



STOWARZYSZENIE ELEKTRYKÓW POLSKICH



RAPORT

ENERGIA ELEKTRYCZNA DLA POKOLEŃ

**Monografia II Kongresu
Elektryki Polskiej**

TOM III

Warszawa, 11 kwietnia 2016 r.



**PLYTA CD
ZAŁĄCZNIKI**



II KONGRES
ELEKTRYKI POLSKIEJ
Warszawa, 1-2 grudnia 2014 r. ↔ 11 kwietnia 2016 r.



RAPORT

ENERGIA ELEKTRYCZNA DLA POKOLEŃ

Monografia

II Kongresu Elektryki Polskiej

TOM III

Komitet ds. Raportu (KDR):

Marek Bartosik – Przewodniczący,
Marian P. Kaźmierkowski – Wiceprzewodniczący,
Aleksandra Kopycińska – Sekretarz,

Członkowie KDR:

Waldemar Kamrat,
Włodzimierz Lewandowski,
Maciej Pawlik,
Tadeusz Peryt,
Tadeusz Skoczkowski,
Andrzej Strupczewski,
Marek Szczechowicz,
Adam Szeląg.

Biogramy członków Komitetu: www.sep.com.pl

Warszawa, 11 kwietnia 2016 r.



© Copyright by Stowarzyszenie Elektryków Polskich
ul. Świętokrzyska 14, 00-050 Warszawa
tel.: (22) 556-43-02, fax: (22) 556-43-01
e-mail: sep@sep.com.pl
www.sep.com.pl

Wydawca:
Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw
tel./fax: (22) 336-14-25
e-mail: handlowy@cosiw.pl
www.cosiw.pl

Korekta: Jerzy Szczurowski

Projekt okładki: Robert Krzyżanowski

Wydanie I
Warszawa 2016

All rights reserved
Printed in Poland

Utwór w całości ani we fragmentach nie może być powielany, ani rozpowszechniany za pomocą urządzeń elektronicznych, mechanicznych, kopiujących, nagrywających i innych, w tym również nie może być umieszczony ani rozpowszechniany w postaci cyfrowej zarówno w Internecie, jak i w sieciach lokalnych bez pisemnej zgody posiadacza praw autorskich.



ISBN 978-83-61163-64-0



SPIS TREŚCI

Wprowadzenie	5
1. Polska polityka na jednolitym rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej (UE)	7
1.1. Rozwój wspólnotowego rynku energii elektrycznej	7
1.2. Polityka energetyczna UE	8
1.3. Polityka energetyczna Polski	12
1.4. Sytuacja i działania Polski na wspólnotowym rynku energii elektrycznej	13
1.5. Uwagi końcowe	15
2. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne dla pokoleń	18
2.1. Źródła energii pierwotnej – dywersyfikacja w warunkach polskich	18
2.2. Problem dekarbonizacji polskiej elektroenergetyki a europejska polityka klimatyczna	23
2.3. Osiągalne źródła gazu jako efektywnego paliwa dla energetyki	26
2.4. Polski program energetyki jądrowej (PPEJ)	29
2.5. Bezpieczeństwo zasilania elektrycznych systemów trakcyjnych jako strategicznej alternatywy dla transportu wykorzystującego paliwa płynne	34
2.6. Inteligentne sieci elektroenergetyczne (ISE)	39
2.7. Bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych (cybersecurity)	41
3. Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia	44
3.1. Baza wytwórcza polskiej energetyki	44
3.1.1. Stan obecny, diagnoza	44
3.1.2. Zagrożenia, profilaktyka	45
3.1.3. „Energymix” w polskich realiach	45
3.2. Priorytety inwestycyjne w energetyce	49
3.2.1. Dostawy paliw	49
3.2.2. Rozbudowa źródeł wytwórczych	50
3.3. Ko- i trigeneracja w Polsce – szanse i zagrożenia – systemy małe i średnie	52
3.3.1. Rozwój kogeneracji	52
3.3.2. Trigeneracja	54
3.4. Stymulatory rozwoju ko- i trigeneracji (systemowe mechanizmy wsparcia)	55
3.5. Rozproszone zasoby energetyczne (RZE)	56
3.5.1. Charakterystyka generacji rozproszonej	56
3.5.2. Odnawialne źródła energii (OZE) – możliwości i granice rozwoju	58
3.5.3. Efektywność końcowego użytkownika energii	62
3.5.4. Systemy zarządzania energią po stronie popytowej	65
4. Magazynowanie energii elektrycznej – studium efektywności	68
4.1. Wprowadzenie	68
4.2. Rodzaje technologii magazynowania energii elektrycznej	69
4.2.1. Wielkie systemowe zasobniki wodne	69
4.2.2. Wielkie systemowe zasobniki pneumatyczne	69
4.2.3. Zasobniki kinetyczne – wykorzystujące masy wirujące	70
4.2.4. Zasobniki elektrochemiczne stałe – akumulatory	70
4.2.5. Zasobniki elektrochemiczne przepływowo	71
4.2.6. Superkondensatory	71
4.2.7. Inne zasobniki energii	72

4.2.8. Parametry wybranych zasobników energii	72
4.3. Magazynowanie energii elektrycznej produkowanej przez OZE – studium możliwości	73
4.3.1. Magazynowanie energii z OZE w układach akumulatorowych	73
4.3.2. Możliwości magazynowania energii OZE w ESP w Polsce	74
4.4. Zasobnikowe systemy elektroenergetyczne w transporcie	75
4.5. Gospodarka wodorowa i ogniwa paliwowe	77
4.5.1. Wodór jako nośnik energii	77
4.5.2. Produkcja wodoru	77
4.5.3. Magazynowanie i transport	80
4.5.4. Ogniwa paliwowe	81
4.6. Uwagi końcowe	83
5. Przesył energii – potrzeby, progi i bariery	85
5.1. Rozwój polskiego systemu przesyłowego – spójność wewnętrzna i zewnętrzna	85
5.1.1. Znaczenie sieci przesyłowych oraz rola operatora systemu przesyłowego (OSP) lub dystrybucyjnego (OSD) w sektorze energetycznym	85
5.1.2. Progi, założenia przyjmowane dla rozbudowy sieci przesyłowej	88
5.1.3. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej	89
5.2. Sieciowe priorytety inwestycyjne – budowa, rozbudowa i modernizacja	91
5.2.1. Rozwój sieci przesyłowej w perspektywie 2025 r.	91
5.2.2. Kwestie formalnoprawne dotyczące rozwoju sieci przesyłowych	94
5.2.3. Uwagi końcowe	95
6. Nowy porządek prawny dla przyspieszenia rozwoju i modernizacji energetyki	96
6.1. Nowe regulacje prawne dla współpracy rozproszonych źródeł energii elektrycznej i sieci inteligentnych z systemem krajowym	96
6.2. Nowe regulacje prawne w zakresie wymagań specjalnych dla energetyki jądrowej i ochrony radiologicznej	98
6.3. Nowe regulacje prawne dla transferu energii odzyskiwanej z systemów elektromechanicznych do systemu elektroenergetycznego lub innych odbiorców	101
6.3.1. Zagadnienia dotyczące zwrotu energii hamowania do zasilającej sieci elektroenergetycznej	101
6.3.2. Problemy dotyczące wykorzystania energii hamowania odzyskowego w Polsce	102
7. Nauka, edukacja, przemysł: synergiczna współpraca dla innowacyjności elektryki	103
7.1. Systemowe preferencje dla problematyki energetycznej	103
7.1.1. Znaczenie niezależności energetycznej	103
7.1.2. Preferencje w finansowaniu badań wdrożeniowych	104
7.2. Kształcenie nowych kadr dla elektryki i jej nowych kierunków rozwojowych	105
7.2.1. Charakterystyka stanu kadry i bazy edukacyjnej	105
7.2.2. Nowa mapa kształcenia kadr dla: zasobnikowych systemów elektroenergetycznych, OZE, energetyki jądrowej, kolei dużych prędkości	109
7.2.3. Zamawiane lub sponsorowane kierunki i specjalności edukacyjne	110
7.2.4. Innowacyjne kształcenie inżynierów w systemie PBL – możliwości i ograniczenia	112
7.3. Edukacja elektroenergetyczna społeczeństwa	114
8. Podsumowanie raportu, strategiczne wnioski i zalecenia końcowe	116
Literatura	122
Załączniki (dostępne: ► na załączonym CD; ► www.sep.com.pl)	126
• Załączniki główne (ZG) (wykaz wybranych materiałów autorskich uzupełniających raport)	126
• Dokumenty źródłowe (DZ) (wykaz wybranych dokumentów obcych wykorzystanych w raporcie)	126
Najważniejsze skróty	127



WPROWADZENIE

Energia elektryczna warunkuje możliwości rozwoju cywilizacji technicznej, zarówno w skali globalnej jak i lokalnej. Jej powszechna dostępność, niedostatek albo brak, determinują zróżnicowanie rozwoju cywilizacyjnego społeczności zasiedlających poszczególne obszary ziemi. Dostarczana przez system elektroenergetyczny¹ najsilniej warunkuje funkcjonowanie nowoczesnego społeczeństwa. Przy obecnych technologiach wytwarzania tej energii, jej główne źródła są nieodnawialne (paliwa kopalne²), tj. są skończone i ulegają wyczerpaniu, a same źródła odnawialne (słoneczne, wiatrowe, wodne) nie będą w stanie sprostać wzrastającym potrzebom cywilizacyjnym. Zagrożenie kryzysem energetycznym, zarówno lokalne jak i globalne wzrasta tak powoli, że praktycznie nie dociera do świadomości społecznej.

Szybkość wzrostu tego zagrożenia zależy od bardzo wielu czynników: z jednej strony od zasobności i dostępności źródeł energii pierwotnej przetwarzanej na elektryczną i rozwoju źródeł odnawialnych OZE, a z drugiej od wszechstronnego rozwoju dużej liczby możliwych do wyróżnienia szczegółowych dziedzin dyscypliny Elektrotechnika, zwłaszcza technik i technologii wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i racjonalnego wykorzystania energii elektrycznej. Wzrasta liczba urządzeń wymagających zasilania lub ładowania energią elektryczną, użytkowanych przez odbiorców końcowych. Bardzo istotny jest rozwój energooszczędnych technik i technologii użytkowania energii elektrycznej oraz uświadomienie ludziom konieczności oszczędzania energii i nadchodzących zagrożeń. Wszystko to może tylko spowolnić tempo wzrostu zagrożenia kryzysem, ale go nie eliminuje. Potrzebne są jakościowo nowe rozwiązania.

Opracowywane (nie tylko w Polsce) strategie, programy, założenia i prognozy energetyczne są zazwyczaj nazbyt krótkookresowe (typowo do r. 2030), z reguły powstają przy założeniu powszechnej dostępności węgla, ropy, gazu ziemnego, paliw jądrowych „wobec dużych zasobów światowych”, których zużywane rezerwy będą się jakoś uzupełniać wskutek bliżej nieokreślonych odkryć zasobów własnych lub na rynkach światowych. Pomijany jest z reguły nader złożony problem wystarczalności i dostępności tych zasobów w skali lokalnej oraz globalnej. Żyjemy więc praktycznie w uludnym świecie o rzekomo nieograniczonych zasobach po przystępnych cenach, podczas gdy nowe dane, coraz bardziej niepokojące, nie docierają do świadomości społecznej oraz do rządzących i nie wywołują dostatecznej reakcji obronnej w skali lokalnej i globalnej.

Żaden kraj na świecie nie może i nie powinien realizować swej polityki energetycznej w oderwaniu od problemu globalnego kryzysu energetycznego, bo żaden nie przetrwa tego sam. W skali globalnej nie jest istotne, o ile dziesiątek lat będzie się różnił okres destrukcji cywilizacyjnej w poszczególnych krajach lub regionach, ale czy ludzkość potrafi i zdąży znaleźć skuteczne metody zażegnania globalnego kryzysu energetycznego. Dotyczy to także Polski. Należy się jednak liczyć z ryzykiem, że solidarność europejska w obliczu głodu energetycznego może okazać się wysoce iluzoryczna.

¹ System elektroenergetyczny SEE – jeden z głównych podsystemów systemu energetycznego; pozostałe to podsystemy paliw stałych, ciekłych i gazowych. SEE ma silną tendencję integracyjną. Od początku XX w., tj. upowszechniania użytkowania energii elektrycznej, tworzone małe systemy, łączone w coraz większe, aż do krajowych SEE, które obecnie są łączone w transeuropejski system elektroenergetyczny ENTSOE.

² Paliwa kopalne (geopaliwa, paliwa energetyczne) stałe, płynne i gazowe – wszelkiego rodzaju: węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny; uran (perspektywnie z uwzględnieniem toru jako materiału paliworodnego).

Środowisko elektryków, dostrzegając niezwykle ważną społeczno, polityczną i gospodarczą tego trudnego wyzwania cywilizacyjnego, w poczuciu odpowiedzialności za losy przyszłych pokoleń, w grudniu 2014 r. podjęło na II Kongresie Elektryki Polskiej „*Elektryka i Cyfryzacja – Polska wobec wyzwań XXI wieku*” decyzję o przygotowaniu specjalnego raportu obejmującego tę problematykę, dla wyodrębnienia głównych problemów strategicznych, bezwzględnie determinujących zagrożenia kryzysowe oraz uwarunkowania rozwoju całej dyscypliny Elektrotechnika, dokonania ich analizy i zaproponowania możliwych metod rozwiązania oraz ich przedstawienia społeczeństwu, środowiskom technicznym, gospodarczym i naukowym, a zwłaszcza sferom rządzącym.

Dlatego adresatami Raportu są główni decydenci polityczni: Premier i Rada Ministrów, w tym w szczególności ministrowie właściwi ds. gospodarki, energetyki, infrastruktury, środowiska, transportu, administracji, cyfryzacji, nauki i szkolnictwa wyższego, finansów, obrony, spraw zagranicznych, właściwe urzędy centralnej administracji państwowej, a nadto właściwe instytucje ze sfery B+R (wydziały elektryczne szkół wyższych, instytuty badawcze, zainteresowane organizacje pozarządowe etc.) oraz największe podmioty gospodarcze (spółki elektroenergetyczne, producenci urządzeń elektroenergetycznych etc.).

Sprostanie wyzwaniom cywilizacyjnym w zakresie elektroenergetyki wymaga w skali kraju wszechstronnego współdziałania i strategicznego porozumienia ponad wszelkimi podziałami politycznymi, dla zrozumienia ściśle merytorycznego charakteru Raportu, który jest dokumentem o charakterze eksperckim, a wszelkie akcenty polityczne wynikają z samej istoty problemu, jego wagi społecznej i charakteru.

Tylko na takich zasadach można będzie zbudować w Polsce wielopokoleniową strategię zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju i polityki jej wdrażania, przy możliwie pełnym zrozumieniu i poparciu obywatelskim, a także skutecznie występować na forum międzynarodowym z propozycjami inicjującymi kierunki i metody najpierw oddalania, a w efekcie końcowym wyeliminowania zagrożeń elektroenergetycznych w skali lokalnej i globalnej.

Przekazując Raport „*Energia Elektryczna dla Pokoleń*” REEDP do publicznego użytku, II Kongres Elektryki Polskiej postrzega to jako polski początek trudnej drogi do pokonania jednej z głównych barier antyrozwojowych stojących przed Polską i światem.

Oczekujemy od właściwych środowisk politycznych, odważnych i rozważnych decyzji i długoterminowych działań na rzecz poprawy bezpieczeństwa elektroenergetycznego naszego kraju, jako członka Unii Europejskiej. Do wszystkich zainteresowanych środowisk kierujemy prośbę o zmianę sposobu pojmowania problematyki elektroenergetycznej, współpracę oraz o szerokie poparcie ze strony wszelkich struktur, w szczególności pozarządowych, dla nowej, wielopokoleniowej strategii energetycznej oraz skutecznej i ciągłej polityki jej wdrażania.

Komitet Ds. Raportu
„*Energia Elektryczna dla Pokoleń*”



Marek Bartosik
Przewodniczący

II Kongres Elektryki Polskiej
Stowarzyszenie Elektryków Polskich



Piotr Szymczak
Prezes SEP

POLSKA POLITYKA NA JEDNOLITYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UE

1.1. ROZWÓJ WSPÓLNOTOWEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Europejski rynek energii elektrycznej przechodzi obecnie znaczącą transformację. Uwolnienie rynku energii elektrycznej i wprowadzenie zasady konkurencji w wytwarzaniu i obrocie energią istotnie zmieniły warunki funkcjonowania sektora energetycznego. Następnym krokiem jest zakończenie procesu budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej (UE), harmonizującego szereg zasad funkcjonowania tego rynku w całej UE. Jednocześnie polityka klimatyczna UE, ukierunkowana głównie na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, wywiera ogromny wpływ na warunki funkcjonowania sektora energetycznego w poszczególnych krajach. Obszar sieciowy (sieci przesyłowe i dystrybucyjne) w długiej perspektywie czasowej pozostanie obszarem zmonopolizowanym, tj. uwarunkowanym technicznie i ekonomicznie monopolem naturalnym poddanym regulacji przez właściwe instytucje regulacyjne.

Obecnie kraje UE mają zróżnicowaną bazę wytwórczą energii elektrycznej i różne koncepcje rozwoju w tym zakresie, oparte na strategii rozwoju gospodarczego danego kraju. Sytuacja polskiej elektroenergetyki jest dość specyficzna, ponieważ ok. 83% wytwarzanej energii elektrycznej brutto pochodzi ze spalania węgla. Liczba TWh wytwarzanych rocznie z tego paliwa daje Polsce trzecią pozycję w UE, po Niemczech i Wielkiej Brytanii [1/1].

Stopień integracji rynków energii elektrycznej jest różny w różnych regionach Europy, w zależności od stanu infrastruktury przesyłowej, liczby połączeń transgranicznych oraz dojrzałości rynku. Najbardziej rozwinięte i zintegrowane są te rynki, które były pionierami liberalizacji i integracji, czyli skandynawskie oraz Europy Środkowo-Zachodniej (CWE), współdziałające obecnie z Hiszpanią, Portugalią i Włochami we wspólnym rynku Multi-Regional Coupling (MRC). W krajach Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) trwają intensywne prace nad integracją regionalną rynków i docelowo integracją z rynkiem MRC.

1.2. POLITYKA ENERGETYCZNA UE

Polska jako członek Unii Europejskiej uczestniczy w tworzeniu i realizacji polityki energetycznej UE na podstawie Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej – Tytuł XXI „Energetyka”. Traktat określa cztery cele polityki energetycznej UE:

- a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii,
- b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii,
- c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwoju nowych i odnawialnych źródeł energii,
- d) wspieranie połączeń międzysystemowych.

Realizacja europejskiej polityki energetycznej opiera się na przyjętym w 2009 r. tzw. **trzecim pakiecie energetycznym**, na który składają się:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.
4. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003.
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

Wdrożenie trzeciego pakietu miało sprzyjać liberalizacji i dalszemu rozwojowi konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, a także poprawić standard usług i bezpieczeństwo dostaw. Dla osiągnięcia tych celów trzeci pakiet energetyczny [1/2]:

- powołał do życia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), której zadaniem jest zapewnienie właściwej koordynacji działań regulatorów, monitorowanie współpracy między operatorami systemów przesyłowych (OSP) oraz monitorowanie rynku i przebiegu procesu integracji,
- sformalizował współpracę operatorów systemów przesyłowych poprzez utworzenie Europejskich Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu i Energii elektrycznej (ENTSO-G i ENTSO-E).
- ustalił narzędzia wdrożenia jednolitego rynku energii, jakimi są kodeksy sieciowe opracowywane na podstawie wytycznych ramowych,



- wzmocnił rolę krajowych organów regulacyjnych poprzez rozszerzenie ich uprawnień oraz wprowadzenie obowiązku zapewnienia im niezależności,
- wprowadził nowe zasady dotyczące skutecznego rozdziału działalności w zakresie dostaw i wytwarzania od przesyłu energii elektrycznej,
- wzmocnił prawa konsumenta i ochronę odbiorców wrażliwych.

Trzeci pakiet, poprzez Rozporządzenie 714/EC/2009, przewiduje opracowanie regulacji uzupełniających, tzn. **Kodeksów Sietciowych** dookreślających wspólnotowe rozwiązania w zakresie rynku energii elektrycznej oraz pracy systemów. Po zakończeniu procesu akceptacji Kodeksy Sietciowe są publikowane jako Rozporządzenia Komisji Europejskiej, które obowiązują bezpośrednio w krajach członkowskich, bez konieczności ich transponowania do prawa krajowego. Kodeksy Sietciowe są stopniowo uchwalane przez Komisję Europejską.

Z punktu widzenia implementacji zintegrowanego rynku w Europie istotne jest *Rozporządzenie komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi* (Rozporządzenie CACM – inaczej Kodeks Sietciowy CACM), definiujące m.in. sposób i zasady działania paneuropejskiego rynku dnia następnego i paneuropejskiego rynku dnia bieżącego oraz zasady wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych.

Przykładowe inne Kodeksy Sietciowe to: Forward Capacity Allocation – Kodeks precyzujący ogólne zasady alokacji terminowych praw przesyłowych oraz Electricity Balancing – zawierający zasady dotyczące bilansowania systemów elektroenergetycznych, zakładający stopniową harmonizację krajowych rynków bilansujących i stworzenie paneuropejskiego rynku bilansującego (obecnie rozwijanego przez KE w procesie tzw. komitologii). Z pozostałych warto wskazać Network Code on establishing a guideline on electricity transmission system operation (NC SO), który powstał w wyniku połączenia trzech dotychczasowych kodeksów, tj. Operational Planning and Scheduling (NC OPS), Operational Security (NC OS), and Load Frequency Control and Reserve (NC LFCR). Połączenie nastąpiło na mocy wspólnej decyzji KE, ACER i ENTSO-E, w ramach prac przygotowawczych do procesu komitologii.

W zakresie elektroenergetyki istotne są także wybrane zapisy w następujących dokumentach:

- **Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r.** w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zawierające przepisy dotyczące terminowego rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych, nakierowane na osiągnięcie celów polityki energetycznej UE w zakresie zapewnienia funkcjonowania wewnętrznego rynku energii oraz bezpieczeństwa dostaw energii w UE, wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwój nowych i odnawialnych źródeł

energii, a także wspieranie połączeń międzysystemowych między sieciami energetycznymi. Rozporządzenie 347 określiło listę priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej (projekty PCI), która ma być aktualizowana co 2 lata. Projekty znajdujące się na liście unijnej są uważane za niezbędne z punktu widzenia polityki energetycznej, otrzymują status najwyższego znaczenia w kraju i są traktowane zgodnie z tym statusem w ramach procesów wydawania pozwoleń i zgód administracyjnych, w tym również dotyczących oceny wpływu na środowisko.

- **Strategia Europa 2020** [1/3] – pakiet 3x20, do 2020 r.; redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG – greenhouse gas emissions) o 20% w stosunku do poziomu z 1990 r. (lub nawet o 30%, jeśli warunki będą sprzyjające), ograniczenie zużycia energii o 20%, głównie poprzez wzrost efektywności energetycznej, udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w ogólnej produkcji energii pierwotnej na poziomie 20%.
- **Strategia Europa 2030** [1/4] – 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomu z 1990 r., co najmniej 27% udział energii odnawialnej, co najmniej 27% oszczędności energii w porównaniu ze scenariuszem business-as-usual.
- **Strategia Europa 2050** [1/5] – do 2050 r. dekarbonizacja, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 80-95% w stosunku do poziomu z 1990 r., nowe niskoemisyjne technologie, zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych, bardziej efektywne wykorzystanie energii, zwiększenie bezpieczeństwa zasilania odbiorców końcowych. Gaz, węgiel i energia jądrowa występują we wszystkich scenariuszach.
- **Unia Energetyczna** [1/6] – Komisja opublikowała 25 lutego 2015 r. kolejny pakiet składający się z 3 poniższych dokumentów.
 - Ramowa strategia na rzecz unii energetycznej [1/7], zawierająca podstawowe kwestie:
 - bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie (dywersyfikacja dostaw, zmniejszenie zależności energetycznej); wewnętrzny rynek energii (priorytety: lepsze połączenia międzysystemowe, pełne wdrożenie i egzekwowanie obecnych przepisów energetycznych, lepsza współpraca państw członkowskich w kształtowaniu polityk energetycznych, dla obywateli);
 - efektywność energetyczna jako sposób na zmniejszenie zapotrzebowania na energię;
 - dekarbonizacja gospodarki – ograniczenie emisji CO₂ o co najmniej 40% w porównaniu z rokiem 1990; Unia miałaby stać się światowym liderem energii odnawialnej oraz globalnym ośrodkiem prac nad nowymi, zaawansowanymi technicznie, konkurencyjnymi, odnawialnymi źródłami energii;
 - badania naukowe, innowacje i konkurencyjność – rozwijanie technologii w zakresie: inteligentnych sieci energetycznych, inteligentnych budynków,



ekologicznego transportu, czystych paliw kopalnych oraz najbezpieczniejszej na świecie energetyki jądrowej.

- Unijna wizja nowej globalnej umowy klimatycznej [1/8], określająca m.in.:
 - cel główny zakładający 40% zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.;
 - cele szczegółowe do uzgodnienia poprzez protokół paryski (zrównoważony rozwój, inwestowanie w niskoemisyjny rozwój odporny na zmiany klimatu);
 - przeciwdziałanie zmianom klimatu za pomocą innych polityk (takich jak np. polityka badawczo – rozwojowa).
- Sposoby osiągnięcia do 2020 r. docelowych 10% energii elektrycznej w połączeniach międzysystemowych [1/9], określające w szczególności:
 - propozycje, jak osiągnąć do 2020 r. 10% energii elektrycznej w połączeniach międzysystemowych; jak poprawić sytuację w 12 państwach członkowskich, w których połączenia międzysystemowe nie sięgają 10% (Irlandia, Włochy, Rumunia, Portugalia, Estonia, Łotwa, Litwa, Wielka Brytania, Hiszpania, Polska, Cypr i Malta); dostępne instrumenty finansowania, w tym projektów planowanych w ramach rozporządzenia TEN-E i instrumentu „Łącząc Europe”;
 - nowe regulacje, powodujące szersze otwarcie wszystkich segmentów krajowych rynków energii elektrycznej oraz stopniową ich harmonizację nakierowaną na powstanie jednolitego rynku europejskiego, zauważalnie poprawiające sytuację jego uczestników poprzez dalszy rozwój konkurencji, zwiększenie płynności i ułatwienie dostępu do rynku, a także mające zapewnić poprawę bezpieczeństwa dostaw energii i funkcjonowania sektorów elektroenergetycznych w poszczególnych krajach.

Dla zapewnienia równego dostępu do rynku energii oraz jego transparentności, prowadzone są również działania związane z pełnym dostępem do informacji oraz uregulowaniem zasad przyznawania pomocy publicznej dla uczestników rynków energii w poszczególnych krajach członkowskich. Do regulacji wprowadzonych w tym zakresie należą:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Rozporządzenie REMIT) określające ramy prawne dla monitorowania hurtowych rynków energii, mające na celu wykrywanie i zapobieganie praktykom stanowiącym nadużycia wpływające na hurtowe rynki energii, w szczególności zapobieganie wywieraniu wpływu na poziom cen na tym rynku.
- Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej (*Transparency Regulation*) wskazujące organizację ENTSO-E, jako odpowiedzialną za zbudowanie centralnej platformy informacyjnej na rzecz przejrzystości oraz za publikację na platformie informacyjnej danych rynkowych.

1.3. POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI

Zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, cyklicznie opracowywana jest polityka energetyczna państwa określająca w szczególności:

- 1) bilans paliwowo-energetyczny kraju,
- 2) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii,
- 3) zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne,
- 4) efektywność energetyczną gospodarki,
- 5) działania w zakresie ochrony środowiska,
- 6) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- 7) wielkości i rodzaje zapasów paliw,
- 8) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego,
- 9) kierunki prac naukowo-badawczych,
- 10) współpracę międzynarodową.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. – obecnie obowiązująca [1/10].

Podstawowe kierunki „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” to:

- a) poprawa efektywności energetycznej,
- b) wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, (w tym racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla znajdującymi się na terytorium Polski),
- c) dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- d) rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- e) rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- f) ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Polityka energetyczna będzie zmierzać do realizacji zobowiązania, wyrażonego w strategiach UE, o przekształceniu Europy w gospodarkę o niskiej emisji dwutlenku węgla oraz niezawodnym, zrównoważonym i konkurencyjnym zaopatrzeniu w energię.

Polityka Energetyczna Polski do 2050 r. – projekt Ministerstwa Gospodarki.

- **Cel główny** – tworzenie warunków dla stałego i zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego, przyczyniającego się do rozwoju gospodarki narodowej, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz zaspokojenia potrzeb energetycznych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych.
- **Wybrane cele szczegółowe:**
 - zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju – dążenie do dywersyfikacji źródeł, zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych, a także do utrzymania i rozwoju zdolności przesyłowych i dystrybucyjnych,
 - zwiększenie efektywności i konkurencyjności energetycznej gospodarki narodowej – racjonalizacja kosztów, rozwój konkurencyjnych rynków energii



elektrycznej i gazu ziemnego oraz współkształtowanie rynku wewnętrznego energii UE, poprawa efektywności energetycznej,

- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko – zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych, obniżanie emisji zanieczyszczeń powietrza, wody i gleby, zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w tym biopaliw.

- **Projekty priorytetowe**

- efektywne zagospodarowanie rodzimych zasobów paliw stałych,
- dążenie do niezależności energetycznej,
- poprawa efektywności energetycznej,
- energetyka jądrowa,
- odnawialne źródła energii,
- gaz ze źródeł niekonwencjonalnych,
- inteligentne sieci elektroenergetyczne,
- energetyka prosumencka,
- rozwój połączeń transgranicznych,
- warunki rozwoju infrastruktury wytwórczej.

Aktualnie trwa dyskusja nad restrukturyzacją sektora elektroenergetyki i jego łączenia z górnictwem węgla kamiennego. Kopalnie znajdujące się w składzie grup energetycznych dają wytwórcom, jako przewidywalnym i długoterminowym odbiorcom, bezpośredni dostęp do źródeł paliwa. Górnictwo węgla kamiennego wymaga obecnie kompleksowej restrukturyzacji, wzrostu efektywności i wielu zmian, w tym organizacji pracy. Niezależnie od zakresu ostatecznych decyzji, wszelkie działania restrukturyzacyjne powinny być przeprowadzone przed ewentualnymi działaniami scalającymi.

Otwarta pozostaje sprawa dalszego łączenia grup energetycznych w kraju oraz dalszych kierunków ich działalności i rozwoju, zarówno w kraju, jak i za jego granicami.

1.4. SYTUACJA I DZIAŁANIA POLSKI NA WSPÓLNOTOWYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Europejski rynek elektroenergetyczny jest w fazie tworzenia. Sektor elektroenergetyczny czekają wielkie zmiany, które będą dotyczyły zarówno wytwórców energii, podmiotów zajmujących się sprzedażą hurtową i detaliczną, jak i operatorów sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej, m.in. w zakresie jednolitych zasad bilansowania i korzystania z sieci. Postępująca integracja rynku UE oraz rozwój i wzrost efektywności wykorzystania zdolności przesyłowych oznacza dla wytwórców poprawę dostępności i płynności rynku, zwiększając możliwości konkurencji pomiędzy wytwórcami z poszczególnych krajów. Postępująca liberalizacja rynku będzie wywoływać wzrost nacisku konkurencyjnego na wszystkie podmioty sektora. Trzeba mieć świadomość, że lepsza dostępność zdolności przesyłowych i coraz sprawniej działający rynek wymiany trans-

granicznej znacząco zaostrzy konkurencję pomiędzy podmiotami z poszczególnych krajów, stwarzając najkorzystniejsze warunki tylko podmiotom najbardziej efektywnym.

