



Herbert Leopold Gabryś

Elektroenergetyka w Polsce 2016 ...na półmetku roku¹⁾

Streszczenie: Przedstawiono na tle danych statystycznych obraz sytuacji polskiej elektroenergetyki w połowie 2016 roku. Zwrócono uwagę nie tylko na ekonomiczną stronę i efekty działalności, ale i na techniczne zużycie maszyn i urządzeń w podsektorze generacji energii elektrycznej, wskazując między innymi na znaczący i rosnący udział zmęczenia materiału w przyczynach awarii bloków. Zdefiniowano „dekalog” pytań, odpowiedź na które powinna się znaleźć w zaktualizowanej doktrynie energetycznej państwa polskiego.

Power industry in Poland ...in the middle of the year

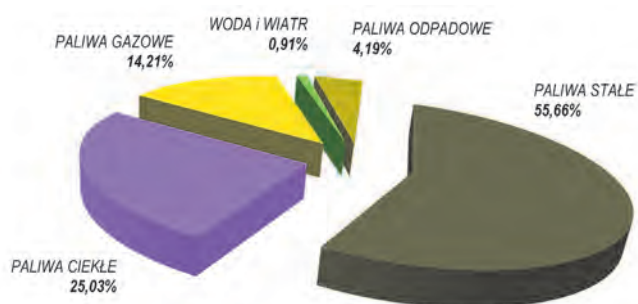
Summary: On the basis of statistical data presented is condition of the Polish power industry in the middle of the year 2016. Attention is paid not only to the economic aspect and activity effects but also to technical wear out of machines and equipment in the sub-sector of electric energy generation. Indicated is, among the others, a substantial and still growing share of material fatigue as one of unit failure causes. Defined is the „decatalogue” of questions that should be answered in the updated energy doctrine of the Polish state.

W połowie roku oglądamy się wstecz, aby zweryfikować pierwotne osądy poprzedniego roku, ale też odnieść się do spełnienia oczekiwanych rozstrzygnięć wobec wyzwań. Dotyczy to nie tylko elektroenergetyki. W wyniku zmiany rządu i decyzji o nowym brzmieniu ustawy o działach gospodarki, energetyka znalazła się „po bratersku” w Ministerstwie Energii razem z górnictwem. Patrzymy zatem wstecz ze szczególnej potrzeby. Do tego przeżyliśmy, a gdzieś tam przeżywamy nadal, personalną rewolucję. A na zewnątrz: grudniowy szczyt klimatyczny COP-21 zabarwiony, bardziej niż dotąd bywało, gotowością świata do ugody. Z naszej strony szczyt z wyostreniem woli bardzo ostrożnego podchodzenia do deklaracji klimatycznych. No cóż! Zobaczmy!

A póki co, przywołajmy co nieco z wyników roku poprzedniego.

W Polsce PKB 2015 roku wzrósł realnie o 3,6% w skali roku, a tempo wzrostu gospodarczego było zbliżone do roku 2013 i 2014. Ten stan, ale i prognozy rozwoju gospodarczego nie przenoszą i nie przeniosą się w skutkach na elektroenergetykę w dotychczasowych relacjach. Ze wzrostu gospodarczego nie rodzi się, w proporcjach dotychczasowych, zwiększona konsumpcja energii elektrycznej. Zwiększa się, co cieszy, efektywność energetyczna gospodarki, ale z drugiej strony nawarstwiają się kosztowne wyzwania. Przy czym, kumulują się z re-

strykcyjną wobec węgla polityką klimatyczną UE. Zauważmy przy tym, że gospodarka w Polsce w ponad połowie opiera się na paliwach stałych. Zatem dotyczy to całej gospodarki, choć elektroenergetyki szczególnie.



Rys. 1. Struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce za 2015 rok

Na tle przemysłu wyniki sektora energetycznego za rok 2015 jawią się „blado” i choć przyczyną sprawczą jest przede wszystkim przeszacowanie aktywów na ponad 16 mld złotych, toć owo przeszacowanie kreśli prawdę o wartości polskiej energetyki, a przede wszystkim generacji.

W strukturze produkcji energii elektrycznej zmieniło się niewiele. Warto zauważyć, że udział źródeł OZE sięgnął 13,7%, głównie z przyczyn energii wiatrowej. Łącznie wyprodukowano z OZE 22 606,3 GWh, tj. o 14,1% więcej niż przed rokiem – przy mocy zainstalowanej 6 980 MW, tj. o 21,6% większej.

