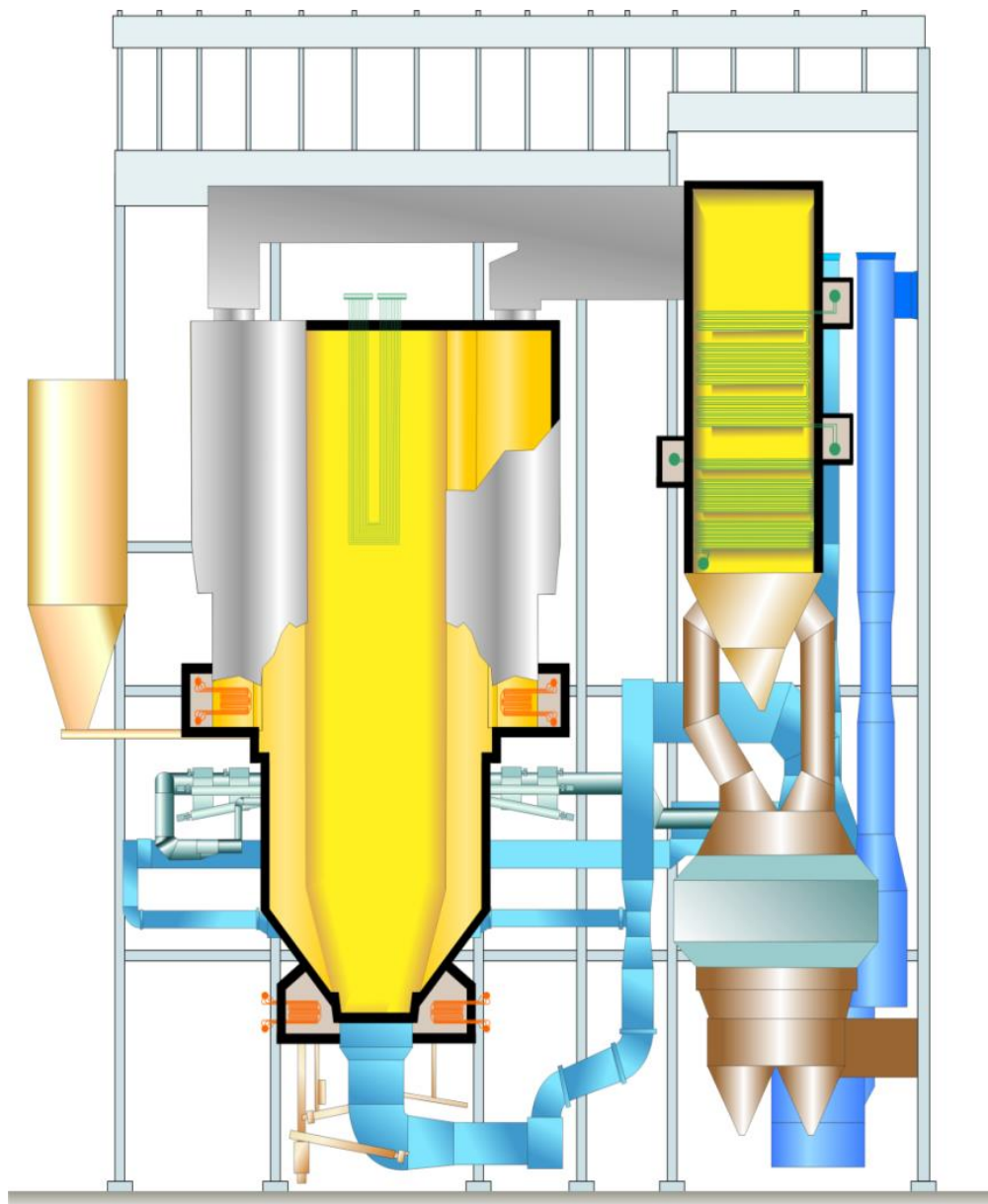
#### Produkcja energii elektrycznej

- **Stan wyjściowy:**
  - Blok nr 8: 225MW;
  - 8 Bloków (8 x 225MW) 1800MW
- **Po zakończeniu inwestycji:**
  - Zielony Blok 190MW;
  - 8 Bloków (7 x 225MW + 1 x 190MW) 1765M

#### Paliwo:

- **Zużycie paliwa w 2009**
  - Węgiel ~ 3 Mt/a
  - Biomasa pochodzenia leśnego ~ 0,6 Mt/a
  - Biomasa AGRO ~ 0,1 Mt/a
  -
- **Przewidywane zapotrzebowanie na paliwo po 2012 r. (efekt budowy Zielonego Bloku):**
  - Węgiel ~ 3-4 Mt/a
  - Biomasa pochodzenia leśnego ~ 0,9 Mt/a
  - Biomasa AGRO ~ 0,25 Mt/a
  -

- **5.2 Rozwiązania w zakresie obiegów ciepłych bloków z uwzględnieniem sprawności poszczególnych elementów układu (kotłów, turbin, generatorów, urządzeń pomocniczych bloków wpływających na wielkość potrzeb własnych) - przykłady**



Rysunek 48 Kocioł CFB 900 MW (źródło: Foster Wheeler)

Wybrane cechy konstrukcyjne kotła CFB 900 MW (źródło: Foster Wheeler):

- Nowy typ separatora,
- Dwustopniowy INTREX
- Rozdzielony kanał nawrotny materiału złoża,
- Zmieniony układ zasilania paliwem uwzględniający podział kanału nawrotnego materiału złoża,
- Zintegrowany zespół – separatory, ściany zewnętrzne, INTREX,
- Separatory wraz z kanałem nawrotowym tworzą oddzielne pary,
- Nowy system zawieszenia komory paleniskowej.

Poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin odlotowych z kotła do suszenia węgla brunatnego (o składzie wyjściowym podanym w tab. 1 –wiersz 1), zmniejszył się udział wilgoci w paliwie z 52,1 do 48,7%. Zmniejszenie udziału wilgoci w paliwie spowodowało zwiększenie jego wartości opałowej z 7962 do 8715 kJ/kg.

Ponadto część ciepła została wykorzystana do podgrzania węgla kierowanego do kotła i tym samym zwiększona została entalpia fizyczna paliwa.

Uzyskany w wyniku suszenia węgla wzrost sprawności kotła wyniósł 3,33 punktu procentowego, co spowodowało przyrost sprawności bloku o 1,68 punktu procentowego w porównaniu do układu wyjściowego. W przypadku zastosowania młyna elektromagnetycznego analiza wykazała wzrost sprawności kotła a tym samym bloku, wartość przyrostu zależy od udziału suszonego paliwa.

Analiza wykazała, że możliwe są do uzyskania przyrosty sprawności bloku nawet powyżej 2 punktów procentowych (w przypadku 30% udziału suszenia węgla). Wyniki te wskazują, że spośród różnych metod wykorzystania niskotemperaturowego ciepła ze spalin wylotowych z kotła, suszenie węgla jest najbardziej efektywnym sposobem podnoszenia sprawności bloku.

Tabela 61 Budowa nowych bloków energetycznych w Niemczech w latach 2009-2012  
(źródło: RWE A.G informacja konferencja Kraków 2013)

Siłownie	Firma	Moc MW	Parametry pary	Rok Uruchomienia
Neurath	RWE	2 x 1000	270/600/610	2009/2010
Boxberg R	Vattenfall	670	286/600/610	2010
Moorburg	Vattenfall	2 x 820	276/600/610	2010
Datteln	E.ON	1100	286/600/620	2011
Walsum	STEAG	790	274/603/621	2010
Karlsruhe	EnBW	820	250/600/620	2011
Hamm	RWE	800	286/600/620	2012

W Unii Europejskiej 50% energii elektrycznej wytwarza się z węgla i gazu, które z całą pewnością pozostaną ważnymi źródłami energii. Istnieją znaczne długoterminowe rezerwy tych zasobów. Jednak węgiel powoduje w przybliżeniu dwa razy więcej emisji CO<sub>2</sub> niż gaz dla tej samej ilości wyprodukowanej energii. Jeśli regulacje UE pozostaną tak ambitne jak są teraz to konieczne będzie wdrożenie czystszych sposobów wytwarzania energii z węgla oraz ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>.

Opracowanie czystych metod wytwarzania energii z węgla oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla ma ponadto zasadnicze znaczenie na poziomie międzynarodowym: zdaniem IEA w 2030 r. z węgla na świecie wytwarzać się będzie dwa razy więcej energii elektrycznej niż obecnie.

Może to prowadzić do dodatkowej emisji ok. 5 mld ton CO<sub>2</sub>, co stanowi 40% spodziewanego globalnego wzrostu emisji dwutlenku węgla z sektora energetyki. Oprócz europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych konieczne będą również inne działania zmierzające do zintensyfikowania międzynarodowych wysiłków i badań w zakresie wychwytywania i składowania tegoż dwutlenku węgla.

Następnym krokiem w rozwoju jest przejście do parametrów 36Mpa/700/720 C. Opanowanie tak wysokiej temperatury umożliwi uzyskanie sprawności netto przekraczającej 50%. Stan zaawansowania badań materiałowych oraz prac technologicznych pozwoliłyby uruchomić instalację demonstracyjną około 2016 r. (nikt jednak takiej instalacji obecnie nie buduje)

Tendencje w zakresie projektowania nowych siłowni energetycznych są (a przynajmniej powinny być) wynikiem analiz ekonomicznych i technologicznych, w tym i materiałowych. Negatywne doświadczenia niemieckie w stosowaniu stali T-24 (stali bainitycznej 7CrMoVTiB10-10), zahamowało zbyt wielkie tempo zmian technologii i pęd do osiągnięcia temperatury pary na wyjściu z kotła równej 700 stopni C. Poniżej zalety i wady różnych technologii w energetyce.

Tabela 62 Zalety i wady różnych źródeł energii elektrycznej (źródło: CIRE.pl)

Źródła energii		Udział poszczególnych źródeł W rynku UE-25	Cena rynkowa (EUR za tonę ekwiwalentu ropy)	Koszt w cyklu życiowym (EUR za tonę ekwiwalentu ropy)	Poziomy emisji gazów cieplarnianych (ton CO <sub>2</sub> na tonę ekwiwalentu ropy)	Zależność UE-27 od importu	
						2005	2030
Paliwa kopalne	Grzewczy olej opałowy	20%	525 (0,45 EUR/l)	300-1300	3,1	82%	93%
	Gaz ziemny	33%	230 – 340 (20-30 EUR/MWh)		2,1	57%	84%
	Węgiel	1.8%	70		4	39%	59%
Biomasa	Wióry drzewne	5,7%	280	545-1300	0,4	0	?
	Granulat drzewny		540	630-1300	0,4	0	?
Energia elektryczna		31%	550 - 660 (50-60 EUR/MWh)	550 - 660	0 do 12	<1%	?
Energia słoneczna		0,2%	/	680-2320	Bardzo niski	0	0
Energia geotermalna		0,4%	/	230-1450	Bardzo niski	0	0

Tabela 63 Koszty redukcji CO<sub>2</sub>, wynikających z polityki energetyczno-klimatycznej (źródło: Politechnika Wroclawska Szalbierz, Malko, Raport 2030 dla PKEE, 2008r.)

Instrument	2010	2015	2020	2025	2030
<b>System EU ETS (20 Euro/t)</b>	12	13	13	22	69
<b>Modyfikacja EU ETS (40 Euro/t + aukcja)</b>	117	165	132	115	153
<b>Nowe cele RES (15%)</b>	-	208	288	278	238
<b>Cały pakiet KE z 2008 r.</b>	149	191	243	220	210

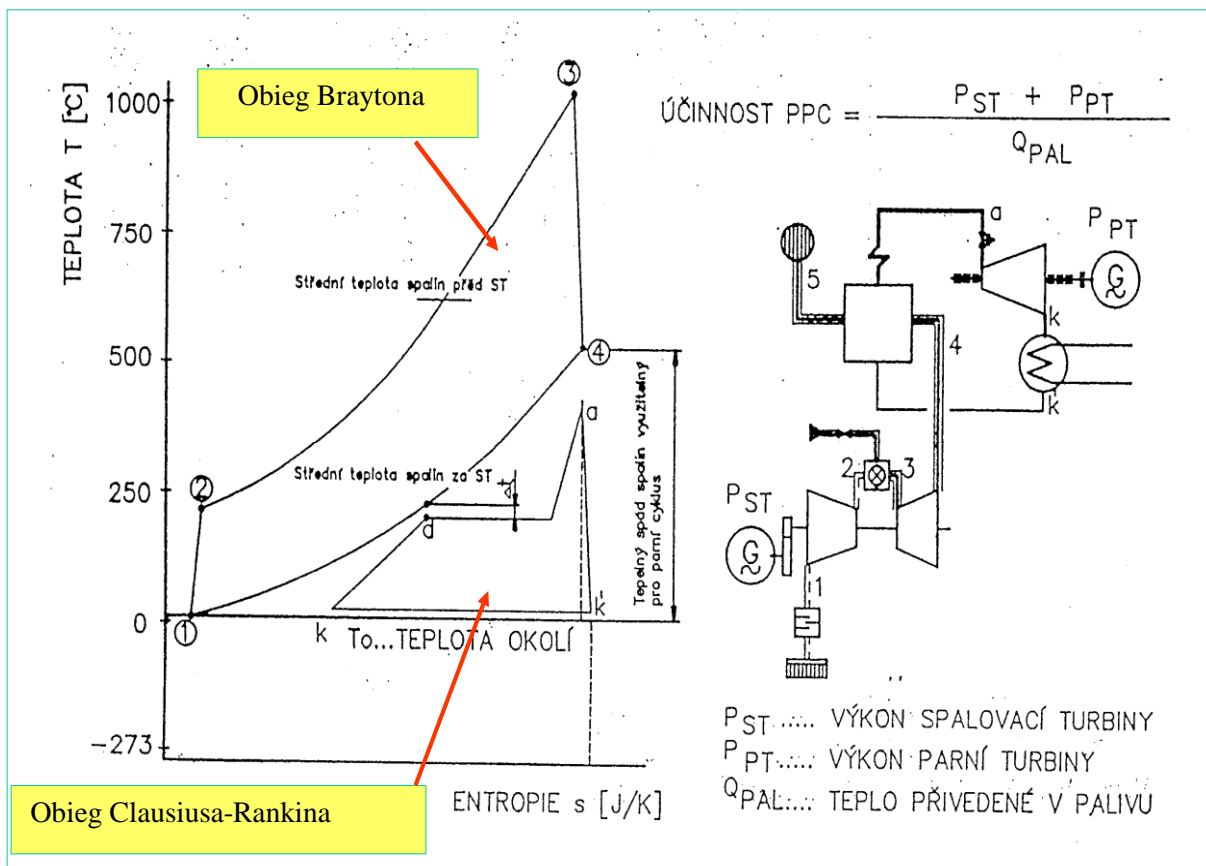
W wartościach bezwzględnych polityka klimatyczna UE kosztować ma Polskę ok. 2 mld zł/rok od roku 2016, rosnące do poziomu 8-12 mld zł/rok w latach 2020-2030.