Sytuacja na polskim rynku energii elektrycznej, a zwłaszcza zachodzące na nim w ostatnim okresie dynamiczne zmiany są uwarunkowane przez transformację rynku europejskiego. Europa stoi obecnie przed koniecznością dostosowania sektora elektroenergetycznego, w szczególności struktury miksu energetycznego, do zmieniających się uwarunkowań. Podstawowym powodem jest zwiększający się udział źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce pracy oraz potrzeba odtworzenia zdolności wytwórczych w sektorze wytwarzania. Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że ten proces będzie bardzo trudny, a przychody uzyskiwane przez koncerny energetyczne w sektorze wytwarzania nie zawsze będą wystarczające dla przeprowadzenia niezbędnych inwestycji, charakteryzujących się wielomiliardowymi nakładami finansowymi oraz kilkudziesięcioletnim okresem zwrotu.

Polska współdziała w budowie rynku europejskiego, w czterech grupach problemów.

1) Określenie kierunków rozwoju krajowych źródeł wytwórczych.

Aktualnie jest rozważane podejście do rozwoju energetyki jądrowej, dostarczającej w UE ponad połowę energii elektrycznej bez emisji CO₂ i zanieczyszczeń powietrza, takich jak związki siarki, azotu, pyły itd. Rozwój energetyki jądrowej odpowiada w pełni polityce dekarbonizacji prowadzonej przez Unię. W UE rozwijane są także źródła odnawialne przy zastosowaniu różnych mechanizmów wsparcia. Obecnie do europejskiego systemu elektroenergetycznego przyłączone jest ok. 130 GW farm wiatrowych, zdolnych do pokrycia ok. 10% europejskiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W ostatnim czasie nastąpiło obniżenie skłonności koncernów energetycznych do inwestycji w konwencjonalne moce wytwórcze. Powodem takiego obrotu sprawy są znaczące ryzyka inwestycyjne w zakresie zapewnienia rentowności inwestycji, a co za tym idzie trudność w uzyskaniu finansowania dla wielomiliardowych inwestycji w moce wytwórcze, przy ogromnej niepewności w zakresie przyszłych cen energii, kosztów emisji CO₂, udziału generacji OZE, itp. Problem wsparcia rozwoju źródeł wytwórczych jest obecnie jednym z najistotniejszych dla całego sektora, a dyskusje na temat możliwych rozwiązań są prowadzone praktycznie w każdym państwie członkowskim UE. Należy podkreślić, że w przypadku konieczności wdrożenia mechanizmów wspierających rozwój źródeł wytwórczych, powinny one zostać zharmonizowane na poziomie europejskim, w zakresie niezbędnym dla zachowania w skali UE spójności rynków energii poszczególnych krajów.

2) Określenie zasad funkcjonowania międzynarodowych powiązań systemów przesyłowych.

Prawidłowe funkcjonowanie europejskiego rynku energii elektrycznej, pozwalające na optymalne wykorzystanie dostępnych zasobów OZE i źródeł konwencjonalnych,



wymaga dobrze rozwiniętego systemu przesyłowego łączącego wszystkie kraje Europy. Nacisk należy położyć w szczególności na rozwój połączeń transgranicznych. Bardzo ważna jest także koordynacja mechanizmów rynkowych.

Kluczowe znaczenie dla powodzenia budowy europejskiego rynku ma koordynacja procesu wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznych, dostępnych dla potrzeb transakcji handlowych energii elektrycznej. Uwzględnienie wpływu transakcji rynkowych na przepływy mocy w sieci przesyłowej jest niezbędne dla ograniczenia obserwowanego obecnie niekorzystnego zjawiska tzw. przepływów nieplanowych, zagrażających bezpiecznej pracy systemu i uniemożliwiających osiągnięcie zamierzonych celów w zakresie optymalnego wykorzystania zasobów sieciowych i wytwórczych UE. Wymaga to rozwiązań zarówno prawnoregulacyjnych (odpowiednie przepisy normujące sytuację), jak i technicznych (przesuwniki fazowe).

- 3) Określenie priorytetów w zakresie rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz roli zarówno OSP, jak i OSD.

W dynamicznie zmieniającej się rzeczywistości, w świetle wdrażania nowych rozwiązań technicznych (inteligentne sieci) oraz mając na uwadze określoną ilość zasobów, szczególnego znaczenia nabiera kwestia określania priorytetów w zakresie rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Zmienia się także rola OSP i wzmacniana jest pozycja OSD, m.in. w zakresie zarządzania danymi pomiarowymi.

- 4) Zapewnienie aktywnego uczestnictwa klientów w rynku energii elektrycznej (prosumenci, rozwój narzędzi w zakresie zarządzania popytem itp.).

Aktywizacja klientów na rynku energii m.in. poprzez wykorzystanie mikroinstalacji wytwórczych i narzędzi zarządzania popytem oznacza nowe uwarunkowania dla pracy sieci elektroenergetycznej. Aktywny udział strony odbiorczej jest ważnym elementem nowoczesnego, efektywnego rynku energii elektrycznej. Wykorzystanie potencjału strony popytowej pozwala z jednej strony na zwiększenie zasobów służących do bilansowania systemu oraz realizacji usług systemowych i tym samym na poprawę bezpieczeństwa systemu przesyłowego i sieci dystrybucyjnych. Z drugiej strony umożliwia zwiększenie płynności rynku i racjonalizację cen energii oraz cen usług systemowych poprzez wykorzystanie możliwości redukcji zużycia po stronie odbiorców.

- 5) Rozwój odnawialnych źródeł wytwórczych znajdujących się w głębi sieci, w tym u prosumentów. Taki rozwój oznacza nowe warunki pracy sieci elektroenergetycznej.

1.5. UWAGI KOŃCOWE

Polityka energetyczna UE jako wypadkowa interesów wszystkich państw członkowskich nie istnieje, ponieważ jest kreowana w przeważającej części przez państwa dominujące w tej organizacji. Z tego powodu unijne regulacje energetyczne będą szły w kierunku wsparcia interesów głównie tych właśnie państw. W tej sytuacji nasze

problemy w zakresie funkcjonowania i rozwoju elektroenergetyki nie znajdują pełnego zrozumienia. Przykładem może być kwestia cen uprawnień do emisji CO₂. Komisja Europejska i Parlament Europejski na drodze administracyjnej ingerencji w rynek pozwoleń na emisję GHG dążą do tego, aby ceny CO₂ wzrosły do poziomu umożliwiającego podejmowanie inwestycji niskoemisyjnych w sektorach objętych UE ETS. Polityka taka będzie miała coraz większy wpływ na krajową elektroenergetykę, szczególnie po 2020 r. Obecne rozwiązania w zakresie pozwoleń na emisję w UE są faktycznie podatkiem węglowym, który muszą płacić odbiorcy. Pakiet klimatyczno-energetyczny ekonomicznie zachęca do odejścia od spalania węgla, ale jego użycia nie zakazuje. W świetle obecnych przepisów koszty użycia węgla (czyli podatek węglowy) będą wzrastać.

Sytuacja w zakresie wpływu na politykę energetyczną UE ulega jednak powolnej zmianie i częstsze prezentowanie jednolitego stanowiska przez państwa Europy środkowo – wschodniej oraz w sojuszu z innymi krajami UE może wpłynąć na zmianę polityki unijnej. Zgłoszona przez Polskę koncepcja unii energetycznej miała służyć ograniczeniu zależności energetycznej, szczególnie poprzez dywersyfikację źródeł dostaw paliw do UE, aby surowce nie były w tak dużym stopniu wykorzystywane politycznie. Cel ten został jednak rozmyty w kolejnych projektach. Obecnie zapisy zostały skoncentrowane na kwestiach klimatycznych. Nadto wprowadzono do tych projektów zapisy dotyczące dekarbonizacji oraz innych celów, których realizacja powinna odbywać się na podstawie innych dokumentów. Pokazuje to, jak mały wpływ posiada Polska w zakresie kształtowania polityki energetycznej UE.

Zasadne jest zwiększenie naszej obecności i działań lobbingsowych w instytucjach unijnych. Należy prowadzić działania i kształtować otoczenie regulacyjne z bardzo dużym wyprzedzeniem. Niezależnie od uwarunkowań międzynarodowych, celowe jest dalsze prowadzenie działań w zakresie racjonalnego ograniczania emisji CO₂.

Krajowa polityka energetyczna nie jest konsekwentnie realizowana i podlega zbyt dużym zmianom wynikającym z uwarunkowań politycznych. Brakuje także wielu konkretnych wskazań kierunków działań w obszarach elektroenergetyki. Konieczne jest trwałe i jednoznaczne określenie i konsekwentne realizowanie celów krótko- i długoterminowych w zakresie krajowej polityki energetycznej, na tle polityki energetycznej UE.

Kluczową kwestią pozostaje zabezpieczenie cen energii elektrycznej na poziomie zapewniającym konkurencyjność krajowego przemysłu i ich akceptowalność przez odbiorców końcowych. Szczególnie istotne jest także wprowadzanie zmian w zakresie sektora elektroenergetycznego w sposób zapewniający bezpieczeństwo dostaw do odbiorców końcowych. Zasadne jest większe odseparowanie opracowywania i realizacji polityki energetycznej od bieżących wpływów politycznych.

W zakresie elektroenergetyki można wyodrębnić co najmniej dwa nurty, wzajemnie na siebie wpływające:



- 1) polityczny;
- 2) technologiczny (innowacyjny).

Ad 1) Wykorzystywanie zależności energetycznej danych krajów w celach politycznych stało się praktyką powszechną. Jak wspomniano wyżej, członkostwo w UE nie gwarantuje ochrony przed takimi działaniami. Ponadto Polska, jako kraj członkowski UE, podlega regulacjom dość często idącym w kierunku wspierania interesów państw dominujących w UE. Czynniki polityczne, zarówno na poziomie krajowym jak i międzynarodowym, mają bardzo duży wpływ na decyzje i priorytety w obszarze elektroenergetyki niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii i utrzymania niezależności energetycznej na możliwie bezpiecznym poziomie.

Inne wybrane kwestie polityczne zostały opisane powyżej.

Ad 2) W zakresie technologicznym mamy do dyspozycji szereg technologii, które są dość dynamicznie rozwijane. Procesy decyzyjne w zakresie wykorzystania tych technologii do modernizacji i rozwoju infrastruktury sektora elektroenergetycznego (wytworzenie, przesył, dystrybucja, obrót) są zbyt mało stabilne i konsekwentne. Długoterminowe i właściwe ukierunkowanie oraz optymalny charakter tych decyzji w uwarunkowaniach krajowych (np. kierunki rozwoju źródeł wytwórczych, harmonogram wdrożenia inteligentnego opomiarowania itp.) warunkują stabilny rozwój elektroenergetyki.

Sektor elektroenergetyczny podlega szybkim przekształceniom. Ich podstawą jest wprowadzanie innowacyjnych technologii (inteligentne sieci, niesieciowy transport elektryczny i in.) oraz nowe podejście do zasad funkcjonowania sektora.

Przykładami tego są wirtualne elektrownie – czyli wykorzystanie możliwości okresowego ograniczania popytu zamiast budowania źródeł wytwórczych, albo obszar prosumentów – czyli zaspokajanie części własnego zapotrzebowania na energię elektryczną za pomocą własnego źródła wytwórczego. Tworzy to nowe wyzwania i problemy oraz warunkuje nową strukturę sektora elektroenergetycznego oraz nowe role istniejących i pojawiających się podmiotów.

Należy także wskazać, że brak w Polsce wielopokoleniowej, kompleksowej strategii energetycznej oraz skutecznej polityki jej wdrażania. Niezbędna jest ciągłość tej polityki oraz opracowanie strategicznych regulacji prawnych z zakresu wytwarzania i użytkowania energii, z uwzględnieniem wystarczalności i dostępności geopaliw oraz innych źródeł energii. Koniecznością jest zarazem systemowe preferowanie oraz skuteczne stymulowanie ekonomiczne prac badawczo – rozwojowych o problematyce jw. z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, energetyki, elektroenergetyki i elektrotechniki oraz wdrażanie ich rezultatów do praktyki gospodarczej.

Zestawienie produkcji energii elektrycznej brutto w UE28 i udziałów procentowych poszczególnych krajów, ilustrujące skalę i znaczenie analizowanej problematyki, zamieszczono w załączniku DZ[2] (Dokumenty Źródłowe).

BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE DLA POKOLEŃ

2.1. ŹRÓDŁA ENERGII PIERWOTNEJ – DYWERSYFIKACJA W WARUNKACH POLSKICH³

Na przełomie stuleci, w 2000 r., 86,2% energii pierwotnej zużywanej przez ludzkość pochodziło ze źródeł nieodnawialnych, a pozostała część ze źródeł odnawialnych (biomasa – 11%, w tym biogaz; woda – 2,3%; inne razem – 0,5%). Roczne zużycie energii pierwotnej wyniosło wówczas ok. 420 EJ, roczny wzrost potrzeb ok. 2%⁴, a łączna moc generowana przez cywilizację ok. 13 TW⁵ [2/1].

Głob ziemski jest układem zamkniętym o skończonych rozmiarach. Ma dwa wielkie źródła energii: zewnętrzne – słońce i wewnętrzne – jądro ziemi. Ma skończone zasoby nieodnawialnych geopaliw. Nasza cywilizacja obecnie nie ma skutecznych technologii potrzebnych do wykorzystania wielkich źródeł energii. Ma skuteczne technologie energetyczne potrzebne do wykorzystania geopaliw. Eksploatacja geopaliw wyczerpuje ich rezerwy, proporcjonalnie do szybkości zużywania. Horyzont czasowy prognoz energetycznych, dokonywanych przez międzynarodowe instytucje, to przeważnie 2030 r. Jest to okres zbyt krótki dla prognoz strategicznych o charakterze globalnym. Działania takie nie są racjonalne dla bezpieczeństwa energetycznego świata.

Nieprzekraczalną barierą energetyczną, determinującą racjonalność pozyskiwania geopaliw za pomocą niezbędnych technologii ich wydobycia i przetwarzania, jest energetyczna stopa zwrotu EROEI – Er/Ei ⁶. Granicą energetycznej opłacalności jest wartość $EROEI > 1$, tj. energia zawarta w wyprodukowanym geopaliwie musi być większa od energii potrzebnej do jego wyprodukowania. Poniżej tej wartości cena

³ Patrz: ZAŁĄCZNIKI → Załączniki główne → ZG[2/1] i ZG[2/2].

⁴ Globalny wzrost średniorocznego zapotrzebowania energii pierwotnej, prognozowany wg średniej 30-letniej 1970 ÷ 2000 (*oszacowanie własne wg danych [2/47]*).

⁵ 1 EJ (eksadżul) = 10^{18} J (trylion J); 1TW (terawat) = 10^{12} W (bilion W); 1 Mb megabaryłka = 10^6 (milion b.); 1 Mt (megatona) jw. 1 Mtoe = 1 megatona ekwiwalentu ropy; 1Gb (gigabaryłka) = 10^9 (miliard b.).

⁶ EROEI = Er / Ei – Energy Returned On Energy Invested - energia zwrócona Er do zainwestowanej Ei .



jest bez znaczenia, bo zawsze jest strata energii zamiast jej zysku. Zmniejszanie się EROEI z upływem czasu to efekt wyczerpywania się złóż łatwo dostępnych, wzrostu cen energii i kosztów wydobycia. Pozyskiwanie geopaliw staje się coraz droższe. Gdy stanie się ono nieopłacalne energetycznie, nasza cywilizacja straci swój ekonomiczno-energetyczny napęd i jej rozwój może się gwałtownie załamać.

Zagrożenie kryzysem energetycznym ma charakter globalny, na co składają się zróżnicowane zagrożenia lokalne rozłożone w czasie. Najpierw należy oczekiwać nasilania się kryzysu naftowego, a kolejno gazowego, węglowego i uranowego [2/2].

Obecnie znane odnawialne źródła energii (OZE) nie są w stanie zastąpić geopaliw, zarówno ze względów techniczno-technologicznych, jak i ekonomicznych. Jednak rozwijanie tych technologii wytwarzania i przetwarzania energii elektrycznej, w połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii, jest racjonalnym kierunkiem rozwojowym pozwalającym na zmniejszanie intensywności eksploatacji geopaliw, wydłużenie okresu ich wystarczalności i danie ludzkości więcej czasu na rozwiązanie problemu pułapki energetycznej, w której się znalazła.

Dla kompleksowej oceny zagrożenia globalnym kryzysem energetycznym niezbędne jest łączne oszacowanie wystarczalności wszystkich geopaliw. Wielowariantowe symulacje tego problemu [2/2] umożliwiły określenie granic okresu wystarczalności geopaliw, liczonego od bazowego 2000 r., za pomocą metod uwzględniających średnioroczną stopę procentową wzrostu zużycia energii pierwotnej (jako % składany albo % liniowy), a porównawczo R/P (zasoby/roczna produkcja). Uwzględniono trzy kategorie zasobów: eksploatacyjne, niekwalifikowane jako eksploatacyjne oraz prognostyczne (wg USGS odpowiednio: *reserves*, *resources*, *prognostic resources* – [2/3]). Wg jednokowej procedury oszacowano trzy warianty łącznej wystarczalności energii pierwotnej Ep : Ep_1 – dla zasobów uranu w przypadku CPO, gazu, ropy i węgla (kamiennego z brunatnym); Ep_2 – jak Ep_1 oraz hydratów metanu; Ep_3 – jak Ep_2 , ale dla zasobów uranu + toru w przypadku CPZ w reaktorach powielających. Spośród uzyskanych wyników, kierując się zasadą przeczności, należy przyjmować wartości najmniejsze, uzyskane dla rocznej stopy wzrostu energii wg danych z minionego trzydziestolecia, jako % składanego. Wówczas warianty wystarczalności łącznej wynoszą:

$$Ep_1 - 76 \div 155 \text{ lat}, \quad Ep_2 - 139 \div 205 \text{ lat}, \quad Ep_3 - 176 \div 362 \text{ lata.}$$

Wobec rozbieżności danych do obliczeń należy podkreślić, że powyższe warianty są zgrubnym oszacowaniem, dokładność roczna granic wynika tylko ze sposobu obliczeń, brak danych do określenia strefy ich rozrzutu. Metodykę obliczeń podano w [2.3] i ZG[2/1].

Dolne granice przedziałów wystarczalności dotyczą udokumentowanych rezerw istniejących z wysokim prawdopodobieństwem $p \geq 95\%$, górne zasobów całkowitych,

w tym domniemanych, tj. istniejących z małym prawdopodobieństwem $p \leq 5\%$, w znacznym stopniu hipotetycznych.

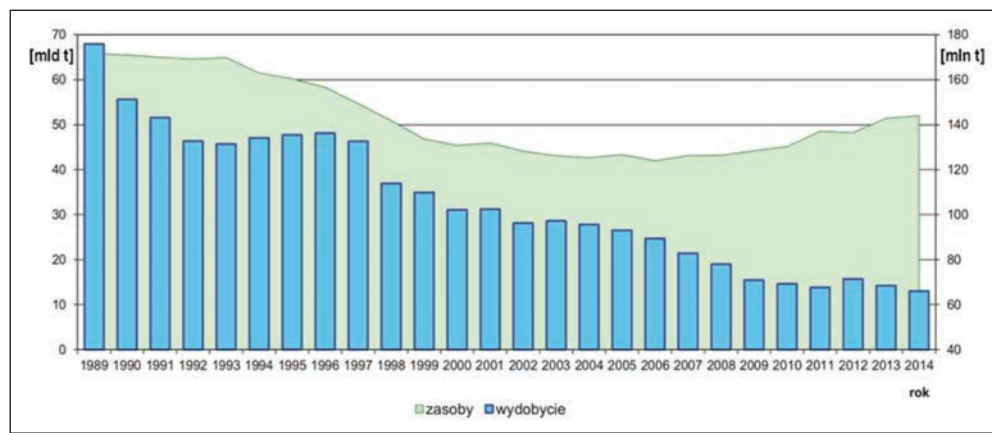
OZE zaspokajają niespełna 9% globalnego zapotrzebowania na energię, z czego prawie 7% to hydroenergetyka. Brak pełnych danych dotyczących roli biomasy w globalnej gospodarce energetycznej. Problem wystarczalności nie dotyczy OZE.

W Polsce zużycie energii pierwotnej w 2014 r. (wg BPSR \rightarrow [2/4]) wyniosło 95,7 Mtoe (co stanowi 0,7% zużycia światowego), w tym 95,4% pochodziło ze źródeł nieodnawialnych, a ok. 4,6% ze źródeł odnawialnych. Struktura zużycia wg źródeł energii: węgiel \rightarrow 52,9 Mtoe (55,2%); ropa naftowa \rightarrow 23,8 Mtoe (24,9%); gaz \rightarrow 14,7 Mtoe (15,3%); woda \rightarrow 0,5 Mtoe (0,5%); inne źródła odnawialne razem \rightarrow 3,9 Mtoe (4,1%, w tym biomasa 0,7 Mtoe – 0,7%).

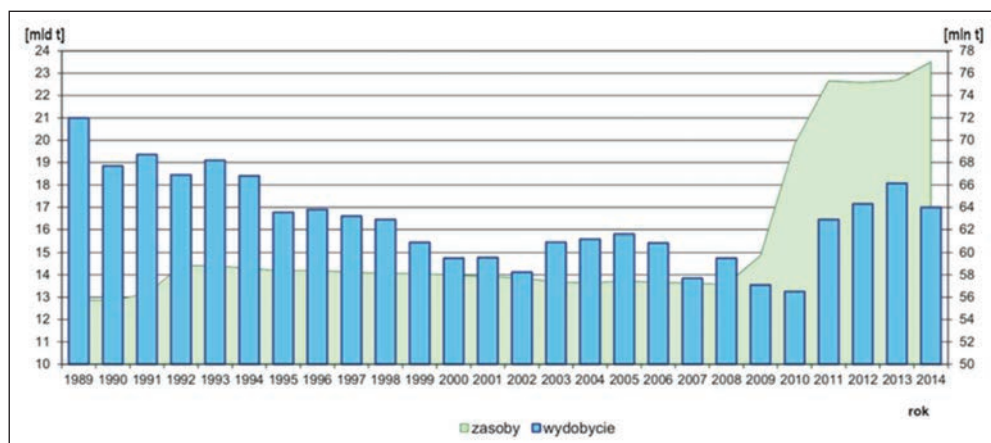
Polskie zasoby węgla kamiennych i brunatnych [2/5], na tle zasobów gazu i ropy, są duże. Natomiast złoża uranu nie są eksploatowane i nic nie wskazuje na to, żeby w dającej się przewidzieć przyszłości ich wydobycie stało się ekonomicznie opłacalne. W efekcie paliwa węglowe są stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Złoża węgla kamiennego w Polsce występują w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW), Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW) i Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW). GZW jest głównym zagłębiem, w którym zlokalizowane są czynne kopalnie, z wyjątkiem Bogdanki w LZW. Łącznie zasoby prognostyczne węgla kamiennego w Polsce (wg stanu na 31.12.2009 r.) wynosiły 20,04 mld t, a zasoby perspektywiczne 31,65 mld t.

Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego (stan na 31.12.2014 r.) wynoszą 51,96 mld t (rys. 2.1), z czego prawie 75% to węgle energetyczne, prawie 25% to węgle koksujące; inne typy węgla to $< 2\%$ wszystkich zasobów. Zasoby



Rys. 2.1. Zasoby geologiczne bilansowe (skala lewa) i roczne wydobycie (skala prawa) węgla kamiennego w Polsce w latach 1989-2014 [2/6].



Rys. 2.2. Zasoby geologiczne bilansowe (skala lewa) i roczne wydobywanie (skala prawa) węgla brunatnego w Polsce w latach 1989-2014 [2/6].

złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 38,2% zasobów bilansowych i wynoszą 19,85 mld t. W 2014 r. zasoby bilansowe rozpoznane szczegółowo (w kategoriach A, B, C₁) wynosiły 21,6 mld t i stanowiły 41,6% udokumentowanych zasobów bilansowych. Zasoby przemysłowe kopalń, ustalone w projektach zagospodarowania złoża, wynoszą 3,76 mld t. Wydobywanie węgla kamiennego w 2014 r. wyniosło 65,97 mln t [2/6].

Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnych w 2014 r. wynosiły 23,51 mld t (rys. 2.2). Są to głównie węgle energetyczne, z czego ok. 16% stanowią zasoby złóż w rowie poznańskim (złoża: Czempin, Krzywín i Gostyń). Ich potencjalna eksploatacja jest przedmiotem sporów i konfliktów. Może to poważnie utrudnić zagospodarowanie tych złóż.

Geologiczne zasoby bilansowe w złożach zagospodarowanych, eksploatowanych w pięciu kopalniach (Bełchatów, Turów, Adamów, Konin i Sieniawa), wynoszą 1,48 mld t, co stanowi 6,3% geologicznych zasobów bilansowych. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wg stanu na koniec 2014 r. wynosiły 1,19 mld t. Wydobywanie węgla brunatnego w 2014 r. wyniosło 64 mln t [2/6].

W porównaniu z paliwami węglowymi, stan zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce stwarza konieczność zaopatrywania się w te surowce za granicą. W 2014 r. stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 129,75 mld m³, a ropy naftowej i kondensatu w kraju wyniósł 23,93 mln t (zasoby bilansowe i pozabilansowe), przy rocznym wydobywaniu 5,258 mld m³ gazu [2/7] oraz 0,92 mln t ropy naftowej i kondensatu ze wszystkich złóż. Największe znaczenie gospodarcze (blisko 74% wydobywalnych zasobów) mają złoża gazu i ropy naftowej występujące na Niżu Polskim. Zasoby złóż polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku to ok. 20% zasobów krajowych, natomiast zasoby złóż karpaccich są na wyczerpaniu [2/8]. Powyższe wartości dotyczą zasobów zawartych w złożach konwencjonalnych; sprawa złóż niekonwencjonalnych jest opisana w rozdziale 2.3.

Na terytorium Polski nie ma zasobów hydratów metanu. Uwarunkowania prawne eksploatacji złóż na wodach eksterytorialnych nie są odrębnie uregulowane. OZE w Polsce zaspokajają 4,6% zapotrzebowania na energię (wskaźnik o połowę mniejszy od globalnego).

Makroskopowo oceniając, Polska jest krajem bardzo ubogim pod względem surowców energetycznych. Nie ma zasobów geopaliw wystarczających dla zapewnienia wielopokoleniowego bezpieczeństwa energetycznego [2/9]. Ropa i gaz z łupków niewiele poprawia sytuację strategiczną. W nieco mniejszym stopniu dotyczy to węgla. W sytuacji Polski prognozowanie lokalnych efektów „*peak oil, gas, coal and uranium*” jest bezcelowe.

Wystarczalność polskich zasobów trzech głównych paliw kopalnych można oszacować znaną, ale wysoce nieprecyzyjną metodą R/P (tj. ilorazu zasobów oraz rocznej produkcji). O ile w skali globalnej daje ona wyniki do przyjęcia, o tyle w skali lokalnej daje zafałszowany obraz rzeczywistej sytuacji, pomijając import surowców energetycznych. Przykładowo wystarczalność R/P_{2014} wynosi w Polsce dla:

- węgla (łącznie kamiennego i brunatnego) – 40 lat,
- ropy (z uwzględnieniem kondensatu) – 26 lat,
- gazu (konwencjonalnego) – 25 lat,
- gazu (wszystkich rodzajów) – $119 \div 208$ lat.

Oczywista nierealność tych wartości dla ropy i gazu wskazuje, jak wadliwa jest metoda definiowania wystarczalności jako R/P.

Bezpieczeństwo energetyczne de facto zależy od możliwości zaspokojenia potrzeb kraju z zasobów własnych, w przypadku długookresowego albo trwałego ograniczenia lub braku możliwości importu geopaliw. Lepiej te możliwości pokazuje wskaźnik wystarczalności R/Z (tj. ilorazu rezerw lub zasobów oraz zużycia rocznego). Przykładowo dla danych jw. wystarczalność R/Z_{2014} wynosi w Polsce dla:

- ropy konwencjonalnej – **ok. 1 roku**,
- ropy łącznie (wszystkich wydobywalnych zasobów) – **$10 \div 12$ lat**,
- gazu (konwencjonalnego) – **ok. 8 lat**,
- gazu łącznie (wszystkich wydobywalnych zasobów) – **$38 \div 66$ lat**.
- węgla (łącznie kamiennego i brunatnego) – **40 lat**.

Dla węgla wystarczalności R/P oraz R/Z są zbliżone, wydobycie pokrywa zużycie, import i eksport się kompensują (*szczegółowa analiza w załączniku ZG[2/2]*).

Konkurencja w wyścigu do źródeł paliw kopalnych będzie gwałtownie wzrastać. W miarę powolnego w skali życia człowieka nasilania się sytuacji kryzysowej, posiadacze strategicznych zasobów geopaliw będą coraz bardziej troszczyć się o swój byt i przetrwanie, a coraz mniej o dobre interesy ze sprzedaży zasobów dla przetrwania innych. Gdy perspektywicznym celem każdego państwa będzie zapewnienie sobie wielopokoleniowego bezpieczeństwa energetycznego, sytuacja może stać się konfliktogenna i niebezpieczna.



Realność strategicznych źródeł zaopatrzenia Polski w ropę naftową i gaz ziemny zależy od kilku uwarunkowań politycznych, ekonomicznych i technicznych, do których należą:

- wielkość rezerw gwarantująca wieloletnią ciągłość dostaw adekwatną do potrzeb,
- lokalizacja geograficzna umożliwiająca transfer surowca,
- infrastruktura przesyłowa i jej możliwości rozwojowe (polityczne i ekonomiczne),
- geopolityczna pozycja i ukierunkowanie dostawcy,
- stabilność polityczna i finansowa dostawcy, umożliwiająca zakup surowców,
- polityczne ryzyko blokowania dostaw przez strony trzecie (kraje tranzytowe, terrorizm),
- uwarunkowania rynkowe przy niestabilnej sytuacji ekonomicznej i konkurencji popytowej.

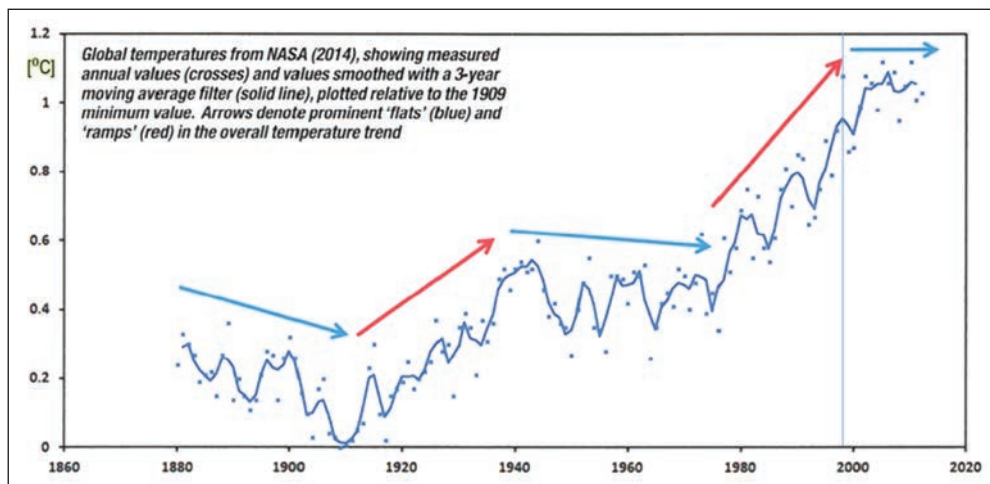
W istniejącej sytuacji, a także w kontekście geograficznego i geopolitycznego usytuowania Polski w Europie, polska strategia i polityka energetyczna powinny stać się główną determinantą naszej polityki gospodarczej oraz zagranicznej.

2.2. PROBLEM DEKARBONIZACJI POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI A EUROPEJSKA POLITYKA KLIMATYCZNA

Dekarbonizacja energetyki oznacza stopniowe zastępowanie paliw węglowych przez inne źródła energii. Ocieplenie klimatu jest bowiem powszechnie związane z emisją gazów cieplarnianych, zwłaszcza CO₂. Wymaga to dynamicznych i długoterminowych zmian strukturalnych systemu energetycznego. Dekarbonizacja jest tendencją w skali globalnej, ale jej silna ideologizacja wzmaga chęci przyspieszania tego procesu. Na spotkaniu grupy G7 w dniu 10 czerwca 2015 r. uznano, że istnieje konieczność dekarbonizacji gospodarki światowej do 2050 r., aby wzrost średniej temperatury na świecie był poniżej 2°C.