¹⁾ Referat wygłoszony podczas VIII Katowickich Dni Elektryki w trakcie XI Konferencji naukowo-technicznej „Bezpieczeństwo w Elektryce i Energetyce”.

Tabela 1

Wyniki sektora paliwowo-energetycznego na tle wyników przemysłu za rok 2015, mln zł

	Przychody	EBITDA	EBIT	Podatek doch.	Wynik netto
Przemysł*	1 290 017 1 264 702	125 477 115 926	67 586 68 989	9 269 9 328	52 199 53 379
Sektor paliwowo-energetyczny	336 082 361 494	33 298 30 398	7 154 13 276	1 495 2 390	3 205 13 251
– elektroenergetyka łącznie	137 274 138 424	19 261 18 537	2 611 11 031	262 2 090	654 16 603
• wytwarzanie en. el.	32 959	8 101	-4 357	-937	-3 871
• dystrybucja en. el.	27 185	8 133	4 595	799	3 593
– wydobycie węgla kamiennego i brunatnego*	26 377 28 997	2 885 3 813	-1 229 -678	236 -82	-1 842 -1 489

* bez kopalni węgla brunatnego GIEK S.A.

Opracowanie Hlg na podstawie ARE S.A. oraz zbiorów własnych; na niebiesko rok 2014

Zwróćmy jednak uwagę na wyniki: sektor elektroenergetyczny, tj. wytwarzanie, obrót energią elektryczną i ciepłem wytwórców, dystrybucja dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedaż energii elektrycznej dla przedsiębiorstw obrotu na działalności energetycznej wypracował zysk w wysokości 4 449,3 mln zł, a więc o 7 394,2 mln zł mniejszy niż w roku 2014 (mniej o 62,4%).

Udział poszczególnych grup firm w zysku sektora przedstawiał się następująco:

- wytwórcy -1 927,7 mln zł w 2014 4 983,8 mln zł
- OSP 950,7 mln zł w 2014 759,4 mln zł
- PO_{SD} 835,9 mln zł w 2014 1 797,4 mln zł
- OSD 4 178,8 mln zł w 2014 3 899,9 mln zł
- PO 411,7 mln zł w 2014 493,1 mln zł

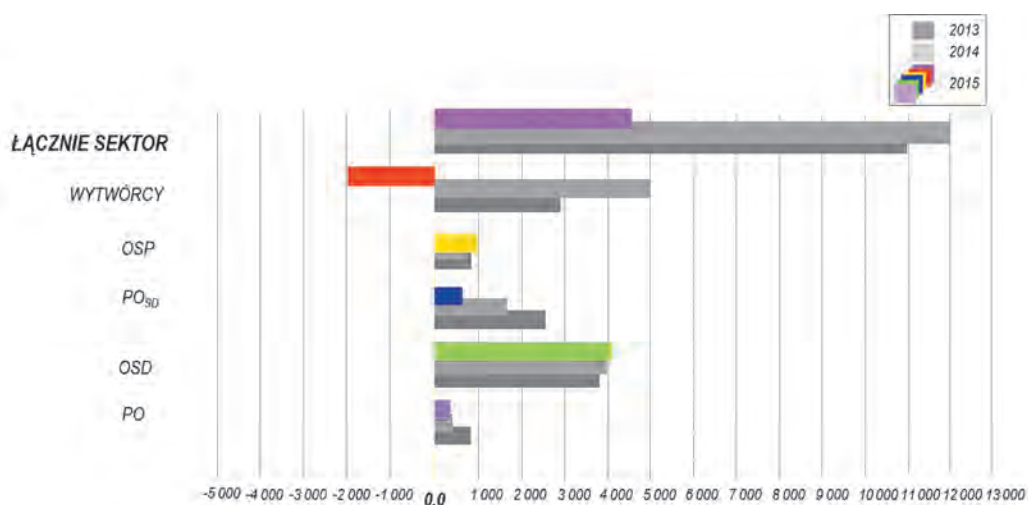
Zauważmy jednak, że porównywanie wyników za rok 2015 z okresami przeszłymi wymaga przypomnienia odpisów na przeszacowanie aktywów. A były one jednorazowe obciążając wynik roku i niebagatelne:

- ENEA S.A. 2,32 mld zł, TAURON PE S.A. 3,56 mld zł, PGE S.A. 8,80 mld zł i ZE KONIN 1,88 mld zł. Przeszacowanie aktywów było przede wszystkim z przyczyn generacji (z wyjątkiem ENEI). To musiało zmienić znacząco wyniki finansowe grup kapitałowych, ale i całego sektora i podsektorów.