Tabela 64 Siłownie kondensacyjne, kierunki wzrostu sprawności III (źródło: Politechnika Wroclawska Szalbierz, Malko)

Wielkości	Jedn.	Parametry			
		27,5 MPa/ 560°C/ 580°C	27,5Mpa/ 560°C/ 580°C	27,5 MPa/ 580°C/ 600°C	27,5 MPa/ 600°C/ 620°C
$p_{01}$	MPa	27,5	27,5	27,5	27,5
$t_{01}$	°C	560	560	580	600
$t_{02}$	°C	580	580	600	620
$t_{78}$	°C	290	290	290	290
$p_{14}$	MPa	0,006	0,005	0,005	0,005
$T_{in}$	K	675,4	675,4	682,18	688,8
$T_{out}$	K	309,37	306,1	306,1	306,1
$\eta_c$	%	64,12	64,12	64,94	65,73
$D_c$	%	54,19	54,68	55,13	55,56
$\eta_o$	%	48,81	49,28	49,76	50,21
$\eta_c / \eta_c$	-	<b>0,8452</b>	<b>0,8527</b>	<b>0,8489</b>	<b>0,8452</b>
$(\eta_c - \eta_o) / \eta_c$	-	<b>0,0993</b>	<b>0,0987</b>	<b>0,0974</b>	<b>0,0963</b>
		1	2	3	4

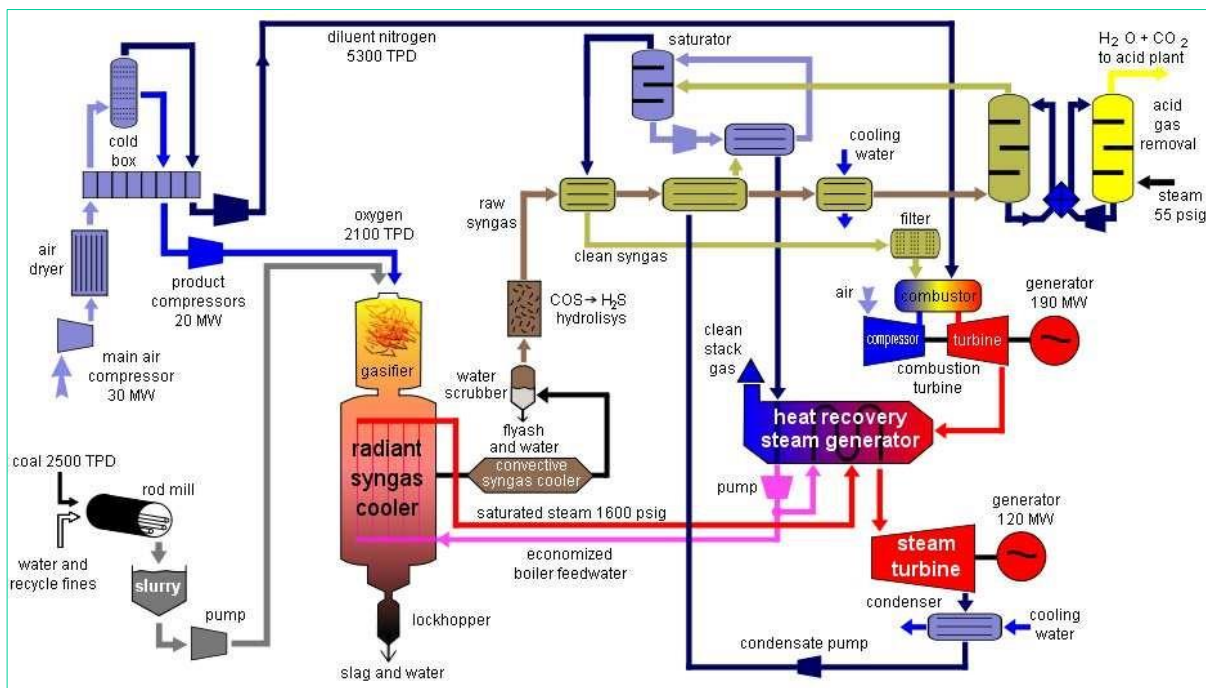
Wykorzystanie obecnie dostępnych materiałów oraz optymalizacja obiegu ciepłego umożliwiają uzyskanie sprawności rzędu 45-46,5 (dla bloków z mokrymi chłodniami kominowymi, Ogólnie rzecz biorąc zmiennymi decyzyjnymi w procesie wyboru sprawności są: graniczne wartości parametrów pary, prognozowane ceny paliw, oraz konkurencyjność ekonomiczna i ekologiczna. W pierwszym przypadku dobór sprawności opieramy na przyjęciu dopuszczalnych parametrów pary i analizie parametrycznej obiegu ciepłego z uwzględnieniem różnych koncepcji doskonalących obieg.



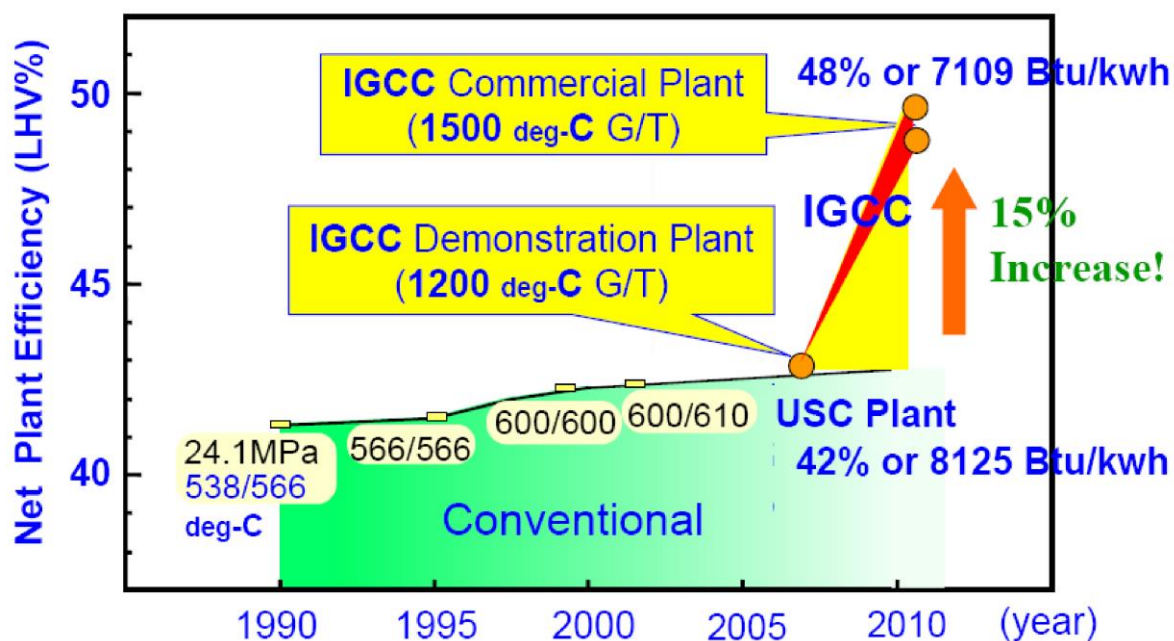


Obieg Braytona u góry i obieg Clausiusa-Rankina u dołu

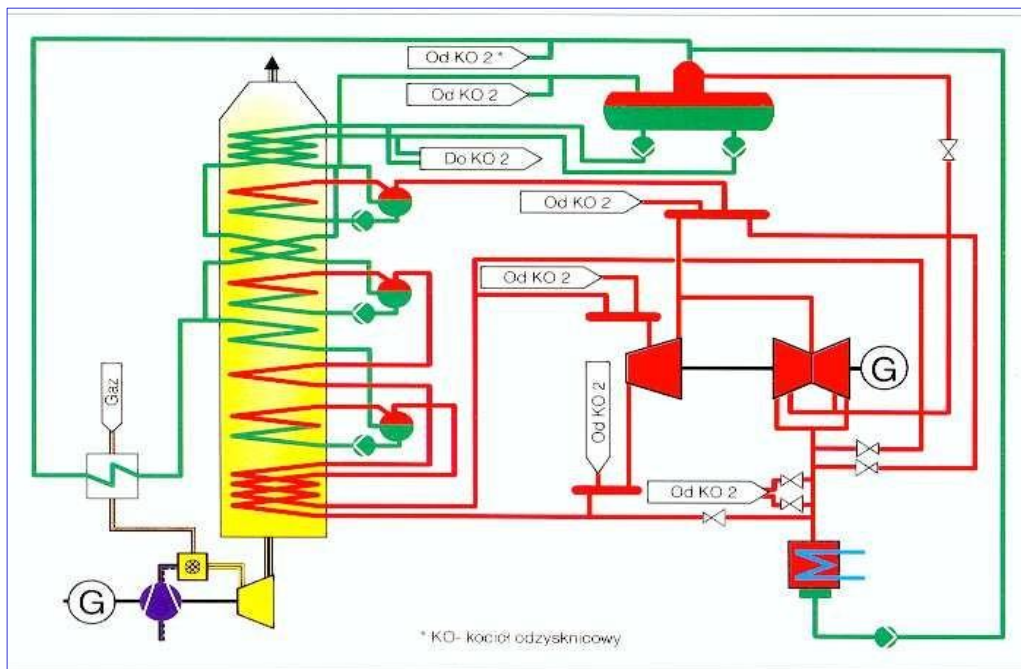
Rysunek 49 Siłownie kondensacyjne - współczesny przykład układu technologicznego (obieg gazowo-parowy) III (źródło: Politechnika Wroclawska)



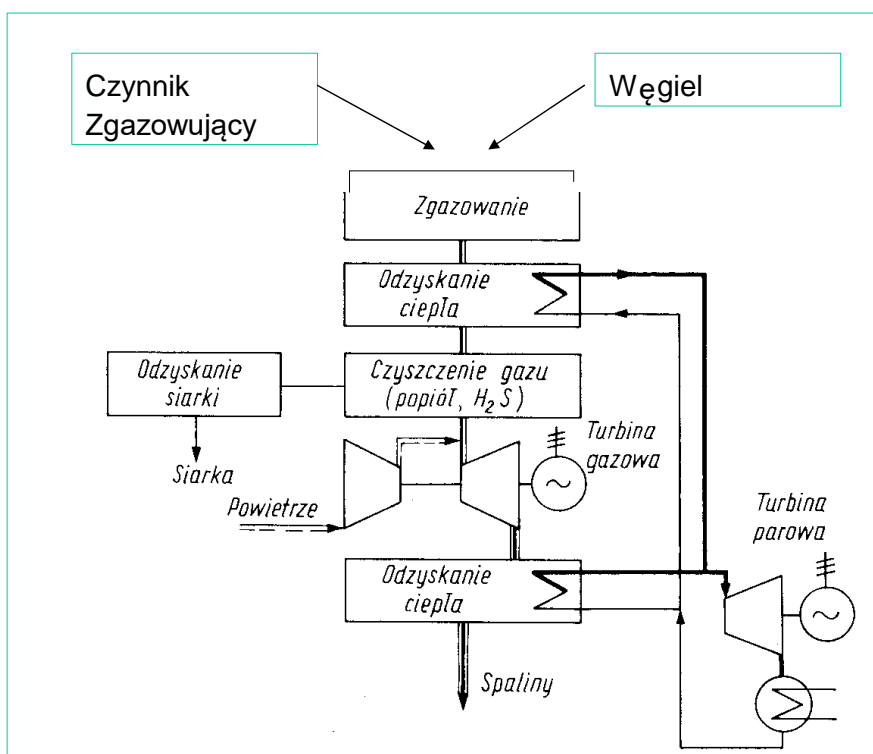
Rysunek 50 Schemat układu gazowo-parowego na paliwo stałe gazogeneratorem Texaco-GE (źródło: Politechnika Wroclawska)