Zaniepokojenie opinii publicznej zmianą klimatu na Ziemi nie bierze pod uwagę faktu, że cechą klimatu naszej planety jest stała zmienność. Komitet Nauk Geologicznych PAN w sposób bardzo wyważony rekapitułuje aktualny stan wiedzy na ten temat w stanowisku z 2009 r. [2/13]. Komitet m.in. zwraca uwagę na fakt, że okresowy wzrost ilości gazów cieplarnianych w atmosferze, do wartości kilkakrotnie większej niż obecnie, towarzyszył dawniejszym ociepleniom, w tym przed pojawieniem się człowieka na Ziemi. Od 12 tys. lat Ziemia znajduje się w kolejnej fazie cyklicznego ocieplenia i jest w pobliżu jego maksimum. W ubiegłym tysiącleciu, po okresie ciepłym, z końcem XIII w. rozpoczął się okres chłodny trwający do połowy XIX w., po czym znów nastąpiło ocieplenie. Obserwowany dziś przejściowy wzrost globalnej temperatury wynika z naturalnego rytmu zmian klimatu.

Pomimo oczywistego braku globalnego ocieplenia od ponad 15 lat (rys. 2.3) istnieje konsensus co do zmian klimatu [2/10], a długoterminowe prognozy wskazują,



Rys. 2.3. Średnia temperatura światowa (w °C) względem minimalnej wartości stwierdzonej w 1909 r. (wg [2/11], na podstawie bazy danych NASA, dostępnych online – zob. [2/12]).

że ok. 2035 r. wzrośnie szybkość ocieplania związanego z emisją CO₂ [2/11]. Są nawet prognozy wskazujące na kontynuację globalnego ocieplenia przez następne 1000 lat, także jeśli ustanie emisja gazów cieplarnianych.

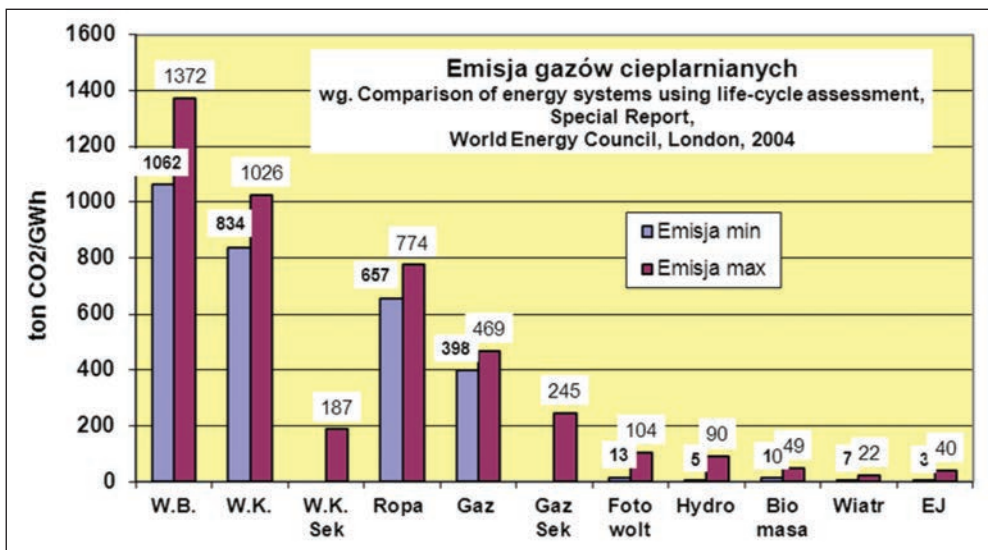
Tłumaczenie złożonych zjawisk przyrodniczych wg jednostronnych obserwacji, bez uwzględniania wielości czynników decydujących o konkretnych procesach w geosystemie, prowadzi z reguły do nadmiernych uproszczeń i błędnych wniosków. Konsekwencją mogą być błędne decyzje polityczne, podjęte na podstawie niekompletnych danych.

Głównym niskoemisyjnym źródłem energii elektrycznej zapewniającym stabilne zasilanie odbiorców jest energetyka jądrowa. Stwierdziły to Światowa Rada Energetyczna [2/14] (rys. 2.4), czy też Parlament Europejski w swej uchwale z 2007 r. [2/15] i późniejszej rezolucji⁷, a także inne analizy [2/16], [2/17].

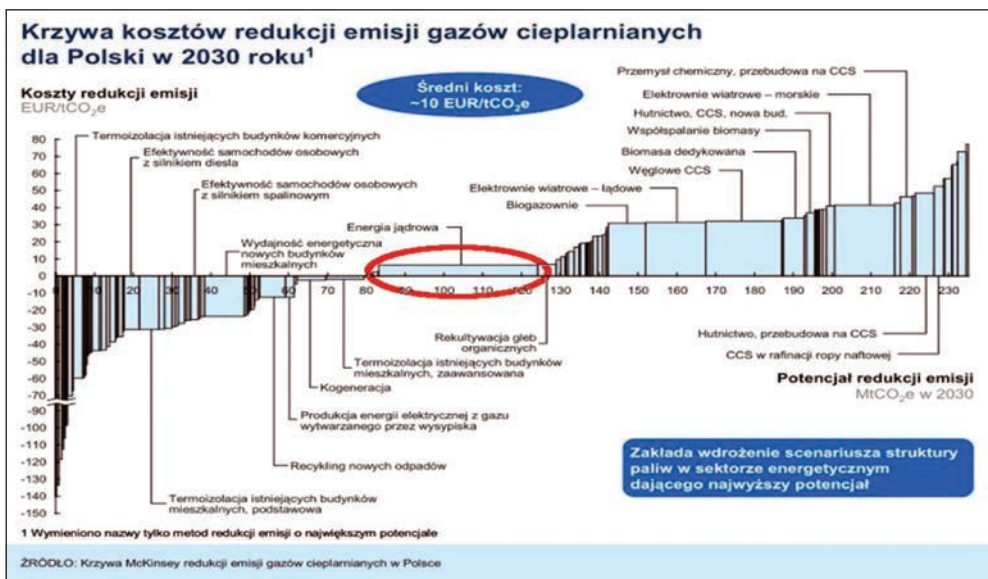
Jak wykazała analiza McKinseya [2/16] budowa elektrowni jądrowych jest najtańszym środkiem redukcji emisji przy wytwarzaniu energii elektrycznej (rys. 2.5).

Zbudowanie w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy 6000 MWe, które będą wytwarzały rocznie 47 TWh energii elektrycznej, pozwoli uniknąć spalania 18 mln ton węgla, a więc emisji 66 mln ton CO₂ rocznie. W tej sytuacji decyzja o budowie elektrowni jądrowych w naszym kraju jest działaniem w pełni uzasadnionym.

⁷⁾ Wobec rezolucji paryskiego szczytu COP21 o redukcji CO₂, PE w rezolucji „European Parliament resolution of 15 Dec. 2015 on Towards a European Energy Union” podkreślił znaczenie EJ i wezwał KE do stworzenia warunków do budowy nowych EJ w UE jako źródła niskoemisyjnego (obok OZE, gazu i węgla z CCS).



Rys. 2.4. Zestawienie emisji gazów cieplarnianych przez różne źródła energii elektrycznej, wg danych światowej Rady Energetycznej [2/14]. W.B. – węgiel brunatny, W.K. – węgiel kamienny, Sek – z sekwestracją spalin; wartości dla EJ: minimalna – przy wzbogacaniu wirówkowym, maksymalna – przy wzbogacaniu dyfuzyjnym.



Rys. 2.5. Koszty redukcji emisji CO₂ w Polsce. Wykres opracowała firma McKinsey [2/16].

2.3. OSIĄGALNE ŹRÓDŁA GAZU JAKO EFEKTYWNEGO PALIWA DLA ENERGETYKI

Z geologicznego punktu widzenia wyróżnia się konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu. Złoża konwencjonalne to naturalne nagromadzenia gazu uformowane w wyniku wyporu hydrostatycznego i ograniczone rozmiarami tzw. pułapki węglowodorów⁸. Złoża niekonwencjonalne nie zostały tak uformowane i mają duże rozprzestrzenienie lateralne, niezależne od pułapki [2/18]. Niekonwencjonalne złoża węglowodorów występują w skałach o niskiej porowatości i bardzo niskiej przepuszczalności. Mają one duże zasoby i mały współczynnik wydobywania gazu ze złoża. Są trzy główne typy złóż niekonwencjonalnych: tzw. gaz zamknięty bądź uwięziony (*tight gas*), gaz łupkowy (*shale gas*) i metan z pokładów węgla kamiennego (*coal bed methane*).

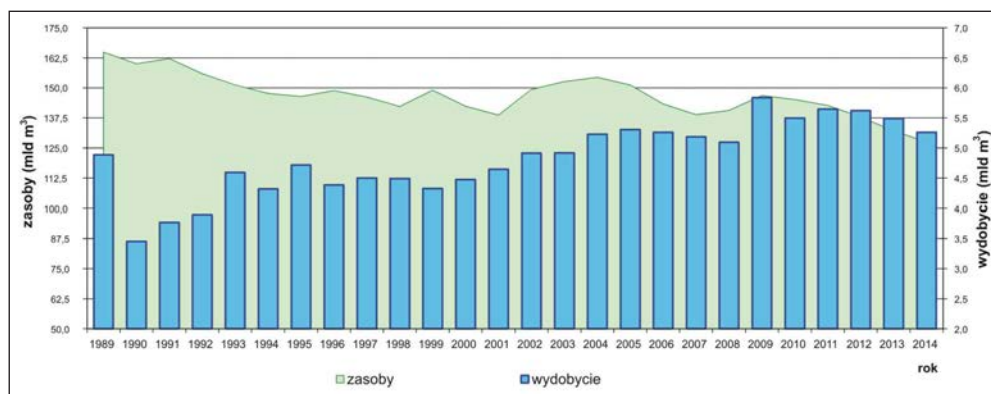
Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego w kraju (69% wydobywalnych zasobów) jest Niż Polski. Niewielkie zasoby gazu są również na przedgórzu Karpat (26%), a także w małych złożach na obszarze Karpat. W polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku gaz ziemny występuje w kilku złożach, w tym towarzysząc ropie naftowej. Zasoby strefy morskiej Bałtyku (4% zasobów krajowych) oraz Karpat (1,0%) mają rolę podrzędną. W 2014 r. stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 129,75 mld m³ (zasoby bilansowe i pozabilansowe), w tym udział zasobów wydobywalnych ze złóż zagospodarowanych wynosił 82%. Zasoby przemysłowe gazu ziemnego w 2014 r. wynosiły 57,30 mld m³, przy wydobywaniu w tymże roku 5,258 mld m³ [2/19].

Powyższe wartości dotyczą zasobów gazu zawartych w złożach konwencjonalnych.

Istnieją obecnie nieokreślone możliwości dalszych odkryć zasobów gazu na Niżu Polskim i przedgórzu Karpat, a zwłaszcza w słabo rozpoznanej strefie gazonośnej w środkowej Polsce, gdzie występują duże dysproporcje między zasobami prognostycznymi a udokumentowanymi [2/20]. Znacząca część różnych zasobów gazu może być zakumulowana w głębokiej, centralnej części basenu czerwonego spągowca, więc możliwe jest tam odkrycie także złóż konwencjonalnych. Zapewniłoby to ew. wzrost zasobów gazu. Szansa znaczącego wzrostu wydobywania gazu konwencjonalnego jest jednak obecnie niewielka. Realne jest utrzymanie obecnego poziomu wydobywania i ew. jego umiarkowany wzrost, porównywalny do tendencji w ciągu minionego ćwierćwiecza (rys. 2.6). Tym samym rola krajowej bazy konwencjonalnego gazu ziemnego jest i pozostanie uzupełniająca względem polskich potrzeb.

Wydobywanie gazu ziemnego w Polsce – podobnie jak na świecie – w ostatnich latach podlega stosunkowo niewielkim wahaniom, chociaż w poszczególnych regionach świata sytuacja jest zróżnicowana. W Europie wydobywanie gazu zmniejsza się, również w kra-

⁸⁾ Wypukła ku górze forma zbudowana ze skał zbiornikowych o wysokiej porowatości, ograniczona od góry formacjami uszczelniającymi (ang. seal); dochodzi w niej do rozdzielenia wody, ropy naftowej i gazu ziemnego.



Rys. 2.6. Zasoby wydobywalne i wydobycie gazu konwencjonalnego w Polsce, 1989-2014 [2/19].

jach b. ZSRR obserwuje się niewielki spadek produkcji, natomiast znaczny wzrost wydobycia nastąpił na Bliskim Wschodzie, w tym zwłaszcza w Katarze [2/21].

W Polsce postępuje ubytek zasobów gazu (rys. 2.6).

Obecnie brak jest ograniczeń dostępności gazu ziemnego na globalnych rynkach [2/22]. Nie wiadomo jednak jak długo ten stan się utrzyma.

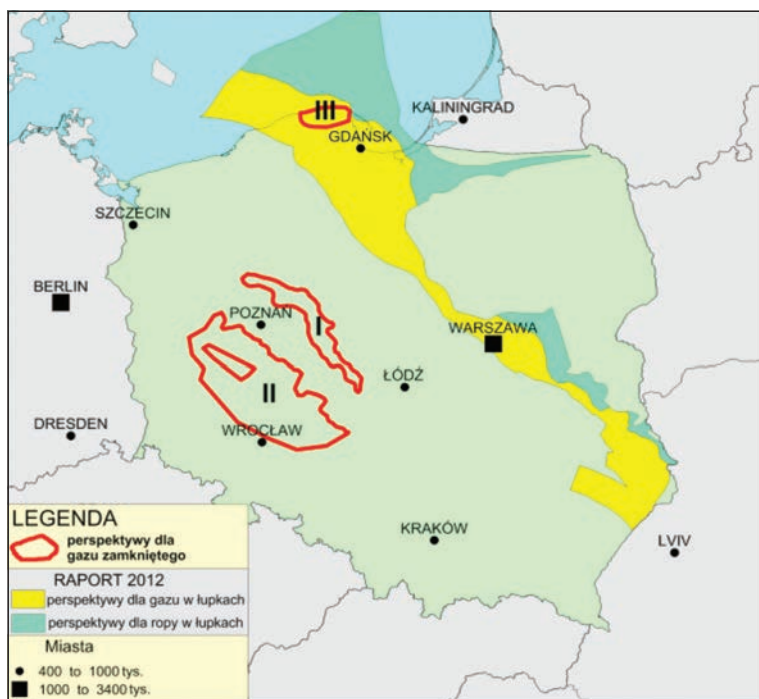
W przypadku gazu ze źródeł niekonwencjonalnych stopień niepewności jest dość wysoki, zwłaszcza w przypadku gazu z formacji łupkowych w Polsce. Zasadniczym problemem dotyczącym udostępnienia złoża i późniejszej jego eksploatacji będą przede wszystkim koszty, a unikatowe cechy tego typu złóż, w tym bardzo złożony proces ich eksploatacji w porównaniu do złóż konwencjonalnych [2/22] powodują, że ich udostępnianie jest trudne i obciążone dużym ryzykiem.

Prognostyczne zasoby gazu zamkniętego w Polsce najprawdopodobniej znacznie przewyższają wartości podane we wstępnym raporcie PIG-PIB [2/23], dotyczącym oceny prognostycznych zasobów gazu zamkniętego w wybranych związłych kompleksach zbiornikowych (rys. 2.7).

Wg raportu [2/23], prawdopodobna ilość prognostycznych zasobów geologicznych gazu zamkniętego na ww. obszarach to $1528 \div 1995$ mld m³, a zasoby technicznie wydobywalne można oszacować dla współczynnika wydobycia $5 \div 15\%$ (średnio 10%) dla każdego z rejonów.

Nadzieje na gaz łupkowy są związane ze złożami w basenach sedymentacyjnych na kratonie wschodnioeuropejskim [2/25], [2/26].

Na obecnym poziomie rozpoznania tych łupków stwierdzono kilka cech zwiększających ryzyko poszukiwań. Należą do nich: niewielka liczba konwencjonalnych złóż węglowodorów oraz ich niewielkie zasoby; relatywnie mała (w stosunku do typowych formacji łupków gazonośnych na świecie) średnia zawartość substancji organicznych i niższy stopień dojrzałości termicznej w strefach o optymalnej głębokości pograżenia, a także ryzyko występowania dużej zawartości azotu w gazie [2/26].



Rys. 2.7. Obszary perspektywiczne dla występowania gazu zamkniętego w Polsce [2/23] oraz gazu i ropy w łupkach [2/24].

Obliczenia łącznych zasobów wydobywalnych gazu ziemnego dla lądowej i szelfowej części basenu (rys. 2.7) mieszczą się w zakresie $37,9 \div 1919,7$ mld m^3 . Skrajne wartości cechują się bardzo niskim prawdopodobieństwem, a najbardziej prawdopodobne zasoby są szacowane w granicach $346,1 \div 767,9$ mld m^3 .

Zasadność poszukiwania gazu z łupków zależy przede wszystkim od opłacalności przyszłego wydobycia gazu, determinowanej przez trzy czynniki: całkowite zasoby przemysłowe gazu, wydajność produkcji gazu z poszczególnych otworów oraz koszty operacyjne (głównie wierceń eksploatacyjnych).

Przy najbardziej prawdopodobnej wartości SCW⁹ [2/23] ok. 11,3 mln m^3 /otwór i obecnym koszcie wiercenia $30 \div 50$ mln zł, koszt jednostkowy wydobytego gazu przekroczyłby wartość $2,6 \div 4,4$ zł/ m^3 , bez uwzględniania kosztów infrastruktury powierzchniowej i przesyłowej. Warunkiem koniecznym dla zapewnienia konkurencyjności gazu wydobywanego z formacji łupkowych jest więc radykalne obniżenie kosztów wierceń, co jest trudne, ale technicznie możliwe [2/27].

⁹⁾ SCW – współczynnik Szacunkowego Całkowitego Wydobycia gazu ziemnego z danego otworu na określonej średniej powierzchni strefy eksploatowanej za cały okres eksploatacji; ang. EUR – Estimated Ultimate Recovery



Oprócz wspomnianych uwarunkowań ekonomicznych należy brać pod uwagę inne bariery na drodze do sukcesu poszukiwawczego, takie jak: zmienność i niejasność przepisów prawa, niedostateczna liberalizacja rynku gazu, trudności przy transferze technologii z USA, ograniczenia dostępności lokalizacji wierceń, protekcjonizm krajowego rynku firm serwisowych [2/28]. Gdyby zagospodarowanie gazu z łupków powiodło się, Polska gospodarka byłaby znacznie mniej zależna od importu gazu.

W Polsce metan z pokładów węgla (MPW) zaczęto traktować jako surowiec energetyczny już w ostatniej dekadzie XIX w. [2/29]. Wprowadzono podział na złoża metanu jako kopaliny głównej (metan z pokładów węgla) oraz złoża metanu jako kopaliny towarzyszącej (metan kopalniany). 100% wydobycia i 75% udokumentowanych zasobów to metan będący kopaliną towarzyszącą [2/30], [2/31]. Metan kopalniany jest pozyskiwany tylko dla bezpieczeństwa kopalni, a jego wykorzystanie gospodarcze tylko częściowo rekompensuje wydatki poniesione na odmetanowanie [2/30].

MPW występuje w Polsce na obszarze trzech zagłębi węglowych. Zasoby prognozytyczne Lubelskiego Zagłębia Węglowego (15 mld m³) i Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego (1,75 mld m³) są niewielkie. Udokumentowane, prognozytyczne i perspektywiczne zasoby metanu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego wynoszą 168 mld m³ [2/32], w tym udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne MPW, występują w 58 złożach i wynoszą 86,8 mld m³ (stan na 31.12.2014 r.), z czego większość to kopalina główna; zasoby przemysłowe określone dla 26 złóż to 5611,35 mln m³. Wydobycie metanu (odmetanowanie przez stacje w poszczególnych kopalniach węgla kamiennego oraz samowypływ gazu z otworów wiertniczych), wyniosło w 2014 r. 293,4 mln m³.

2.4. POLSKI PROGRAM ENERGETYKI JĄDROWEJ (PPEJ)

Zgodnie z postanowieniami Rządu polskiego i Polskim Programem Energetyki Jądrowej, Polska zamierza wybudować do 2035 r. bloki jądrowe o łącznej mocy 6000 MWe, wyposażone w reaktory III generacji, odporne na zagrożenia wewnętrzne i zewnętrzne zagrożenia naturalne, takie jak największe możliwe trzęsienie ziemi, czy też powódź. Wewnątrz elektrowni będą działały systemy bezpieczeństwa zwielokrotnione tak, by zawsze przynajmniej jeden układ był do dyspozycji i wystarczał do opanowania skutków awarii. Przewidywany okres życia takiej elektrowni to minimum 60 lat, a konstrukcja ich jest tak zaprojektowana, że możliwa będzie bezpieczna praca przez 80 lat.

Przy łącznej mocy 6000 MWe elektrownie jądrowe będą stanowiły cenne uzupełnienie polskiego systemu energetycznego, zapewniając wytwarzanie około 48 TWh rocznie, co będzie stanowiło około ¼ przewidywanego na 2050 r. zapotrzebowania energii elektrycznej w Polsce. Elektrownie jądrowe podczas pracy nie powodują emisji gazów cieplarnianych. Emisje te występują w innych fazach cyklu paliwowego

wskutek zużywania energii elektrycznej oraz spalania paliw przy transporcie rudy uranowej. Są to jednak ilości małe, jak pokazano na rys. 2.4.

Budowa energetyki jądrowej jest zadaniem trudnym, wymagającym wieloletniego wysiłku i dużych nakładów finansowych. Jest to przedsięwzięcie opłacalne. Dane Eurostatu wskazują, że ceny energii elektrycznej są dwukrotnie niższe w krajach, które opierają swą energetykę na elektrowniach jądrowych, niż w krajach, które nie mają energetyki jądrowej lub dążą do jej usunięcia^{10,11,12,13}.

Kwestia odpadów jest zawsze wysuwana przez przeciwników energetyki jądrowej jako problem nie do rozwiązania. Tymczasem od 50 lat działa bez zarzutu Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych KSOP w Różanie. Dawki promieniowania wokół składowiska są małe, nie ma wycieków radionuklidów do otoczenia, a zdrowie mieszkańców Różana jest bardzo dobre. Pod względem zachorowalności na nowotwory Różan znajduje się na drugim miejscu wśród najzdrowszych miejscowości w Polsce!

Mamy doświadczenie w dziedzinie reaktorów. W ciągu ponad pół wieku zbudowaliśmy w Świerku siedem reaktorów badawczych i zestawów krytycznych, w tym reaktor badawczy MARIA – jeden z najlepszych na świecie. Przez ponad 50 lat prowadziliśmy bez awarii pracę tych reaktorów, kształcąc kadry fizyków i inżynierów na najwyższym światowym poziomie. Zdobyliśmy też doświadczenie w demontażu i likwidacji obiektów jądrowych.

Niestety polscy inżynierowie są obecnie w bardzo małym stopniu wykorzystani do prac przygotowawczych w programie polskiej energetyki jądrowej. Polski program energetyki jądrowej stanowi klasyczny przykład energetyki budowanej dla pokoleń. W fazie budowy elektrowni wymaga on dużych nakładów finansowych, prawie takich jak budowa instalacji OZE (w przeliczeniu na moc średnią w ciągu roku), ale za to zapewnia stabilną i taną produkcję energii elektrycznej przez przynajmniej trzy pokolenia.

W ocenie kosztów energii trzeba uwzględniać całkowite koszty ponoszone przez społeczeństwo danego kraju w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym koszty ponoszone przez Krajowy System Energetyczny KSE dla zapewnienia niezawodnego zasilania odbiorców, pomimo wahań mocy elektrowni, ich planowych i nieplanowych wyłączeń, a także zaników produkcji energii elektrycznej przez OZE (gdy ustaje w nocy generacja prądu z ogniw fotowoltaicznych PV, lub gdy nie pracują farmy wiatrowe na lądzie i na morzu wskutek zaniku wiatru).

¹⁰⁾ http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/6/6e/Half-yearly_electricity_and_gas_prices%2C_season_half_of_year%2C_2012%E2%80%9314_%28EUR_per_kWh%29_YB15.png

¹¹⁾ <http://nuclear-economics.com/wp-content/uploads/2015/08/11-Summer-in-DC.pdf>

¹²⁾ <http://spectrum.ieee.org/energywise/energy/nuclear/aps-argues-to-extend-lifespan-of-nuclear-reactors-to-80-years>

¹³⁾ http://www.eia.gov/electricity/monthly/update/end_use.cfm



Nieregularnie pracujące OZE mają zazwyczaj moc maksymalną większą od 5 razy (wiatr na lądzie) do 9 razy (panele PV) od ich mocy średniej w ciągu roku. Sieci przesyłowe zawsze muszą być projektowane na moce maksymalne, niezależnie od rodzaju źródeł do nich podłączonych. Wzrost udziału OZE w KSE wymaga utrzymania odpowiednio dużych operatywnych rezerw mocy, wirujących¹⁴ i stojących¹⁵, dla pokrycia luki w wytwarzaniu energii w razie zaniku wiatru lub braku słońca.

Wszystko to powoduje wzrost kosztów inwestycyjnych, a także obniżenie sprawności elektrowni systemowych w okresach, gdy pracują mocą częściową. Analizy międzynarodowe wykazały, że przy znaczącym udziale OZE – koszty współpracy OZE z siecią są duże.

Trzecim składnikiem kosztów są koszty zewnętrzne, które ponosi społeczeństwo na skutek strat zdrowotnych, szkód w środowisku naturalnym, niszczenia materiałów i budowli, utraty walorów widokowych i ciszy. W przypadku elektrowni jądrowej oznacza to uwzględnienie zanieczyszczenia środowiska, wypadków przy wydobywaniu i wzbogacaniu uranu, przy produkcji urządzeń i paliwa jądrowego, przy budowie elektrowni, transporcie paliwa do elektrowni, podczas pracy i okresów remontowych, w toku unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych oraz likwidacji elektrowni – tak by przywrócić stan środowiska taki, jaki był przed zbudowaniem elektrowni.

Analogicznie trzeba uwzględniać tego typu problemy dla innych technologii w cyklu całego ich życia, np. dla ogniw fotowoltaicznych, których wpływ na środowisko w czasie pracy jest mały (poza utratą terenów rolniczych lub łąk), ale zanieczyszczenia środowiska w toku produkcji potrzebnego dla nich aluminium i innych materiałów są duże.

Z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych zasadniczą sprawą jest fakt, że podczas pracy elektrowni jądrowych nie ma spalania węgla i emisje są bliskie zeru, bo pochodzą tylko z jądrowego cyklu paliwowego poza elektrownią oraz okresowych prób awaryjnych generatorów dieslowskich w elektrowni.

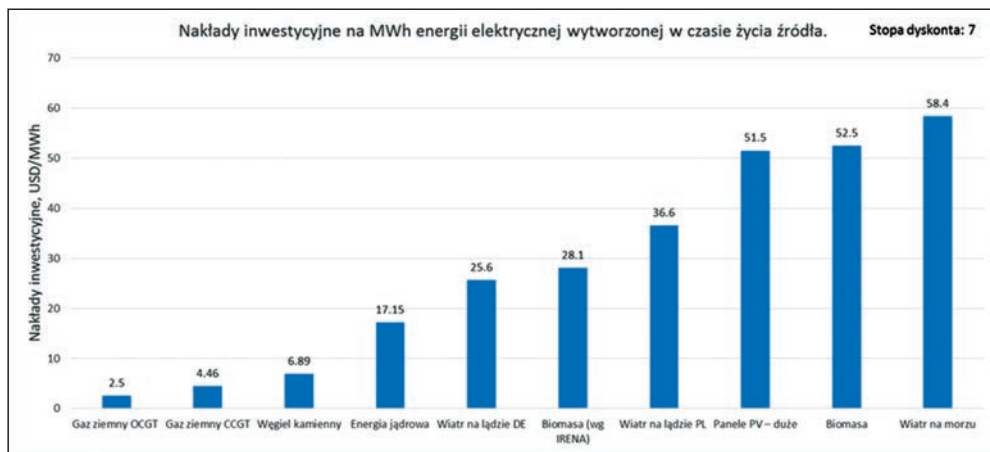
Suma wszystkich kosztów powinna być jak najmniejsza. Zestawienie jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla różnych źródeł energii przedstawiono na rys. 2.8.

Nakłady przedstawione na rys. 2.8 dotyczą samego źródła energii i nie uwzględniają kosztów systemowych ani kosztów zewnętrznych powodowanych przez straty zdrowia i zniszczenie środowiska.

Ocena kosztów opóźniania programu energetyki jądrowej ma dwie składowe: koszty finansowe i koszty społeczne. Koszty finansowe można ocenić uwzględniając subwencje na rozwój OZE i koszty budowy ww. elektrowni rezerwowych (np. gazo-

¹⁴ Rezerwa wirująca – tj. elektrownie pracujące z częściowym obciążeniem, a także rezerwy stojącej, tj. elektrowni okresowo nie produkujących energii.

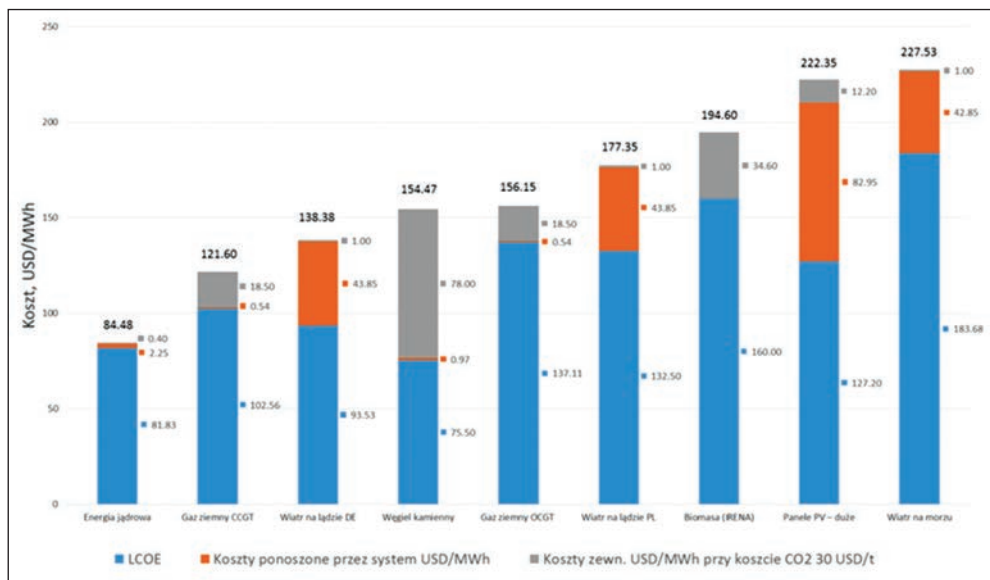
¹⁵ Rezerwa stojąca – tj. elektrownie przejściowo nie produkujące energii, gotowe do rozruchu.



Rys. 2.8. Nakłady inwestycyjne na 1 MWh energii elektrycznej wytworzonej w okresie użytecznej pracy danego źródła energii [2/33].

wych). Do tego trzeba dodać koszty związane z rozbudową i wzmocnieniem sieci energetycznej.

Koszty społeczne to utrzymywanie wysokich emisji zanieczyszczeń przy spalaniu węgla i inne szkody dla zdrowia ludzi i środowiska, ocenione w programie ExternE dla Europy i dla Polski. Całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł (koszty w samej instalacji, koszty systemu i koszty zewnętrzne) przedstawiono na rys. 2.9.



Rys. 2.9. Całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł (koszty w samej instalacji, koszty systemu i koszty zewnętrzne) [2/33].



Najtańsza energia pochodzi z elektrowni jądrowych, z uwzględnieniem wszystkich kosztów związanych z pozyskaniem paliwa, unieszkodliwianiem odpadów radioaktywnych, likwidacją elektrowni oraz kosztów współpracy z systemem elektroenergetycznym.