Stąd, choć nie tylko, najbardziej różnią się w stosunku do 2014 inne wyniki wytwórców energii elektrycznej. Także bardzo różne, jeśli spojrzeć na nie według rodzaju paliw. Porównajmy zatem elektrownie węgla brunatnego i kamiennego.

Elektrownie węgla brunatnego:

- wynik na energii elektrycznej -3 727,9 mln zł z rentownością -35,3% z przyczyn przeszacowania aktywów, ale także mniejszych przychodów finansowych, tu dynamika 52,6%, co stanowi o 93,0 mln zł mniej i znacznie wyższych pozostałych kosztach z dynamiką 116,5% przy mniejszych przychodach z tytułu kosztów osieroconych, tu mniej o 594,8 mln zł, tj. o 62,0%;



Rys. 2. Wyniki finansowe sektora elektroenergetycznego – wynik łączny na działalności energetycznej 2015 na tle wyników z lat 2014 i 2013, mln zł

- koszty korzystania ze środowiska naturalnego były wyższe i stanowiły 290,1 mln zł z dynamiką 110,0%;
- koszty zmienne stanowiły 4181,3 mln zł z dynamiką 97,3% przy cenie węgla 7,1 zł/GJ, tj. o 1,6% niższych, a stałe 7456,3 mln zł;
- koszty wytwarzania wyniosły łącznie 11 637,6 mln zł i były większe o 75,6%, z tego na remonty przeznaczono 271,1 mln zł, tj. o 20,4% mniej;
- uwzględniając odpisy, jednostkowy koszt techniczny wytworzenia energii elektrycznej był równy 234,1 zł/MWh, czyli o 80,3% większy, a energii elektrycznej sprzedanej 248,5 zł/MWh, a więc więcej o 58,2%.

Elektrownie węgla kamiennego:

- wynik na energii elektrycznej -46,3 mln zł przy 725,4 mln zł w roku ubiegłym, mniejsze były przychody finansowe o 50,9%, a koszty finansowe porównywalne;
- przychody ze sprzedaży energii elektrycznej były wyższe i wynosiły 12 193,6 mln zł z dynamiką 101,5%;
- koszty korzystania ze środowiska naturalnego były niższe i wynosiły 172,8 mln zł z dynamiką 92,3%;
- koszty zmienne były równe 7044,6 mln zł z dynamiką 97,7%, przy cenie węgla 10,6 zł/GJ, a stałe 28 223 mln zł i były mniejsze o 5,2%;
- koszty wytwarzania wyniosły łącznie 9866,9 mln zł i były mniejsze o 3,2%, z tego na remonty przeznaczono 422,6 mln zł, to jest 12,3% mniej;
- jednostkowy koszt techniczny wytworzenia energii elektrycznej był równy 174,1 zł/MWh, czyli o 4,9% mniej, a energii elektrycznej sprzedanej 203,3 zł/MWh, o 1,0% mniej.

Jeśli już wspomniano „braterską wspólnotę energetyki i górnictwa pod jednym ministrem”, to przywołajmy trochę informacji o węglu kamiennym w kontekście elektroenergetyki.

Zużyliśmy węgla kamiennego w kraju 71 718,68 tys. ton, czyli o 2,9% mniej przy wydobyciu 72 629,03 tys. ton, o 0,8% mniejszym, o wartości opałowej 23,94 GJ/t. Sprowadziliśmy z zagranicy 8206,60 tys. ton, o 20,3% mniej, a wyeksportowaliśmy 9 185,93 tys. ton, a więc o 4,0% więcej. Zapasy na koniec roku były równe 21 754,12 tys. ton i zmniejszyły się o 1274,33 tys. ton, z czego w elektrowniach i elektrociepłowniach razem wynosiły 8225,00 tys. ton, czyli o 0,6% mniej. Zużycie łącznie w elektrowniach i elektrociepłowniach wyniosło 37 099,00 tys. ton, tj. o 0,9% więcej, z czego na produkcję samej energii elektrycznej 30 058,00 tys. ton, tj. 1,3% więcej.