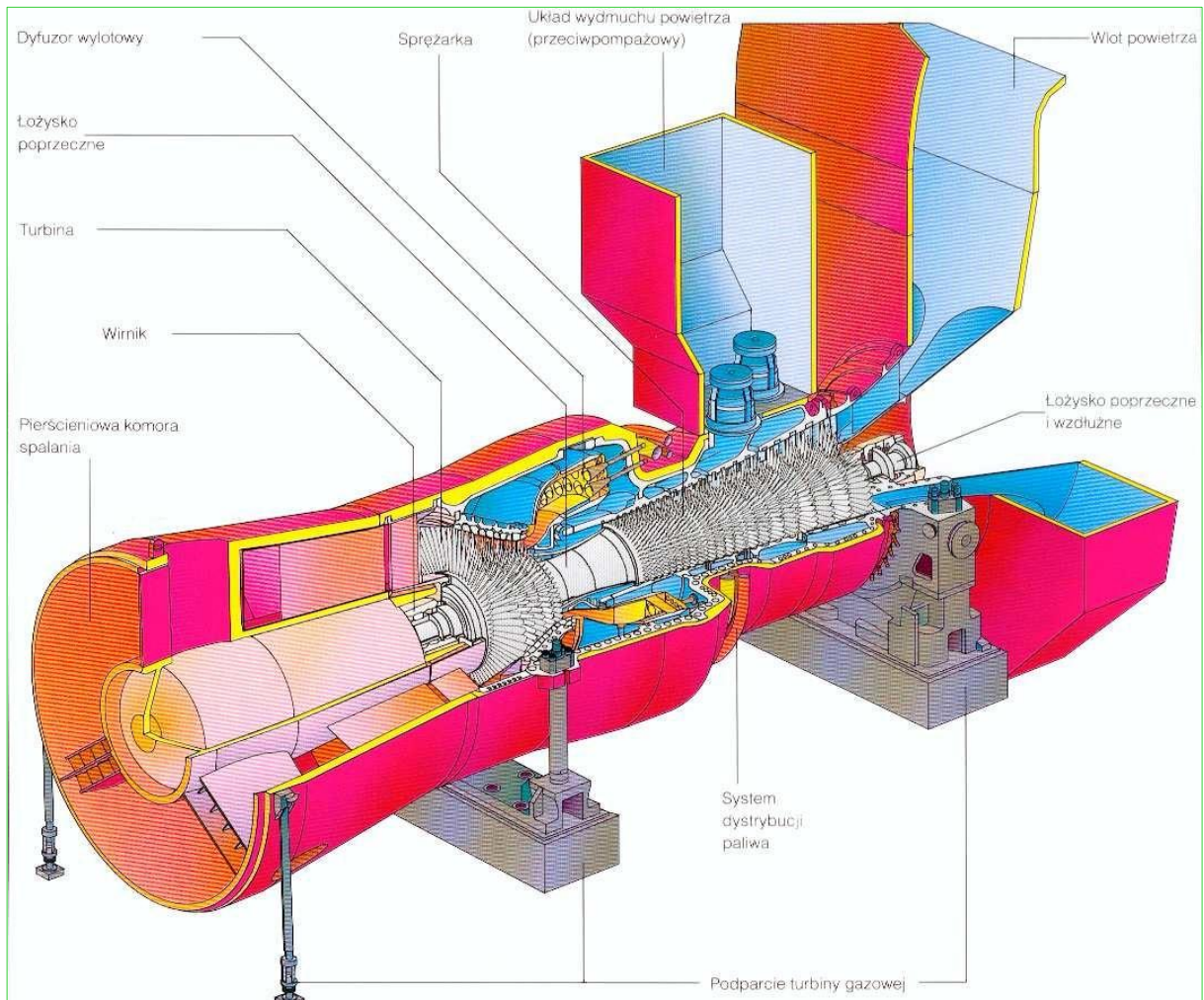
Rysunek 51 Przewidywane wzrosty sprawności technologii IGSS źródło: Politechnika Wroclawska)



Rysunek 52 Schemat obiegu w elektrowni parowo gazowej (z kotłem odzysknicowym)  
(źródło: Politechnika Wroclawska)



Rysunek 53 Schemat ideowy – zasada działania układu gazowo-parowego na paliwo stałe  
(źródło: Politechnika Wroclawska)



Rysunek 54 Przykładowe rozwiązanie techniczne turbiny gazowej (źródło: Politechnika Wroclawska)

## 5.3 Karnotyzacja obiegu Clausiusa-Rankine'a

### 5.3.1 Sprawność cyklu

Dla układu tego definiuje się sprawność, jako stosunek pracy wykonanej do ilości ciepła pobranego ze źródła ciepła.

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

Wzór powyższy wyprowadzony przez Carnota określa, że sprawność cyklu nie zależy od czynnika roboczego, ani sposobu realizacji, a zależy tylko od temperatur źródła ciepła i chłodnicy.

Warto zwrócić uwagę na to, że sprawność silnika pracującego w temperaturach  $T_1=373$  K (temperatura wrzenia wody) i  $T_2=300$ K (temp. pokojowa) wynosi około 20%.

Carnot udowodnił też, że dowolny odwracalny cykl zamknięty, w którym podczas pobierania ciepła układ ma temperaturę mniejszą od  $T_{\max}$  a podczas oddawania ciepła większą od  $T_{\min}$  ma sprawność mniejszą od cyklu Carnota opartego o temperatury  $T_{\max}$  i  $T_{\min}$ . Dlatego często sprawność silników termodynamicznych określa się w odniesieniu do cyklu Carnota zwanego silnikiem idealnym.

Cykl Carnota jest odwracalny i może przebiegać w odwrotnym kierunku (zamienione sprężanie z rozprężaniem) wówczas układ przekazuje energię cieplną od ciała o niższej temperaturze do ciała o wyższej temperaturze. Układ taki nazywany jest pompą ciepła (lub cieplną) i pracuje on kosztem wykonywania pracy nad nim. Sprawność cyklu Carnota określa też parametry idealnej pompy cieplnej działającej przy zadanych temperaturach. Rzeczywiste pompy cieplne mają sprawność mniejszą od cyklu Carnota.

### 5.3.2 Podnoszenie sprawności obiegu Rankine'a

#### 5.3.2.1 Przegrzew wtórny

W tym przypadku para po opuszczeniu wysokoprężnej części turbiny kierowana jest z powrotem do kotła do ponownego przegrzania. Pozwala to na zapobieganie skraplaniu się pary wodnej wewnątrz turbiny i zwiększa jej żywotność (jak widać na wykresach T-s i p-v, podczas rozprężania pary (przemiana 1-2) następuje przekroczenie linii nasycenia pary wodnej i wejście w obszar pary wilgotnej, a więc mieszaniny pary wodnej i wody w fazie ciekłej - przegrzew wtórny powoduje przesunięcie na wykresie T-s "w prawo" rozprężania i pozwala na uniknięcie lub opóźnienie wejścia w obszar pary wilgotnej).

Jednocześnie powoduje zwiększenie średniej temperatury przekazywania ciepła do czynnika w obiegu, od której to temperatury zależy sprawność (podobnie jak od temperatury dostarczania ciepła w obiegu Carnota).

### 5.3.2.2 Regeneracja ciepła

Regeneracja ciepła w obiegach termodynamicznych polega na zachowaniu pewnej ilości ciepła wewnątrz obiegu, które bez regeneracji byłoby wyrzucone do otoczenia.

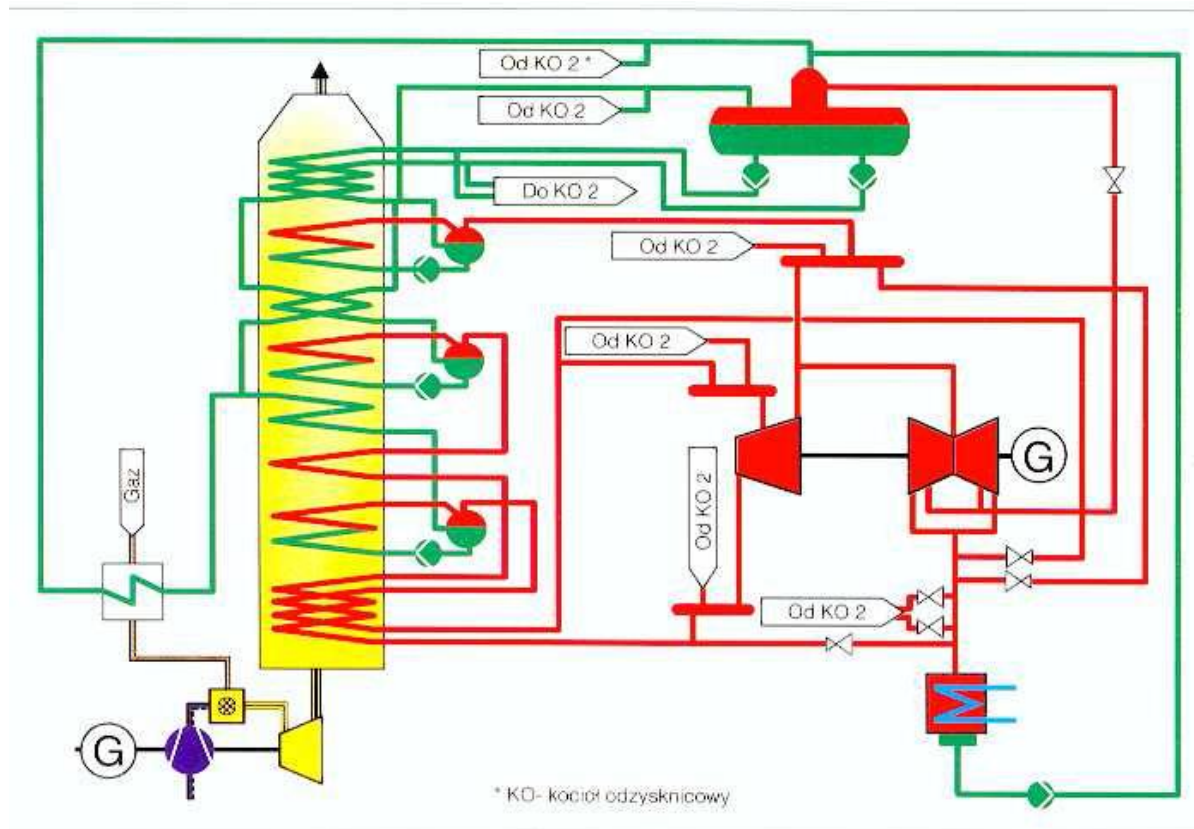
W siłowni parowej (a więc i w obiegu Rankine'a) ciepłem tym jest ciepło skraplania pary wodnej. Część strumienia pary, po rozprężeniu w pewnej ilości stopni turbiny, odprowadzana jest do wymiennika regeneracyjnego. Całe ciepło (a dokładniej entalpia) tej części strumienia pary wykorzystane zostaje do podgrzania kondensatu, dzięki czemu w kotle spalana jest mniejsza ilość paliwa.

Regeneracyjny podgrzew wody zasilającej kocioł realizowany jest zwykle w kilku wymiennikach, dzięki czemu minimalizowane są straty energii. Ilość wymienników zależy od wielkości bloku energetycznego, i wynosi zwykle od kilku do kilkunastu. Część wymienników umieszczona jest przed pompą zasilającą (wymienniki niskoprężne), a część za (wymienniki wysokoprężne). Nazwa pochodzi oczywiście od ciśnienia panującego po stronie kondensatu.

Regeneracja ciepła obiegu Rankine'a prowadzi do wzrostu sprawności termicznej obiegu o kilka do kilkunastu procent, w zależności od ilości wymienników i wielkości ciepła wykorzystanego do regeneracji. Zastosowanie w układach rzeczywistych siłowni regeneracji ciepła prowadzi do komplikacji układu i wzrostu kosztów inwestycyjnych. Jednak korzyści wynikające ze wzrostu sprawności netto elektrowni powodują, że regeneracja ciepła była, jest i będzie stosowana, a jej znaczenie stale wzrasta.

**CEL 700- 720 ° C temperatura pary przegrzanej  $\eta=55\%$**





Rysunek 55 Przykładowe rozwiązanie, obieg parowo-gazowy z kotłem odzyskicowym (źródło: Politechnika Wroclawska)

Wykorzystanie ciepła odpadowego ze spalin IV. Odzysk w obiegach ORC I. Duży potencjał odzyskiwania energii odpadowej dają organiczne obiegi Rankine'a (ORC). W tym wypadku stosuje się czynniki niskowrzące, stosowane dziś np. w chłodnictwie.

## 5.4 Wpływ elementów „ekologizacji” bloków energetycznych na ich sprawność

Nie wymyślono dotąd lepszego na, taką skalę pośrednika w zamianie energii cieplnej z paliwa w kotle poprzez energię ruchu obrotowego w turbogeneratorze na energię elektryczną jak woda a w zakresie fizyki jej przemiana fazowa. Istotą poprawy sprawności obiegu para-woda jest próba „Carnotyzacji” obiegu Rankine'a.

Mówiąc wprost sprawność można podwyższyć doprowadzając do maksymalizacji parametrów układu para-woda na początku obiegu (ciśnienie najlepiej nadkrytyczne i temperatura jak najwyższa) i najniższych na końcu obiegu (próżnia jak największa i adekwatna do niej temperatura jak najniższa). Nieodwracalność procesów, ich istota termodynamiczna **praktycznie uniemożliwiają przekroczenie 45%** sprawności, w klasycznych procesach energetycznych. Tym nie mniej w dalszym ciągu możliwe i wielce potrzebne są badania materiałowe umożliwiające przesyłanie czynnika osiągającego temperatur rzędu 700 stopni C.