Budowa pierwszej elektrowni jądrowej, oprócz decyzji politycznych i poparcia społecznego, wymaga zarówno pełnych podstaw prawnych, tj. przygotowania ustaw i rozporządzeń, jak i wyboru lokalizacji, wyboru typu elektrowni i przetargu na jej dostawę oraz opracowania wszelkich niezbędnych analiz wpływu na środowisko i analiz bezpieczeństwa, a następnie uzyskania odpowiednich zezwoleń. Jest to proces wieloletni, dłuższy niż w innych rodzajach energetyki. Całość procesu inwestycyjnego w przypadku pierwszego bloku jądrowego w danym kraju może trwać 10 ÷ 15 lat¹⁶, chociaż sama budowa kolejnych bloków tego samego typu w już wybranej lokalizacji to 5 ÷ 6 lat.

Polska jest obecnie w sytuacji państwa rozpoczynającego tworzenie energetyki jądrowej. Przeprowadzono dwuletnie konsultacje programu jądrowego, najpierw krajowe, potem transgraniczne, zakończone pozytywnie przez pisemne oświadczenia wszystkich państw uczestniczących w konsultacjach, że nie mają zastrzeżeń do polskiego programu energetyki jądrowej. Pierwotnie zakładano, że elektrownia jądrowa może powstać do 2020 r., ale już trwający ponad 2 lata proces konsultacji transgranicznych wykazał, że jest to niemożliwe. Według obecnych ocen najbliższym zadaniem jest zbadanie i wybór lokalizacji, bo decyzja o sposobie chłodzenia EJ – wodą morską w obiegu otwartym lub poprzez chłodnie kominowe w obiegu zamkniętym – ma zasadnicze znaczenie dla przygotowania ofert na dostawę technologii. Decyzja o ustaleniu lokalizacji spodziewana jest w końcu 2017 r. Trzeba także umieścić budowę EJ w Narodowym Programie Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej, w którym będzie największym przedsięwzięciem.

Należy podjąć zdecydowane kroki na szczeblu najwyższych władz, by wykluczyć nadmiernie długie terminy dla działań administracyjnych i przyspieszyć realizację programu budowy elektrowni jądrowej. Trzeba zapewnić kadry zdolne do poprowadzenia budowy, a także określić sposób finansowania elektrowni jądrowej, by upewnić inwestora, że zdoła odzyskać poczynione wysokie nakłady inwestycyjne.

Budowa elektrowni jądrowej jest przedsięwzięciem, w którym bierze udział wiele organizacji wysokiej rangi. Dla przyspieszenia realizacji programu i uniknięcia dodatkowych opóźnień, do jakich może doprowadzić obecny zbiór przepisów legislacyjnych, w składzie grupy roboczej ds. koordynacji projektu oprócz specjalistów PGE powinni być także inżynierowie z innych organizacji, jak PAA, UDT, MG DEJ, NCBJ, GDOŚ, a całością prac zespołu i koordynacją wszelkich działań powinien kierować Pełnomocnik Rządu ds. Energetyki Jądrowej, z odpowiednio wysokimi kompetencjami.

¹⁶⁾ <https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Infrastructure/2014-03-NIDS-Brochure.pdf>

2.5. BEZPIECZEŃSTWO ZASILANIA ELEKTRYCZNYCH SYSTEMÓW TRAKCYJNYCH JAKO STRATEGICZNEJ ALTERNATYWY DLA TRANSPORTU WYKORZYSTUJĄCEGO PALIWA PŁYNNNE

Polska nie ma własnych zasobów paliw płynnych, ma natomiast zasoby surowców kopalnych, z których wytwarza energię elektryczną. W przypadku nagłego i przedłużającego się zmniejszenia dostaw ropy naftowej jedynie sprawny transport elektryczny będzie w stanie uratować przed paraliżem gospodarkę kraju i funkcjonowanie społeczeństwa. Rolą władz jest utrzymywanie z powodów strategicznych odpowiedniej sieci transportu elektrycznego, mimo jej wysokich kosztów stałych. Efektywne wykorzystanie sieci kolei zelektryfikowanej wymaga kreowania polityki wspierającej jej wykorzystanie.

Układ zasilania 3 kV stosowany w Polsce nie jest efektywnie wykorzystywany i jest w większości wyeksploatowany (znaczny spadek przewozów od 1989 r.), a na modernizowanych liniach nie osiągnął jeszcze swoich granicznych zdolności przewozowych w zakresie maksymalnych prędkości jazdy. Projekt „Pendolino” budzi nadzieję na pozytywne zmiany w tym zakresie. Należy pamiętać o innych zaletach transportu elektrycznego (energooszczędność, ekologia) i jego strategicznej roli w gospodarce.

Trakcja elektryczna w porównaniu z systemem drogowym jest odmiennym, ale bardziej ekologicznym i konkurencyjnym systemem transportowym. Udział kolei w przewozach jest w Polsce zbyt niski względem wiodących krajów europejskich oraz wobec dużej długości funkcjonujących sieci kolei i trakcji miejskiej. Zelektryfikowana komunikacja miejska ma jednak zdecydowaną przewagę nad transportem drogowym. Strategiczna rola trakcji elektrycznej w Polsce¹⁷ wynika z:

- możliwości zapewnienia funkcjonowania gospodarki w warunkach braku dostaw paliw płynnych (energia elektryczna wytwarzana jest głównie z polskiego węgla),
- sieci zelektryfikowanych linii kolejowych (12000 km), pokrywających praktycznie, choć nierównomiernie, cały kraj,
- zastosowania transportu elektrycznego w większości głównych miast w Polsce (poza Radomiem, Zieloną Górą, Rzeszowem, Białymstokiem i Kielcami),
- dość dobrze rozwiniętego (mimo likwidacji fabryk w latach 1990.) polskiego przemysłu elektromaszynowego (rozwinęli się nowi rodzimi producenci taboru i wyposażenia trakcyjnego: Pesa, Newag, Solaris, MEDCOM, działają oddziały firm zagranicznych: Stadler, Alstom, Bombardier, ABB), co pozwala na produkcję prawie całego osprzętu do budowy układów zasilania i taboru dla kolei o prędkościach do 200 km/h w kraju, a także zdolnego do konkurencji z wyrobami zachodnioeuropejskimi,

¹⁷ Koleje polskie eksploatują system 3 kV (DC) od 1936 r. Długość zelektryfikowanych linii wynosi ok. 12.000 km, w tym ok. 7900 km linii dwutorowych i ponad 4000 km linii jednotorowych. Linie te są zarządzane przez PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. Ogólna długość sieci trakcyjnej zarządzanej przez PKP PLK S.A. wynosi 25302 torokilometry.



- zastosowania w transporcie elektrycznym najnowszych technologii i rozwiązań będących wyzwaniem dla rozwoju nauki i innowacji,
- ekologicznych aspektów transportu, co pozwala na wykorzystanie środków UE w rozwoju trakcji elektrycznej w następnej perspektywie budżetowej, tj. przez najbliższe ok. 10 lat.

Przy elektryfikacji ponosi się wysokie koszty stałe na infrastrukturę. Ta infrastruktura powinna być wykorzystywana do jak największej ilości przewozów kolejowych, gdyż koszty zmienne trakcji elektrycznej rosną wolniej niż koszty zmienne transportu autonomicznego (trakcja spalinowa, pojazdy spalinowe).

Wszystkie kolejowe linie magistralne w Polsce są zelektryfikowane. Od drugiej połowy lat 1990. podjęto w PKP program modernizacji magistralnych linii kolejowych, mający na celu m.in. podwyższenie prędkości jazdy do 160 ÷ 200 km/h, a także dostosowanie infrastruktury linii kolejowych do wymagań norm i standardów europejskich.

Program modernizacji obejmuje infrastrukturę linii, w tym układ zasilania elektroenergetyki trakcyjnej i sieć trakcyjną oraz linie odbiorów nietrakcyjnych. Opracowano m. in. „Master Plan” [2/34] oraz plany wieloletnie, w tym plany budowy Kolei Dużych Prędkości KDP (tzw. Y – Warszawa-Łódź-Poznań/Wrocław z ew. przedłużeniem do Berlina i Drezna, przedłużenie linii CMK nową trasą do Katowic i Krakowa) [2/35], [2/36], [2/37] (odłożone po 2030 r.), a także plany zwiększania prędkości na istniejących liniach zasilanych napięciem 3 kV DC.

Przewidywana budowa KDP z zastosowaniem nowego w Polsce napięcia trakcyjnego 2x25 kV 50 Hz wymaga zapewnienia zasilania podstacji trakcyjnych napięciem 220 kV lub 400 kV, co oznacza konieczność odpowiednio wczesnego rozbudowania KSE w obszarach planowanego przebiegu KDP.

Szczegółowa analiza tej problematyki została opracowana przez firmę IDOM w Studium Wykonalności dla KDP [2/36], z uwzględnieniem połączenia linii Y z linią CMK. Przedstawione tamże perspektywiczne zapotrzebowanie na energię pozwoliło oszacować potrzeby inwestycyjne w obszarze Krajowego Systemu Energetycznego. Kontynuowane są prace studialne dotyczące przedłużenia linii Y do granicy z Niemcami.

Odrobienie wieloletnich opóźnień wymaga czasu i wsparcia na poziomie rządowym w postaci wdrażania programów wieloletniej reelektryfikacji kolei oraz uproszczenia przepisów. Z punktu widzenia funkcjonowania i inwestycji w zakresie elektroenergetyki trakcyjnej istotne było uzgodnienie i uzyskanie przez PKP Energetyka S.A. akceptacji URE dla warunków przyłączania podstacji trakcyjnych do sieci trakcyjnej, co pozwoliło na pozyskiwanie środków na inwestycje w tym zakresie.

Uwzględniono specyfikę dostawy energii przez podstacje trakcyjne, w tym długi okres zwrotu nakładów na te podstacje, co spowodowało zwiększenie udziału PKP PLK S.A., jako właściciela sieci trakcyjnej, w kosztach inwestycji w układ jej zasilania (wnoszenie tzw. opłaty przyłączeniowej) [2/38]. Na wniosek PKP PLK S.A. o przyłączenie sieci trakcyjnej, PKP Energetyka S.A. dokonuje rozbudowy układu zasilania, rozli-

czając następnie opłaty za dostawę energii elektrycznej z podstacji do pociągów z przewoźnikami kolejowymi.

Stosowany w Polsce system prądu stałego 3 kV DC pozwala hipotetycznie na prowadzenie ruchu pojazdów o mocach do $6 \div 8$ MW z prędkościami do $220 \div 250$ km/h, pod warunkiem jego wzmocnienia [2/39].

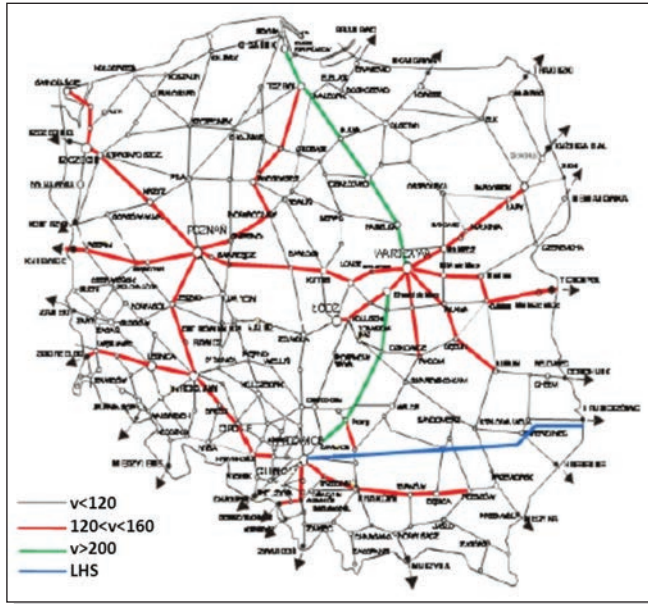
Rozmieszczenie obiektów zasilania PKP Energetyka S.A. pokazano na rys. 2.10.



Rys. 2.10. Rozmieszczenie obiektów zasilania PKP Energetyka S.A.

Wzrost obciążenia (moce pojazdów i gęstość ruchu) powoduje jednak znaczne spadki napięcia i duże prądy obciążenia, co wymaga: zwiększenia przekroju sieci trakcyjnej, mniejszej odległości między podstacjami (nawet do $10 \div 12$ km), większych mocy zainstalowanych w podstacjach (powyżej 10 MW), a także stosowania transformacji jednostopniowej. Zwiększa to nakłady inwestycyjne oraz koszty eksploatacyjne. Na rys. 2.11 przedstawione są prędkości jazdy na głównych liniach magistralnych w Polsce, prognozowane do 2040 r. [2/35].

Powojenna elektryfikacja PKP, dla pociągów z lokomotywami o mocach do 4 MW, zakładała prędkości do 120 km/h. Jedynie linia CMK na odcinku Grodzisk Maz.-Zawiercie zbudowana w latach 1970. miała parametry pozwalające na osiągnięcie przez pociągi pasażerskie prędkości 160 km/h. Dla uzyskania prędkości jazdy $120 \div 160$ km/h na liniach planowanych do eksploatacji pociągu EMU250 (Pendolino) wystarczy trwająca modernizacja układów zasilania (tzw. projekt MUZ-I), podjęta



Rys.2.11. Strategia rozwoju prędkości na liniach kolejowych w Polsce [2/35].

obecnie także na liniach E20, E30, E75, E59, na których jest planowany ruch pociągów o mocach do 6 MW z prędkościami do 160 km/h. Prędkości powyżej 160 km/h to przede wszystkim linia E65 (Warszawa-Gdańsk-Gdynia i Warszawa-Zawiercie).

Na pozostałych liniach (po modernizacji w ramach drugiego etapu, tzw. projektu MUZ-II), będzie możliwe prowadzenie ruchu pociągów typu EMU250 z prędkością powyżej 160 km/h, ze względu na ich moc 5,5 MW (mniejszą niż lokomotyw), bardzo małe opory ruchu oraz relatywnie mały pobór prądu (z możliwością jego ograniczenia np. w warunkach awaryjnych lub na odcinku przed modernizacją). Graniczna prędkość jazdy w ruchu regularnym wynosi 250 km/h.

Łącznie szacunkowe koszty w/w inwestycji wyniosą do 2020 r. ok. 1,2 mld zł (MUZ II, w tym 91 podstacji). Umożliwi to spełnienie wymagań interoperacyjności układu zasilania linii konwencjonalnych o prędkości maksymalnej 160 ÷ 200 km/h na głównych ciągach w korytarzach: E20, E30 – do Rzeszowa) oraz uzyskanie parametrów linii szybkiej I na linii E65 (Warszawa-Gdańsk 160 ÷ 200 km/h; Grodzisk Maz.-Zawiercie ponad 200 km/h).

Oprócz planowanych do 2020 r. zadań dot. linii związanych z liniami magistralnymi w Polsce, jest uzasadniona modernizacja układu zasilania przynajmniej części pozostałych linii kolejowych i węzłów (szacunkowo 200 podstacji trakcyjnych PT i 200 kabin sekcyjnych KS). Koszty modernizacji można szacować na poziomie 2,0 mld zł (koszt PT 10 ÷ 15 mln zł, a KS 1 mln zł), a dodatkowo koszty elektryfikacji nowych linii na poziomie 500 mln zł. Dla modernizacji 20 PT/rok oraz elektryfikacji nowych linii konieczne jest zarezerwowanie środków modernizacyjnych na układ

zasilania 3 kV DC w ciągu 10 lat (2020 ÷ 2030) na poziomie 250 mln zł/rok, bez inwestycji w układ zasilania elektroenergetycznego (GPZ 110/15, nowe linie 110 kV) oraz w linie potrzeb nietrakcyjnych SN i zasilania kolejowej elektroenergetyki nn.

Moc przyłączeniowa podstacji zwykle przyjmowana jest na poziomie powyżej mocy 15-minutowej, z uwzględnieniem mocy na potrzeby własne i nietrakcyjne. Dla linii kolejowej te potrzeby zwykle nie przekraczają 0,5 MW, aczkolwiek w podstacjach węzłowych mogą sięgać nawet kilku MW.

Wzrost sprzedaży energii na potrzeby pozakolejowe powoduje, że udział mocy niekolejowej przy sprzedaży energii staje się dominujący (energia trakcyjna w 2013 r. stanowiła jedynie 34% sprzedanej energii). Można stwierdzić, że linie zasilające podstacje trakcyjne, zwykle wymiarowane ze względu na moc zainstalowaną, są niewykorzystane i mają duże rezerwy przesyłowe do wykorzystania przez innych odbiorców. Prawie wszystkie podstacje zasilane napięciem 15 kV mają 100% rezerwy praktycznie w każdym elemencie i urządzeniu zasilania, co zapewnia wysoką niezawodność zasilania.

Stosowany w Polsce system zasilania 3 kV prądu stałego ma ciągle niewykorzystane w warunkach kolei w Polsce możliwości dostawy wymaganej energii dla ruchu szybkich pociągów, kończące się przy prędkościach ok. 250 km/h [2/39]. Po przesunięciu „po 2030 r.” planów rozpoczęcia budowy w Polsce linii KDP o prędkościach powyżej 300 km/h, zasilanej napięciem AC 25 kV/50 Hz, jest uzasadnione ponowne przeanalizowanie możliwości pełnego wykorzystania wydolności istniejącego systemu 3 kV DC.

Odległości pomiędzy Warszawą a głównymi aglomeracjami nie przekraczają 300 ÷ 400 km. Sieć linii kolejowych o prędkości maksymalnej 200–250 km/h powinna zapewnić przez wiele lat prowadzenie ruchu, konkurencyjnego dla ruchu kołowego i lotniczego. System zasilania 3kV DC będzie wystarczający do prowadzenia pociągów o tych prędkościach, pod warunkiem zapewnienia dostatecznie wysokiego poziomu napięcia na pantografach nowoczesnych EPT. W przypadku CMK zasilanie napięciem 3 kV DC jest uznawane za celowe jeszcze przez 15 ÷ 25 lat, lub do wyeksploatowania obecnie modernizowanego układu zasilania.

Niepokój może budzić przeprowadzona w 2015 r. prywatyzacja monopolistycznego OSD dla kolei, tj. PKP Energetyka S.A. Nabywca – amerykański fundusz emerytalny CVC zapewne będzie chciał szybko odzyskać wyłożone środki – 1,9 mld zł, co może odbić się w najbliższych latach na funkcjonowaniu kolei w Polsce. Celowe jest więc przeanalizowanie możliwych scenariuszy dla zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania energetyki trakcyjnej, eksploatacji sieci trakcyjnej i inwestycji w branży energetyki kolejowej. Podobne doświadczenia np. W. Brytanii z prywatyzacją spółek infrastruktury kolejowej (Railtrack) nie zakończyły się sukcesem, a obniżenie poziomu funkcjonowania kolei w W. Brytanii i szereg wypadków po tej prywatyzacji wymusiły w 2002 r. renacjonalizację Railtracku (z długiem na poziomie 7 mld funtów) do formy państwowej firmy non-profit Network Rail.



2.6. INTELIGENTNE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE (ISE)

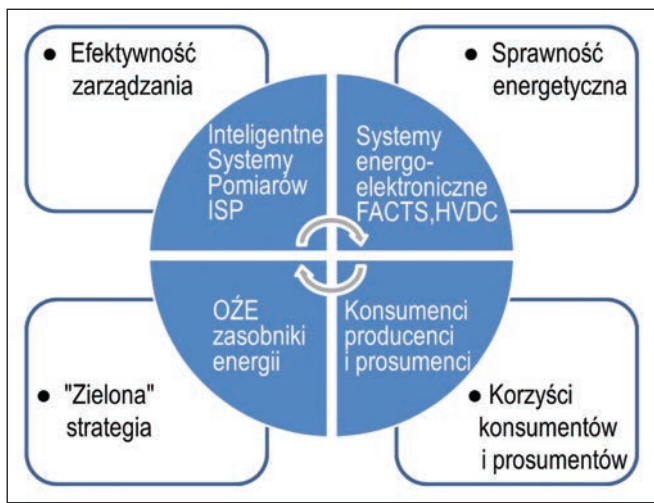
Budowanie przewagi konkurencyjnej gospodarki danego państwa ma obecnie ogromne znaczenie oraz jest coraz trudniejsze, zatem szereg państw ma to na uwadze podejmując działania w zakresie rozwoju *inteligentnych sieci elektroenergetycznych* – ISE, popularnie zwanych *Smart Grids*. ISE to pojęcie bardzo ogólne. Obejmuje ono swoim zasięgiem zarówno obszar sieci domowej, dystrybucyjnej jak i obszar sieci przesyłowej, a w skład rozwiązań inteligentnych wpisują się urządzenia oraz systemy informatyczne mające wpływ m.in. na efektywną integrację odnawialnych źródeł energii, możliwość zarządzania popytem u odbiorców oraz diagnostykę i optymalizację pracy sieci elektroenergetycznej.

Inwestycje i rozwiązania powiązane z ISE stymulują rozwój gospodarczy danego kraju, w tym w zakresie produkcji urządzeń i prac B+R. Rozwój ISE oznacza także konieczność poniesienia znaczących nakładów w zakresie niezbędnej infrastruktury. Nie jest w pełni jasne, w jakim okresie i zakresie ponoszenie takich nakładów jest uzasadnione w stosunku do możliwych korzyści oraz posiadanych środków. Każdy przypadek wdrożenia danego rozwiązania należy poprzedzić dogłębną analizą opłacalności.

O ile klasyczna struktura systemu elektroenergetycznego (SEE) bazuje na konwencjonalnej generacji, jednokierunkowym przepływie mocy, a także sztywnym podziale *wytwórca-odbiorca*, to ISE, określana często jako udoskonalona sieć elektroenergetyczna, jest uzupełniona o *inteligentne systemy pomiarowe* – ISP (ang. AMI), a także systemy energoelektroniczne, monitoringu i sterowania, teleinformatyczne oraz dwustronną łączność cyfrową między dostawcą a konsumentem (rys. 2.12). Umożliwia to m.in. [2/40], [2/41]:

- efektywne zarządzanie poprzez: optymalizację projektowania połączeń sieci, integrację GR, zdalny monitoring i diagnostykę, lepsze wykorzystanie zasobów,
- poprawę sprawności poprzez: redukcję strat w SEE i linii, zarządzanie popytem, poprawę zarządzania obciążeniami i mocą bierną (VAr), zgodność z polityką efektywności energetycznej,
- „zieloną” strategię: redukcję emisji gazów cieplarnianych poprzez zarządzanie popytem i wyrównaniem „szczytów”, integrację OZE i zasobników energii, dekarbonizację, integrację z SEE pojazdów elektrycznych (*Vehicle-to-Grid*),
- korzyści konsumenta: zmniejszenie ilości i czasu trwania przerw w zasilaniu, poprawę jakości energii, umożliwienie obniżenia kosztów energii, poprawę przepływu danych między klientem a dystrybutorem energii elektrycznej, rynek prosumenta.

Kluczowym elementem ISE jest inteligentne opomiarowanie (ang. *Smart Metering*) odbiorców końcowych – konsumentów. W UE państwa członkowskie miały do września 2012 r. czas na opracowanie studium wykonalności wdrożenia systemu ISP i podjęcia decyzji, czy inwestycja jest opłacalna czy też nie. Te z państw, które uznały, że inwestycja jest opłacalna w ich krajach, zostały zobligowane do zainstalowania inteli-



Rys. 2.12. Zasadnicze komponenty składowe oraz korzyści sieci ISE (*Smart Grids*).

gentnych liczników u 80% odbiorców końcowych do 2020 r. (Dyrektywa 2009/72/WE). ISP, będące składową ISE, warunkuje otwarcie całej gamy nowych produktów w zakresie rynku energii oraz zmiany zasad jego działania.

Budowa nowego rynku energii wg wytycznych regulacyjnych, wprowadzi w krajach UE nowe relacje pomiędzy odbiorcą końcowym a OSD, czy też OSD a sprzedawcą energii elektrycznej. Odbiorca końcowy będzie mógł także korzystać z szerokiej gamy produktów i usług powstających na bazie ISE [2/44].

Wszystkie produkty i usługi w zakresie ISE opierają się na sprawnej komunikacji między wszystkimi uczestnikami rynku i przepływie szczegółowych danych na temat ilości i struktury zużycia energii.

Dane te oraz sposoby komunikacji mogą być wykorzystywane do projektowania innowacyjnych produktów ukierunkowanych na konsumenta. Punktem wyjścia dla rozwoju produktów i usług są aktualne i potencjalne potrzeby konsumentów. Istotne są również ograniczenia i możliwości dostawcy energii. Szczególne znaczenie w tym zakresie ma: umiejscowienie realizacji wewnętrznych procesów, wykonalność techniczna idei produktu, rynkowe koszty tworzenia produktu lub usługi (p. 3.5.4).

Inteligentne liczniki są w stanie zmierzyć każdy kwadrans zużycia energii; tworzy to szereg możliwości reagowania na zmiany cen energii oraz tworzy nową ofertę dla konsumenta. Przede wszystkim otrzymuje on dokładne informacje dot. swojego profilu zużycia energii elektrycznej, co pozwala na podejmowanie decyzji w zakresie zarządzania tymże zużyciem i na lepszą kontrolę zużycia energii pod względem kosztów, jak również na dokonywanie porównań do innych okresów lub innych konsumentów. Będzie on miał wiele możliwości zarządzania swoim zużyciem w sposób automatyczny i zdalny, także przy użyciu np. telefonu komórkowego (małe zapotrze-



bowanie w „drogim” szczycie i większe zapotrzebowanie w „tańszym” okresie pozaszczytowym).

Korzyści dla konsumentów to z jednej strony zmniejszenie zużycia energii i jednocześnie niższe koszty zakupu energii, a z drugiej strony możliwość korzystania z usług dodatkowych. Inteligentne sterowanie powiązane z ISE, zainstalowane bezpośrednio u konsumenta, będzie monitorować obciążenia, profil zużycia oraz ewentualne wytwarzanie w źródle wytwórczym prosumenta, czy też magazynowanie energii. Może on skorzystać także z możliwości modernizacji sieci, poprzez wykorzystanie funkcjonalności ISE.

Otwartą kwestią pozostaje, w jakim zakresie konsumenci wykorzystają szereg funkcjonalności ISE. Duże znaczenie ma w tym kontekście zarówno skłonność, jak i możliwości ponoszenia przez klientów określonych kosztów automatyki domowej, czyli sieci HAN (Home Area Network). Różnice w dochodach przeciętnego gospodarstwa domowego w krajach UE są wyraźne i przeciętne gospodarstwo domowe w Polsce będzie miało ewentualne wydatki w zakresie sieci HAN na dalszej pozycji priorytetów, niż takie samo gospodarstwo w Holandii, Wielkiej Brytanii czy Niemczech.

Działania w zakresie wdrażania ISE nabrały na poziomie UE znacznego przyspieszenia, tymczasem wiele kwestii wymaga jeszcze głębokiego przeanalizowania. Do analizy są zatem, w rozbiciu na poszczególne kraje UE, możliwości finansowania wdrożenia ISE w powiązaniu z okresem, w jakim to wdrożenie byłoby w pełni uzasadnione i możliwe. Na poziomie krajowym analiza taka powinna brać pod uwagę także stan infrastruktury elektro-energetycznej w danym kraju oraz związaną z tym listę priorytetów.

W aktualnym stanie prawnym w Polsce brak jest rozwiązań systemowych w zakresie inteligentnych liczników; w większości krajów europejskich opracowano politykę wprowadzania inteligentnych liczników do powszechnego użytku.

2.7. BEZPIECZEŃSTWO SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH (CYBERSECURITY)

Cyfryzacja i teleinformatyzacja sieci energetycznych jest już w Polsce rzeczywistością i dokonuje się jej dalszy ciągły rozwój. W szczególności, wraz z pojawieniem się technologii inteligentnych sieci elektroenergetycznych ISE (*Smart Grids*) ostatnio coraz więcej nowych systemów zaopatrzenia w energię wchodzi do Internetu rzeczy (*Internet of Things*), stając się łatwym obiektem potencjalnych cyberataków.

Bezpieczeństwo teleinformatyczne sieci elektroenergetycznych było uważane w branży za mało istotne, bo sieci te uważano za odizolowane i dzięki temu niezagrażone cyberatakami. Jednak cyberatak na Ukrainie 23.12.2015 r. udowodnił, iż było to złudne.

Izolacja sieciowa znika wskutek wdrożenia zdalnego nadzoru urządzeń i obiektów oraz upowszechnienia portu USB. Rocznie identyfikuje się ok. 300 potencjalnych zagrożeń bezpieczeństwa sieci.

Również powszechnie stosowany w energetyce system SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) należy do najbardziej wrażliwych na cyberataki, gdyż jego architektura została opracowana jeszcze w okresie, gdy cyberataki nie stanowiły problemu [2/43]. Jest on zapóźniony o ok. 10 lat w stosunku do rozwoju zarówno technik bezpieczeństwa, jak i metod przeprowadzania ataków.

Odrobienie straconego czasu, konieczne dla osiągnięcia wysokiej odporności sieci elektroenergetycznych na cyberzagrożenia, wymaga:

- opracowania kompleksowego zestawu zabezpieczeń, jakimi dysponuje obecnie branża IT oraz wbudowania go w urządzenia i oprogramowanie systemów sterowania i kontroli w sieciach elektroenergetycznych,
- dostosowania architektury urządzeń i oprogramowania do bieżących i nadchodzących potrzeb eksploatacyjnych, z możliwością ciągłego wprowadzania zmian.

Zagadnienia bezpieczeństwa ISE są przez specjalistów prowadzone zazwyczaj w trzech etapach: analiza zagrożeń, ocena ryzyka oraz opracowanie sposobów jego zmniejszenia lub eliminacji. Natomiast firmy z branży IT dążą do zabezpieczenia i monitorowania systemów krytycznych poprzez zwielokrotnienie warstw bezpieczeństwa, uwzględniając przy tym oprogramowanie, infrastrukturę oraz ludzką percepcję.

Z chwilą publikacji dokumentów IEC 62351 oraz ISO TR 27019, dostosowujących powszechnie stosowany standard dla Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji do specyficznych potrzeb urządzeń automatyki i systemów SCADA, w elektroenergetyce nastąpił znaczący postęp. Nadal brak wspólnego stanowiska w sprawie zmian w procesie eksploatacji.

Podmioty funkcjonujące w elektroenergetyce stoją na stanowisku, iż zakupione urządzenia i systemy powinny funkcjonować przez zakładane 20-30 lat. Oczekują od ich producentów i dostawców coraz to nowszych rozwiązań problemów z dziedziny cyberbezpieczeństwa, natomiast producenci rekomendują częstszą wymianę urządzeń na nowe, spełniające wymagania w chwili ich zakupu, co przejściowo oddala problem.

Przy takiej wymianie, w przypadku elektroenergetyki wyłączenie urządzeń lub obiektów z eksploatacji jest bardzo kosztowne. Dlatego opracowana nowa technologia zmian i aktualizacji nie powinna wymuszać przerw na te prace.

Potrzebna jest również nowa regulacja zasad badania zgodności urządzeń po aktualizacjach lub modernizacjach z wcześniejszymi specyfikacjami i standardami, dla ograniczenia czasochłonnych procedur testowania na obiektach.

Mogłyby to robić niezależne laboratoria certyfikacyjne, uznawane przez obie strony i akceptowane w skali UE (jak np. przy homologacji środków transportu).

W UE problemowi cybersecurity ISE poświęcone jest specjalne opracowanie ENISA (*European Information Security Agency*) pod nazwą „*Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide*” [2/44].



Dokument ten stanowi doskonały materiał informacyjno-referencyjny dla wszystkich, którzy zajmują się zagadnieniami bezpieczeństwa, a w szczególności cyberbezpieczeństwa ISE, gdyż zawiera gotowe recepty dla analizy zasobów, listy źródeł zagrożeń oraz propozycje najlepszych praktyk w dziedzinie ochrony ISE, opracowane na podstawie 54 specjalizowanych pozycji literatury. Ponadto raport ten jest także przydatny dla osób odpowiedzialnych za przygotowanie regulacji dotyczących tej tematyki.