Z informacji tegorocznych nie widać nadziei na szybką zmianę sytuacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Na rynkach światowych wyraźna nadpodaż, ceny, jeśli rosną, to symbolicznie, a zapasy wciąż trudno rozładować. Zapoczą-

owane procesy zmian w polskim górnictwie wymagają nie tylko czasu, ale i wielkiej determinacji, dotyczą bowiem niezwykle wrażliwych obszarów społecznych. Póki co, warto zauważyć próby krótkookresowych rozwiązań, choćby w dramatycznej potrzebie rozładowania zapasów. Widoczne są między innymi w innej niż do tej pory było relacji produkcji energii elektrycznej pomiędzy elektrowniami na węglu kamiennym i brunatnym. Krótkookresowe, bo już dziś, ale pewnie także na horyzont kilku lat.

Tabela 2

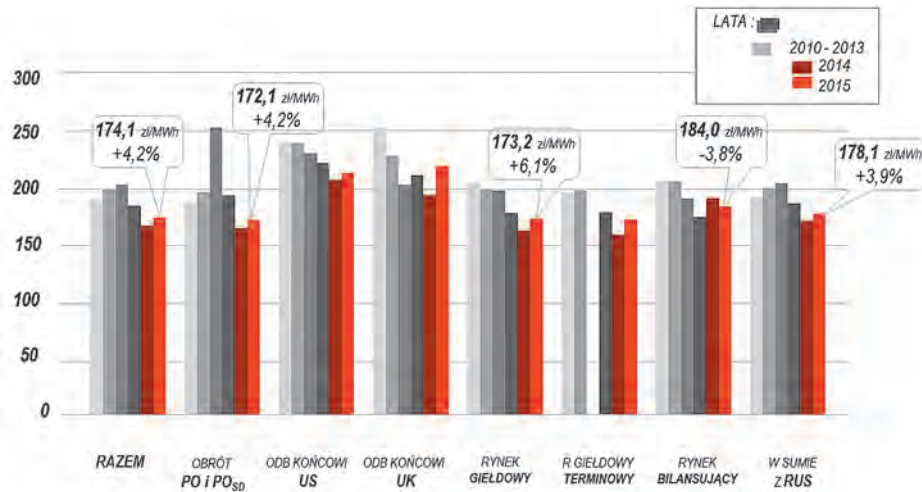
Z bilansu energii po pięciu miesiącach 2016 r.

	Pięć miesięcy rok 2015, GWh	Pięć miesięcy rok 2016, GWh	Dynamika, %
Produkcja ogółem	67 230	67 193	99,04
el. zawodowe	58 707	57 923	98,67
• wodne	1 203	1 138	94,54
• ciepłe	57 503	56 790	98,76
– na węgla kamiennym	33 443	34 209	102,29
– na węgla brunatnym	22 025	20 069	91,12
– gazowe	2 035	2 512	123,42
– wiatrowe	4 247	4 901	115,40
Zużycie ogółem	67 444	68 640	101,77

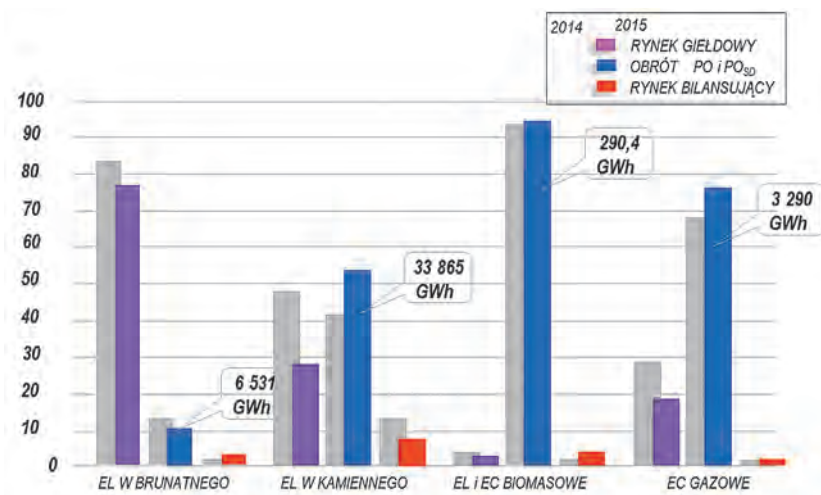
Aby dopełnić nieco obraz generacji dodajmy, iż elektrociepłownie na węglu kamiennym miały wynik wyraźnie lepszy niż w roku 2014, przy jednostkowym koszcie technicznym wytworzenia równym 156,8 zł/MWh, co stanowiło 3,8% więcej. Elektrociepłownie gazowe miały wynik na energii elektrycznej o 15,4% większy, przy przychodach wyższych o prawie 70%. Ten wzrost był z przyczyn zwiększonej sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia z tytułu przywrócenia certyfikatów „czerwonych” i „żółtych”. Gdyby jednak tu odliczyć przychody z tytułu kosztów osieroconych, to wskaźnik rentowności na energii elektrycznej 19,3% stałby się ujemny (-3,5%). Jednostkowy koszt techniczny wytworzenia wyniósł 235,9 zł/MWh i było to mniej o 9,2%. Generacja wiatrowa przyniosła zysk na poziomie 978,1 mln zł z dynamiką 114,2%, przy wyraźnie wyższym wolumenie produkcji i sprzedaży, ale także z przyrostu nowych mocy. Przywołajmy to z pamięci, gdy przyjdzie rozważać tak bardzo kontestowaną ustawę o OZE.