Taki cel wydaje się możliwym do osiągnięcia, ale dopiero za kilka lat. Należy zaznaczyć, że w ostatnich 30 latach dokonał się tutaj ogromny postęp. Coraz to lepsze parametry osiągają materiały ceramiczne i stale stopowe. Czynniki o bardzo wysokiej temperaturze i ciśnieniu musi wyjść z kotła, ale i musi być podany na turbinę, która również musi być budowana z coraz lepszych materiałów.. Wydaje się jednak, że nasze ogromne w tej materii starania nie dają oczekiwanych wielkich rezultatów, poruszamy się wzdłuż asymptoty.

Należy jak sądzę uznać, po zastosowaniu jeszcze paru różnych kombinowanych procesów technologicznych, różnych czynników pośredniczących, łączenia przemian gazowych i parowych, poprawy stopnia skojarzenia obiegu, że nauka i praktyka osiągnęła już swój kres możliwości i dalej już bez takich epokowych odkryć jak w XIX wieku nic nie można zrobić. Smutna konstatacja. Nie dotyczy ona jednak sytuacji w Polsce. Polski przemysł energetyczny w swej większości był projektowany w latach 50-tych i 60-tych ubiegłego wieku ( patrz tabela) gdzie standardem był, co najwyżej blok 200 MW o sprawności 34%, obecna sprawność bloków wynosi około 41-45% ( patrz Turów- nowe bloki, Bełchatów II, Łagisza) jest to, więc poprawa o ponad 17 % w stosunku do nowej sprawności. O tyle też spada zużycie paliwa i jego koszt ogółem dla elektrowni. O tyle spada emisja CO<sub>2</sub> i koszty z tym związane. To wszystko w Polsce jest jeszcze do zrobienia i to w najbliższych latach. Wiedza o konieczności wymiany urządzeń energetycznych wśród energetyków i naukowców jest powszechna. Wśród polityków również. Pracują oni jednak w zupełnie innych czasookresach. Ten okres to długość kadencji a czasem nawet ½ kadencji. Okres realizacji inwestycji w energetyce to od decyzji lokalizacyjnej i zgromadzenia całych pieniędzy na inwestycję, ( co zabiera 4-5 lat), i budowę najmniej następnych 5-6 lat. Razem z pracami przygotowawczymi zabiera to, więc 6 -10 lat. Sprawy rozbijają się również o ogromną kapitałochłonność inwestycji w energetyce.

Należy konsekwentnie poprawiać efektywności wytwarzania, co przekłada się na prostą zależność, że z tej samej ilości paliwa mamy w tych przypadkach o około 17% więcej energii i to ekologicznie czystej energii. Należy bezwzględnie kontynuować dobrą tendencję zmierzającą do powiększania wielkości polskich organizacji energetycznych.

Tylko organizacja o wystarczającej MASIE KRYTYCZNEJ jest w stanie podjąć ciężar finansowania takich inwestycji. Uzyskuje się przy nowej inwestycji dwa cele –poprawę bezpieczeństwa energetycznego, co jest warunkiem być albo nie być PAŃSTWA, oraz spełnienie wymogów Unijnych szczególnie w zakresie ekologii. W pracy doktorskiej zostały zaprezentowane koszty zewnętrzne, które zdaniem autora muszą być uwzględniane w rachunku kosztów przedsiębiorstw, ale i PAŃSTWA. Tak prezentowane koszty (internalizacja) i ich twórcza interpretacja są sposobem na zbliżenie prezentacyjnego kosztu prywatnego i społecznego produkcji. Są inspiracją zmuszającą energetykę do włączenia w swój rachunek ekonomiczny wszystkich kosztów przez siebie spowodowanych.

Według ekonomistów, internalizacja jest sposobem na zbliżenie kosztu prywatnego i społecznego produkcji. Internalizacja winna rozwiązać następujące problemy:

- określić, jaka powinna być skala dopuszczalnego wykorzystywania środowiska,
- określić sposób rozdzielenia tej wielkości pomiędzy korzystających ze środowiska,
- określić koszty prywatne i społeczne zaniechania modernizacji energetyki polskiej.



## 5.5 Przesłanki ekonomiczne określające nakłady inwestycyjne w elektroenergetyce polskiej dla najbliższych 15 lat.

Szacunek wielkości nakładów do poniesienia przez polskie podmioty energetyczne w okresie najbliższych 15 lat:

- Wymiana wyeksploatowanych jednostek energetyki (15 tys. MW) przewidywany koszt około - 70 mld. Zł,
- Rozbudowa energetyki w związku z przewidywanym wzrostem krajowego zużycia na głowę, do co najmniej 70% zużycia w 15-tce UE (15 tys MW) -koszt 70 mld. Zł,
- Nakłady na budowę wewnętrznych sieci elektroenergetycznych, oraz tzw. Interconectorów- koszt 70 mld. Zł,
- Większe koszty osiągnięcia zalecanego przez UE „mikstu” energetycznego, w tym zakupy potrzebnych uprawnień CO<sub>2</sub> (produkcja energii w Polsce na razie głównie z paliw kopalnych) oraz budowy energetyki atomowej koszt 150 mld. Zł,
- Łącznie, więc koszty to 350-370 mld zł. Przez 15 lat.

Pytanie główne jest takie, skąd „energetyka: „ ma uzyskać konieczne do realizacji tych celów środki finansowe.

Zbyt duża ogólność dokumentów rządowych dotyczących strategii (na przykład POLITYKI ENERGETYCZNEJ) i brak ciągłości w budowaniu tych dokumentów negatywnie wpływają na inwestorów planujących ewentualne angażowanie się w inwestycje nowych mocy w Polsce.

Obecny poziom cen energii elektrycznej w Polsce nie zapewnia zwrotu zaangażowanych środków finansowych, ani pokrycia pozostałych kosztów wytwarzania, a zwłaszcza obowiązkowych zakupów brakujących uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Aby zapewnić inwestycjom w nowe bloki węglowe dodatni wynik NPV, przy założeniu piętnastoletniego okresu zwrotu nakładów, cena energii elektrycznej musiałaby przekraczać 270 zł za MWh, a przy założeniu konieczności dokupienia np. 20% praw do emisji, CO<sub>2</sub> - wzrosnąć do 320 zł za MWh. Można powiedzieć, że tam gdzie nie będzie możliwości finansowania inwestycji poprzez konkurencyjny rynek energii, czy poprzez tzw. Energy only market pojawia się konieczność dostarczenia środków finansowych do utrzymania systemu. Stan techniczny zarówno aparatu wytwórczego, jak i linii przesyłowych i sieci dystrybucyjnej wymaga wysokich nakładów modernizacyjnych. Po drugie potrzeby inwestycyjne są skorelowane z polityką do roku 2020. Wśród państw UE, według raportów przygotowanych przez dyrektoriat do spraw energii KE, 14 państw nie będzie spełniało wymogu zapewnienia 15 proc. mocy dostępnych w rezerwie, a w roku 2030 przy obecnej tendencji tylko trzy państwa europejskie będą zdolne do zrealizowania tego zapotrzebowania na moc.

Omówiono te zagadnienia już w poprzednich rozdziałach, należy jednak wymienić pewien możliwy kierunek pomocy ze strony państwa, wymagający jednak notyfikacji w Komisji Europejskiej.

Drogą tą z powodzeniem, jak się wydaje idzie Wielka Brytania starająca się przez system KONTRAKTÓW RÓZNICOWYCH zachęcić inwestorów. W tym przypadku inwestorem, do budowy nowej elektrowni atomowej w Wielkiej Brytanii jest francuski koncern EDF. Według założeń tego planowanego kontraktu rząd brytyjski ustali cenę, jaką będzie otrzymywał koncern EDF (inwestor) za prąd wyprodukowany w nowej elektrowni jądrowej.

Przewidziano dwie możliwe sytuacje. Wg. pierwszej prąd dostarczany przez elektrownię do sieci jest faktycznie droższy niż cena prądu w sieci. Rząd zwraca różnicę elektrowni. Opcja druga – prąd dostarczany przez elektrownię do sieci jest tańszy niż prąd w sieci. EDF zwraca różnicę rządowi. Cena ustalona dla elektrowni jądrowej jest niższa niż dla siłowni OZE.

W Wielkiej Brytanii ustalona cena będzie oczywiście wyższa niż w Polsce i będzie obowiązywać do 2035 r. Potrzebna jest, jak stwierdzono taka interwencja na rynku, która wyeliminuje zawodność rynku i regulacji. Być może trzeba by się przyjrzeć źródłom kłopotów, które na rynku się pojawiły, jedną z głównych jest polityka unijna w zakresie OZE. Kiedy (lata 90 te ubiegłego wieku) rynek energii elektrycznej był projektowany i w sumie jego zasady przyjęte w Unii Europejskiej kwestia OZE miała zupełnie inny wymiar niż dzisiaj.

To głównie spowodowało, że jeśli już pojawiły się te europejskie problemy i należy im w jakiś sposób zaradzić. Problem objawia się w ten sposób, że zamykane są kolejne moce wytwórcze. Tylko dwie grupy energetyczne E.ON i RWE zamknęły w ostatnim czasie ze względów ekonomicznych łącznie około 7 tys. MW, z czego około 6 tys. MW to źródła gazowe. Wyparły je z rynku, głównie w różny sposób pozarynkowo preferowane źródła OZE

W wyniku polityki klimatycznej UE, która wyznacza coraz bardziej ambitne zadania w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych powstają jak się wydaje niemożliwe do sprostania wyzwania. Sprostanie tym wyzwaniom (wymaganiom) może oznaczać konieczność instalowania systemów CCS, rozbudowy energetyki odnawialnej lub budowy elektrowni jądrowych, co niewątpliwie wiązać się będzie z dodatkowymi, wysokimi wydatkami inwestycyjnymi. Rozwój energetyki rozproszonej (prosumenckiej) może doprowadzić do stabilizacji lub spadku zapotrzebowania na energię wytwarzaną w elektrowniach systemowych. Wszystkie te problemy mogą spowodować zmianę strategii rozwoju i finansowania również polskich koncernów energetycznych. Zmiany te nie muszą być konieczne zgodne z optymistycznymi jak się wydaje oczekiwaniami państwa polskiego.

Polskie koncerny elektroenergetyczne stosowały dotychczas dość konserwatywne strategie finansowania. W dużej mierze wykorzystywały monopolistyczną pozycję rynkową. Wynikało to z powolnego uwalniania rynku energii. Zmianie tej strategii nie sprzyjał brak jednoznacznie określonej długookresowej polityki energetycznej państwa. Z decyzji rządów polskich koncernów można wnioskować, że w obecnej sytuacji uznały one tę strategię za lepszą z punktu widzenia interesów akcjonariuszy.

Poniżej omówiono za Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014) strategie finansowania takich zadań, jakie stosują u siebie koncerny energetyczne USA. Opisać to można w skrócie, jako nie lękanie się w stosowaniu finansowania inwestycji metody opartej w bardzo dużym zakresie o dźwignię finansową. Mówiąc wprost nie boją się długu. Ale też należy powiedzieć, że tamtejsze banki nie boją się dłużników, nawet, jeśli ich dług w stosunku do aktywów jest procentowo wysoki. Może, dlatego, że w USA podmioty energetyczne są finansowane przez amerykańskie Banki z zastosowaniem gwarancji kredytowej Rządu. Banki te pomimo swego globalnego charakteru są jednak mocno zaangażowane w wewnętrzną politykę gospodarczą. W Polsce nie ma polskich banków (prawie). Ich zewnętrzne centrale nie stosują presji na ich polskie „filie” w zakresie długoterminowego rozwoju energetyki w Polsce.