W Polsce również prowadzone są projekty związane z cyberbezpieczeństwem ISE, np. projekt finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju NCBiR: „Zapewnienie bezpieczeństwa teleinformatycznego (*cybersecurity*) kluczowej infrastruktury technologicznej operatorów systemów elektroenergetycznych”.

Projekt ten jest realizowany przez konsorcjum, w skład którego wchodzi WAT, Asseco Poland S.A., Naukowa i Akademicka Sieć Komputerowa NASK oraz Wojskowy Instytut Łączności im prof. Janusza Groszkowskiego w Zegrzu.

Problem zapewnienia bezpieczeństwa teleinformatycznego już istniejących instalacji może zostać zminimalizowany dzięki rozwojowi i wdrażaniu wyników inicjatyw takich, jak inny projekt badawczo-rozwojowy o nazwie BIPSE, zlecony przez NCBiR.

W ramach tego projektu powstał system, który na podstawie kopii ruchu IP w chronionej sieci SCADA oraz dodatkowych modułów typu Darknet/Honeypot, analizuje całość komunikacji, w tym dekoduje i bada prawidłowość komunikatów IEC 104 i Goose, a także dzięki zaprogramowanym regułom wykrywa niepożądany ruch i alarmuje obsługę.

Podobnie w ramach projektu „Zintegrowane Laboratorium Operacyjno-Symulacyjne dla Green AGH Campus”, zrealizowanego w porozumieniu przez AGH i General Electric, zgromadzono wiele danych i doświadczeń o zachowaniu komponentów ISE, w tym także w zakresie bezpieczeństwa informatycznego.

Dodatkowo należy wdrożyć i utrzymywać w eksploatacji te zabezpieczenia, które są dostępne dziś, szczególnie na komputerach HMI oraz serwerach w sieciach SCADA (mowa tu o whitelistingu aplikacji, ochronie antywirusowej, kontroli dostępu oraz cyklicznym wykonywaniu kopii zapasowych), a także rozważyć możliwość częstszego wykonywania aktualizacji firmware urządzeń automatyki obiektowej.

Na koniec warto podjąć temat utworzenia wspólnego dla elektroenergetyki forum wymiany informacji o zaobserwowanych incydentach i zagrożeniach, działającego w formule CERT. Dzięki wymianie informacji zaobserwowane zagrożenie będzie miało znacząco mniejszą szansę, by urzeczywistnić się w postaci incydentu skutkującego zakłóceniem znacznego fragmentu sieci elektroenergetycznej.

Z uwagi na to, że nadużycia związane z bezpieczeństwem systemów teleinformatycznych stają się coraz bardziej intensywne i powszechne, a spowodowane nimi straty są coraz większe, należy oczekiwać rozwoju systemów ciągłego monitorowania bezpieczeństwa obejmującego wszystkie atrybuty (poufność, dostępność) oraz wszystkie obszary zasobów (sprzęt, systemy, aplikacje, logikę biznesową).

WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ – DIAGNOZA I TERAPIA

3.1. BAZA WYTWÓRCZA POLSKIEJ ENERGETYKI

3.1.1. STAN OBECNY, DIAGNOZA

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest jednym z większych w Europie. Moc zainstalowana w krajowych elektrowniach przekroczyła w 2015 r. poziom 40 GW. Około 94% tej mocy jest zainstalowane w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych. Dominującą rolę w strukturze paliwowej mocy („energymix”) odgrywają elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym (29,8 GW), co stanowi łącznie ponad 78% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.

Stopień dekapitalizacji majątku wytwórczego krajowej elektroenergetyki jest bardzo duży, średni wiek bloku energetycznego to ok. 40 lat. Ostatnie bloki klasy 125 MW zainstalowano w Polsce 45 lat temu, weszły więc w wiek „matuzaleмовy”. Ponad 40 lat ma 26 bloków klasy 200 MW, a pozostałe (nie licząc rewitalizowanych 6 bloków w Elektrowni Turów) eksploatowane są ponad 30 lat. Oba bloki 500 MW przekroczyły już 35 lat swego istnienia. Najmłodszy z bloków klasy 370 MW w Elektrowni Opole ma wprawdzie tylko 18 lat, ale pierwsze bloki Elektrowni Bełchatów pracują już 30 lat. Stan ten jest konsekwencją kilkunastoletniego (na przełomie wieków) zastoju w budowie nowych mocy wytwórczych.

Oddane do eksploatacji w latach 2008-2011 (po wspomnianym zastoju inwestycyjnym) trzy nowoczesne bloki na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Pątnów (460 MW), Łagisza (460 MW) i Bełchatów (858 MW), a także podjęte ostatnio i realizowane inwestycje w Elektrowniach: Kozienice, Opole, Jaworzno III (bloki na węgiel kamienny klasy 900-1000 MW), Turów (blok 460 MW na węgiel brunatny) i w Elektrociepłowniach: Stalowa Wola, Włocławek (bloki gazowo-parowe klasy 460 MW), Płock (blok gazowo-parowy 596 MW) i Gorzów (blok gazowo-parowy 125 MW) nieco łagodzą sytuację, proces ten musi być jednak kontynuowany.



Działania na rzecz bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju w odniesieniu do sektora wytwórczego energii elektrycznej obejmować więc muszą dążenie do zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych oraz dywersyfikacji struktury wytwarzania tej energii [3/5], [3/13].

3.1.2. ZAGROŻENIA, PROFILAKTYKA

Przewidywany okres eksploatacji bloków węglowych wynosi 40-45 lat, więc samo odnowienie istniejącego potencjału wymaga wybudowania w ciągu najbliższych kilkunastu lat źródeł o łącznej mocy od 12 do 16 GW. Implikuje to konieczność zdecydowanych działań odtworzeniowych i modernizacyjnych nakierowanych na zabezpieczenie długoterminowych dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki. Należy wskazać na niebezpieczeństwo, jakie niesie ze sobą unijna polityka zaostrzania norm emisji zanieczyszczeń.

Od 2016 r. zacznie obowiązywać dyrektywa o emisjach przemysłowych (IED), która spowoduje konieczność wyłączenia części najstarszych bloków, o łącznej mocy $4 \div 6$ GW.

Niemal pewne są realizacje do 2020 r. bloków gazowo-parowych klasy 460 MW w EC Żerań, w Elektrowni Łagisza i w ZA Puławy, celowa byłaby jednak budowa jeszcze kilku zaawansowanych technologicznie bloków węglowych klasy 900 MW np. w Elektrowni Północ (2x900 MW), Elektrowni Rybnik (900 MW), Elektrowni Ostrołęka (900 MW), czy nowej Elektrowni Cieczott (900 MW) oraz bloków gazowo-parowych w EC Bydgoszcz, EC Pomorzany, czy w Grudziądzu. Niepewność co do faktycznego uruchomienia planowanych dalszych projektów inwestycyjnych może implikować określone ryzyka dla stabilności pracy KSE i w zakresie możliwości zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie następnych dziesięcioleci.

Na bezpieczeństwo energetyczne, w dłuższym horyzoncie czasowym, negatywnie wpływa brak instrumentów systemowych, za pomocą których organy Państwa mogą oddziaływać na zachowania wytwórców energii. W latach 2010-2014 przedsiębiorcy, z powodu zbyt dużego ryzyka regulacyjnego i cenowego, zrezygnowali z budowy kilku nowych jednostek wytwórczych, planowanych do przyłączenia do krajowej sieci.

3.1.3. „ENERGYMIX” W POLSKICH REALIACH

Wg kolejnych Raportów Międzynarodowej Agencji Energetycznej (Energy Outlook WEO-2013 i WEO-2014), w wymiarze globalnym paliwa kopalne nadal będą zaspokajać przeważającą część światowego zapotrzebowania na energię, wpływając na powiązania pomiędzy energią, środowiskiem i zmianami klimatu. Oczywiście dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii, których udział w sektorze elektroenergetyki prawdopodobnie przekroczy 30% w 2040 r., wyprzedzając udział gazu ziemnego

i zbliżając się do poziomu udziału węgla, pozostającego jednak wciąż wiodącym paliwem do produkcji energii elektrycznej.

Z raportu wynikają ważne wskazówki dla dalszego rozwoju krajowego sektora wytwórczego energii elektrycznej. Struktura paliwowa krajowej elektroenergetyki (tzw. „energymix”) wymaga odejścia od monostruktury węglowej, co wynika z potrzeby spełnienia wymagań pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej, określonego skrótowo 3 x 20% do 2020 r. i dalszego ograniczania emisji w następnych latach. Zachowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla krajowej gospodarki nakazuje jednak, aby zmiany w miksie energetycznym dokonywać stopniowo, z uwzględnieniem kosztów sektora energetyki i całej gospodarki oraz w oparciu o ocenę surowcowego potencjału kraju, tj. węgla kamiennego a przede wszystkim węgla brunatnego. Proces dekarbonizacji energetyki nie może wyprzedzać tempa wynikającego z postępu technologii (wzrostu efektywności).

Na świecie rośnie i prognozy wskazują, że będzie dalej rosło zużycie węgla, który jest źródłem najtańszej energii elektrycznej. W latach 2010-2013 wzrosło ono o 21% w Indiach, o 14% w Chinach, o 11% w Rosji i o 3% w Niemczech (mimo programu „Energiewende”). Unia Europejska próbuje wprowadzić odżegnywać się od węgla, ale również zwiększyła w ostatnich latach import tego paliwa. W strukturze paliwowej elektroenergetyki na świecie od dziesiątków lat niezmiennie dominuje węgiel. Światowa produkcja energii elektrycznej z węgla w 2012 r. wyniosła 9168 TWh, co stanowi 40,4% całości produkcji świata (22668 TWh) [3/2].

Zasoby rodzimych paliw, węgla kamiennego, a zwłaszcza brunatnego, decydują o tym, że Polska jest obecnie oraz w określonej perspektywie w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE.

Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej wynosi ok. 53%, podczas, gdy Polska z uzależnieniem w wysokości 25,5% jest w pierwszej trójce najmniej uzależnionych państw Europy. W warunkach Polski, której energetyka oparta jest na węglu, niezwykle istotne jest m.in. jednoznaczne stwierdzenie wcześniejszych Raportów WEO wskazujących, że technologia wychwytywania i składowania CO₂ (CCS – *Carbon Capture and Storage*) zacznie odgrywać rolę dopiero pod koniec okresu objętego prognozą, tj. przed rokiem 2040 [3/1]. Raporty wskazują jednocześnie na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultra nadkrytyczne. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana jako podstawowa także przez VGB PowerTech e.V. (Stowarzyszenie Eksploatatorów Dużych Elektrowni, do którego należy 478 firm z 34 krajów, reprezentujących elektrownie o mocy 520 GW) [3/3].

Dlatego podjęte w kraju inwestycje w zaawansowane technologicznie bloki węglowe i gazowo-parowe są aktualnie właściwym kierunkiem działania w obszarze



odtworzenia i rozbudowy krajowego parku elektrowni, co daje czas na opracowanie, w perspektywie wieloletniej, innych rozwiązań w zakresie wytwarzania.

Podstawowa rola węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej wynika dziś z dużych mocy jednostkowych (do 1000 MW), coraz wyższej sprawności dzięki rosnącym parametrom i nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym, wysokiej dyspozycyjności, spełniania wymagań regulacyjnych UCTE i skutecznych systemów ochrony środowiska. Zdawać sobie jednak trzeba sprawę że dywersyfikacja bazy paliwowej i dążenie do zrównoważonego „energymix” będzie ograniczać stopniowo udział węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej z obecnych ok. 85% do ok. 45÷55% w drugiej połowie XXI wieku.

Poza wysoką sprawnością, spełniającą oczekiwania zarówno ekonomiczne, jak i środowiskowe, niemniej istotnym powodem, dla którego konieczny jest udział w systemie elektroenergetycznym odpowiednio dużej liczby źródeł energii stabilizujących sieć, a więc elektrowni systemowych, jest wzrastający udział źródeł odnawialnych, a zwłaszcza niestabilnych elektrowni wiatrowych (i w przyszłości fotowoltaicznych). Tworzy on w systemie elektroenergetycznym sytuację, w której nie tylko po stronie odbiorców energii (popytowej), ale także po stronie wytwórców występują coraz głębsze i coraz częstsze wahania, trudne do przewidzenia z odpowiednią pewnością [3/12].

Paliwem, które znacznie zwiększa swój udział w światowym bilansie do 2040 r., jest gaz ziemny. Zarówno czynniki po stronie podaży, jak i popytu wskazują – według raportów WEO – na ogromną przyszłość gazu ziemnego, w tym gazu niekonwencjonalnego. Poziom światowego handlu gazem do 2040 r. podwaja się, z czego jedna trzecia przyrostu kierowana jest do Chin [3/3]. Na gaz ze źródeł niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, *tight gas*) przypada aktualnie połowa szacowanych zasobów surowca. Korzystne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego jest to, że zasoby gazu niekonwencjonalnego są znacznie bardziej rozproszone geograficznie niż zasoby gazu konwencjonalnego. Przykładem jest tu Polska, na której terytorium prawdopodobnie mogą być znaczne złoża gazu łupkowego.

Aktualnie w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem jest zainstalowanych w Polsce ok. 1000 MW, co daje ok. 3-procentowy udział w strukturze paliwowej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20%. Znajdujące się aktualnie w budowie oraz ogłoszone przetargi na budowę kolejnych bloków gazowo-parowych zwiększą moc zainstalowaną w jednostkach gazowych w 2020 r. do poziomu ok. 4000 MW, ten kierunek zmian w krajowym „energymix” jest więc aktywnie realizowany [3/17].

Energetyka jądrowa, podobnie jak odnawialne źródła energii, pod względem oddziaływania na środowisko traktowana jest jako źródło bezemisyjne. Po awarii w Fukushima przeciwnicy opcji jądrowej uzyskali poparcie dla swych tez o ryzykowności stosowanych rozwiązań, ale mimo to energetyka jądrowa rozwija się nadal

ze względu na jej potencjał w ograniczaniu emisji CO₂ i spełnianiu celów narodowych w tej dziedzinie. W światowym „energymix” energia jądrowa stanowi obecnie 18%, a w Unii Europejskiej nawet blisko 30%. W 2013 r., w 31 krajach świata znajdowało się w eksploatacji 437 reaktorów jądrowych o łącznej mocy ok. 390 GW, w budowie znajduje się dalsze 67, a ok. 200 jest planowanych do uruchomienia do 2030 r. Europa ze 183 blokami jądrowymi stanowi blisko połowę aktywów jądrowych świata; w 16 krajach są budowane bądź planowane nowe bloki jądrowe [3/3].

Większość krajowych prognoz i bilansów zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przewiduje (przynajmniej wariantowo) rozpoczęcie po 2025 r. produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej. Jeśli tak się stanie, to energia jądrowa stanie się nowym składnikiem krajowego bilansu energetycznego i stanowić będzie w przyszłości jeden ze stabilizatorów bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki [3/4].

Oprócz produkcji czystej energii elektrycznej, bez skażeń powietrza, wody i gleby, jednym z ważnych czynników rozwoju energetyki jądrowej jest jej efektywność ekonomiczna, która zawsze jest ważnym kryterium podejmowania decyzji inwestycyjnych. Struktura kosztów energetyki jądrowej charakteryzuje się wysokimi nakładami na budowę i niskimi kosztami eksploatacji. Dlatego istniejące elektrownie jądrowe są oceniane jako źródła taniej energii elektrycznej. Istotne jest także i to, że czas pracy nowych generacji elektrowni jądrowych wynosi ok. 60 lat, co oznacza, że budowane dziś będą źródłami energii elektrycznej jeszcze w latach osiemdziesiątych tego wieku. Wszystkie te czynniki wskazują dość jednoznacznie na potrzebę pojawienia się w krajowym „energymix” także energetyki jądrowej.

Oczywiście dalej rozwijać się będą odnawialne źródła energii, których udział w sektorze elektroenergetyki światowej w 2040 r. ma przekroczyć 30%, wyprzedzając udział gazu ziemnego i zbliżając się do poziomu udziału węgla, pozostającego wciąż wiodącym źródłem produkcji energii elektrycznej. Na Chiny i Unię Europejską, główne siły napędowe rozwoju energetyki OZE, przypadnie prawie połowa wzrostu produkcji z tych źródeł. Także w Polsce coraz bardziej znaczącym składnikiem krajowego „energymix” będą odnawialne źródła energii, których rozwój we wszystkich technologiach zależy od utrzymania systemu wsparcia.

Niestety, ze względu na przerywany charakter pracy słonecznych i wiatrowych źródeł energii oraz małą gęstość energii i odpowiednio wielkie zapotrzebowanie tere- nu, odnawialne źródła energii nie są konkurencyjne ekonomicznie w warunkach gospodarki rynkowej. Czynnikiem napędzającym produkcję energii elektrycznej z OZE są strategie rządowe, w tym przede wszystkim różne formy subsydiowania [3/6].

Panuje dość powszechne przekonanie, że szeroka struktura „energymix” stanowi najlepszą podstawę dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego, przyjaznego środowiska i uzasadnia ekonomicznie koszty dostarczenia energii.



Trzeba jednak planować strukturę „energymix”, w perspektywie wieloletniej, w ścisłym powiązaniu z posiadanymi zasobami paliw a także z rozwojem nowych technologii wytwarzania, które będą musiały zastępować aktualnie użytkowane technologie w miarę wyczerpywania się określonych zasobów paliw kopalnych.

Uwzględniając powyższe stwierdzenia, struktura paliwowa („energymix”) polskiej elektroenergetyki powinna uwzględniać w okresie najbliższych dziesięcioleci udział węglowych bloków energetycznych na parametry nadkrytyczne na poziomie 45÷55%, zwiększenie udziału niskowęglowego paliwa jakim jest gaz do poziomu co najmniej 15%, pojawienie się energetyki jądrowej z udziałem ok. 15÷20% oraz rozwój OZE do poziomu ok. 20%. Tak zrównoważona struktura paliwowa stworzy podstawę dla dalszego rozwoju krajowych elektrowni, co jest szczególnie istotne wobec nieodwracalnego kierunku rozwoju niskoemisyjnej energetyki Unii Europejskiej.

3.2. PRIORYTETY INWESTYCYJNE W ENERGETYCE

3.2.1. DOSTAWY PALIW

Polska posiada znaczne zasoby węgla kamiennego, a zwłaszcza brunatnego, które powinny nadal pełnić rolę ważnego stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego kraju, co ma szczególne znaczenie wobec uzależnienia polskiej gospodarki od importu gazu (w ok. 70%) i ropy naftowej (w ponad 95%). Zdecydowana większość krajów kładzie przede wszystkim nacisk na wykorzystanie rodzimych zasobów energii pierwotnej. Dla optymalnego wykorzystania rodzimych paliw (węgla kamiennego i brunatnego), także w przyszłości odtwarzanie mocy wytwórczych w krajowych elektrowniach powinno być realizowane ze szczególnym uwzględnieniem zaawansowanej technologii węglowej na parametry nadkrytyczne, ze skutecznymi systemami ochrony środowiska.

Polityka energetyczna musi być ukierunkowana na dywersyfikację dostaw paliw, rozumianą nie tylko jako zróżnicowanie źródeł dostaw, ale również jako zróżnicowanie technologii wytwórczych [3/14]. Ze względu na wyczerpywanie się zasobów węgla kamiennego i brunatnego w obecnie eksploatowanych złożach, należy rozpocząć przygotowania do eksploatacji nowych złóż. Konieczna jest ochrona terenów ich występowania przed dalszą zabudową nie związaną z energetyką i ujęcie ich w planach zagospodarowania przestrzennego. Dotyczy to zarówno nowych złóż węgla kamiennego (budowane kopalnie w Preciszowie i Nowej Rudzie oraz planowane w Zagłębiu Lubelskim) jak i węgla brunatnego (złoża Gubin i złoża satelickie czynnych kopalń, np. Złoczew).

Na terytorium Polski zalegają potencjalnie znaczne zasoby gazu niekonwencjonalnego, których szacunkowa wielkość jest kilkukrotnie większa w stosunku do stanu obecnie udokumentowanych zasobów gazu konwencjonalnego. To zapewne legło u podstaw pojawienia się w najnowszej wersji polityki energetycznej do 2050 r. [3/9],

oprócz podstawowego scenariusza „zrównoważonego”, także scenariusza „gaz + OZE”, przewidującego wzrost wykorzystania gazu ziemnego w elektroenergetyce z poziomu ok. 3,5% w 2013 r. do poziomu 20÷30% w 2050 r.

Ponadto uruchomiony już został terminal LNG, co powinno skłaniać do zmian w planach inwestycyjnych na korzyść energetyki gazowej. Nie bez znaczenia będzie rozwój technologii pozwalających na pozyskiwanie paliw gazowych z surowców krajowych (zgazowanie węgla, odmetanowanie złóż węgla).

3.2.2. ROZBUDOWA ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH

Dotychczasowe prognozy, dotyczące możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju, wskazują na konieczność dalszej rozbudowy krajowego parku elektrowni. Wszystko wskazuje na to, że mimo ambitnych celów polityki klimatycznej, w najbliższych latach węgiel będzie stanowił nadal istotne źródło wytwarzania energii nie tylko w Polsce, ale również u naszych sąsiadów i to przy znaczącym udziale węgla z importu, głównie z USA. W Polsce, poza budowanymi aktualnie pięcioma blokami węglowymi mogą i powinny jeszcze powstać jednostki opalane węglem, w tym planowany do uruchomienia kompleks górniczo-energetyczny Gubin, z elektrownią wykorzystującą rodzimy węgiel brunatny.

Zobowiązania dotyczące ograniczania emisji gazów cieplarnianych, zmuszają do poszukiwania rozwiązań niskoemisyjnych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Wykorzystywać należy wszystkie dostępne technologie wytwarzania energii z węgla przy założeniu, że będą prowadziły do redukcji zanieczyszczenia powietrza. Każdy nowy krajowy blok energetyczny, opalany węglem musi więc być blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600°C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiąganych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych, opartych na stali, tj. 600÷620°C, a w bliskiej przyszłości 650°C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45÷46%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂ do poziomu poniżej 750 kg/MWh, czyli o blisko 30% mniejszego od wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32÷33%. Musi to być ponadto blok zaprojektowany w wersji „capture-ready”, przewidujący wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (technologie CCS) w przyszłości, kiedy instalacje takie będą opanowane technicznie, dostępne komercyjnie i znajdą uzasadnienie ekonomiczne. Walka z emisją CO₂ nie musi więc oznaczać walki z węglem [3/14], [3/16].

Wszystko wskazuje na rosnącą rolę gazu w strukturze paliwowej krajowej elektroenergetyki, stąd bardzo ważny jest wzrost zdolności wydobywczych krajowego gazu ziemnego, zwiększenie przepustowości gazowniczych systemów przesyłowych i magazynowych, a także rozwój połączeń transgranicznych (interkonektorów).

Gaz jako paliwo dla elektrowni ma trzy fundamentalne zalety: niską emisyjność, niskie nakłady inwestycyjne i krótki czas budowy. Emisja CO₂ na jednostkę produk-



wanej energii w układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w układach kombinowanych gazowo-parowych tylko ok. 420 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę, wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji) [3/12], [3/17]. Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla źródeł wiatrowych. Stąd konieczne wydają się dalsze inwestycje w nowe źródła opalane gazem, w tym powrót do planowanych inwestycji w EC Bydgoszcz, EC Pomorzany, w Blachowni, czy Grudziądzu.

Po 2025 r., czyli za ok. 10 lat, gdy zostanie już w pełni wprowadzony obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂, ze względów ekologicznych i z potrzeby dywersyfikacji paliwowej w grupie elektrowni systemowych będzie w Polsce konieczny udział energetyki jądrowej w produkcji energii elektrycznej.

Przyjęte w „Programie Polskiej Polityki Jądrowej” (PPEJ) założenia odnośnie do mocy wytwórczych przewidują pojawienie się po 2025 r. energii jądrowej i oddawanie sukcesywne kolejnych bloków jądrowych do osiągnięcia 6000 MW zainstalowanej mocy. Budowa elektrowni jądrowej będzie wymagała akceptacji społecznej, a ponadto nieznanne dokładne nakłady inwestycyjne i źródła finansowania powodują, że PPEJ jest obciążony ryzykiem opóźnienia, a nawet – w skrajnym przypadku – brakiem możliwości realizacji.

W chwili obecnej rola energii wiatrowej w bilansie energetycznym Polski jest jeszcze niewielka. Jej zwiększenie powinno obejmować nie tylko instalacje nowych mocy na lądzie, ale także instalacje „*off-shore*” na szelfie Morza Bałtyckiego. Duży potencjał tkwi także w podjęciu tematyki małych wiatraków dla gospodarstw indywidualnych, o ile spotka się to z masowym zainteresowaniem.

Niska prędkość wiatru w naszym kraju wskazuje na potrzebę opracowania własnych konstrukcji (o niskiej prędkości startowej), które będą projektowane i produkowane w kraju. Należy zwrócić uwagę na szansę stworzenia kierunku specyficznego dla Polski, który skoncentrowałby się na małej energetyce wiatrowej (3÷10 kW mocy pojedynczego wiatraka, odpowiadającego zapotrzebowaniu większych gospodarstw domowych) [3/15].

Na szeroką skalę powinna być stosowana w Polsce biomasa, głównie pozyskiwana z upraw rolniczych (agroenergetyki). Wydaje się ponadto, że biomasa nie powinna być wyłącznie spalana bądź współspalana z węglem, ale w dużej części przetwarzana na biogaz. W kogeneracyjnych źródłach biogazowych (spalinowych agregatach kogeneracyjnych) jest szansa na użyteczne wykorzystanie 85% energii paliwa biogazowego. Rozwój generacji rozproszonej, wykorzystującej odnawialne źródła energii musi iść w Polsce w kierunku energetyki wiatrowej i biomasowej (biogazowej) [3/6].

Obserwowany stan rozwoju polskiej energetyki wodnej nie jest dobry i składa się na to cały szereg przyczyn. Najważniejszą z nich jest powszechny brak zrozumienia dla walorów, jakie reprezentuje energetyka wodna w porównaniu z innymi odnawialnymi źródłami energii. Jaskrawym przykładem jest sprawa Kaskady Dolnej Wisły, której pierwotny projekt przewidywał zbudowanie 8 elektrowni o łącznej mocy 1340 MW i produkcji rocznej 3880 GWh. Próby wznowienia budowy Kaskady spotykają się jednak ze sprzeciwami organizacji proekologicznych, pragnących zachować Wisłę w stanie pierwotnym i wysuwających wręcz żądania rozebrania stopnia Włocławek.

W tej sytuacji w 1999 r. powstała koncepcja zakończenia zabudowy Dolnej Wisły stopniem Nieszawa z elektrownią przepływową o mocy 70 MW, którą należy zrealizować. W istniejącej sytuacji rozwój polskiej hydroenergetyki z konieczności będzie się ograniczał do budowy małych elektrowni wodnych (MEW).

Wzorem naszych zachodnich sąsiadów, należy oczekiwać w kraju także rozwoju wykorzystania energii słonecznej, w tym fotowoltaiki, choć jej udział w bilansie będzie mało znaczący ze względu na niewielką liczbę dni słonecznych w Polsce (ok. 1600 godz.) oraz duży udział promieniowania rozproszonego (ok. 50% promieniowania całkowitego). Rozwijając OZE, trzeba jednak mieć na uwadze, że obecnie żadna dostępna technologia odnawialnych źródeł energii, z wyjątkiem technologii wodnej, nie jest ekonomicznie opłacalna. Elektrownie wiatrowe, biomasowe i biogazowe funkcjonują dzięki subsydiowaniu.

Nie ulega wątpliwości, że zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski wymagać będzie w szczególności odpowiedniego poziomu inwestycji w moce wytwórcze, gwarantującego stabilność i bezpieczeństwo pracy KSE, w tym:

- odpowiedniego rozwoju źródeł działających w podstawie mocy o przewidywalnej produkcji energii,
- rozsądnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE),
- zwiększenia mocy rezerwowych dla dynamicznego bilansowania niestabilnych źródeł opartych na OZE,
- efektywności wydobycia rodzimych paliw stałych i gazowych,
- zdyswersyfikowanych dostaw paliw, w tym paliwa dla elektrowni jądrowych.

3.3. KO- I TRIGENERACJA W POLSCE – SZANSE I ZAGROŻENIA – SYSTEMY MAŁE I ŚREDNIE

3.3.1. ROZWÓJ KOGENERACJI

Rozwój kogeneracji w Polsce jest poważną szansą na zwiększenie efektywności energetycznej, a więc na ograniczenie zużycia paliw pierwotnych, emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń. Zwiększenie wykorzystania technologii wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach skojarzonych jest korzystną alternatywą dla



zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów w energię, przyczyni się także do podniesienia lokalnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego.

Obecnie ok. 50% ciepła użytkowego pochodzi ze skojarzenia z produkcją energii elektrycznej (z kogeneracji), pozostała część ciepła produkowana jest w ciepłowniach, w kotłach wodnych. W tych pozostałych 50% jest jeszcze spory potencjał, aby niepełniające wymogów środowiskowych kotły wodne przebudować na jednostki kogeneracyjne (węglowe lub gazowe). Głównym paliwem w polskich elektrociepłowniach jest węgiel kamienny. Szacuje się, że zwiększając udział produkcji ciepła w kogeneracji z obecnych 50% do ok. 75%, poprzez zamianę kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne oraz budując małe i średnie, wyspowe systemy ciepłownicze zasilane z jednostek kogeneracyjnych, można zwiększyć produkcję energii w elektrociepłowniach o ok. 25 TWh energii elektrycznej, co oznacza podwojenie aktualnej produkcji w wysokosprawnej kogeneracji (ok. 26 TWh energii elektrycznej). Jest to zresztą zgodne z jednym z celów obowiązującej jeszcze „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” [3/5], która zakładała osiągnięcie dwukrotnego wzrostu produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji już w 2020 r.

Myśląc o energii dla przyszłych pokoleń, należy pamiętać, że reaktory jądrowe mogą być źródłem ciepła dla elektrociepłowni. Energetyka dysponuje już doświadczeniem z pracy takich układów, a nowe elektrociepłownie jądrowe są obecnie proponowane, np. w Finlandii dla ogrzewania Helsinek. W Polsce, gdzie układ centralnego ogrzewania Warszawy należy do największych w Europie, a konieczność obniżenia skażeń powietrza jest niewątpliwa, wprowadzenie elektrociepłowni jądrowych do systemu energetycznego stanowi atrakcyjną perspektywę.

Dzięki rozwojowi kogeneracji można zaoszczędzić rocznie od kilku do kilkunastu milionów ton węgla kamiennego i zmniejszyć emisję CO₂, co jest istotne wobec zastrzegającej się polityki klimatycznej. Oszczędność ta może przełożyć się także na zmniejszenie importu węgla zużywanego przez odbiorców komunalnych do celów grzewczych, których roczna konsumpcja wynosi około 24 milionów ton, co również jest ważne z perspektywy bilansu handlowego kraju.

Konieczny jest dalszy rozwój systemów sieci ciepłowniczych i wzrost liczby odbiorców do nich przyłączonych. W latach 1990-2015 nastąpiła szybka modernizacja systemów ciepłowniczych, której towarzyszyło wdrażanie efektywności energetycznej głównie u odbiorców (termomodernizacja budynków). Z ciepła sieciowego korzysta dziś ok. 40% gospodarstw domowych i liczba ta powinna ulegać systematycznemu zwiększaniu do ok. 60-65%. W systemach ciepłowniczych stare, wyeksploatowane źródła będą likwidowane i zastępowane źródłami kogeneracyjnymi małych i średnich mocy. Powinna następować systematyczna modernizacja sieci ciepłowniczych w kierunku zastosowania rur preizolowanych oraz montażu układów pomiarowych i indywidualnych węzłów ciepłowniczych u wszystkich odbiorców. Celem powinno być stworzenie inteligentnych sieci

ciepłowniczych, tj. systemów, które będą w stanie efektywnie integrować działania wszystkich podłączonych do nich użytkowników. Sieć inteligentna poza swoją podstawową funkcją (dostawa ciepła) powinna także spełniać inne funkcje, jak:

- stosunkowo łatwe przyłączanie nowych źródeł (np. kogeneracji rozproszonej),
- magazynowanie ciepła,
- przewidywanie zmian zapotrzebowania na ciepło,
- dwustronna komunikacja z konsumentem.