Wytwórcy energii elektrycznej energetyki zawodowej w 2015 roku sprzedali 144 495,9 GWh, o 2,6% więcej niż przed rokiem, tj. prawie o 3659 GWh:

- w grupie elektrociepłowni gazowych więcej o 25,0%
- w grupie elektrowni węgla kamiennego więcej o 2,0%
- w grupie elektrowni węgla brunatnego więcej o 1,4%



Rys. 3. Średnie ceny energii elektrycznej wytwórców, zł/MWh, według kierunków w latach 2010-2015



Rys. 4. Sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców, %, według kierunków z lat 2014 i 2015

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym uległy widocznym zmianom, wyższe niż w 2014, poza rynkiem bilansującym.

Dominuje sprzedaż na TGE i PO odpowiednio 48,6% i 15,9%, przy czym na TGE mniej o 4,6% niż przed rokiem.

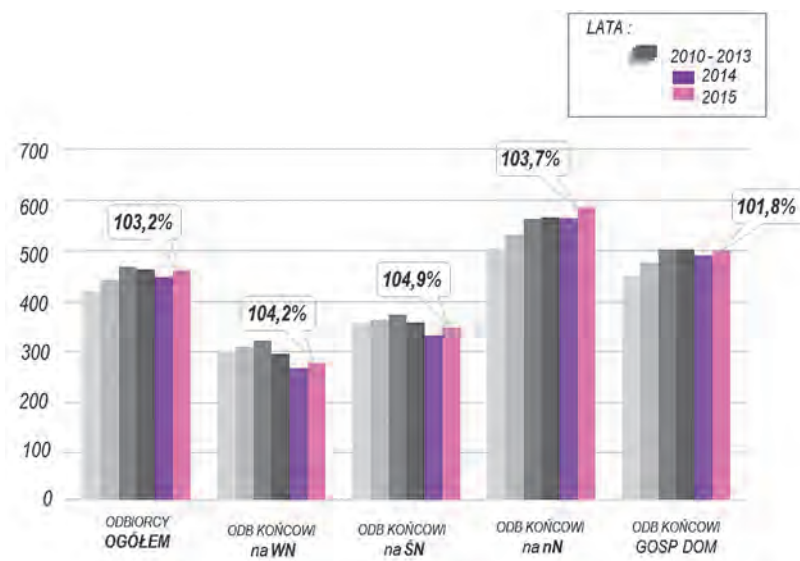
O wynikach by wiele, bo rok 2015 istotnie różny od poprzednich. Dodajmy w skrócie, że przedsiębiorstwa PO_{SD} tzw. „zasiedziały” przy przychodach większych o 4,7% i kosztach uzyskania przychodów wyższych o 5,4% uzyskały dużo gorszy wynik na działalności energetycznej. Był nieco mniejszy niż połowa wyniku za 2014 rok. Jeszcze większa niż przed rokiem była w wolumenie obrotu pozycja przedsiębiorstw obrotu PO, bo ze zwiększeniem przychodów o 20,4% (to przede wszystkim hurt). Tam jednak z przyczyn wyraźnie większego kosztu zakupu energii o 20,7% wynik na działalności energetycznej

był o 16,5% mniejszy. W dystrybucji bez zmian. W relacji do lat poprzednich wzrost przychodów i wyniku na działalności energetycznej w dynamice zbliżonej, ale z rosnącymi kosztami uzyskania przychodów. Dominujący był wzrost kosztów opłat przejściowych, bo aż o 33,9%.