Tabela 15 Struktura kapitałowa badanych spółek elektroenergetycznych w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor („Rynek Energii” - nr 3/2014)

Lp.	Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012
I. Spółki w USA					
1.	Wskaźnik kapitału własnego	0,26	0,27	0,26	0,25
2.	Wskaźnik zadłużenia ogółem	0,74	0,73	0,74	0,75
3.	Udział zadłużenia długoterminowego	0,60	0,61	0,62	0,62
4.	Udział zadłużenia krótkoterminowego	0,14	0,11	0,12	0,12
II. Spółki w Polsce					
5.	Wskaźnik kapitału własnego	0,54	0,58	0,61	0,61
6.	Wskaźnik zadłużenia ogółem	0,46	0,42	0,39	0,39
7.	Udział zadłużenia długoterminowego	0,18	0,20	0,19	0,14
8.	Udział zadłużenia krótkoterminowego	0,12	0,16	0,19	0,18

Tabela 66 Wskaźniki płynności finansowej w badanych spółkach energetycznych w USA w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor („Rynek Energii” - nr 3/2014)

Lp.	Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012
1.	Wskaźnik bieżącej płynności	0,96	0,95	0,84	0,75
2.	Wskaźnik szybkiej płynności	0,88	0,85	0,78	0,62
3.	Wskaźnik błyskawicznej płynności	0,13	0,13	0,12	0,10
4.	Wskaźnik pokrycia zobowiązań	0,10	0,10	0,11	0,10
5.	Wskaźnik pokrycia zobowiązań krótkoterminowych	0,67	0,76	0,84	0,66

Tabela 67 Statyczne wskaźniki płynności finansowej w badanych spółkach energetycznych w Polsce w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor („Rynek Energii” - nr 3/2014)

Lp.	Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012
1.	Wskaźnik bieżącej płynności	2,14	1,28	1,62	1,83
2.	Wskaźnik szybkiej płynności	1,75	0,98	1,25	1,41
3.	Wskaźnik błyskawicznej płynności	0,78	0,45	0,56	0,69
4.	Wskaźnik pokrycia zobowiązań	0,30	0,40	0,37	0,33
5.	Wskaźnik pokrycia zobowiązań krótkoterminowych	0,60	0,75	0,67	0,61

Tabela 68 Wskaźniki rentowności sprzedaży w badanych spółkach energetycznych w USA i w Polsce w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014)

Lp.	Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012
<b>I. Spółki w USA</b>					
1.	Rentowność obrotu mierzona zyskiem operacyjnym	0,16	0,17	0,18	0,20
2.	Rentowność obrotu mierzona zyskiem netto	0,08	0,09	0,08	0,09
<b>II. Spółki w Polsce</b>					
1.	Rentowność obrotu mierzona zyskiem operacyjnym	0,23	0,19	0,15	0,12
2.	Rentowność obrotu mierzona zyskiem netto	0,17	0,14	0,12	0,09

Tabela 69 Rentowność kapitałów i efekt dźwigni finansowej w badanych spółkach w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014)

Lp.	Wyszczególnienie	2009	2010	2011	2012
<b>I. Spółki w USA</b>					
1.	Rentowność kapitału własnego	0,10	0,11	0,09	0,10
2.	Rentowność majątku	0,03	0,03	0,03	0,03
3.	Efekt dźwigni finansowej	0,08	0,08	0,06	0,06
<b>II. Spółki w Polsce</b>					
1.	Rentowność kapitału własnego	0,13	0,14	0,13	0,08
2.	Rentowność majątku	0,08	0,08	0,07	0,05
3.	Efekt dźwigni finansowej	0,05	0,06	0,05	0,02

Kondycja finansowa analizowanych spółek energetycznych była dobra. Świadczą o tym wszystkie wskaźniki finansowe. Spółki amerykańskie stosują jednak w praktyce bardziej agresywne strategie finansowania. Wynikać to może z jednej strony z wieloletnich doświadczeń funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej, co wpływa na większą skłonność do ryzyka. Z drugiej strony na rynku amerykańskim występuje większa stabilność uwarunkowań prawnych, co ułatwia długookresowe planowanie. Wydaje się jednak, że w przeciwieństwie do spółek amerykańskich, przyszła sytuacja finansowa koncernów energetycznych funkcjonujących w Polsce jest mniej przewidywalna. [14]

## 6. Podsumowanie

Podstawowe mankamenty systemu zarządzania rozwojem w Polsce (Rada Ministrów RP „Założenia systemu zarządzania rozwojem Polski, dokument przyjęty 27 kwietnia 2009r.):

- Słabość i nieefektywność systemu programowania skutkująca brakiem możliwości osiągnięcia celów polityki rozwoju,
- Niedostateczne powiązanie poziomu programowania z poziomem operacyjnym,
- Brak silnego ośrodka koordynacji polityki rozwoju oraz brak sprawnych kanałów współpracy pomiędzy poszczególnymi jej podmiotami,
- Niewystarczające zaangażowanie kierownictwa politycznego jednostek administracji publicznej w prace programowo-strategiczne,
- Odrębność planowania przestrzennego od planowania społeczno-gospodarczego,
- Niedostatecznie określone relacje pomiędzy polityką rozwoju i polityką regionalną,
- Brak przejrzystego systemu finansowania polityki rozwoju.

Rekomendacje (kierunkowe):

Pilne utworzenie jednostki sztabowej (integratora planowania) – ośrodka zajmującego się badaniami i analizami dotyczącymi spraw publicznych w tym infrastruktury energetycznej.

Cele działalności:

- poszukiwanie sposobów rozwiązania problemów społecznych i udział w publicznych debatach,
- wsparcie organów rządowych w negocjacjach z UE,
- wsparcie kierunku rozwoju innowacyjnego w energetyce
- wiodący udział Rządu w wyznaczaniu obszarów działań,
- udział Spółek energetycznych (?)

Podstawa działalności – partnerstwo publiczno-prywatnej (unikanie etatyzmu)

System zarządzania rozwojem, – co z bezpieczeństwem, jako takim i co z bezpieczeństwem energetycznym?

Tabela 70 Podstawowe kierunki polityki energetycznej. PEP – 2009: macierz cele strategiczne vs. Podstawowe kierunki polityki energetycznej (projekt MS, 2009)

Cele strategiczne	Poprawa efektywności energetycznej	Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii	Dywersyfikacja wytwarzania (energetyka jądrowa)	Rozwój OZE, w tym biopaliwa ciekłe	Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii	Ograniczenie wpływu energetyki na środowisko
Bezpieczeństwo energetyczne	+++	++ ?	+++	++	+/- (?)	- !
Minimalizacja oddziaływania na środowisko	++	- ?	+ ?	+++	+/- (?)	+++
Konkurencyjne (racjonalnie niskie) ceny energii	+/-	- !	++	- !	+	+/- (?)

Ważne pytania o wiarygodność takich prognoz: kto, kiedy oraz w jaki sposób policzył koszty i efekty czy wnioski są uprawnione?

## 7. Wnioski

Propozycje działań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne a więc i narodowe dla przedsiębiorstw energetycznych i Państwa polskiego – postulaty:

1. Wprowadzenie regulacji prawnych ułatwiających i skracających czas uzyskiwania pozwoleń na budowę i realizację liniowych inwestycji przesyłowych sieci elektroenergetycznych.
2. Wprowadzenie rozwiązań prawnych pozwalających na skuteczne techniczne ograniczanie przez operatora systemu przesyłowego dostaw energii w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.
3. Wdrożenie mechanizmów wspierających budowę wysokosprawnych i ekologicznie czystych technologii wytwarzania energii elektrycznej z węgla.
4. Zmniejszenie obciążeń fiskalnych ceny energii elektrycznej (akcyza, podatki lokalne itp.) dla stworzenia warunków do pozyskania z rynku środków na nowe inwestycje, przy jednoczesnym ograniczeniu wielkości koniecznych podwyżek cen dla odbiorców.
5. Zweryfikowanie polityki regulacyjnej URE w zakresie taryfowanych cen energii elektrycznej i ciepła, w kierunku pokrycia wszystkich uzasadnionych kosztów (w tym kapitałowych) i zapewnienia zwrotu z inwestycji.
6. Zagwarantowanie stabilnego rozwoju górnictwa węgla kamiennego i brunatnego - podstawy zaopatrzenia energetyki w perspektywie najbliższych dziesięcioleci – m.in. poprzez oparcie relacji pomiędzy energetyką a górnictwem na umowach długoterminowych, gwarantujących stabilność rozwoju stron, po przewidywalnych cenach, umożliwiających jednocześnie inwestycje dla utrzymania i rozwoju zdolności wydobywczych.
7. Wspieranie, jak najszybszego, pełnego otwarcia rynku kolejowych przewozów towarowych, a w okresie poprzedzającym to otwarcie, wzmocnienie potencjału PKP Cargo, dla przezwyciężenia ograniczeń transportowych węgla na kolei.
8. Uruchomienie programów badawczo-wdrożeniowych dla oszacowania realnych możliwości podziemnego magazynowania CO<sub>2</sub> w Polsce oraz prac legislacyjnych umożliwiających realizację tych zadań.
9. Uruchomienie przez rząd rzeczywistych działań na rzecz budowy energetyki atomowej w Polsce. Przykłady zagraniczne wskazują na możliwość skrócenia (poniżej 10 lat) czasu potrzebnego do uruchomienia pierwszej elektrowni i jednoczesnego stworzenia odpowiedniego zaplecza w kraju, pod warunkiem zakupu całego pakietu dostaw, usług i know-how w zakresie technicznym i organizacyjnym.
10. Pilne podjęcie przez administrację centralną negocjacji dla ustalenia akceptowalnych i wykonalnych warunków wdrożenia nowelizowanych i nowych aktów prawnych, w tym: dyrektyw IPPC – 96/61, ETS 2003/87, CCS, Renewable Energy System i decyzji o burden sharing (podział obciążeń). Alokacja przyznaných Polsce uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i sposób implementacji ww. dyrektyw powinien odbywać się przy zachowaniu zasady najmniejszych kosztów dla kraju i jego gospodarki.
11. Zmiana zasad przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> z obecnie stosowanych przydziałów kwotowych, na przydziały oparte na wskaźnikach benchmarkingowych, z uwzględnieniem specyfiki paliw - ich różnej emisyjności, które gwarantują zachowanie zasad wolnej konkurencji i jednocześnie promują rozwiązania najefektywniejsze pod względem ekologicznym.
12. Zwiększenie udziału produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Potrzebne są w tym zakresie odważne i konkretne rozwiązania, spójne z rozwiązaniami promowanymi w Unii Europejskiej, a w tym wprowadzenie obowiązkowych form zakupu ciepła pochodzącego z produkcji skojarzonej.

13. Wdrożenie regulacji umożliwiających handel wewnętrznym i bilansowania emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w kraju.
14. Stworzenie systemowego podejścia do opracowywania dokumentów dotyczących polityki energetycznej państwa i wdrożenie. Uruchomienie w oparciu o wybraną jednostkę lub instytucję, ciągłej aktualizacji baz danych, generowania scenariuszy i analiz rozwoju dla potrzeb rządowych zespołów negocjujących rozwiązania z Komisją Europejską oraz dla potrzeb dla planowania rozwoju branży energetycznej.
15. Wprowadzić w Prawie Energetycznym obowiązek dla ubiegającego się o koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej stałego inwestowania w odbudowę mocy wytwórczych. Zwolnienie z tego obowiązku dla konkretnej lokalizacji winno być niemożliwe ewentualnie pod groźbą ekwiwalentnej rekompensaty dla organu koncesyjnego.
16. Przyjęcie, jako zasady partycypacji organów Państwa w podziale ryzyka tak, aby zabezpieczało to możliwość finansowania konkretnych inwestycji zmierzających do poprawy bezpieczeństwa energetycznego.
17. Należałoby drastycznie ograniczyć pracę urzędów, które powstały w latach 60-tych ubiegłego wieku. Przekroczyły one już znacznie próg 200 000 godzin pracy. Dotyczy to niestety ponad 30% obiektów energetycznych powstałych w Polsce. Następne 30% urzędów niebezpiecznie zbliża się do tego okresu, który na pewno będzie osiągnięty przed rokiem 2020. [6,20]

## 8. Literatura

1. Bragg Steven M.: *Wskaźniki w analizie działalności przedsiębiorstwa*. Wydano Wolters Kluwer Polska 2010.
2. Brzuska S., Łucki M.: *Podstawowe założenia opracowania „Zasady diagnostyki i oceny trwałości eksploatacyjnej kotłów i rurociągów pracujących w warunkach pełzania, Konferencja Techniczna TGPE „Wytoczne przedłużania eksploatacji urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200 MW”, Ząbki 16–17.04.2013.*
3. Chmielniak T, Ziębik: *Obiegi cieplne nadkrytycznych bloków węglowych...*, Wyd. Pol. Śląska, Gliwice 2010
4. Chmielniak T.: *Technologie energetyczne*, WNT, 2008
5. Chmielniak T.M., Głód K, Misztal E., Kopczyński M.: *Emisja rtęci z procesów energetycznych spalania węgla; Przemysł Chemiczny 2010-6,*
6. Chmielniak Tadeusz, Łukowicz Henryk.: *Obieg siłowni kondensacyjnej- ocena możliwości poprawy sprawności. Praca zamieszczona w Systemy, technologie i urządzenia energetyczne pod red Jana Talera, wydawnictwie Politechniki Krakowskiej 2010.*
7. Czekał J., Dresler Z.: *Zarządzanie finansami przedsiębiorstw – podstawy teorii*. Wyd. PWN, Warszawa 2002,
8. Franz Hanz-Werner.: *Zarządzanie kryzysowe Aspekty Społeczne, doświadczenia europejskich przedsiębiorstw POLTEXT Warszawa 1996.*
9. Goliński Józef A. Krzysztof Jesionek.: *Siłownie Binarne, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej 2006.*
10. Grądziel Sławomir, Wiesław Zima.: *Wyznaczanie naprężeń cieplnych grubościennych elementach ciśnieniowych. Prace naukowe ITCiMP Politechniki Wrocławskiej Konferencja ENERGETYKA 2000.*
11. Hernas A., Dobrzański J.: *Trwałość i niszczenie elementów kotłów i turbin parowych, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2003.*
12. Janik W. (Red): *Sytuacja finansowa przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w Polsce. Wyd. Politechnika Lubelska, Lublin 2013, [5] Johnson H.: Koszt kapitału. Klucz do wartości firmy, wyd. LIBER, Warszawa 2000,*
13. Janik W., Kaproń H., Paździor A., Polecki Z.: *Potrzeby inwestycyjne sektora elektroenergetycznego i możliwości ich sfinansowania przez koncerny energetyczne. Rynek Energii, 2013, nr 2(105)*
14. Janik Wiesław, Henryk Kaproń, Artur Paździor *Źródła finansowania spółek elektroenergetycznych na przykładzie przedsiębiorstw z USA i POLSKI*
15. Jasiński A.: *System diagnostyczny, jako sposób na wydłużenie czasu bezpiecznej eksploatacji rurociągów parowych, „Energetyka” 2012, nr 9.*
16. *Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2003÷2012. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa*