Musi być więc wyposażona w inteligentne systemy pomiarowe, sterowania i nadzoru. Spadek zapotrzebowania na ciepło systemowe wynikający z działań proefektywnościowych odbiorców powinien być równoważony poprzez pozyskanie nowych odbiorców, w tym na obrzeżach miast o mniejszej gęstości zaludnienia, a zwłaszcza w mniejszych ośrodkach miejskich.

Istotne jest także to, że rozwój systemów ciepłowniczych, zasilanych z wysoko-sprawnej kogeneracji spowoduje zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza pyłami PM10 i PM2.5 oraz B(a)P, pochodzącymi w 80% z domowych pieców grzewczych (ze źródeł niskiej emisji). Ograniczy więc także koszty społeczne, wynikające ze złego stanu środowiska, przekładające się na ogromne kwoty wydawane na cele zdrowotne związane z leczeniem chorób płuc i układu krążenia.

3.3.2. TRIGENERACJA

Postęp technologiczny powinien umożliwić wykorzystanie ciepła systemowego na potrzeby klimatyzacji obiektów przyłączonych do sieci ciepłowniczych. U odbiorców powstanie nieuchronnie rynek chłodu, który produkowany z ciepła sieciowego poprawi znacząco pracę systemów w okresie letnim. Ze względu na obserwowane okresowe nadwyżki w wytwarzaniu ciepła w sezonie letnim należy dążyć do dalszego rozwoju kogeneracji w kierunku trigeneracji.

Trigeneracja jest to skojarzone technologicznie wytwarzanie ciepła, energii elektrycznej oraz chłodu użytkowego, mające na celu zmniejszenie ilości i kosztu energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia każdej z tych form energii odrębnie.

W systemach ciepłowniczych, w okresie letnim, trigeneracja poprawia efektywność ekonomiczną produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem przy niskim zapotrzebowaniu odbiorców na energię cieplną i zapotrzebowaniu na chłód użytkowy. Produkcja chłodu umożliwia efektywniejsze zagospodarowanie ciepła i tym samym zwiększenie ilości godzin pracy systemu ciepłowniczego. W Polsce trigeneracja jest rozwiązaniem idealnym na upalne lata, zwłaszcza w coraz liczniej powstających biurowcach, centrach handlowych i rozrywkowych, wyposażonych w centralne instalacje klimatyzacji. Dotyczy to także zakładów przemysłowych wielu branż oraz wielkopowierzchniowych magazynów, sklepów i hal sportowych. Paradoksalnie obecnie naj-



większe zapotrzebowanie na energię elektryczną w sezonie letnim obserwuje się w godzinach przedpołudniowych, kiedy urządzenia klimatyzacyjne pracują z pełną mocą. Równocześnie elektrownie, a w szczególności elektrociepłownie mają kłopoty z zagospodarowaniem ciepła wytwarzanego w kogeneracji i muszą ograniczać produkcję energii elektrycznej. Trigeneracja rozwiązuje ten problem, umożliwiając zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło w okresie letnim i w konsekwencji zapobiega potencjalnemu załamaniu się dostaw energii elektrycznej w upalne dni. Trigeneracja jako nowa w warunkach Polski technologia skojarzonego wytwarzania różnych nośników energii powinna wejść na ścieżkę szybkiego rozwoju już w najbliższych latach.

Rozwój kogeneracji wykorzystującej paliwo węglowe będzie stabilizować popyt na krajowe miały energetyczne, jako że elektrociepłownie, w przeciwieństwie do odbiorców indywidualnych, akceptują gorsze parametry fizyko-chemiczne rodzimego węgla. Ponadto, wobec kurczących się zasobów węgla w naszym kraju warto używać go w jednostkach kogeneracyjnych, które charakteryzują się wykorzystaniem energii pierwotnej ze sprawnością ok. 80% czyli dwa razy większą od sprawności przeciętnej istniejącej elektrowni.

Rozwój aglomeracji miejskich spowodował, że wiele pracujących elektrociepłowni znalazło się w obszarze intensywnej zabudowy mieszkaniowej, wobec czego pojawia się potrzeba stosowania paliwa mniej uciążliwego dla środowiska. Takim paliwem jest gaz, stąd obserwowane zainteresowanie nowoczesnymi, kogeneracyjnymi blokami gazowo-parowymi, które pozwalają na lepsze wykorzystanie dostępnego strumienia ciepła do produkcji energii elektrycznej. Jednym z głównych powodów rozwoju kogeneracji gazowej w Polsce jest konieczność dostosowania się do zaostrzających się norm ochrony środowiska, wymuszonych dyrektywą o emisjach przemysłowych (IED). Należy jednak wyraźnie podkreślić, iż budowa tych jednostek w większości przypadków opiera się na wierze w przedłużenie systemu wsparcia dla kogeneracji wynikającej zarówno z zapisów obecnej Polityki Energetycznej jak też prac w zakresie przyszłych regulacji. Oczekiwane jest także zwiększenie podaży gazu i obniżenie jego ceny. W warunkach budowy w Polsce kilku jednostek gazowo-parowych i planowanych dalszych, kogeneracja gazowa wpłynie korzystnie na krajowy rynek paliw, dywersyfikując go.

3.4. STYMULATORY ROZWOJU KO- I TRIGENERACJI – SYSTEMOWE MECHANIZMY WSPARCIA

Dzisiejsze relacje kosztów paliwa i przychodów z energii i ciepła nie pozwalają na uzyskanie rentowności jednostek kogeneracyjnych. Dla osiągnięcia zakładanych celów niezbędne jest stymulowanie rozwoju kogeneracji (z uwzględnieniem źródeł średnich i małych – poniżej 1 MW) poprzez mechanizmy wsparcia oraz odpowiednią politykę gmin.

Inwestorzy oczekują stabilnego i długoterminowego systemu wsparcia dla kogeneracji, gwarantującego uzyskanie rentowności produkcji. Tymczasem Ministerstwo

Gospodarki przedłużyło system żółtych i czerwonych certyfikatów tylko do 2018 r. Należy mieć nadzieję, że nie jest to wynik braku woli wprowadzenia rozwiązań długoterminowych, lecz potrzeba stworzenia mechanizmu optymalizującego koszt systemu wsparcia przenoszony na odbiorców energii.

Sprzyjać temu powinny wytyczne Komisji Europejskiej (KE) dotyczące zasad dozwolonej pomocy publicznej dla OZE i kogeneracji (EEAG), obowiązujące od 1 lipca 2014 r. W tych dokumentach KE wyraźnie podkreśla, że dla osiągnięcia celu jakim jest poprawa efektywności wytwarzania energii i redukcja emisji CO₂, można długoterminowo wspierać kogenerację i OZE. Ważne by robić to w sposób minimalizujący koszt przenoszony na odbiorców energii i gwarantujący, że wytwórcy nie będą beneficjentami nadmiarowej pomocy. KE wyraźnie zaznacza, że w określonych warunkach, gdy koszty przekraczają przychody, wieloletnie wsparcie jest dopuszczalne.

Jeden z celów aktualnej Polityki Energetycznej Polski (PEP 2030) zakładał stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin. Cel nie został zrealizowany pomimo znacznych nakładów przeznaczonych z budżetu. Zabrakło również oceny efektywności funkcjonującego systemu [3/7]. Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r. (PEP 2050) zakłada kontynuację celu podwojenia w r. 2030 produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do r. 2006, więc wszystko wskazuje na to, że stosowne rozwiązania zostaną wdrożone. Należy zatem stworzyć system wsparcia zgodny z wytycznymi KE, który będzie elastycznie reagował na zmiany czynników w otoczeniu firm energetycznych. Powinien więc zawierać mechanizm korekcyjny, mający na celu coroczną weryfikację poziomu wsparcia. Ochroni to odbiorców energii przed nadmiernym wsparciem kogeneracji i przenoszeniem nieuzasadnionych dodatkowych kosztów w cenie energii oraz wesprze inwestorów, ograniczając ryzyko inwestycyjne a zatem zachęcając do budowy nowych jednostek. Projekt PEP 2050 zakłada zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych lub modernizację istniejących. Należy ponadto opracować i realizować długoterminową strategię wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkaniowych i użytkowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych.

3.5. ROZPROSZONE ZASOBY ENERGETYCZNE

3.5.1. CHARAKTERYSTYKA GENERACJI ROZPROSZONEJ

Źródła rozproszone, o mocach od 1 kW do 50 MW (150 MW) można podzielić na dwie kategorie: wykorzystujące tradycyjne pierwotne nośniki energii oraz oparte na odnawialnych zasobach energetycznych (OZE). Cechą niekorzystną generacji rozproszonej (GR) może być nieprzewidywalność produkcji, co przekłada się na trudności we



współpracy z operatorami sieci dystrybucyjnych oraz utrudnia uczestnictwo w konkurencyjnym rynku energii. Problemy te może złagodzić pośrednik – agregator reprezentujący większą liczbę rozproszonych producentów lub zarządca tzw. wirtualnej elektrowni. Generacja rozproszona ma silne wsparcie polityczne na poziomie Komisji Europejskiej. W PEP 2030, w priorytecie „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” sformułowano cel „Rozwój źródeł skojarzonych i rozproszonych”.

Z kolei w „Projekcie PEP 2050” [3/9] znalazł się zapis „W warunkach scenariusza jądrowego odnawialne źródła energii koncentrować się będą zapewne w obszarze rozproszonej energetyki prosumenckiej, rozproszonej mikrogeneracji”.

O rozwoju generacji rozproszonej decydują takie czynniki jak:

- liberalizacja rynku energii, konkurencja, poszukiwanie nowych źródeł przychodu,
- rosnące znaczenie bezpieczeństwa dostaw i dążenie do dywersyfikacji źródeł energii,
- postęp w opracowywaniu rynkowych technologii źródeł rozproszonych,
- obowiązki nakładane na sektor energetyki związane z ochroną środowiska,
- rosnące koszty produkcji a zwłaszcza przesyłu energii ze źródeł scentralizowanych,
- brak połączeń międzyregionalnych uniemożliwiający swobodny przepływ energii elektrycznej pomiędzy obszarami; trudności w budowie nowych sieci przesyłowych,
- rozwój mechanizmów polepszających pozycję rynkową źródeł rozproszonych,
- wysokie ceny energii w szczycie,
- spadek kosztów inwestycyjnych źródeł rozproszonych (rozwoju technologii i skali rynku),
- rosnący brak zaufania co do niezawodności dużych systemów (możliwość *blackoutów*),
- rosnące wymagania niektórych odbiorców (banki, giełda, centra handlowe) odnośnie do jakości i niezawodności dostarczanej energii elektrycznej,
- rosnący krąg odbiorców energii elektrycznej i ciepła przekonanych do zalet GR: przemysł, hotele, banki, wydzielone osiedla i budynki, duże placówki handlowe, szkoły, szpitale.

Generacja rozproszona przestaje być zagadnieniem tylko technicznym (nowe technologie i ich udoskonalenie) a zaczyna być elementem filozofii zaopatrzenia w energię w przyszłości. Stanowi pewien środek przełamania globalnej niewiary w możliwość zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i wynikającego z niej braku zaufania do inwestowania w nowe moce wytwórcze. Generacja rozproszona z wykorzystaniem lokalnych zasobów energetycznych stanowi filar lokalnych rynków energii, widoczny szczególnie tam, gdzie powstają przedsiębiorstwa multienergetyczne.

W odniesieniu do nowych technologii źródeł rozproszonych trzeba zwrócić uwagę na nowoczesną trakcję elektryczną. W trakcie hamowania elektrycznego energia mechaniczna nowoczesnego pojazdu trakcyjnego przetwarzana jest na energię elektryczną, która poprzez sieć trakcyjną może zostać dostarczona do innych pojazdów, zgromadzona w magazynach energii lub przesłana do zasilającej sieci elektroenergetycznej (dzięki stosowaniu prostowników aktywnych w podstacjach trakcyjnych).

W ten sposób system trakcji elektrycznej sieciowej może stanowić pewne lokalne, źródło energii elektrycznej, którego zdolność wytwórcza zależy będzie od charakteru ruchu w systemie transportu. W Polsce podjęto liczne prace badawcze związane z rozwojem generacji rozproszonej [3/10]. Dotyczą one w przeważającej większości samych źródeł, w mniejszym stopniu zagadnień pracy systemów elektroenergetycznych z dużą liczbą źródeł rozproszonych.

3.5.2. ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII (OŹE) – MOŻLIWOŚCI I GRANICE ROZWOJU

Dla realizacji celów „3x20%” Pakietu energetyczno-klimatycznego UE, Polska ma obowiązek uzyskania w 2020 r. produkcji energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 15% finalnego zużycia energii. Na koniec 2014 r. moc zainstalowana OŹE wyniosła 5962,622 MW a liczba instalacji 2082 [3/18] (dane dla instalacji koncesjonowanych). Moc projektowanych instalacji OŹE na podstawie ważnych na 31.12.2014 r. promes koncesji to 4 640,613 MW.

W 2014 r. nastąpił ponad 10% wzrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych. Moc zainstalowana OŹE na dzień 23.06.2015 wyniosła 6332,956 MW. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto wynosił w Polsce w 2013 r. ok. 12% i był niższy niż średnia UE (15%).

Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2013-2014 wskazuje na ciągły wzrost udziału pozycji „Źródła wiatrowe i inne odnawialne”, tj. bez „Elektrownie zawodowe wodne” – w 2013 r. produkcja energii elektrycznej brutto wyniosła 5895 MWh (3%) a w 2014 r. 7 257 MWh (5%). Obecna sytuacja energii z OŹE w Polsce jest trudna nie tylko ze względu na konieczność wywiązania się z krajowych zobowiązań w ratyfikowanym Pakiecie energetyczno-klimatycznym, ale również ze względu na specyfikę polskiej gospodarki powiązanej z węglową energetyką konwencjonalną.

OŹE stanowią część sektora energetyki o coraz większym potencjale i znaczeniu w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) i jako takie zasługują na większą uwagę ze strony wszystkich interesariuszy. Dotychczasowy rozwój OŹE w Polsce przebiega drogą trudnego torowania sobie dostępu do rynku energii elektrycznej i związanych z tym wysokich kosztów społecznych.

Otoczenie prawne wokół OŹE. Podstawowym aktem prawnym regulującym stan prawny OŹE jest Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (UOŹE). Wprowadza ona nowe kategorie wytwórców określanych, jako „mała instalacja” i „mikroinstalacja”. Ustawa przyznaje im szerokie prawa, jako podmiotom przyłączonym do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i uczestnikom rynku energii. Sankcjonuje wejście na rynek rozproszonych wytwórców wymuszając w ten sposób reakcje dotychczasowych podmiotów do podejmowania nowych kroków, częściowo w ramach świad-



czenia usług przez operatorów sieci, częściowo przez podmioty rynkowe. Ustawa wchodzi w życie stopniowo, część przepisów zaczęła obowiązywać w październiku 2015 r. a kolejne, w tym najważniejszy element Ustawy – aukcje, w 2016 r. Ustawa określa zasady przygotowania krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

W PEP 2050 w celu operacyjnym „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” wprowadzono obszar interwencji „Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w tym biopaliw”. Również wśród podstawowych zasad Unii Energetycznej znajdują się zapisy odnoszące się do OZE, m.in. przejście na trwałe społeczeństwo niskoemisyjne; zapewnienie, by lokalnie wytwarzana energia, w tym ze źródeł odnawialnych, była w łatwy i skuteczny sposób przyjmowana do sieci; promowanie przewagi technologicznej poprzez opracowanie technologii odnawialnych nowej generacji; objęcie wiodącej pozycji w dziedzinie e-mobilności, przy jednoczesnym wzroście eksportu i konkuroванию na rynku światowym.

Potencjał OZE. Rynek inwestycyjny dla energetyki rozproszonej nie został nigdy rzetelnie oszacowany, podając różne wartości przeważnie ogranicza się je do potencjału OZE. Potencjały, całkowity, techniczny i ekonomiczny, odnawialnych zasobów energetycznych w Polsce stanowią górną granicę możliwości rozwoju OZE. Jak się wydaje, potencjał ten nigdy nie był oszacowany w sposób nie budzący wątpliwości metodologicznych. Według dostępnych opracowań z lat 1996-2007 wynosił on (odpowiednio) 317-1891 PJ, a wg oszacowania KAPE S.A. z 2007 r. – 1150 PJ, według Instytutu Energetyki Odnawialnej z 2010 r. – 3896 PJ (potencjał techniczny). Szacuje się, że do osiągnięcia 15% udziału energii z OZE w bilansie elektrycznej energii finalnej w 2020 r. potrzebujemy ok. 500 PJ.

Dodatkowo należy wyodrębnić potencjały dla elektroenergetyki, bowiem np. znaczny potencjał zasobów geotermalnych może być tylko w niewielkim stopniu wykorzystany na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Należy postulować przeprowadzanie okresowych ocen potencjałów z uwagi na ich zmienność w czasie wywołaną przez wiele czynników, m.in. rozwojem technologii, rozwojem rynku OZE (skala rynku), dostępnością i zmiennością cen surowców energetycznych na rynkach światowych, uwarunkowaniami politycznymi i społecznymi. W powszechnym odbiorze OZE stanowi źródło „czystej” energii. W rzeczywistości ocena różnych technologii OZE jest złożona a jej wyniki wskazują na szereg negatywnych cech niektórych technologii.

Praktyka światowa wskazuje, że wiatraki i panele fotowoltaiczne opłaca się budować w tych rejonach świata, w których istnieją sprzyjające warunki meteorologiczne. Decydujące dla opłacalności wiatru i słońca są współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej, które silnie zależą od warunków geograficznych i pogodowych w rejonie zainstalowania elektrowni słonecznej lub wiatrowej.

W Europie najlepsze warunki wiatrowe mają zachodnie wybrzeża Danii, Irlandii i Szkocji, Holandii i Niemiec wystawione na działanie silnych ciągłych wiatrów za-

chodnich znad Atlantyku i Morza Północnego, co zapewnia współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej od 28% do 34%.

W Polsce wiatry są dużo słabsze, w najlepszym rejonie nadmorskim koło Łeby można osiągnąć średnią roczną prędkość wiatru 5 m/s, podczas gdy na wybrzeżach Szkocji prędkość ta dochodzi do 9 m/s. Wg danych PSE za 2013 r. średnie wykorzystanie mocy elektrowni wiatrowych w skali kraju było na poziomie ok. 23%. PSE oficjalnie traktuje tylko 10% mocy zainstalowanej wiatraków jako moc dyspozycyjną.

W przypadku energii słonecznej, współczynniki jej wykorzystania dla warunków oraz zmienności nasłonecznienia w Polsce są jeszcze niższe. Raport Instytutu Słonecznych Systemów Energetycznych Fraunhofera z 2015 r. podaje współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w Niemczech (ok. 37000 MW) na poziomie zaledwie 10%. W warunkach krajowych, zbliżonych do niemieckich, należy oczekiwać podobnej wartości.

W krajach rozwijających OZE, rynek jest kreowany poprzez różne mechanizmy dofinansowania (wsparcia). Można jednak zauważyć posunięcia zmierzające do ograniczania a nawet zaniechania tego wsparcia. Parlament w Czechach stwierdził, że koszty wsparcia dla OZE są zbyt wysokie i wprowadził od 1 stycznia 2014 r. podatek solarny działający wstecznie na poziomie 26% przychodów dla elektrowni PV, a w sierpniu 2015 r. rząd ogłosił, że elektrownie fotowoltaiczne po zakończeniu okresu dotowania zostaną rozebrane by wykorzystać zajęte przez nie obszary dla rolnictwa, co spotkało się z gwałtowną krytyką przedsiębiorców przemysłu słonecznego.

Rządy Wielkiej Brytanii, Hiszpanii, Włoch i Grecji zdecydowanie redukują bądź likwidują subsydia; nawet Niemcy, gdzie wielkość subsydiów sięga kwoty 24 mld € rocznie, stawiają pod znakiem zapytania możliwość dalszego finansowania OZE zwłaszcza, że według instytutu Agora Energiewende (promującego rozwój OZE w Niemczech), w latach 2015-2035 Niemcy będą musieli dopłacić do OZE ok. 500 mld €. Należy także zwrócić uwagę na negatywne (niekiedy wręcz katastrofalne) skutki szerokiego wprowadzania OZE (np. w Niemczech) wymuszające konieczność utrzymywania rezerwowych mocy w elektrowniach konwencjonalnych i ich znacznie większej elastyczności dla utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego.

Efektywny system wsparcia OZE ze środków publicznych. Dotychczasowy mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE polega na zakupie wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu i przesyłu lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego z zachowaniem wymagań wynikających z warunków niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia.

Koszty funkcjonowania części zwanej „zielone certyfikaty” można uważać za bardzo wysokie – potrzebna jest ocena relacji kosztów do osiągniętych rezultatów szczególnie w momencie zmiany systemu wsparcia wprowadzanego przez UOZE, tj. odejścia od syste-



mu certyfikatów na rzecz systemu aukcyjnego. Wprowadzono również kontrowersyjny i skomplikowany system ustalania stałych cen zakupu energii elektrycznej z OZE.

Zagadnienia techniczne związane z rosnącym udziałem OZE w KSE. Rozwój OZE związany jest z szeregiem zagadnień technicznych uwarunkowanych ich przyłączeniem i użytkowaniem w istniejących systemach elektroenergetycznych. Część tych zagadnień jest na tyle nowa, że wymaga podjęcia prac naukowo-badawczych, które dotyczą samych technologii OZE i ich pracy w systemach elektroenergetycznych. Problemy te nabierają nowego wymiaru jakościowego i ilościowego w perspektywie masowego rozwoju źródeł rozproszonych.

Oceniając zdolności przyłączenia OZE do systemu elektroenergetycznego bierze się pod uwagę m.in.: stan techniczny systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, pracujące źródła wytwórcze (rodzaj, liczba oraz ich rozmieszczenie w systemie), zapotrzebowanie na energię i prognoza jego zmian, możliwości przesyłowe systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, rodzaj źródła planowanego do przyłączenia oraz jego wpływ na jakość energii, odporność systemu elektroenergetycznego i źródeł na zakłócenia, potrzebę zapewnienia backup-u przez inne źródła, możliwość świadczenia usług systemowych.

Jednak podstawowym problemem związanym z rosnącym udziałem OZE w systemie elektroenergetycznym jest określenie dopuszczalnego udziału mocy tych źródeł w mocy całego systemu. Panuje opinia, że istnieje pewna wartość tego udziału, której przekroczenie może powodować zakłócenia w pracy systemu, m.in. z uwagi na pewność dostaw energii, jej jakość, stabilność systemu.

Zagadnienie to ma także wymiar ekonomiczny – zależy w bardzo dużym stopniu od kosztów jakie społeczeństwo chce ponieść za cenę rosnącego udziału OZE, głównie z uwagi na koszty rezerwowania mocy i konieczność rozbudowy systemu przesyłowego. Wpływ ma tu również rozłożenie geograficzne źródeł w kraju, przepustowość połączeń transgranicznych, centralnego dysponowania OZE.

Z problemem tym wiąże się rozbudowa KSE niezbędna do przyłączenia elektrowni wiatrowych dużej mocy (farm wiatrowych). Zagadnienie to oprócz wymiaru technicznego ma wymiar ekonomiczny związany z alokacją kosztów i korzyści pomiędzy operatorów i użytkowników systemów. Również zagadnienie współodpowiedzialności za funkcjonowanie sieci podnoszone często przez operatorów jest tu jak najbardziej na miejscu.

Oprócz tych zagadnień można wskazać również na „klasyczne” problemy przyłączania źródeł i odbiorów do sieci, np. warunki napięciowe, obciążalność torów prądowych, poziomy mocy zwarciovych, parametry jakościowe energii elektrycznej, stabilność współpracy z siecią, zagadnienia doboru zabezpieczeń (EAZ), przepływy kołowe, możliwość sterowania i regulacji napięcia oraz mocy biernej, zdolność do zdalnego sterowania czy dostępność do sygnałów pomiarowych.

Badania naukowe. Uruchomienie programów badawczych w tym obszarze jest warunkiem rozwoju sektora OZE w sposób zrównoważony oraz ekonomicznie i spo-

lecznie uzasadniony. Badania nad rozwojem energetyki odnawialnej powinny kompleksowo obejmować wszystkie technologie OZE, tak aby był możliwy wybór rozwiązań technologicznie najbardziej pożądanych w warunkach KSE, w pierwszym rzędzie dla obiektów o małych mocach. Osobnym zagadnieniem jest stała rozbudowa zaplecza naukowego i badawczego dla prac związanych z OZE.

Zagadnienie to wymaga koordynacji w skali kraju na poziomie wyższych uczelni i instytutów badawczych tak, aby nie dopuścić do powielania kosztownej bazy laboratoryjnej finansowanej ze środków publicznych. Należy tak planować rozwój sektora OZE, aby towarzyszył mu adekwatny rozwój produkcji urządzeń i usług w tym obszarze. Jest to zagadnienie wymagające znacznie większego niż obecne zainteresowania i uwagi ze strony środowiska naukowego, technicznego, biznesowego oraz decydentów politycznych.

3.5.3. EFEKTYWNOŚĆ KOŃCOWEGO UŻYTKOWANIA ENERGII

Efektywność energetyczna definiowana jest jako stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii. Jest miarą efektywności wykorzystania energii w działalności ekonomicznej [3/20]. Znacznie bardziej użyteczną na potrzeby elektroenergetyki definicję wprowadza dyrektywa 2009/72/WE¹⁸.

Efektywność energetyczna jest jednym z głównych czynników rozwoju przedsiębiorczości i innowacyjności a ograniczenie strat energii jest powszechnie akceptowanym środkiem zrównoważonego rozwoju¹⁹.

W latach 2003-2013 całkowite zużycie energii pierwotnej w Polsce wzrosło z 91 Mtoe do prawie 98 Mtoe (0,7%/rok). W tych samych latach nastąpił wzrost zużycia energii finalnej z 54 Mtoe do ponad 62 Mtoe. Wzrost zużycia energii finalnej z korektą klimatyczną wyniósł średnio 1,4% w latach 2004-2013.

W latach 2004-2006 energochłonność obniżała się o ponad 2% rocznie, w latach 2007-2009 tempo poprawy przekroczyło 5%, zaś w latach 2010-2013 osiągnęło wartości zbliżone do lat 2004-2006²⁰. Wskaźnik energochłonności finalnej do energochłonności pierwotnej przyjmował wartości pomiędzy 60-65%.

Wpływ miały tu głównie: sprawność przemian energetycznych (im większa sprawność tym większa wartość wskaźnika) oraz tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej (im większe tym niższa wartość wskaźnika).

¹⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.

¹⁹ Komunikat Komisji Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Zintegrowana polityka przemysłowa w erze globalizacji Konkurencyjność i zrównoważony rozwój na pierwszym planie KOM(2010) 614 wersja ostateczna.

²⁰ Efektywność wykorzystania energii w latach 2003-2013. GUS, Warszawa 2015.



Energochłonność pierwotna PKB Polski z korektą klimatyczną, wyrażona w cenach stałych 2005 r. oraz z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej, wyniosła w 2012 r. 0,166 kgoe/euro05ppp²¹ i była większa o 15% od średniej europejskiej. Różnica ta zmalała o 27 pkt. % w porównaniu z 2000 r. Tempo poprawy energochłonności było w Polsce w latach 2000-2012 ponad dwukrotnie wyższe niż w Unii Europejskiej.

Różnica energochłonności finalnej PKB pomiędzy Polską (0,107 kgoe/euro05ppp) a średnią dla UE (0,095 kgoe/euro05ppp), była w 2012 r. nieznacznie mniejsza i wynosiła 13%. Także różnica pomiędzy tempem poprawy efektywności w latach 2000-2012 była niższa i wyniosła w omawianym okresie 2,7%/rok dla Polski, przy średniej europejskiej 1,6%/rok.

Elektrochłonność gospodarki, która określa stosunek zużycia energii elektrycznej do PKB również uległa zmniejszeniu z 148,2 kWh/tys. zł w 2005 r. do 121,1 kWh/tys. zł. Wskazuje to na coraz mniejsze zużycie energii na wytworzenie jednostki PKB²².

Strategia „Europa 2020” na rzecz inteligentnego, trwałego wzrostu gospodarczego przy jednoczesnym zmniejszeniu zużycia energii pierwotnej o 20% do 2020 r. poprzez wzrost efektywności energetycznej jest elementem jednego z pięciu głównych celów w ramach tej strategii. Jest ona spójna i komplementarna z unijną polityką przeciwdziałania zmianie klimatu²³.

Ramy prawne wzrostu efektywności energetycznej w UE tworzą przede wszystkim dyrektywa o efektywności energetycznej (EED) [3/21], dyrektywa o wydajności energetycznej budynków (EPBD)²⁴, dyrektywa Eco design²⁵ i dyrektywa o etykietowaniu²⁶.

Również wśród podstawowych zasad Unii Energetycznej znajdują się zapisy odnoszące się do efektywności energetycznej – „efektywność energetyczna przede wszystkim”. Zapowiedziana jest zasadnicza zmiana podejścia do efektywności energetycznej i traktowanie jej jako pełnoprawnego źródła energii.

Kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w „PEP 2030” w sposób priorytetowy. Ministerstwo Gospodarki, przygotowując kolejną wersję „PEP 2050”, dokonało dość pozytywnej oceny wykonania tego priorytetu.

²¹⁾ euro05ppp – wartość Euro w kursie rynkowym 2005 r. z uwzględnieniem wartości siły nabywczej waluty.

²²⁾ Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, Min. Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.

²³⁾ Europa 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu – COM(2010) 2020.

²⁴⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 13.

²⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią, Dz.U. L 285 z 31.10.2009, s. 10.

²⁶⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcie, zużycia energii oraz innych zasobów przez produkty związane z energią, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 1.

Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko” (BEiŚ)²⁷ stanowi próbę zintegrowanego podejścia do kwestii energetycznych i środowiskowych oraz ustanawia wytyczne dla Polityki Energetycznej Polski i innych programów rozwoju, które staną się elementami systemu realizacji BEiŚ.

Jednym z jej elementów jest projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r. Cel główny PEP 2050 został przyjęty jako tworzenie warunków do stałego i zrównoważonego rozwoju gospodarki narodowej, do zaspokajania potrzeb energetycznych i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego z poszanowaniem środowiska naturalnego. Wśród trzech celów operacyjnych znajduje się cel II „Zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej”, który zawiera obszar interwencji „Poprawa efektywności energetycznej”.

Podstawowym aktem prawnym w Polsce dotyczącym efektywności energetycznej jest „Ustawa o efektywności energetycznej” (UEE) [3/8]. UEE ustaliła krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią wyznaczający uzyskanie do 2016 r. oszczędności w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia energii finalnej w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001-2005. W kategoriach ilościowych przekłada się to na oszczędności energii finalnej na poziomie około 7,09 Mtoe do r. 2016. Cel ustalony został jako cel obligatoryjny zgodny z celem referencyjnym ESD (9% – 2016), jednak biorąc pod uwagę potencjał efektywności energetycznej w Polsce, wydaje się być mało ambitny.

Jednocześnie biorąc pod uwagę 20% cel ograniczenia zużycia energii pierwotnej do 2020 r. planuje się zaoszczędzenie w latach 2010-2020 13,33 Mtoe. Będzie to oznaczać planowane zużycie energii pierwotnej w 2020 r. na poziomie 96,4 Mtoe²⁸.

Zapisy EED, a bezpośrednio jej implementacja poprzez UEE, i w dalszej kolejności krajowe plany działań na rzecz efektywności energetycznej (KPDzEE, ostatni z 2014 r.) będą miały znaczny wpływ na sektor elektroenergetyki. Wpływ ten będzie prawdopodobnie największy od czasów tzw. trzeciego pakietu regulacyjnego (2010) i będzie przejawiał się m.in. poprzez powolne, ale konsekwentne zwiększanie efektywności energetycznej gospodarki. System ten zapewnia osiągnięcie przez strony zobowiązane określonego celu rocznych oszczędności energii.