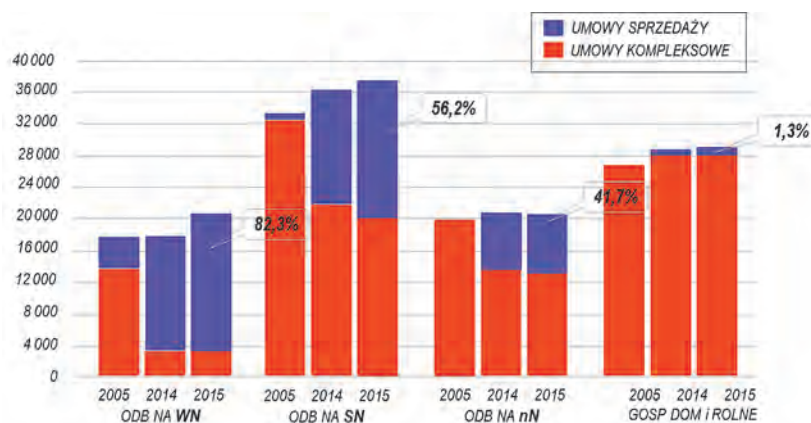
Słowo o operatorze. OSD bez większych zmian, ze stabilną dynamiką zwiększenia przychodów, przy nieco większej dynamice wyniku na działalności energetycznej.

Na rynku detalicznym statystyczna średnia cena sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych z umów kompleksowych była wyższa o 14,5 PLN/MWh od cen z roku 2014.

Zmienia się wyraźnie struktura sprzedaży z odchodzeniem od umów kompleksowych już nie tylko na średnim i wysokim napięciu. Za 2015 rok w taryfie A, B i C przybyło łącznie



Rys. 5. Ceny energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych w latach 2010-2015



Rys. 6. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w GWh odbiorcom końcowym z PO_{SD} w latach 2005-2014 oraz na podstawie umów sprzedaży i kompleksowych (UK i US) w 2015

35 818, tj. 22,9% więcej odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy energii, zaś w taryfie G przybyło 103 624 odbiorców i to było zwiększenie o 36,1% w relacji do zmian z roku 2014.

Wróćmy jednak do generacji. Ta bowiem w 2015 roku pokazała wyraźnie, że tego jak jest, należy się bać. To już nie tylko problemy zużycia materii czy niskiej sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Stan rzeczy generacji w Polsce rodzi wiele więcej pytań, a stan bloków energetycznych pod względem możliwości pracy w systemie i ich awaryjność jest jednym z istotnych determinantów decyzji strategicznych. Jest wiele wskaźników, które analizowane corocznie dają szeroki obraz stanu bloków energetycznych. Ale jest jeden bardzo prosty wskaźnik, choć bywa kontestowany. Prosty, bowiem określa relację czasu pracy do łącznego czasu przestoju (remonty, awarie, ...).

Przywołajmy zatem takie relacje z definicji jw. za rok 2015:

- bloki od 100 do 199 MW licząc łącznie przepracowały w 2015 roku 50 089,3 godzin, w przestojach były 55 036,6 godzin, tj. 109,9% w relacji do czasu pracy;
- bloki od 200 do 299 MW licząc łącznie przepracowały w 2015 roku 281 131,3 godzin, w przestojach były 139 349,4 godzin, tj. 46,6% w relacji do czasu pracy;
- bloki powyżej 300 MW licząc łącznie przepracowały w 2015 roku 539 384,1 godzin, w przestojach były 275 296,0 godzin, tj. 51,0% w relacji do czasu pracy.

Gdyby to samo pokazać różnicując bloki według rodzaju paliwa, to na węglu brunatnym ten wskaźnik wynosił 36,1%, zaś na węglu kamiennym 60,8%. W 2015 roku powodem prawie 70% awarii było zużycie materiału i prawie w 56% dotyczyło kotła właściwego.