17. *Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2006÷2008.* Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2009.
18. *Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 2007÷2009.* Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2010.
19. *Kopaliński J.:* *Możliwości projektowe przedłużenia żywotności bloków energetycznych 200 MW w zakresie technologii pomocniczych i obiektów budowlanych*, Konferencja „Przedłużanie czasu pracy bloków energetycznych”, Szczyrk 27–28.10.2011.
20. *Kosman G., J. Taler, A. Rusin, M. Pawlik.* *Budowa i eksploatacja kotłów i turbin nadkrytycznych bloków węglowych.* Wyd. Pol. Śląska, Gliwice 2010.
21. *Kruczek S.: Kotły. Konstrukcje i obliczenia.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001 r
22. *Laudyn Damazy, Maciej Pawlik, Franciszek Strzelczyk.: Elektrownie.* WNT Warszawa 1997.
23. *Lubosny Zbigniew.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym.* WNT Warszawa 2007.
24. *Mieczysław Mieczysław.: Istota Symetrii Termodynamiki Klasycznej i Współczesnej* OW Politechniki Wrocławskiej 2003.
25. *Nowak Wojciech: Ograniczenie emisji, CO2* Archiwum Spalania. Kwartalnik 2006, numer 14
26. *Panowski Marcin.: Podstawy eksploatacji tlenowych bloków energetycznych.* Wyd. Politechniki Częstochowskiej 2012. Praca pod redakcją W. Nowaka i Tomasza Czakierta.
27. *Paska J., Kłos M.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym – stan obecny i perspektywy, stosowane generatory i wymagania.* Rynek Energii, 2009, nr 5(84)
28. *Paździor A. (Red): Finansowanie rozwoju źródeł wytwórczych.* Wyd. CeDeWu, Warszawa 2013
29. *PN-72/M-34128 „Kotły parowe. Wymagania i badania odbiorcze”.*
30. *PN-EN 12952-15: 2006 „Kotły wodnorurowe i urządzenia pomocnicze – część 15: Badania odbiorcze*
31. **PROJEKT NR POIG.01.01.01-00-005/08** *Wyzwania cywilizacyjne a niedokończona transformacja polskiej energetyki* dr hab. inż. Zdzisław Szalbierz, prof. PWr.
32. *Pronobis M.: Modernizacja kotłów energetycznych,* WNT, Warszaw 2002.
33. *Red. G. Kosman, J. Taler, A. Rusin, M. Pawlik.* Wyd. Pol. Śląska, Gliwice
34. *Ropuszyńska-Surma E., Szalbierz Z. (Red): Strategia rozwoju energetyki na Dolnym Śląsku na podstawie metody foresightowej Delphi.* Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2011
35. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 9 lipca 2003 roku w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie eksploatacji niektórych urządzeń ciśnieniowych, Dz.U. Nr 135, poz. 1269.*
36. *Rozporządzenie Ministra Gospodarki, z dnia 23 lutego 2010 r., zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych*

*dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. Nr 34, poz. 182).*

37. *Rusin A.: Awaryjność, niezawodność i ryzyko techniczne w energetyce cieplnej, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2008*
38. *Rybak Wiesław: Biomass, (Co) Combustion Politechnika Wroclawska [www.itcmp.pwr.wroc.pl/~coal](http://www.itcmp.pwr.wroc.pl/~coal)*
39. *Sierpińska M., Jaki T.: Ocena przedsiębiorstwa według standardów światowych. Wyd. PWN, Warszawa 2006,*
40. *Strupczewski Andrzej.: Analiza korzyści i zagrożeń związanych z różnymi źródłami energii elektrycznej. Polskie Towarzystwo Nukleoniczne 1999.*
41. *Szargut J.: Termodynamika Techniczna. WN PWN Warszawa 1991*
42. *Szczęsny W. (Red): Finanse firmy. Jak zarządzać kapitałem? Wyd. C.H. Beck, Warszawa 2012*
43. *Ustawa z 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997, Nr 54, Poz. 348, z późn. zm.). Tekst ujednoczony na 1 Stycznia 2011.*
44. *Ustawa z 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997, Nr 54, Poz. 348, z późn. zm.) Tekst ujednoczony na 1 Stycznia 2011.*
45. *Wędzki D.: Strategie płynności finansowej przedsiębiorstwa. Wyd. Oficyna Ekonomiczna, Kraków 2003,*
46. *Wichowski W.: Starzenie fizyczne maszyn ciepłych. Wyd. WNT Warszawa 1986.*
47. *Wiśniewski G. (red): Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020. Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2007.*
48. *Ziębik. Wyd. Pol. Śląska, Gliwice 2010.*
49. *Analiza bieżąca rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce w 2014 r., ARE S.A., Warszawa 2015 r.*  
  
*Biuletyn statystyczny nr 9/2015, GUS, Warszawa 2015 r.*
50. *Funkcjonowanie przedsiębiorstw na polskim i europejskim rynku energii elektrycznej, ARE S.A., 2014 r.*
51. *Informacja statystyczna o energii elektrycznej, ARE S.A., Warszawa 2015 r.*
52. *Pieniądz w przedsiębiorstwach energetycznych, ARE S.A., Warszawa 2014 r.*
53. *Sytuacja techniczno ekonomiczna sektora elektroenergetycznego IV kwartały, ARE S.A., Warszawa 2015 r.*
54. *Sytuacja w elektroenergetyce IV kwartały, ARE S.A., Warszawa 2015 r.*
55. *Statystyka elektroenergetyki polskiej, ARE S.A., Warszawa 2015 r.*

56. Kaproń H., Połecki Z.: *Wybrane aspekty ekonomiczne elektroenergetyki polskiej w latach 2010-2012*. Rynek Energii 2013, nr 6 (109).
57. Mikołajuk H.: *Elektroenergetyka 2014 – wyniki ekonomiczne*. Materiały REE'15, Kazimierz Dolny 2015.
58. *Sprawozdania skonsolidowane grup energetycznych za lata 2013-2014*.
60. *Sprawozdanie prezesa URE*, Warszawa 2015 r.
61. Miller A., Lewandowski J. *Układy gazowo-parowe na paliwo stałe*, WNT, W-wa, 1993.

## 8 Załączniki

### Załącznik I Lista oficjalnych propozycji lokalizacji elektrowni jądrowych w Polsce

Zespół ds. oceny propozycji lokalizacyjnych Ministerstwa Gospodarki zamierza przeanalizować 28 propozycji lokalizacji elektrowni jądrowych w Polsce. Zespół ekspertów ds. oceny propozycji lokalizacyjnych zgromadzi i przeanalizuje dane geologiczne, hydrologiczne, środowiskowe, a także uwarunkowania przesyłowe zgłoszonych propozycji. Pierwsze informacje dotyczące poszczególnych lokalizacji będą gotowe w lutym br. Wszystkie propozycje zostaną ocenione do końca I kwartału br. Planowane jest wybranie 3-5 wstępnych kandydatów. Lista zgłoszeń zawiera propozycje uszeregowane alfabetycznie. Ostatecznego lokalizacji dokona inwestor - Polska Grupa Energetyczna SA.

Lp.	Nazwa	Dane geograficzne	Podmiot zgłaszający
1	<b>Bełchatów</b>	Gmina Kleszczów, Powiat Bełchatów, Woj. Łódzkie	Marszałek Województwa Łódzkiego i PGE Elektrownia Bełchatów S.A.
2	<b>Chelmno</b>	Gmina Chelmno, Powiat Chelmno, Woj. Kujawsko-Pomorskie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
3	<b>Choczewo</b>	Gmina Choczewo, Woj. Pomorskie	
4	<b>Chotcza</b>	Gmina Chotcza, Woj. Lubelskie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
5	<b>Dębogóra</b>	Gmina Widuchowa, Powiat Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
6	<b>Gościeradów</b>	Gmina: Gościeradów, Powiat Kraśnik, Woj. Lubelskie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80., Marszałek Woj. Lubelskiego
7	<b>Karolewo</b>	Gmina Nowy Duninów, Woj. Kujawsko- Pomorskie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
8	<b>Kopań</b>	Gmina Darłowo, Powiat Sławno, Woj. Pomorskie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
9	<b>Kozienice</b>	Gmina Kozienice,	Elektrownia Kozienice

<b>Lp.</b>	<b>Nazwa</b>	<b>Dane geograficzne</b>	<b>Podmiot zgłaszający</b>
		Powiat Koźienice, nad Wisłą w Woj. Mazowieckim.	
<b>10</b>	<b>Krzymów</b>	Gmina Chojna, Powiat Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>11</b>	<b>Krzywiec</b>	Gmina Marianowo, Powiat Stargard Szczeciński, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>12</b>	<b>Lisowo</b>	Gmina Marianowo, Powiat Stargard Szczeciński, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>13</b>	<b>Lubatowo-Kopalino</b>	Gmina Choczewo, Powiat Wejherowo, Woj. Pomorskie	Marszałek Woj. Pomorskiego
<b>14</b>	<b>Malkinia</b>	Gmina Zaremby Kościelne, Powiat Ostrów Mazowiecka, Woj. Mazowieckie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
<b>15</b>	<b>Nieszawa</b>	Gmina Nieszawa, Powiat Aleksandrów Kujawski, Woj. Kujawsko-Pomorskie	Marszałek Woj. Kujawsko-Pomorskiego
<b>16</b>	<b>Nowe Miasto</b>	Gmina Nowe Miasto, Powiat Płońsk, Woj. Mazowieckie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
<b>17</b>	<b>Pątnów</b>	Gmina Konin, Woj. Wielkopolskie	Elektrownia Pątnów - Zespół PAK
<b>18</b>	<b>Pniewo</b>	Gmina Gryfino, Powiat Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>19</b>	<b>Pniewo-Krajnik</b>	Gmina Gryfino, Powiat Gryfino, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>20</b>	<b>Połaniec</b>	Gmina Połaniec, Powiat Staszów, Woj. Świętokrzyskie	Marszałek Woj. Świętokrzyskiego
<b>21</b>	<b>Stepnica 1</b>	Gmina Stepnica, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>22</b>	<b>Stepnica 2</b>	Gmina Stepnica, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>23</b>	<b>Tczew</b>	Gmina Tczew, Powiat Tczew, Woj. Pomorskie	Firmy energetyczne
<b>24</b>	<b>Warta-Klempicz</b>	Gmina Lubasz, Powiat Piła, nad Wartą, Woj.	Marszałek Woj. Wielkopolskiego i lokalizacja z lat 80., BSiPE „Energoprojekt-

<b>Lp.</b>	<b>Nazwa</b>	<b>Dane geograficzne</b>	<b>Podmiot zgłaszający</b>
		Wielkopolskie	Warszawa” przeprowadziło kompletne i szczegółowe badania warunków demograficznych, zagospodarowania terenu, komunikacji, meteorologiczno-hydrologicznych, geologicznych, sejsmiczno-tektonicznych, ekologicznych i wpływu czynników zewnętrznych
<b>25</b>	<b>Wiechowo</b>	Gmina Marianowo, Powiat Stargard Szczeciński, Woj. Zachodniopomorskie	Marszałek Woj. Zachodniopomorskiego
<b>26</b>	<b>Wyszków</b>	Gmina Zabrodzie, Powiat Wyszków, Woj. Mazowieckie	Lokalizacja rezerwowa z lat 80.
<b>27</b>	<b>Żarnowiec</b>	Gmina: Krokowa, Powiat Wejherowo, Woj. Pomorskie	Marszałek Woj. Pomorskiego i lokalizacja z lat 80., BSiPE „Energoprojekt-Warszawa” przeprowadziło kompletne i szczegółowe badania warunków demograficznych, zagospodarowania terenu, komunikacji, meteorologiczno-hydrologicznych, geologicznych, sejsmiczno-tektonicznych, ekologicznych i wpływu czynników zewnętrznych
<b>28</b>	-	Województwo Podlaskie - w trakcie wskazywania	Marszałek Woj. Podlaskiego

## **Załącznik II Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw (Ministerstwo Gospodarki 2012)**

<b>Działanie 2.1.</b>	<b>Wypracowanie ścieżki dochodzenia do osiągnięcia 15% udziału OZE w zużyciu energii finalnej, w podziale na poszczególne rodzaje energii: energię elektryczną, ciepło i chłód, energię odnawialną w transporcie oraz w rozbiciu na poszczególne technologie</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sporządzenie planu niezbędnych działań dla wdrożenia dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych – 2009 r.</li> <li>2. Rozważenie zasadności i ewentualne wprowadzenie rozwiązań mających na celu nadanie statusu celu publicznego inwestycjom w wykorzystanie odnawialnych źródeł energii – 2009 r.</li> <li>3. Przygotowanie <i>Planu działań na rzecz wzrostu wykorzystania OZE do 2020 roku</i> przedstawiającego ścieżki dochodzenia do 15% udziału OZE w energii finalnej w podziale na energię elektryczną, ciepło i chłód oraz energię odnawialną w transporcie – 2010 r.</li> <li>4. Analiza niezbędnych zmian prawnych potrzebnych do wprowadzenia dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych – 2010 r.</li> <li>5. Wdrożenie do krajowego prawa dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych – 2010 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 – 5)</li> </ul>