Cel ten jest co najmniej równoważny osiągnięciu nowych oszczędności każdego roku od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2020 r. w wysokości 1,5% rocznego wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym uśrednionej w ostatnim trzy-

²⁷⁾ Została przyjęta przez Radę Ministrów 15 kwietnia 2014 r. (rozpoczęcie prac w grudniu 2009 r.) jest jedną z 9. Zintegrowanych Strategii Rozwoju, zawiera perspektywę do 2020 r.

²⁸⁾ Wg KPDzEE 2014: Zgodnie z wartościami odniesienia dla Polski zawartymi w prognozie dla Komisji Europejskiej (PRIME- Baseline 2007) zużycie energii pierwotnej prognozowane jest na poziomie 110 Mtoe w 2020 r., zatem uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymuje się: 96,4 Mtoe.



letnim okresie przed dniem 1 stycznia 2013. W okresie programowania 2014-2020 należy opracować metodykę oceny inwestycji infrastrukturalnych pod kątem efektywności energetycznej. Należy przewidzieć znacznie większe środki na rozwój opłacalnych ekonomicznie inwestycji efektywnych energetycznie.

3.5.4. SYSTEMY ZARZĄDZANIA ENERGIĄ PO STRONIE POPYTOWEJ

Rosnąca presja w zakresie wzrostu efektywności zużycia energii elektrycznej jest jednym z zasadniczych powodów opracowywania narzędzi umożliwiających wpływanie na poziom zużycia energii elektrycznej i osiąganie z tego tytułu określonych korzyści zarówno po stronie odbiorcy końcowego, jak i elektroenergetyki. Optymalizacja zużycia energii elektrycznej, poprzez zarządzanie stroną popytową, tworzy możliwości spłaszczania przebiegu krzywej zużycia i w następstwie tego zmniejszania kosztów dostaw energii.

Działania dotyczące optymalizacji zużycia energii elektrycznej są prowadzone w kraju w dość wąskim zakresie, można tutaj wskazać: przetargi ogłaszane przez PSE S.A. w ramach programu rozwoju usług redukcji zapotrzebowania, pilotażowe redukcje po stronie odbiorców indywidualnych, prace nad taryfą wielostrefową OSP. Na dzisiaj w kraju nie funkcjonują szerokie programy zarządzania popytem, nie ma dedykowanych rozwiązań prawnych oraz odpowiednich ram regulacyjnych.

Zarządzanie stroną popytową DSM (ang. *Demand Side Management*) oraz Odpowiedź Strony Popytowej (Reakcja Popytu) DSR (ang. *Demand Side Response*) nie wiążą się z bezpośrednią ingerencją w fizyczną infrastrukturę sieci przesyłowej, ale ich efekty mogą na szeroką skalę oddziaływać na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Ma ono na celu wykorzystanie potencjału strony popytowej w bilansowaniu systemu.

W chwili obecnej trwają prace na poziomie Komisji Europejskiej nad ujednocnieniem wytycznych w zakresie DSM i DSR.

DSM jest to planowane działanie przedsiębiorstw, którego celem jest, w ramach sterowania obciążeniem sieci, zmniejszenie lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem. DSM dotyczy także końcowych odbiorców energii elektrycznej i w tym zakresie funkcjonuje narzędzie DSR.

Reakcję popytu DSR można określić jako zmiany w zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, odbiegające od ich standardowych profili zużycia, będące reakcją na zmiany cen energii elektrycznej w czasie lub zachęty innego rodzaju. Celem jest wywołanie niższego zużycia energii elektrycznej w okresach występowania wysokich cen na rynku hurtowym lub gdy pojawiają się zagrożenia w zakresie niezawodności pracy systemu.

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej lub jego przesunięcie z okresu szczytowego zapotrzebowania na czas poza tym okresem umożliwia eliminację przeciążeń sieci. Zatem DSR pozwala operatorowi zarządzać siecią poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną w określonym czasie na określonym obszarze i w ten sposób stabilizować pracę sieci. DSR oznacza także aktywne zaangażowanie odbiorcy końcowego w modyfikację jego standardowego zużycia i odniesienie z tego tytułu określonych korzyści.

DSR może również umożliwiać zwiększenie zużycia w okresie zwiększonej produkcji energii (np. źródła wiatrowe). Może zachęcać do magazynowania energii w okresie kiedy ceny energii są niskie, a także do uwalniania zmagazynowanych rezerw wtedy kiedy ceny są wysokie. Możliwe jest także, tam gdzie są takie warunki, wykorzystanie generacji rozproszonej (miejscowej) do uzupełniającego zasilenia sieci.

Reakcja popytu jest narzędziem wykorzystującym inteligentne sieci (których składnikiem jest inteligentne opomiarowanie) oraz jest elementem inteligentnego zapotrzebowania na energię. DSR może być wykorzystywany zarówno w obszarze odbiorców przemysłowych, budynków komercyjnych o dużej powierzchni jak i klientów – gospodarstw domowych. W tym zakresie wykorzystywane są odpowiednie, dedykowane systemy sterowania.

Mogą występować co najmniej dwa typy reakcji popytu; wywołana potrzebami pracy KSE oraz wywołana względami ekonomicznymi (niska lub wysoka cena energii elektrycznej).

Ogólne korzyści z wdrożenia DSR to: polepszenie długoterminowej niezawodności, tworzenie warunków do obniżenia ceny rynkowej, aktywizacja klientów na rynku energii, lepsza integracja źródeł, korzyści w zakresie ochrony środowiska i oszczędności energii, zwiększenie szybkości i łatwość bilansowania, powstawanie wirtualnych elektrowni zamiast określonych inwestycji. Funkcjonowanie DSR jest szansą i równocześnie wyzwaniem dla operatorów sieci, zarówno przesyłowej (OSP) jak i dystrybucyjnej (OSD).

OSP i OSD, przy użyciu DSR, uzyskują możliwość usprawnienia planowania pracy sieci i krótkoterminowego zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz pozyskania energii (jej oszczędności) w sposób optymalny dla wszystkich uczestników, przy zachowaniu stabilności pracy sieci. OSD powinien zapewnić dostęp do niezbędnych informacji (upoważnionym) podmiotom dostarczającym usługi DSR.

W celu zwiększenia efektywności stosowania DSR możliwe jest łączenie klientów w określone grupy (według kryterium np. wielkości zużycia), którą zarządza na podstawie umowy, określony agregator. Agregowaniem zajmować się mogą zarówno sprzedawcy energii, jak i inne wyspecjalizowane podmioty.

W tych działaniach istotna jest także rola podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie sieci. Gratyfikacje dla klienta mogą wynikać z umowy zawartej ze sprzedawcą



energii lub wyspecjalizowanym podmiotem (agregatorem). Aktywność klientów (podpisanie odpowiedniej umowy) w tym zakresie będzie miała charakter dobrowolny.

Można założyć rozwój obszaru DSR w warunkach krajowych w nadchodzących latach. Jednak szerokie zaimplementowanie DSR wymaga pakietu działań w zakresie technicznym, organizacyjnym oraz wprowadzenia dedykowanych regulacji prawnych. Duże znaczenie ma także zapewnienie narzędzi równego traktowania odbiorców końcowych w systemie DSR i zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu dla zainteresowanych stron.

Istotną kwestią jest przepływ niezbędnych dla funkcjonowania DSR danych, a także szerokie zainteresowanie uczestników rynku udziałem w DSR.

Zmiana podejścia do korzystania z energii elektrycznej, w imię oszczędności, będzie wymagała dużych zmian w świadomości społecznej, szczególnie w obszarze gospodarstw domowych. Równocześnie w zakresie DSR najbardziej atrakcyjny obszar to przemysł, z uwagi na wielkość zużycia energii elektrycznej i związane z tym możliwości, na drugim miejscu znajdują się budynki komercyjne a dopiero na trzecim gospodarstwa domowe.

W dwóch pierwszych obszarach nacisk na poprawę efektywności i związane z tym oszczędności jest już odczuwalny, zatem jest to raczej podatny grunt dla wdrożenia DSR. Ważne jest rozpoznanie indywidualnych (lub grupowych) zachowań i oczekiwań klientów.

MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ – STUDIUM EFEKTYWNOŚCI

4.1. WPROWADZENIE

Ostatnie lata zainicjowały proces nowej znaczącej transformacji w elektroenergetyce polegający na rozwoju systemów sieci inteligentnych (*Smart Grids*). Sieć inteligentna (patrz p. 2.6) pozwala na integrację na szeroką skalę z systemem elektroenergetycznym SEE nowych elementów jakimi są OŹE oraz magazyny (zasobniki) energii elektrycznej instalowane na każdym poziomie sieci. Rozpowszechnienie na szeroką skalę tych elementów, szczególnie na poziomie sieci dystrybucyjnej, diametralnie zmieni kształt funkcjonowania całego sektora. Zasobniki i źródła OŹE będą odgrywać strategiczną rolę w równoważeniu bilansu SEE, zapewnienia ciągłości zasilania, jakości energii oraz optymalizacji kosztów zaopatrzenia w energię.

Obecnie rozwój generacji z OŹE napotyka w dalszym ciągu na liczne problemy. Wynikają one głównie z uzależnienia pracy OŹE od warunków atmosferycznych, pory doby i roku, a także z ograniczeń przyłączania OŹE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Problemy te można łagodzić poprzez implementację na szeroką skalę z systemem elektroenergetycznym odpowiednich magazynów (zasobników) energii. Pozwalają one na: ograniczenie zmienności generacji ze źródeł odnawialnych, magazynowanie nadmiaru energii w dolinach zapotrzebowania, oddawanie energii do systemu w szczycie. Przyczyniają się tym samym do: maksymalizacji przychodów wytwórcy ze sprzedaży energii, poprawy bilansu w systemie.

Zastosowanie zasobników energii pozwala także na: przyłączenie większej ilości odnawialnych źródeł, ograniczenie konieczności rozbudowy linii elektroenergetycznych na potrzeby przyłączeń.

Obecnie systemy magazynowania energii są w dalszym ciągu dość kapitałochłonne. Niemniej jednak w związku z ciągłym postępem technologicznym oraz utrzymującym się spadkiem cen technologii, należy oczekiwać coraz szerszego stosowania zasobników energii we wszystkich obszarach wytwarzania, przesyłu oraz użytkowania energii elektrycznej.



4.2. RODZAJE TECHNOLOGII MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Podstawowym zagadnieniem wymagającym rozważenia przy zastosowaniu zasobników (magazynów) energii elektrycznej jest ich funkcja celu. Parametry użytkowe takie jak: dostępna moc elektryczna, pojemność, czas życia w cyklach pracy magazynu, sprawność przemiany energii, a także koszt wytworzenia jednostki mocy lub energii, mogą się diametralnie różnić w zależności od rodzaju analizowanej technologii. W kolejnych podpunktach opisano ważniejsze, najbardziej rozpowszechnione technologie stosowane w celach magazynowania energii wraz z przykładami istniejących instalacji [4/1], [4/2], [4/5].

4.2.1. WIELKIE SYSTEMOWE ZASOBNIKI WODNE

Wodne *elektrownie szczytowo-pompowe ESP* (ang. *Pumped-Storage Hydropower – PSH*) są znane i szeroko wykorzystywane do akumulacji energii. Charakteryzują się dużymi mocami (nawet do 4000 MW), wysokimi nakładami inwestycyjnymi, długim czasem budowy, lecz także długim czasem życia. Ich czas generacji w pojedynczym cyklu elektrowni wynosi kilka godzin. Największą elektrownią tego typu w Polsce jest położona w województwie pomorskim elektrownia wodna Żarnowiec. Jej budowę rozpoczęto w 1973 r., a do eksploatacji została oddana dziesięć lat później. Posiada moc 716 MW i 800 MW odpowiednio dla pracy prądnicowej oraz pracy pompowej. W sumie elektrownie ESP w Polsce osiągają moc 1.76 GW i energię 7.8 GWh (patrz Tabela 4.3.)

4.2.2. WIELKIE SYSTEMOWE ZASOBNIKI PNEUMATYCZNE

Elektrownie wykorzystujące *systemy sprężonego powietrza SPS* (ang. *Compressed Air Energy Storage – CAES*) wykorzystywane są do akumulacji energii. Zasobniki tego typu to technologia dojrzała, jednak dalej rozwijana w nowych odmianach. Technologia ta wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych. Charakteryzuje się dużymi mocami (do 400 MW) oraz czasem generacji w pojedynczym cyklu elektrowni rzędu kilkunastu godzin. W Europie znajduje się jedna instalacja tego typu – w Niemczech niedaleko Bremy. Niemiecka elektrownia posiada moc 321 MW i 70 MW odpowiednio dla pracy prądnicowej i sprężarkowej. Praca prądnicowa przy pełnej mocy elektrowni jest możliwa przez 3 godziny dzięki dwóm kavernom na sprężone powietrze o pojemności ok. 300 000 m³.

4.2.3. ZASOBNIKI KINETYCZNE – WYKORZYSTUJĄCE MASY WIRUJĄCE

Wirujące koła zamachowe KZ (ang. *Flyweels – FW*) to technologia dojrzała i wykorzystywana do celów regulacyjnych. Najbardziej rozpowszechnione elektrownie tego typu znajdują się w USA, Australii i w Europie. Technologia ta charakteryzuje się szybkim czasem reakcji (<4 sekund), dużą ilością ekwiwalentnych cykli oraz stosunkowo niskimi kosztami eksploatacji. Jedną z takich instalacji jest elektrownia w Stepentown, Nowy York, o mocy ok. 20 MW i czasie oddawania mocy ok. 15 minut. Stosowana jest do regulacji częstotliwości w systemie lokalnego operatora sieci.

4.2.4. ZASOBNIKI ELEKTROCHEMICZNE STAŁE – AKUMULATORY

Technologia polegająca na przemianie elektrochemicznej, która cechuje się znacznym potencjałem rozwoju. Ze względu na rodzaj elektrolitu możemy wyróżnić między innymi następujące rodzaje baterii: sodowo-siarkowe, litowo-jonowe, litowo-polimerowe, czy też kwasowo-ołowiowe. Wiele innych typów baterii znajduje się w fazie przed-komercyjnej. Baterie elektrochemiczne mają ogromny zakres zastosowania. Między innymi stanowią podstawowy element zasilania przenośnych urządzeń elektronicznych, samochodów elektrycznych, a w krajach wysoko rozwiniętych w gospodarstwach domowych, pełnią rolę banków energii w instalacjach prosumenckich. W maju 2015 r. firma Tesla – potentat w branży samochodów elektrycznych zaprezentowała nowe produkty pod nazwą Powerwall – baterie o pojemności 7 i 10 kWh dostępne już za cenę odpowiednio 3-3,5 tys. dolarów.

Łącząc tego typu baterie z panelami fotowoltaicznymi, każdy odbiorca energii elektrycznej będzie mógł znacząco zredukować pobór energii z sieci, zarówno za dnia, jak i w nocy. Baterie elektrochemiczne wykorzystywane są także jako przemysłowe instalacje o dużej pojemności i mocy do kilkudziesięciu megawatów, służące m.in. do integracji OZE z systemem elektroenergetycznym. Przykładami takiego wykorzystania baterii są instalacja Duke Energy (w Teksasie, USA, baterie kwasowo-ołowiowe) o mocy 36 MW i pojemności 238 MWh, do współpracy z farmą wiatrową 153 MW, lub instalacja w Honshu (w prefekturze Aomori w Japonii, baterie sodowo-siarkowe) o mocy 34 MW i pojemności 238 MWh, współpracująca z farmami wiatrowymi o łącznej mocy 51 MW. W Polsce, w ramach programu Generator Koncepcji Ekologicznych (Gekon), realizowana jest we Władysławowie instalacja kontenerowych baterii litowo-jonowych o pojemności 1,5 MWh i mocy 0,75 MW.



4.2.5. ZASOBNIKI ELEKTROCHEMICZNE PRZEPLÝWOWE

Baterie przepływowe BP (ang. *Flow Battery – FB*) to technologia stacjonarna wykorzystująca przemianę elektrochemiczną. Stosowana w akumulacji energii w zastosowaniach stacjonarnych. Cechuje się dużą możliwością skalowania instalacji zależną od ilości ogniw oraz ilości wykorzystywanego elektrolitu. Przykładowa instalacja tego typu to Prudent Energy znajdująca się w Gills Onions, Oxnard w Kalifornii (USA). Jej moc zainstalowana wynosi 600 kW, a pojemność 3600 kWh. W Europie w miejscowości Tussenhausen, Bawaria, uruchomiono ostatnio baterię wanadową Renox (ang. *Vanadium Redox Flow – VRF*) o mocy 200 kW i pojemności 400 kWh w lokalnej sieci współpracującej z systemem ogniw fotowoltaicznych o mocy maksymalnej 560 kW.

Z punktu widzenia operatorów sieci technologie BP są niezwykle obiecujące, bo oferują: stosunkowo wysoką moc i pojemność przy względnie niskich cenach jednostkowych, długą żywotność, niemal nieograniczoną liczbę cykli ładowania, a także mogą być całkowicie rozładowywane. Dzięki modułowej konstrukcji, pojemność baterii może być łatwo rozszerzona, a także nie wymaga prawie żadnej konserwacji.

4.2.6. SUPERKONDENSATORY

Superkondensatory SC (ang. *Super Caps – EDLC*) zwane też ultrakondensatorami, są specyficznej budowy kondensatorami elektrolitycznymi gromadzącymi energię w polu elektrycznym. Ich działanie polega na gromadzeniu ładunków elektrycznych w obrębie podwójnej warstwy elektrycznej (ang. *Electric Double Layer – ELD*), która powstaje na granicy ośrodków elektroda – elektrolit. Dzięki zastosowaniu nowoczesnych nanotechnologii elektrody wytwarza się w postaci wielościennych nanorurek węglowych, co pozwala osiągnąć olbrzymie powierzchnie właściwe (przekraczające nawet 2000 m² na jeden gram elektrody), co zapewnia ogromne pojemności rzędu kilku tysięcy faradów.

SC charakteryzują się niską gęstością energii rzędu 10 Wh/kg, bardzo dużą gęstością mocy (pobór dużych energii w krótkim czasie) – kształtującą się nawet na poziomie 10000 W/kg, wysoką sprawnością (nawet przekraczającą 95%), bardzo dużą trwałością (zarówno wyrażaną w postaci czasu eksploatacji szacowanego na 20 lat, jak i wysoką liczbą cykli ładowania-rozładowania do około 1000000), krótkimi czasami uzupełniania energii (rzędu kilku minut), możliwością pracy w szerokim zakresie temperatur (-40°C ÷ 65°C), niewielką degradacją własności użytkowych przy wielokrotnych cyklach ładowania i rozładowania, a także małą szkodliwością dla środowiska.

Zasobniki SC znajdują zastosowanie głównie w transporcie oraz systemach UPS, gdzie często współpracują z akumulatorami elektrochemicznymi.

4.2.7. INNE ZASOBNIKI ENERGII

Wśród pozostałych technologii magazynowania, można wymienić *nadprzewodzące zasobniki magnetyczne* gromadzące energię w polu magnetycznym (ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES*) [4/3] oraz zasobniki rozproszone określane jako *Vehicle-to-Grid (V2G)* [4/4], które wykorzystują energię akumulatorów w pojazdach elektrycznych podłączonych do sieci poprzez ładowarki dwukierunkowe. Jednakże technologie te są rzadziej wykorzystywane i znajdują się ciągle w fazie rozwoju.

4.2.8. PARAMETRY WYBRANYCH ZASOBNIKÓW ENERGII

W Tabeli 4.1. podano orientacyjne parametry wybranych technologii magazynowania energii elektrycznej. Najwyższą sprawnością cyklu (powyżej 90%) charakteryzują się koła zamachowe (KZ), baterie litowo-jonowe, superkondensatory (SC) oraz zasobniki nadprzewodnikowe (SMES). Do celów związanych z poprawą jakości energii stosowane są zasobniki charakteryzujące się wysoką dynamiką, czyli odpowiednim poziomem mocy rozładowania i szybkim czasem reakcji. Pojemność w tym przypadku ma drugorzędne znaczenie. W układach stanowiących wsparcie przy świadczeniu usług regulacyjnych bądź też przy wyrównywaniu obciążeń dobowych najbardziej istotna jest pojemność zasobników.

Tabela 4.1. Parametry wybranych technologii magazynowania energii [4/3].

Parametry/ Technologia	Moc [MW]	Czas pracy	Liczba cykli (czas życia)	Gęstość energii (Wh/l)	Gęstość mocy (W/l)	Sprawność cyklu	Czas reakcji
Szczytowo- pompowe (ESP)	100- 1000	4-12h	30-60 lat	0.2-2	0.1-0.2	70-85%	s-min
Sprężone powietrze (SPS)	10- 1000	2-30h	20-40 lat	2-6	0.2-0.6	40-75%	s-min
Koła zama- chowe (KZ)	0.001-1	sekundy- godziny	20000- 100000	20-80	5.000	70-95%	< s
Baterie NaS	10-100	1 min-8h	2500-4500	150-300	120-160	70-90%	< s
Baterie Li-ion	0.1-20	1 min-8h	1000-10000	200-400	1300-10000	85-98%	< s
Baterie prze- pływowe (BP)	0.1-100	10h	12000-14000	20-70	0.5-2	60-85%	< s
Superkonden- satory (SC)	0.01-1	ms-min	10000- 100000	10-20	40000- 120000	80-98%	< s
Nadprzewo- dniki (SMES)	0.1-1	ms-sec	100000	~6	~2.600	80-95%	< s
Ciekła sól	1-150	godziny	30 lat	70-210	n/a	80-90%	min
Wodór	0.01- 1000	minuty- tygodnie	5-30 lat	600	0.2-20	25-45%	s-min
Gaz syntezowy	50- 1000	godziny- tygodnie	30 lat	1.800	0.2-2	25-50%	s-min

4.3. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRODUKOWANEJ PRZEZ OŹE – STUDIUM MOŻLIWOŚCI

4.3.1. MAGAZYNOWANIE ENERGII Z OŹE W UKŁADACH AKUMULATOROWYCH

Najtańszym rozwiązaniem jest magazynowanie energii OŹE w elektrowniach szczytowo- pompowych ESP. Możliwości budowy takich elektrowni są jednak ograniczone przez warunki geograficzne, dlatego najpierw rozpatrzymy możliwości i koszty magazynowania energii w układach akumulatorowych.

Koszty magazynowania energii OŹE przy wykorzystaniu różnych systemów akumulatorowych podano przykładowo w Tabeli 4.2. Koszty energii uśrednione w cyklu całego życia LCOE (ang. *levelized cost of stored energy* – *LCOE*) obliczono dla ogniw fotowoltaicznych jako stosunek kosztów poniesionych w ciągu całego okresu eksploatacji elektrowni do ilości wytworzonej przez nią energii elektrycznej i tę samą definicję zastosowano do układów magazynowania energii [4/5].

Tabela 4.2. Charakterystyka elektrochemicznych zasobników energii dla OŹE [4/6].

Parametr	BP Redox-Flow	Litowo-jonowe	Ołowiowo-kwasowe
Specyficzne parametry rozważanego rozwiązania			
Zainstalowana moc [MW]	1,0	1,0	1,0
Nakłady inwestycyjne [miliony €]	5,0	2,4	1,2
Wskaźnik C (nominalny)	0,25	1	1
Wykorzystanie dostępnej pojemności akumulatora	100%	100%	100%
Liczba cykli rocznie	365	365	365
Parametry zewnętrzne			
Cena energii [€/kWh]	0,03	0,03	0,03
Cena energii PIF	2%	2%	2%
Okres pożyczki	10 lat	10 lat	10 lat
Stopa procentowa WACC	3,5%	3,5%	3,5%
Parametry akumulatora			
Wartość resztkowa/koszt inwestycyjny	15%	0%	0%
Sprawność	70%	80%	65%
Koszty utrzymania	2%	1%	–
Degradacja pojemności/rok	0,1%	2,0%	3,7%
Kalendarzowy czas życia	25	7	3
Pojemność możliwa do wykorzystania	100%	80%	20%
Koszty uśrednione/czas ekspl. LCOE [€/kWh]	0,338	1,678	3,072

Wobec tego, że układ magazynowania energii nie może energii generować, cena wewnętrznego transferu energii jest miarą wartości magazynowanej energii w danym okresie czasu lub innymi słowy cena ta określa koszt po jakim system magazynowania energii kupuje energię z systemu wytwarzania, z sieci lub z innych źródeł.

Jak widać, koszty magazynowania energii w akumulatorach są wysokie – nie zawsze do przyjęcia w rozwiązaniach na dużą skalę.

4.3.2. MOŻLIWOŚCI MAGAZYNOWANIA ENERGII OŹE W ESP W POLSCE

Polska obecnie (dane z 2013 r.) zużywa rocznie 160 036 GWh [4/7], a więc – wg propozycji Greenpeace – wiatr powinien dostarczać średnio moc $0,22 \times 160\,036 \text{ GWh} / (365\text{d} \times 24\text{h/d}) = 4 \text{ GW}$. Gdybyśmy na tę moc liczyli przy bilansowaniu mocy w naszym systemie, to w przypadku braku pracy elektrowni wiatrowych, trzeba będzie ten deficyt energii pokryć ze zbiorników regulacyjnych elektrowni wodnych. Całkowite dobowe możliwości produkcyjne wszystkich ESP (Tabela 4.3) są następujące: moc osiągalna – 1,76 GW, dobowy produkcja (zakładając opróżnienie zbiorników ESP bez dopompowywania) – 7,8 GWh, przy czasach ich pracy 3-5 godzin/dobę. Przy zmagazynowanej energii 7,8 GWh, zbiorniki wodne mogą zastąpić brak wiatru przez $7,8/4 =$ niecałe 2 godziny.

Jednakże przerwy w dostawach energii wiatrowej rzędu 5 dni są uważane za normalne, a bywają i dłuższe. Co więc ma zrobić gospodarka polska przez czas 118 godzin, to jest od 2 godz. na jakie wystarczą rezerwy, do 5 dni po których pojawi się znów wiatr?

Poprzez produkcję wodoru nie da się także odzyskać energii elektrycznej, ponieważ obliczenia wykazują, że łączne straty (przekształcanie DC-AC, elektroliza, turbina gazowa + prądnica) w stosunku do energii wyjściowej wynoszą przynajmniej 80%, głównie w postaci ciepła odpadowego. Ta mała część energii wiatru, która pozostaje, kosztuje po takim „procesie magazynowania” pięć razy więcej niż początkowa energia wiatru, która już i tak jest droga [4/9].

Tabela 4.3 Możliwości magazynowania energii w polskich elektrowniach szczytowo-pompowych [4/8].

Elektrownia	Moc (GW)	Spad średni (m)	Pojemność użyteczna zbiornika górnego (mln m ³)	Zmagazynowana energia (GWh)
Żarnowiec	0,72	116,5	13,8	3,6
Porąbka-Żar	0,50	430,5	1,98	2,0
Solina-Myczkowce	0,20	55	240	0,8 (dobowo 4 h)
Niedzica-Sromowce	0,09	43	133	0,5 (dobowo 6h)
Żydowo	0,16	79,3	3,3	0,6
Dychów	0,09	27	3,6	0,3
Razem *	1,76			7,8

* Tabela nie uwzględnia planowanej w dolinie rzeki Bystrzyca ESP Młoty o mocy 0,75 GW.



Trzeba więc dysponować elektrowniami pozostającymi w rezerwie oraz pokrywać ich koszty inwestycyjne i koszty pracy przy obniżonej mocy lub pozostawiania w stanie rezerwy.

4.4. ZASOBNIKOWE SYSTEMY ELEKTROENERGETYCZNE W TRANSPORCIE

Zaletą trakcji elektrycznej jest możliwość pracy zarówno silnikowej jak i prądnicowej maszyny elektrycznej wykorzystywanej do napędu pojazdów. Energia ta może być częściowo wykorzystana na pokładzie pociągu (do zasilania urządzeń pomocniczych i realizujących funkcje związane z komfortem jazdy), zaś pozostała jej część jest przekazywana do sieci trakcyjnej.

Hamowanie odzyskowe (rekuperacja) może być stosowane w szeregu układach elektromechanicznych (np. windy, wyciągi), ale jego największe znaczenie jest w trakcji elektrycznej. W elektrycznych pojazdach trakcyjnych może być jednym ze sposobów na zmniejszenie zużycia energii i obniżkę kosztów funkcjonowania transportu. Stosowanie hamowania odzyskowego pozwala na zmniejszenie zużycia energii o 10 do 30% – co przy rocznym zużyciu energii na cele transportu elektrycznego na poziomie 3-4% krajowego zużycia – daje potencjał redukcji krajowego zużycia energii nawet o 1%.

Jednak zadowalające efekty uzyska się tylko wtedy, gdy uwzględnione będą rozwiązania na poziomie całego systemu transportu elektrycznego (pojazd, sterowanie, zasilanie) oraz problemy techniczne i formalno-prawne związane z tym zagadnieniem. Odpowiedni rozkład jazdy, dobór urządzeń zabezpieczających układ zasilający i urządzeń magazynujących energię oraz przygotowanie trasy pozwoli zwiększyć efektywność rekuperacji. Tylko część energii hamowania może zostać zmagazynowana lub przesłana i wykorzystana przez inne pojazdy, reszta będzie wytracona na rezystorach hamowania. Wymaga to zastosowania odpowiednich rozwiązań, mniej lub bardziej kosztowych, ale szybko się zwracających [4/11].

Możliwość efektywnego wykorzystania odzyskanej energii zależy od [4/10], [4/11]:

- a) receptywności systemu trakcyjnego, związanej przede wszystkim z możliwością pobierania przesłanej do sieci trakcyjnej energii z hamowania przez inne pociągi. Pozwala to na zwiększenie wykorzystania energii hamowania w samym systemie bez konieczności transferu energii do innych odbiorów. Poziom receptywności zależy od natężenia i cyklu ruchu, odstępów pomiędzy pociągami i spadków napięcia w sieci trakcyjnej,
- b) stosowania w pojazdach lub podstacjach/sieci trakcyjnej zasobników (magazynów) energii (urządzeń do przejmowania energii hamowania odzyskowego),
- c) zainstalowania w podstacjach trakcyjnych sterowanych prostowników/falowników z możliwością zwrotu energii do sieci zasilającej AC, co pozwala na przesłanie energii hamowania odzyskowego pociągu do zewnętrznej sieci dystrybucyjnej przy zachowaniu wymiany energii pomiędzy pociągami

znajdującymi się na odcinku linii (umożliwia to wykorzystanie praktycznie całej dostępnej energii z hamowania odzyskowego).

Podstawowe stosowane w systemie zasilania trakcji rozwiązanie to pkt a) – wykorzystanie energii oddawanej przez pojazd trakcyjny podczas hamowania (typowy czas trwania kilkanaście – kilkadziesiąt sekund, rzadko powyżej minuty – np. przy jeździe na spadku) wymaga obecności innego pojazdu pobierającego energię z sieci na tym samym odcinku zasilania. Energia rekuperacji zużywana jest wtedy przez inny pojazd trakcyjny będący w fazie postoju, rozruchu lub jazdy. Pobór energii przez pojazd jest największy w fazie rozruchu a w pozostałych fazach znacznie mniejszy. Brak odbiorów energii wytwarzanej w procesie hamowania powoduje przesłanie jej do rezystora hamowania w pojeździe trakcyjnym. Rozwiązaniem alternatywnym jest magazynowanie energii hamowania (pkt b). Można to przeprowadzić przy pomocy zasobnika energii zlokalizowanego w samym pojeździe hamującym odzyskowo lub zasobnika (zasobników) zlokalizowanego w urządzeniach infrastruktury. Wymagane jest tu zapewnienie ciągłości połączeń elektrycznych, co przy występowaniu przerw na styku odbierak-prąd-sieć trakcyjna nie zawsze jest spełnione.

Trzeba mieć na uwadze, że zasilany z sieci DC tabor z zasobnikami (magazynami) energii to zwiększona jego masa, zmniejszona liczba miejsc pasażerskich, większa cena jego zakupu oraz zwiększone koszty eksploatacyjne. Dlatego alternatywę stanowią zasobniki instalowane w podstacjach trakcyjnych.