Nic dodać, aby zauważyć, że jeśli „gwałtownie już” nie podejmiemy działań mających na celu zabezpieczenie generacji w KSE i zwiększoną wymianę z zagranicą, to oczekiwać możemy nie tylko wzrostu cen, ale przede wszystkim dokuczliwych i kosztownych dla gospodarki przerw w dostawie energii elektrycznej. I to już, naprawdę, „jutro”.

PRÓBA PODSUMOWANIA

Działalność podmiotów elektroenergetyki w Polsce determinuje dziś bardziej niż kiedykolwiek nie tylko stan infrastruktury, w tym generacji przede wszystkim, czy sytuacja finansowa grup kapitałowych, ale i potrzeba „ogarnięcia” sygnalizowanych, póki co nieczytelnych zamierzeń strategicznych państwa. Te zaś, gdyby agregować je w dekalog niezbędnych rozstrzygnięć mogłyby przedstawiać się następująco, ujęte w postaci nurtujących pytań.

GENERACJA KONWENCJONALNA

- „uciekać” czy inwestować w najnowsze technologie w wazącej części na własnych zasobach paliw?

ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

- utrzymywać istniejącą dynamikę i system wsparcia czy też zmienić system i ograniczyć koszty wsparcia?

ŹRÓDŁA KOGENERACYJNE

- pozostawić system stymulowania rozwoju „jak jest” czy też wyraźnie różnicować kryteria wsparcia?

INNOWACYJNOŚĆ

- pozostać z wiarą w jej „omnipotencję” czy też szukać rozstrzygnięć kompleksowych?

RYNEK

- trwać przy wąskiej specjalizacji ofertowej czy też szukać wielości produktów jako leku na malejące przychody?

CYFRYZACJA

- traktować jako przydatne oprzyrządowanie zarządzania czy też drogę wdrożenia strategii biznesowej?

INTEGRACJA

- traktować jako dokonaną co do metody czy też szukać integracji znacznie szerszej?

USTALENIA KONFERENCJI COP-21

- ułatwią nam własną drogę do osiągnięcia celów klimatycznych na miarę porozumień globalnych czy pozostanie kontynuacja kosztownej dekarbonizacji gospodarki wg UE?

II PAKIET KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNY UE

- uda się szerzej pójść własną drogą przebudowy energetyki czy też będziemy ją realizować według oczekiwań dominujących gospodarek Wspólnoty?

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI

- stanie się doktrynalnym zapisem woli państwa czy też pozostanie mixem sprzecznych interesów?

Pewnie to nie wszystko, bo pozostało przecież jeszcze sporo pytań oprócz tych dziesięciu uproszczonych. Od lat oczekuje tak wiele z nich na odpowiedź!

Dodajmy do tego obawy o ciągłość dostaw sygnalizowane przede wszystkim przez przemysł „energowrażliwy” po doświadczeniach sierpnia roku ubiegłego i „impotentnych”, jak dotąd, działaniach dla pomniejszenia tych zagrożeń. Rynek mocy, choć zmierza w dobrą stronę, jest tylko częściowym rozwiązaniem problemu. Rosnące wymagania środowiskowe, chociażby z konkluzji BAT (a nieco szerzej dotyczą prawie 20 tys. MW mocy zainstalowanej w jednostkach centralnie dysponowanych i około 7,5 tys. MW w jednostkach niebędących centralnie dysponowanych), to około 16 mld zł nakładów inwestycyjnych. Na dodatek w czasie, który już biegnie, przy niedoprecyzowaniu szczegółów wymagań BAT (czekamy na decyzję Komisji Europejskiej). Z potrzeb systemowych na lata 2030-2040, niezależnie od przedsięwzięć związanych z konkluzją BAT i ubytków mocy z „odstawień”, trzeba nam „od wczoraj” decyzji dla inwestycji w generacji w skali 5,5-6 tys. MW.

Wiele by pisać. Bez wątpienia elektroenergetyka w Polsce sprawia wrażenie „permanentnej strategii przejściowej” na okresy krótsze niż tego wymaga odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne państwa i jest wynikiem raczej miksu sprzecznych interesów, niż woli państwa. Czego nam zatem dziś trzeba – do tego wszystkiego co powyżej – szczęścia, bo bez tego system czeka poważny „stan zawałowy”.

Artykuł ukazał się w miesięczniku „Energetyka”, nr 6/2016. Przedruk za zgodą redakcji.