<b>Działanie 2.2.</b>	<b>Utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych poprzez system świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów). Instrument ten zostanie skorygowany poprzez dostosowanie do mającego miejsce obecnie i przewidywanego wzrostu cen energii produkowanej z paliw kopalnych</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Monitorowanie funkcjonowania mechanizmu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia pod kątem jego funkcjonalności z punktu widzenia osiągnięcia celów i jego ewentualnego doskonalenia – od 2010 r.</li> <li>2. Dokonanie analizy efektywności kosztowej mechanizmu wsparcia, ze szczególnym uwzględnieniem formuły opłaty zastępczej, z uwagi na postępujący wzrost cen energii z paliw kopalnych, przy jednoczesnym zagwarantowaniu stabilności funkcjonującego mechanizmu – 2009 r.</li> <li>3. Wprowadzenie ewentualnych zmian – 2010 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadania 1 – 3)</li> </ul>

<b>Działanie 2.3.</b>	<b>Utrzymanie obowiązku stopniowego zwiększania udziału biokomponentów w paliwach transportowych tak, aby osiągnąć zamierzone cele</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Zmiana regulacji prawnych dotyczących biokomponentów i biopaliw ciekłych, w szczególności w zakresie: <ul style="list-style-type: none"> <li>o Zwiększenia udziału biokomponentów w paliwach ciekłych (benzynie i oleju napędowym),</li> <li>o Zmian sposobu obliczania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego,</li> <li>o Umożliwienia przenoszenia nadwyżek dotyczących wypełnienia Narodowego Celu Wskaźnikowego między podmiotami zobowiązanymi do jego realizacji,</li> <li>o Stworzenia możliwości wypełnienia Narodowego Celu Wskaźnikowego poprzez zastosowanie nowych technologii produkcji biopaliw ciekłych i objęcie tych paliw systemem ulg i zwolnień podatkowych.</li> </ul> </li> </ol> <p>Realizacja zadania – 2010 r.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Dostosowywanie wymagań jakościowych dla biokomponentów i biopaliw ciekłych do nowych norm celem umożliwienia wprowadzania na rynek nowych rodzajów biopaliw ciekłych – praca ciągła.</li> <li>3. Analiza zasadności utrzymania dotychczasowych instrumentów wsparcia o charakterze podatkowym w związku z zakończeniem w dniu 30 kwietnia 2011 roku funkcjonowania notyfikowanego programu pomocy publicznej – 2010 r.</li> <li>4. Dokonanie analizy wypełnienia przez biopaliwa ciekłe i biokomponenty produkowane przez istniejące instalacje kryteriów zrównoważoności zawartych w dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, pod kątem wprowadzenia w nich zmian technologicznych lub zastąpienia nowymi spełniającymi te kryteria – 2012 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 4)</li> <li>• Minister właściwy ds. finansów publicznych (zadanie 1)</li> </ul>

<b>Działanie 2.4.</b>	<b>Wprowadzenie dodatkowych instrumentów wsparcia zachęcających do szerszego wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Przygotowanie zmian w ustawach podatkowych i innych aktach prawnych mających na celu promowanie wykorzystania ciepła i chłodu z zasobów geotermalnych (w tym przy użyciu pomp ciepła) oraz energii słonecznej (przy zastosowaniu kolektorów słonecznych) – 2009 r.</li> <li>2. Dokonanie analizy zasadności wprowadzenia dodatkowych mechanizmów wsparcia dla ciepła i chłodu sieciowego wytwarzanego w odnawialnych źródłach energii – 2010 r.</li> <li>3. Ewentualne przygotowanie projektu regulacji w zakresie wsparcia ciepła i chłodu sieciowego z OZE – 2011 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 3)</li> <li>• Minister właściwy ds. finansów publicznych (zadanie 1)</li> </ul>



<b>Działanie 2.5.</b>	<b>Wdrożenie programu budowy biogazowni rolniczych, przy założeniu powstania do roku 2020 średnio jednej biogazowni w każdej gminie</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Przyjęcie przez Radę Ministrów Programu Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne – 2009 r.</li> <li>2. Usuwanie barier rozwoju biogazowni rolniczych zidentyfikowanych w Programie – od 2009</li> <li>3. Sporządzenie przewodnika dla inwestorów zainteresowanych realizacją budowy biogazowni rolniczych, zawierającego m.in. typowe projekty biogazowni – 2010 r.</li> <li>4. Przeprowadzenie, we współpracy z samorządem lokalnym, kampanii informacyjnej przekazującej pełną i precyzyjną informację na temat korzyści wynikających z budowy biogazowni – 2009 – 2010 r.</li> <li>5. Monitorowanie wdrażania programu – praca ciągła od 2010 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 5)</li> <li>• Minister właściwy ds. rolnictwa (zadanie 2)</li> <li>• Minister właściwy ds. środowiska (zadanie 2)</li> <li>• Jednostki samorządu terytorialnego (zadanie 4)</li> </ul>

<b>Działanie 2.6.</b>	<b>Stworzenie warunków do budowy farm wiatrowych na morzu</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Identyfikacja barier prawnych uniemożliwiających lub utrudniających budowę farm wiatrowych na morzu – 2009/2010 r.</li> <li>2. Przygotowanie projektów zmian prawnych usuwających zidentyfikowane bariery, w szczególności zmian w ustawie o obszarach morskich RP i administracji morskiej – 2010 r.</li> <li>3. Dokonanie rozstrzygnięć odnośnie zaangażowania Polski w budowie międzynarodowej morskiej kablowej linii energetycznej („<i>Supergrid</i>”) kluczowej dla rozwoju morskich farm wiatrowych – 2010 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 3)</li> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki morskiej (zadanie 2)</li> </ul>

<b>Działanie 2.7.</b>	<b>Bezpośrednie wsparcie budowy nowych jednostek OZE i sieci elektroenergetycznych, umożliwiających ich przyłączenie z wykorzystaniem funduszy europejskich oraz środków funduszy ochrony środowiska, w tym środków pochodzących z opłaty zastępczej i z kar</b>
Sposoby realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Udzielanie pomocy na budowę nowych jednostek OZE, w tym produkujących biokomponenty i biopaliwa ciekłe oraz infrastruktury niezbędnej do ich przyłączenia poprzez wsparcie ze środków publicznych w ramach m.in.: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2007 - 2013,</li> <li>○ Regionalnych programów operacyjnych na lata 2007 - 2013,</li> <li>○ Programu NFOŚiGW dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji.</li> </ul> Zadanie realizowane, jako praca ciągła. </li> <li>2. Analiza procedur pod kątem wprowadzenia ewentualnych rozwiązań mających na celu ułatwienie dostępu do funduszy pomocowych zagranicznych</li> </ol>

	<p>i krajowych poprzez zniesienie zbyt restrykcyjnych wymagań i ograniczeń - 2010 r.</p> <p>3. Opracowanie szczegółowej procedury korzystania ze środków pochodzących z opłaty zastępczej i kar - 2010 r.</p>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 3)</li> <li>• Minister właściwy ds. środowiska (zadanie 1)</li> <li>• Minister właściwy ds. rozwoju regionalnego (zadanie 1)</li> <li>• Marszałkowie województw (zadanie 1)</li> <li>• Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (zadanie 1)</li> </ul>

<b>Działanie 2.8.</b>	<b>Stymulowanie rozwoju przemysłu, produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, w tym przy wykorzystaniu funduszy europejskich</b>
Sposób realizacji	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu – 2010 r.</li> <li>2. Przygotowanie koncepcji stymulowania rozwoju przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej – 2011 r.</li> <li>3. Rozpoznanie możliwości i stworzenie warunków do budowy przez polskie przedsiębiorstwa inwestycji w zakresie OZE za granicą, w tym szczególnie w krajach rozwijających się – 2010 r.</li> <li>4. Wsparcie ze środków Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” na lata 2007 - 2013 oraz regionalnych programów operacyjnych produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej – od 2009 r.</li> <li>5. Wprowadzenie okresowego zwolnienia z podatków dla przedsiębiorców realizujących nowe inwestycje w zakresie produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej – 2012 r.</li> </ol>
Odpowiedzialni	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 3)</li> <li>• Minister właściwy ds. rozwoju regionalnego (zadanie 4)</li> <li>• Marszałkowie województw (zadanie 4)</li> <li>• Minister właściwy ds. finansów publicznych (zadanie 5)</li> </ul>

## Załącznik III Plany wypełnienia grafików obciążenia z poszczególnych rodzajów energii, preferowanych

Tabela 71 plany wypełnienia grafików obciążenia z poszczególnych rodzajów energii, preferowanych ( kolory) Źródło: PSE Operator

Rok	Procentowy udział w rynku			Zużycie ee	Produkcja netto
	zielona	czerwona	żółta	TWh	TWh
2007	5,1	16,5	2,5	112,00	140,92
2008	7,0	17,0	2,6	114,24	143,52
2009	8,7	17,5	2,8	116,52	146,17
2010	10,4	19,0	3,0	118,86	148,87
2011	10,4	19,5	3,5	121,23	151,63
2012	10,4	19,8	4,0	123,66	154,44
2013	10,4	20,1	4,5	126,13	157,31
2014	10,4	20,3	5,0	128,65	160,24
2015	13,4	20,6	5,5	131,23	163,22
2016	16,4	20,9	6,0	133,85	166,27
2017	19,5	21,2	6,5	136,53	169,37
2018	22,5	21,4	7,0	139,26	172,54
2019	25,5	21,7	7,5	142,04	175,77
2020	28,5	22,0	8,0	144,88	179,07

## Załącznik IV wykaz oznaczeń i skrótów zastosowanych w pracy

- GCF – Gross Capacity Factor

$$GCF = \frac{\sum_{i=1}^n E_{ni}}{\sum_{i=1}^n (T_{ki} * P_{zi})}$$

- $E_{nci}$  - wyprodukowana energia elektryczna w roku [MWh/a],
  - $N$  – ilość badanych bloków,
  - $T_{ik}$  – czas kalendarzowy w roku [8760h/a]
  - $P_{zi}$  – moc zainstalowana [MW]
  - BAT- Best Available Techniques ( najlepsza osiągalna technika)
  - FOR-Wskaźnik awaryjności
  - M- Margines mocy do średniego zapotrzebowania
  - $(P_{so}-Z_s)$  = Margines moc do średniego zapotrzebowania
  - $P_{so}-Z_s/P_{so}$ = awaryjności bloków na tle marginesu mocy []
  - $Z_s$  -Zapotrzebowanie do pokrycia przez energetykę zawodową
  - $P_{so}$  - Moc osiągalna energetyki zawodowej
  - IPPC- Integrated Pollution Prevention and Control. Zintegrowane Zapobieganie i Ograniczanie Zanieczyszczeń
  - LCP - Large Combustion Plant Directive
- 

- IED- The **Industrial Emissions Directive** (Directive 2010/75/EU)
- RES -Renewable Energy Sources,
- UCTE - Union for the coordination of transmission of electrecity,
- SAF – System Adequacy Forecast) w latach 2009-2020.
- TSO - Transmission system operator
- SAF – System Adequacy Forecast) w latach 2009-2020.

Wzór Carnota

$$\eta = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

- $T_2$ = K temp zimnego końca w stopniach Kelwina
- $T_1$ = K temperatura „ gorącego końca” w stopniach Kelwina

## Załącznik V spis rysunków zawartych w pracy

Rysunek 1: Osiągane wskaźniki sprawnościowe dla rzeczywistych obiegów parowych i gazowych.....	4
Rysunek 2: Nowe Bloki w latach 1955-2005 (w tym odtworzenia, w innej technologii bloków w Turowie, Sierszy.Jaworznie II) (źródło: ARE).....	7
Rysunek 3 Sposób wyznaczania gęstości prawdopodobieństwa za pomocą wykresu destrukcji w przypadku, gdy destrukcja jest krzywą monotonicznie rosnącą bez punktu przegięcia: a) wykres destrukcji w czasie, b) wykres gęstości prawdopodobieństwa. ....	11
Rysunek 4: Zapotrzebowanie mocy KSE dla podanego okresu [MW] (źródło PSE S.A).....	12
Rysunek 5 Produkcja energii elektrycznej .....	12
Rysunek 6: ‘Wiek mocy ‘ w Krajowym Systemie energetycznym. ....	19
Rysunek 7 Praca KSE przy cyklach remontowych 7 i 8 letnich (źródło: Energoprojekt Warszawa prezentacja dla TGEP VI 2015).....	19
Rysunek 8: Zapotrzebowanie mocy w miesiącach letnich na przestrzeni lat 2007-2010, godz. 11 (źródło: PSE-operator) .....	24
Rysunek 9: Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w 2009 roku na tle danych historycznych (źródło: PSE Operator) .....	24
Rysunek 10: Zestawienie prognozowanego popytu i podaży na moc w latach 2008-2030 (źródło PSE Operator).....	25
Rysunek 11: Przykładowy bilans mocy w KSE w szczycie dnia 29 stycznia 2008. (źródło: PSE Operator).....	27
Rysunek 12: Jednostkowy koszt techniczny wytwarzania wg technologii, 2014 r.[ARE S.A ] .....	27
Rysunek 13 Jednostkowy koszt sprzedanej energii wg technologii, 2014 [ARE S.A ].....	28
Rysunek 14 Składniki ceny energii dla odbiorców końcowych w przedsiębiorstwach obrotu, w zł/MWh [10].....	29
Rysunek 15 Jednostkowe koszty dystrybucji, w zł/MWh [6] Jednostkowe koszty dostarczania energii i ich dynamika .....	29
Rysunek 16 Jednostkowe koszty dystrybucji, w zł/MWh [6].....	30
Rysunek 17 Zysk brutto na działalności energetycznej. Dane skorygowane wskaźnikiem inflacji. (Ceny stałe 2014), w mld zł .....	30
Rysunek 18 Wskaźniki rentowności działalności energetycznej dla wybranych grup przedsiębiorstw [6, 10]; El wk – elektrownie na węgiel kamienny, El wb – elektrownie na węglu brunatnym, El w – elektrownie wodne, El ww – elektrownie wiatrowe, OSP – operator systemu przesyłowego, OSD - operatorzy systemów dystrybucyjnych .....	31
Rysunek 19 Wejścia i wyjścia skonsolidowanych strumieni energii elektrycznej (wykres SANKEYa) w przykładowym dla KSE okresie jednego roku (2006).....	32
Rysunek 20 Mapa połączeń KSE z sąsiednimi krajami (źródło: www.cire.pl) .....	35
Rysunek 21 Emisje zanieczyszczeń w Polsce, lata 1990-2010. (źródło: ENERGYSYS).....	50
Rysunek 22 Emisje i limity emisji CO2 do powietrza atmosferycznego (źródło: ENERGYSYS) .....	52
Rysunek 23 Koszty zewnętrzne elektrowni w funkcji technologii wytwarzania energii elektrycznej (źródło: RWE A.G).....	52

Rysunek 24 Zalecane postępowanie ekologiczne w elektrowniach polskich za źródłem Energopomiar Warszawa materiał dla TGEP VI 2015 .....	53
Rysunek 25 Konkluzje BAT za Energoprojekt Warszawa materiał dla TGEP VI 2015 .....	54
Rysunek 26 Konkluzje BAT za Energoprojekt Warszawa materiał dla TGEP VI 2015 .....	54
Rysunek 27 Konkluzje BAT za Energoprojekt Warszawa materiał dla TGEP VI 2015 .....	55
Rysunek 28 Przebieg ograniczania wewnętrznych emisji gazów cieplarnianych w UE do 2050 oraz (100% =1990r.) ŹRÓDŁO ARE S.A oraz potencjał REDUKCJ EMISJI wg McKinsey	58
Rysunek 29 Poprawa sprawności bloków El. Turów w wyniku jej modernizacji , rzędna to % sprawności poszczególnych bloków przed i po modernizacji, odcięta lata w których przeprowadzano modernizację (źródło: Elektrownia Turów).....	62
Rysunek 30 Koszty zewnętrzne dla typowej lokalizacji w UE-15 (źródło: Politechnika Wrocław).....	66
Rysunek 31 Schemat kotła OE667 .....	76
Rysunek 32 Schemat kotła OE700.....	77
Rysunek 33 Maszynownia w Elektrowni Turów (źródło: strona internetowa PGE S.A).....	78
Rysunek 34 Przekrój osiowy turbiny 14CK230.....	78
Rysunek 35 Przekrój osiowy turbiny 16CK260.....	79
Rysunek 36 Widok generatora od strony aparatu szczotkowego (źródło: strona internetowa PGE S.A).....	80
Rysunek 37 Elektrownia Turów wizualizacja po wybudowaniu ( rozpoczęcie XII 2014) bloku 450 MW (źródło: strona internetowa PGE S.A) .....	81
Rysunek 38 Elektrownia Łagisza (źródło: www.tauron-wytwarzanie.pl) .....	82
Rysunek 39 Elektrownia Łagisza .....	<b>Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.</b>
Rysunek 40 Elektrownia Łagisza. Sprawność obiegu bloku 460MW netto – wynikająca z danych projektowych (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Bełchatów 2013) .....	83
Rysunek 41 Kocioł na parametry nadkrytyczne 1100 MW, NEURATH, Niemcy (źródło: www.neurath.de) .....	85
Rysunek 42 Schemat bloku 858MW (źródło: GiEK S.A) .....	86
Rysunek 43 Schemat turbiny DKY5-6N41B (źródło: GiEK S.A).....	87
Rysunek 44 Elektrownia Opole (źródło: <a href="http://www.blok5i6.pl/">http://www.blok5i6.pl/</a> ).....	88
Rysunek 45 Elektrownia Pątnów (źródło: Źródło : <a href="http://zepak.com.pl/pl/elektrownie/elektrownia-patnow-ii.html">http://zepak.com.pl/pl/elektrownie/elektrownia-patnow-ii.html</a> .....	89
Rysunek 46 Jaworzno III- Blok 910 MW - wizualizacja.....	91
Rysunek 47 Budowa kotła fluidalnego w Jaworznie – model (źródło: GDF SUEZ, Energie Europe& International) .....	92
Rysunek 48 Kocioł CFB 900 MW (źródło: Foster Wheeler).....	93
Rysunek 49 Siłownie kondensacyjne - współczesny przykład układu technologicznego (obieg gazowo-parowy) III (źródło:.....	97
Rysunek 50 Schemat układu gazowo-parowego na paliwo stałe gazogeneratorem Texaco-GE .....	98
Rysunek 51 Przewidywane wzrosty sprawności technologii IGSS .....	98
Rysunek 52 Schemat obiegu w elektrowni parowo gazowej (z kotłem odzysknicowym) .....	99
Rysunek 53 Schemat ideowy – zadada działania układu gazowo-parowego na paliwo stałe .	99
Rysunek 54 Przykładowe rozwiązanie techniczne turbiny gazowej.....	100
Rysunek 55 Przykładowe rozwiązanie , obieg parowo-gazowy z kotłem odzysknicowym..	103

## Załącznik VI spis Tabel zawartych w pracy

Tabela 1	Wskaźnik awaryjności bloków na tle marginesu mocy [Pso-Zs/Pso] źródło: ARE)..	6
Tabela 2	Przykłady szacunkowej wartości średniej wytrzymałości na pełzanie stali żaroodpornych w stanie obrobionym cieplnie w temperaturach podwyższonych .....	9
Tabela 3	Energia elektryczna objęta systemami wsparcia .....	13
Tabela 4	Sprzedaż energii elektrycznej i jej dynamika na rynku detalicznym - grupy sprzedawców .....	14
Tabela 5	Ważniejsze wielkości charakteryzujące elektroenergetykę polską. (Źródło: ARE S.A) .....	15
Tabela 6	Krajowy bilans energii elektrycznej – dane za okres od początku roku do końca miesiąca sprawozdawczego. (Źródło: ARE S.A).....	16
Tabela 7	Podstawowe informacje o dostawach energii dystrybucyjnym odbiorcom końcowym (źródło: ARE S.A).....	16
Tabela 8	Stan mocy elektrycznej zainstalowanej na koniec miesiąca sprawozdawczego. ....	17
Tabela 9	Syntetyczny bilans energii elektrycznej .....	18
Tabela 10	Zestawienie bloków kondensacyjnych w kolejności ich uruchomienia.....	20
Tabela 11.	Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wg projektu Polityki energetycznej Polski do 2030 roku [TWh] (źródło: ARE S.A).....	22
Tabela 12	Niezbędna moc brutto elektrowni i elektrociepłowni (spoza OZE).....	23
Tabela 13	Syntetyczny bilans energii pierwotnej dla Polski (źródło: MG raport za rok 2010) .....	26
Tabela 14	Dynamika i struktura jednostkowych kosztów w przedsiębiorstwach obrotu PO i POSD <sup>1)</sup> , w % ( Źródło ARE S.A).....	28
Tabela 15	Niedyspozycyjność jednostek wytwórczych w latach 2004-2007 (źródło: ARE S.A)33	
Tabela 16	Minimalne liczby jednostek GWS w poszczególnych elektrowniach. ....	34
Tabela 17	Wykaz obciążeń maksymalnych dla połączeń KSE (źródło: PSE Operator).....	35
Tabela 18	SITC (Simultaneous Interconnection Transmission Capacity) profilu polskiego na następne lata. (źródło: ENTSO).....	37
Tabela 19	Elektrownia Bełchatów .....	38
Tabela 20	Elektrownia Pątnów .....	38
Tabela 21	Elektrownia Pątnów II.....	39
Tabela 22	Elektrownia Adamów .....	39
Tabela 23	Elektrownia Konin .....	39
Tabela 24	Elektrownia Turów .....	40
Tabela 25	Elektrownia Kozienice .....	40
Tabela 26	Elektrownia Opole.....	40
Tabela 27	Elektrownia Dolna Odra.....	41
Tabela 28	Elektrownia Połaniec.....	41
Tabela 29	Elektrownia Rybnik.....	42
Tabela 30	Elektrownia Jaworzno 3 .....	42
Tabela 31	Elektrownia Łaziska .....	42
Tabela 32	Elektrownia Łagisza .....	43
Tabela 33	Elektrownia Siersza.....	43
Tabela 34	El. Bełchatów Turbozespoły .....	44
Tabela 35	EL. Pątnów Turbozespoły .....	45

Tabela 36 El. Adamów Turbozespoły.....	45
Tabela 37 EL. Pątnów II Turbozespoły .....	45
Tabela 38 El. Turów Turbozespoły.....	46
Tabela 39 EL. Kozienice Turbozespoły.....	46
Tabela 40 El. Opole Turbozespoły.....	47
Tabela 41 El. Dolna Odra Turbozespoły.....	47
Tabela 42 El. Połaniec Turbozespoły.....	47
Tabela 43 El. Rybnik Turbozespoły.....	48
Tabela 44 El. Jaworzno 2 Turbozespoły .....	48
Tabela 45 EL. Łaziska Turbozespoły.....	48
Tabela 46 EL. Łagisza Turbozespoły.....	49
Tabela 47 EL. Siersza Turbozespoły.....	49
Tabela 48 Zużycia węgla, zawartości siarki i emisji SO <sub>2</sub> w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych węglem (źródło: ENERGSYS).....	51
Tabela 49 Zestawienie aktów prawnych unijnych i krajowych dot. gospodarki odpadami, elektroenergetyki, obszaru zwiększenia efektywności (w obszarze dot. kotłów energetycznych) .....	56
Tabela 50 Główne źródła emisji CO <sub>2</sub> w Europie Centralnej .....	57
Tabela 51 Porównanie udziałów paliwowych w produkcji elektryczności i emisji, CO <sub>2</sub> w procesie produkcji energii (źródło: ARE S.A).....	61
Tabela 52 Sprawności poszczególnych bloków El. Turów w związku z jej modernizacją (lata 1990-1999) (źródło: Elektrownia Turów) .....	63
Tabela 53 Sprawności poszczególnych bloków El. Turów w związku z jej modernizacją (lata 2000-2010) (źródło: Elektrownia Turów) .....	63
Tabela 54 Parametry niezawodnościowe bloków w polskich elektrowniach dane zagregowane dla elektrowni zawodowych (źródło: ARE).....	65
Tabela 55 Zużycie bezpośredniej energii elektrycznej w układzie działów PKD 2007 (źródło: Ministerstwo Gospodarki raport 2013) .....	67
Tabela 56 Zużycie bezpośredniej energii elektrycznej w układzie działów PKD 2007 (źródło : Ministerstwo Gospodarki raport 2013) .....	68
Tabela 57 Światowa produkcja energii elektrycznej, 2005r. Generacja łączna: 18.000TWh .	70
Tabela 58 Tabela Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej (stan na dzień 30 stycznia 2015 r.) ( źródło: PSE Operator) .....	71
Tabela 59 Elektrownia Łagisza. Porównanie wartości emisji (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Bełchatów 2013).....	83
Tabela 60 Parametry gwarancyjne. Elektrownia Łagisza (źródło: prezentacja El. Łagisza Jan Rogóż, Bełchatów 2013).....	84
Tabela 61 Budowa nowych bloków energetycznych w Niemczech w latach 2009-2012 (źródło: RWE A.G informacja konferencja Kraków 2013) .....	94
Tabela 62 Zalety i wady różnych źródeł energii elektrycznej (źródło: CIRE.pl) .....	95
Tabela 63 Koszty redukcji CO <sub>2</sub> , wynikających z polityki energetyczno-klimatycznej (źródło: Politechnika Wroclawska Szalbierz, Malko, Raport 2030 dla PKEE, 2008r.) .....	96
Tabela 64 Siłownie kondensacyjne, kierunki wzrostu sprawności III (źródło: Politechnika Wroclawska Szalbierz, Malko) .....	96
Tabela 65 Struktura kapitałowa badanych spółek elektroenergetycznych w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014) ....	107
Tabela 66 Wskaźniki płynności finansowej w badanych spółkach energetycznych w USA w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014) .....	107



Tabela 67 Statyczne wskaźniki płynności finansowej w badanych spółkach energetycznych w Polsce w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014) .....	107
Tabela 68 Wskaźniki rentowności sprzedaży w badanych spółkach energetycznych w USA i w Polsce w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014) .....	108
Tabela 69 Rentowność kapitałów i efekt dźwigni finansowej w badanych spółkach w latach 2009-2012 (źródło: Wiesław Janik, Henryk Kaproń, Artur Paździor ("Rynek Energii" - nr 3/2014) .....	108
Tabela 70 Podstawowe kierunki polityki energetycznej. PEP – 2009: macierz cele strategiczne vs. podstawowe kierunki polityki energetycznej (projekt MS, 2009) .....	109
Tabela 71 plany wypełnienia grafików obciążenia z poszczególnych rodzajów energii, preferowanych (kolory) Źródło : PSE Operator.....	123