Warianty rozwiązań (p. a i b) pozwalają na wykorzystanie nadwyżkowej energii hamowania odzyskowego wewnątrz systemu trakcyjnego, co eliminuje kwestie transferu energii do zasilającego systemu elektroenergetycznego. Ograniczeniem są wysokie koszty urządzeń, ich sprawność oraz moce hamowania. Stąd zainteresowanie innym rozwiązaniem, jakim są falowniki instalowane w podstacjach prostownikowych pozwalające na zwrot energii z systemu trakcyjnego DC do zasilającej sieci elektroenergetycznej AC (p. c). Z kolei w tym przypadku mogą wystąpić trudności formalno-prawne opisane w p. 6.3.2.

Każde z rozwiązań zwiększających stopień wykorzystania energii hamowania odzyskowego wymaga instalowania dodatkowych kosztownych urządzeń w pojeździe trakcyjnym lub systemie zasilania. Urządzenia te powinny cechować się: wysoką mocą i energią jednostkową, niskimi stratami, wysoką trwałością, jak najniższymi cenami, oraz odpornością na: zmienne warunki atmosferyczne, drgania, wibracje i uszkodzenia mechaniczne.

Aktualnie dostępne systemy zasobnikowe realizowane seryjnie są kosztowne i nie osiągają wymaganych parametrów napięciowych. System ENVILINE oparty o zasobniki super-kondensatorowe firmy ABB to koszt około 1-2 mln zł/MW dla napięcia systemowego DC 750 V. Maksymalna moc 1,5 MW i prąd 2 kA przy napięciu na poziomie 750 V. Możliwe jest tworzenie na specjalne zamówienie systemów o większych mocach i napięciu 1500 V. Pojemność łączna zestawu sięga 16,7 kWh (60 MJ z zestawu 10 zasobników seryjnych).



Stacjonarny zestaw superkondensatorowy zainstalowano na II linii Metra Warszawskiego, czy podstacji trolejbusowej w Gdyni, a mobilne na szeregu nowych tramwajów. Systemy zasobnikowe wykorzystujące wirujące masy (np. KESS) mogą osiągać podobne parametry (do 15 kWh przy mocy do 2 MW, zestaw 10 modułów pracujących równolegle) dla napięcia sieci poniżej 1 kV. Systemy zasobnikowe zapewniają: wzmocnienie układu zasilania, wzrost dostępnej mocy szczytowej, poprawę jakości napięcia oraz efektywności energetycznej.

Systemy akumulatorów chemicznych małej mocy jako zasobniki dla odzyskiwanej energii z hamowania stosowane są bardzo powszechnie w taborze hybrydowym takim jak samochody, autobusy, trolejbusy, tramwaje. Ograniczeniem jest pojemność zasobnika i związany z tym zasięg. Rozwijane są koncepcje systemów typu smart-grid, przewidujące wykorzystanie zasobników samochodów elektrycznych [4/12] do zasilania lokalnej sieci elektroenergetycznej w warunkach jej znacznego obciążenia (ang. *Vehicle-to-Home: V2H* oraz *Vehicle-to-Grid: V2G*). Gwałtowny wzrost liczby użytkowanych samochodów hybrydowych i elektrycznych w świecie wskazuje na celowość rozwijania tej koncepcji.

4.5. GOSPODARKA WODOROWA I OGNIWA PALIWOWE

4.5.1. WODÓR JAKO NOŚNIK ENERGII

Wodór jako nośnik energii charakteryzuje się najwyższą spośród paliw energią właściwą 33 Wh/g oraz wartością opałową na poziomie 120 MJ/kg, a jego spalanie jest neutralne dla środowiska, co przemawia na korzyść stosowania tego gazu jako paliwa. Obecnie wodór jest wykorzystywany głównie jako składnik paliw raketowych, w ogniwach paliwowych, w przemyśle chemicznym do syntezy metanolu i amoniaku. Dotychczas nie było procesu, który pozwoliłby go tanio pozyskiwać. Jednakże wraz z rozwojem technologii produkcji wodoru poszerza się również wachlarz możliwości zastosowania go w przemyśle, transporcie oraz energetyce. Gospodarkę wodorową (ang. *Hydrogen economy*) rozpatruje się jako cztery powiązane ze sobą etapy: produkcja, transport, magazynowanie, dedykowane zastosowania.

4.5.2. PRODUKCJA WODORU

Istnieje duża różnorodność metod pozyskiwania wodoru, które ogólnie można podzielić na trzy zasadnicze grupy technologii: **termiczne, elektrochemiczne, biologiczne**.

Technologie termiczne wymagają stosowania wysokich temperatur. Jeśli ciepło potrzebne do takich reakcji byłoby uzyskiwane ze spalania surowców kopalnych (gaz ziemny, węgiel, biomasa), produkcja wodoru zwiększałaby emisję dwutlenku węgla, przyczyniając się do zanieczyszczenia atmosfery. Obiecującym rozwiązaniem jest rozkład termiczny wody przy wykorzystaniu energii wysokotemperaturowego reaktora jądrowego HTRG.

Technologie elektrochemiczne bazują na procesie elektrolizy wody (rozkładzie na H_2 oraz O) i zapewniają uzyskanie wodoru o wysokiej czystości rzędu 99,9%. Również tutaj najbardziej atrakcyjne są elektrolizery zasilane energią elektryczną generowaną ze źródeł odnawialnych OZE, gdyż w odróżnieniu od elektrolizerów zasilanych ze spalania surowców kopalnych, nie emitują dwutlenku węgla.

Foto-elektroliza lub Fotoliza jest alternatywną metodą w której produkcja wodoru zachodzi w ogniwie foto-elektrochemicznym (ang. *photo-electrolysis cell*, *PEC*) i bazuje na konwersji energii słonecznej na energię elektryczną zużywaną następnie bezpośrednio do elektrolizy wody. Problemem przy produkcji PEC jest niska efektywność wykorzystania energii słonecznej (3-5%) oraz niewystarczająca trwałość elementów z uwagi na ich korozyjność.

Technologie biologiczne wykorzystują procesy w których swobodny wodór powstaje bezpośrednio lub jako produkt uboczny fotosyntezy lub fermentacji. W pierwszym przypadku wodór jest produktem zielonej algi (glonów), w drugim zaś mikroorganizmów. Jednym z przykładów takiego mikroorganizmu może być glon *Chlamydomonas reinwardtii* (powszechnie występujący w glebie i wodach słonych), który po usunięciu siarczanów z pożywki wytwarza wodór w efekcie działania enzymu hydrogenaza i osiąga wydajność rzędu 4 ml/h wodoru z litra kultury tych alg.

Mimo iż uzyskuje się niewielkie ilości wodoru to technologie biologiczne są ciągle rozwijane, gdyż sam proces jest praktycznie bezodpadowy i przyjazny dla środowiska.

Aktualnie produkcja światowa wodoru bazuje w 48% na gazie ziemnym z wykorzystaniem procesu reformingu parowego metanu (ang. *steam methane reforming* – SMR), który jest oparty na reakcji metanu i pary wodnej w wysokiej temperaturze w obecności katalizatora.

Jest to jak dotąd najbardziej ekonomiczny sposób pozyskiwania wodoru. Jednakże, w procesie takiej produkcji stężenie wydzielanego dwutlenku węgla jest wysokie, dlatego jednostki SMR powinny być uzupełniane technologią wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (ang. *carbon capture and storage* – CCS), która może zredukować emisję CO_2 o około 80%.

Koszty wodoru, przy produkcji na dużą skalę przemysłową rzędu od 100 do 250 tys. Nm^3/h , zależą głównie od cen gazu ziemnego, która wynosi obecnie od 0,9 USD za kg, w Stanach Zjednoczonych, 2,2 USD za kg, w Europie i 3,2 USD za kg w Japonii.

W przypadku produkcji na małą skalę, koszty wytwarzania są znacznie wyższe, tego samego rzędu co wodór wytwarzany metodą elektrolizy (Tabela 4.4).

Wszystkie gazy bogate w wodór można wykorzystać w celu wytworzenia czystego wodoru za pomocą reformingu. Po zgazowaniu, jako pierwszy etap, wodór można wytwarzać z innych zasobów kopalnych, takich jak węgiel (18% produkcji) ropa naftowa (30% produkcji) w rafineriach, jak również z biomasy lub organicznych materiałów odpadowych.



Tabela 4.4 Parametry wybranych technologii produkcji wodoru [4/13].

Technologia	Moc	Sprawność	Koszt inwestycji*	Czas życia	Stan rozwoju
Reforming parowy metanu, na dużą skalę	150-300 MW	70-85%	400-600 USD/kW	30 lat	Instalacje przemysłowe
Reforming parowy metanu, na małą skalę	0.15-15 MW	~51%	3 000-5 000 USD/kW	15 lat	Instalacje demonstracyjne
Elektrolizer zasadowy alkaliczny	Do 150 MW	65-82% (HHV)	850-1 500 USD/kW	60-90 tys. godz.	Instalacje przemysłowe
Elektrolizer z membraną polimerową (PEM)	150 kW do 1 MW	65-78% (HHV)	1 500-3 800 USD/kW	20-60 tys. godz.	Od niedawna na rynku
Elektrolizer tlenkowy (SO)	Skala laboratoryjna	85-90% (HHV)	–	~1 tys. godz.	Badania laboratoryjne

* Koszty inwestycji w odniesieniu do energii wyjściowej.

Skróty: PEM – proton exchange membrane; SO – solid oxide; HHV – higher heating value.

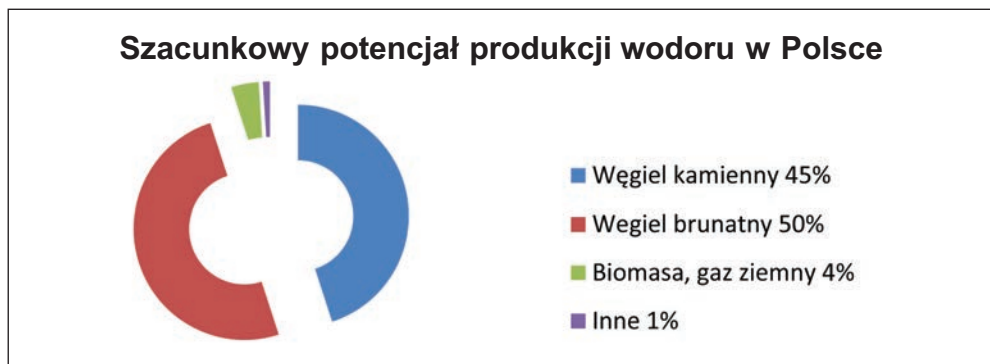
Gazyfikacja węgla charakteryzuje się sprawnością technologii na poziomie ok. 65%. Natomiast w systemach z wychwytem i magazynowaniem dwutlenku węgla CCS sprawność jest mniejsza o ok. 3-5%. Koszty produkcji wodoru z gazyfikacji węgla są wyższe (częściowo rekompensowane niższą ceną węgla w stosunku do gazu ziemnego) w porównaniu z reformingiem parowym gazu ziemnego. Wynika to z bardziej zaawansowanej technologii i wyższych nakładów inwestycyjnych.

Do **elektrolitycznej produkcji wodoru** obecnie jest zainstalowane na całym świecie około 8 GW mocy (4% produkcji). Typy elektrolizerów odróżniają się rodzajem elektrolitu i nośnika ładunku. Mogą być podzielone na: elektrolizery alkaliczne, elektrolizery z membraną polimerową (ang. *proton exchange membrane* – PEM) oraz elektrolizery tlenkowe (ang. *solid oxide* – SO).

Wszystkie one mają budowę modułową i składają się ze stosu, zawierającego do 100 komórek. Stosy mogą być montowane równolegle przy użyciu tej samej infrastruktury. Taka konstrukcja umożliwia dopasowanie zdolności produkcyjnych wodoru do potrzeb, jednak ogranicza korzyści z efektu skali, bo nawet duże elektrolizery zawierają komórki i stosy identycznej średnicy.

Elektrolizery alkaliczne mają obecnie większą wydajność niż elektrolizery z elektrolitem stałym, za to PEM mają znacznie wyższy potencjał rozwojowy dla przyszłej redukcji kosztów. Koszt wodoru zależy głównie od kosztów energii elektrycznej i kosztów inwestycyjnych związanych z elektrolizerem.

Produkcja wodoru w Polsce ma największy potencjał rozwojowy w grupie technologii na bazie paliw kopalnych, w tym głównie węgla kamiennego i brunatnego (rys. 4.1). Wiąże się to przede wszystkim z zasobami węgla, szacowanymi na około 30 000 mln ton węgla kamiennego i ponad 40 000 mln ton węgla brunatnego.



Rys. 4.1 Szacunkowy potencjał techniczny produkcji wodoru w Polsce (100% = 37 mln ton rocznie)
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [4/14].

Przy założeniu zawartości 75% węgla pierwiastkowego w węglu kamiennym i 60% w brunatnym, a także przyjęciu 63% sprawności procesu gazyfikacji, maksymalna szacowana ilość wodoru do uzyskania wynosi ca 4 900 mln ton, co odpowiada ok. 50-ciokrotności aktualnej rocznej produkcji wodoru na świecie (ca 100 mln ton). Znacznie mniejsze ilości wodoru można wyprodukować z polskiego gazu ziemnego, którego udokumentowane złoża wynoszą ca 98 mld m³. Poza krajowym wydobyciem gazu istotnym źródłem metanu w Polsce jest jego uwalnianie się w kopalniach węgla, a jego zasoby przemysłowe są szacowane na 5,6 mld m³ [4/15]. Przy założeniu zawartości 90% metanu w gazie ziemnym, oraz przyjęciu 83% sprawności procesu reformingu parą wodną, maksymalna ilość wodoru do uzyskania wynosi 3,5 mln ton, co odpowiada ok. 3,5% aktualnej światowej produkcji wodoru.

4.5.3. MAGAZYNOWANIE I TRANSPORT

Magazynowanie wodoru realizuje się, zależnie od sposobu i warunków jego przechowywania, następującymi metodami: w postaci sprężonej w zbiornikach, w postaci ciekłej w zbiornikach metalowych i kompozytowych, w postaci stałej związanej w wodorkach umieszczonych w pojemnikach lub adsorpcyjne w nanorurkach węglowych, a także w postaci odwracalnych połączeń chemicznych o dużej zawartości wodoru [4/16]. W postaci sprężonej gazowy wodór magazynuje się zwiększając jego gęstość energii. Przykładowo podwajając ciśnienie w zbiorniku uzyskuje się w przybliżeniu podwojenie ilości zgromadzonej w nim energii. W temperaturze pokojowej, w przypadku magazynowania podziemnego, stosuje się ciśnienia w zakresie 2-18 MPa, w transporcie samochodowym ciężkim 35-50 MPa, w pojazdach osobowych (ang. *Fuel Cell Electric Vehicles – FCEV*) w zakresie do 70 MPa, natomiast dla zastosowań stacjonarnych nawet do 80 MPa. W postaci ciekłej wodór skroplony przechowywany



jest w niskiej temperaturze poniżej temperatury krytycznej ($-240,18^{\circ}\text{C}$) zazwyczaj około -250°C (20°K). Zapewnia to znacznie wyższą gęstość energii aniżeli magazynowanie w postaci gazowej (ciekły wodór $0,07\text{ kg/l}$, natomiast wodór gazowy sprężony do 70 MPa ponad połowę mniej $0,03\text{ kg/l}$), jednakże jest bardziej energochłonne. Do skroplenia sprężonego wodoru potrzebna jest mniejsza ilość energii.

Transport i dystrybucja. Wodór jako nośnik energii wymaga, poza technologiami produkcji i magazynowania również odpowiedniej infrastruktury do jego bezpiecznego transportu i dystrybucji. W postaci sprężonej wodór może być przesyłany gazociągami o ciśnieniu roboczym od 1 do 2 MPa (w Europie istnieje 1600 km a w USA 700 km takich gazociągów) lub za pomocą transportu kołowego. Rozważa się również wykorzystanie istniejących gazociągów do przesyłania mieszanki gazu ziemnego i wodoru. W postaci płynnej wodór (schłodzony do temp. ca. -250°C) jest obecnie transportowany, przy użyciu ciężarówek, w specjalnych zbiornikach kriogenicznych.

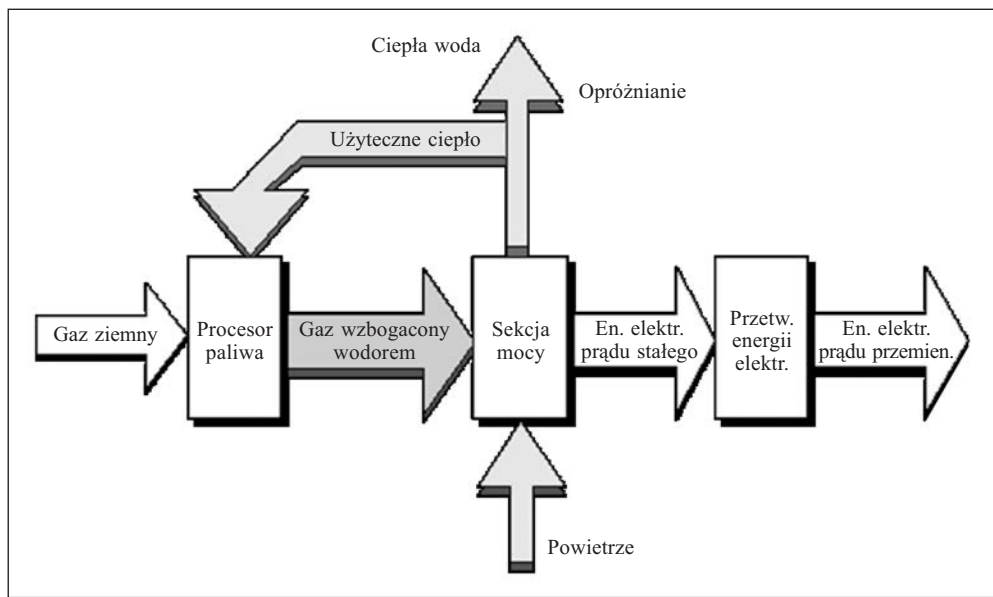
Stworzenie sieci stacji umożliwiających dystrybucję wodoru na potrzeby użytkownika końcowego (np. dla sektora motoryzacyjnego) jest przedmiotem szerokich badań i studiów wymagających uwzględnienia szeregu czynników jak: rozmieszczenie geograficzne zasobów do produkcji wodoru, istniejącej struktury wytwarzania wodoru oraz transportu i dystrybucji, przewidywanego popytu wodoru i odległości między miejscem produkcji wodoru a odbiorcą.

Ocenia się, że docelowo optymalny z ekonomicznego punktu widzenia, pomimo wysokich nakładów inwestycyjnych, będzie transport gazociągami z produkcji scentralizowanej.

4.5.4. OGNIWA PALIWOWE

Przyszłościową technologią wytwarzania energii mogą być ogniwa paliwowe. Ogniwa paliwowe stanowią typowe źródło generowania czystej energii elektrycznej u odbiorców. Ocenia się, że będą one stosowane przede wszystkim w budynkach przemysłowych, hotelach, szpitalach i obiektach użyteczności publicznej. Poza tym ogniwa stanowią jednocześnie źródła ciepła, które mogą być wykorzystywane tak, jak ma to miejsce w gospodarce skojarzonej [4/16]. Ogniwo paliwowe to czysty i nieemitujący hałasu generator energii o wysokiej sprawności, przydatny do wytwarzania energii w miejscu odbioru. Charakterystyka urządzenia stwarza przedsiębiorstwom energetycznym możliwości nowego rodzaju działania. Energia pochodząca z ogniw paliwowych umożliwia zaspokojenie potrzeb na czystą energię bez rozbudowy linii przesyłowej i rozdzielczej [4/16]. Ogólny schemat układu energetycznego ogniwa paliwowego przedstawiono na rys. 4.2.

Paliwem zasilającym ogniwo paliwowe jest gaz ziemny. Wzbogacony w powietrze, tworzy on pod wpływem ciepła mieszanek gazową bogatą w wodór. Procesy chemiczne w celkach paliwowych wytwarzają energię elektryczną, ciepło, wodę i niewielką ilość CO_2 .



Rys. 4.2. Schemat ogólny układu energetycznego ogniwa paliwowego [4/16].

Najczęściej spotykane ogniwa paliwowe, to układy z kwasem fosforowym. Zawierają one wszystkie składniki niezbędne do przekształcania gazu ziemnego w energię elektryczną oraz ciepło. Parametry wytwarzanego ciepła są wystarczające do wykorzystania komunalnego w postaci ciepłej wody lub ciepła do ogrzewania pomieszczeń. Obecnie szersze zastosowanie znajdują następujące typy ogniw paliwowych: kwasowe PAFC (ang. *Phosphoric-Acid Fuel Cell*), węglanowe MCFC (ang. *Molten-Carbonate Fuel Cell*), ze stałym utleniaczem SOFC (ang. *Solid Oxide Fuel Cell*), alkaliczne AFC (ang. *Alkaline Fuel Cell*), z membraną polimerową PEMFC (ang. *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell*). Ogniwa te różnią się sprawnością i temperaturą przebiegu reakcji elektrochemicznej. Najwyższą sprawność dochodzącą do 60% można uzyskać, stosując ogniwa MCFC, a najwyższą temperaturę czynnika (około 950-1000°C) dają ogniwa SOFC. Mogą więc być stosowane w cyklach kombinowanych z turbiną parową lub w gospodarce skojarzonej, wymagającej wysokich parametrów odbieranego ciepła. Układy wytwarzania energii oparte na ogniwach paliwowych są dynamicznie rozwijającą się gałęzią energetyki. Rozwój ogniw paliwowych, jak każdej nowej technologii, wymaga wysokich nakładów i konieczności finansowania badań naukowych.

Ogniwa paliwowe jeszcze długo nie będą mogły skutecznie konkurować na rynku ze znacznie tańszymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej, opartymi głównie na spalaniu węgla, aczkolwiek elektrownie wykorzystujące ogniwa paliwowe zapowiadają się bardzo obiecująco, szczególnie w układach skojarzonych, zasilających



niewielkie grupy odbiorców, a także w transporcie. Istotne są tu zalety ogniw paliwowych jako źródła energii na pokładzie pojazdu FCV (ang. *Fuel Cell Vehicle*): wysoka sprawność (65% dla ogniwa paliwowego – bez uwzględnienia sprawności technologii wytwarzania wodoru – w porównaniu z 35% dla silnika spalinowego), brak drgań i hałasu, brak spalania paliwa w czasie postoju. Ograniczeniem jest wysoka cena i brak infrastruktury do tankowania paliwa.

Wśród przykładów **aplikacji w transporcie** można wymienić:

- autobus hybrydowy NOVA RTS (USA) wyposażony w ogniwa paliwowe typu PAMC o mocy 100 kW umieszczone z tyłu pojazdu, wykorzystujące metanol jako źródło wodoru, ale także w akumulator Ni-Cd jako zasobnik energii o zasięgu ok. 350 mil,
- samochody firmy Hyundai typu *ix3 Fuel Cell*, w ramach rozwijanego od 2014 r. projektu HyFIVE and HyTEC – będących częścią Wspólnego Przedsięwzięcia na Rzecz Ogniw Paliwowych i Wodorowych (ang. *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking: FCH JU*), dostarczono do Europy 250 sztuk tych pojazdów. Podobne pojazdy oferuje już seryjnie firma Toyota (model *Mirai* – zasięg 500-700 km), a przygotowuje także Honda,
- inne małe pojazdy drogowe, przemysłowe i specjalne.

4.6. UWAGI KOŃCOWE

W zakresie magazynów energii:

- Zasobniki (magazyny) energii są nieodłącznym elementem nowoczesnych systemów energetyki rozproszonej oraz optymalnego wykorzystania techniczno-ekonomicznego OZE, dlatego ich rozwój i instalacja w Polsce jest wraz z rozbudową OZE nieunikniona.
- Zależnie od celu i doboru parametrów, zasobniki energii mogą zapewniać takie ważne funkcje jak: wsparcie dla OZE, wsparcie dla odbiorcy końcowego, wsparcie dla podsektora wytwórczego, w tym zwiększenie rezerwy systemowej („gorącej rezerwy”) oraz wsparcie dla podsektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.
- Najbardziej dojrzałe technologicznie i najtańsze w eksploatacji jako zasobniki wielkosystemowe, są elektrownie szczytowo-pompowe ESP. Możliwości ich budowy są ograniczone przez warunki geograficzne oraz wysokie koszty inwestycyjne. Zasobników pneumatycznych, użytkowo podobnych do ESP, obecnie nie ma w planach rozwojowych.
- Duży potencjał rozwojowy zasobników elektrochemicznych umożliwia szybki postęp w poprawie ich parametrów technicznych oraz redukcji kosztów inwestycyjnych eksploatacyjnych (zwłaszcza baterii przepływowanych (Renox) oraz litowo-jonowych).
- W transporcie szynowym DC, jako zasobniki sieciowe i pojazdowe dominują zasobniki elektrochemiczne oraz superkondensatory.

- Rozwój zastosowań zasobników energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym wymaga unormowań prawnych. Unormowania te powinny tworzyć ramy prawne korzystne dla stosowania magazynów energii elektrycznej przez wytwórców, w szczególności wykorzystujących OZE, przez operatorów systemów elektroenergetycznych oraz przez odbiorców. Obecnie jedyne odniesienia w polskim prawie dotyczące magazynowania energii elektrycznej, a są to tylko podstawowe definicje, znalazły się w ustawie o OZE z dnia 20 lutego 2015 r. (*Dz.U. z dn. 3.04.2015 r. poz. 478 art. 2*). Przykładem strategicznego podejścia prawnego do magazynowania energii elektrycznej jest Ustawa tzw. *Assembly Bill 2514* podjęta w Kalifornii w 2010 r. Ma ona zapewnić magazyny energii dla systemu elektroenergetycznego dla: integracji źródeł generacji rozproszonej, ograniczenia budowy źródeł o wysokiej emisji, ograniczenia szczytowego zapotrzebowania oraz wykorzystania źródeł wysokoemisyjnych w jego okresie, ograniczenia strat sieciowych oraz dla zapewnienia usług systemowych.

W zakresie gospodarki wodorowej i zastosowań wodoru:

- Problemem jest ekonomiczna produkcja wodoru. W Polsce (wobec braku elektrowni jądrowych) najbardziej uzasadnione są: reforming parowy gazu ziemnego (ew. gazu LPG lub nafty) oraz gazyfikacja węgla lub biomasy (18% światowej produkcji wodoru) w generatorach gazu. Sprawność tych technologii leży w granicach 70-75% (tabela 4.4).
- Należy rozwijać także technologie elektrolizy; elektrolizery alkaliczne pracują obecnie ze sprawnością 40-60% dostarczając wodór o czystości 99,9%. Prowadzone badania rozwojowe dotyczą poprawy sprawności i wydłużenia czasu eksploatacji, co przełoży się na redukcję kosztów (obecnie 800-1500 USD/kW).
- Technologie wodorowe mają największy potencjał rozwojowy w zakresie ogniw paliwowych dużej mocy (> 1MW).
- Ogniwa paliwowe typu PAFC, MCFC i SOFC mają największy potencjał rozwojowy dla kogeneracji (produkcji energii elektrycznej i ciepła). Ich zalety to bardzo wysoka sprawność i mała emisja szkodliwych substancji, w tym CO₂. Wysoka temperatura pracy tych ogniw (dla MCFC i SOFC odpowiednio 650°C i ok. 1000°C) daje możliwość pracy w kogeneracji ze sprawnością rzędu 75-90%.
- Ogniwa paliwowe typu PAMFC znajdują zastosowania w pojazdach elektrycznych. Należy rozwijać systemy dystrybucji wodoru, gdyż samochody zasilane wodorem są już produkowane seryjnie (np. Toyota *Mirai*, leasing za ok. 1,2 tys. Euro). Instytut Transportu Samochodowego przygotował projekt lokalizacji do 2030 r. 30 stacji tankowania.
- W odniesieniu do gospodarki wodorowej potrzebne są, podobnie jak dla zasobników energii elektrycznej, unormowania prawne i standaryzacja.
- Do tego wszystkiego potrzebna jest tania energia do produkcji wodoru, umożliwiająca uzyskanie energetycznej stopy zwrotu EROEI >> 1 (p. 2.1) i rentowności tej technologii.

PRZESYŁ ENERGII – POTRZEBY, PROGI, BARIERY

5.1. ROZWÓJ POLSKIEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO – SPÓJNOŚĆ WEWNĘTRZNA I ZEWNĘTRZNA

5.1.1. ZNACZENIE SIECI PRZESYŁOWYCH ORAZ ROLA OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO (OSP) LUB DYSTRYBUCYJNEGO (OSD) W SEKTORZE ENERGETYCZNYM

Wzrost znaczenia generacji rozproszonej, która wytwarza energię elektryczną dla lokalnych odbiorców, a do dystrybucji tej energii nie wykorzystuje sieci przesyłowych, stwarza nową sytuację w elektroenergetyce. Jednakże generacja rozproszona, w szczególności ta działająca w oparciu o energię wiatru i promieniowania słonecznego, nie zapewni pewnych i ciągłych dostaw energii elektrycznej, przez co w zależności od okresu dnia czy roku, w mniejszym bądź większym stopniu energia będzie dalej transportowana na duże odległości wykorzystując sieć przesyłową. Sieci przesyłowe stanowią kręgosłup systemu elektroenergetycznego, a ich dalsza modernizacja i rozbudowa jest konieczna dla zachowania długoterminowego bezpieczeństwa zasilania kraju. Rozbudowa sieci przesyłowych jest niezbędna między innymi z powodu:

- wzrostu zapotrzebowania na terenach miejskich, w szczególności w okresach letnich ze względu na powszechne użycie urządzeń klimatyzacyjnych,
- rosnącej koncentracji zużycia energii elektrycznej wokół miast i dużych aglomeracji,
- perspektywy rozpoczęcia budowy KDP,
- konieczności przyłączenia do KSE nowoczesnych bloków o dużych mocach, które aktualnie są w budowie, a które nie mogą być przyłączone na niższych poziomach napięcia,
- konieczności zapewnienia przesyłu energii elektrycznej z farm wiatrowych zlokalizowanych na północy kraju (obecnie zainstalowanych jest w farmach wiatrowych około 5000 MW, jednak prognozowane jest podwojenie tej wielkości), realizacji strategii rozwoju gospodarczego kraju,

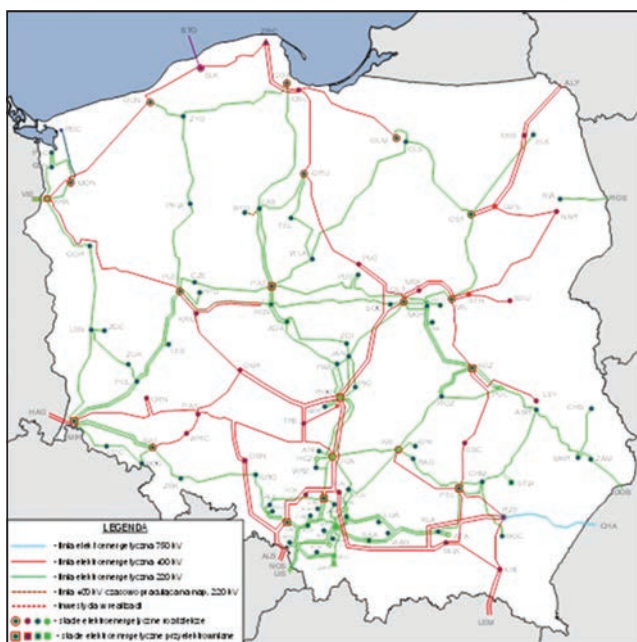
- polityki Unii Europejskiej wspierania integracji systemów elektroenergetycznych krajów członkowskich (*European Super Grid*).

Szczególną rolę w sektorze elektroenergetycznym pełni operator systemu przesyłowego (OSP), jako podmiot odpowiedzialny za bieżące i długoterminowe bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju. Tę rolę na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej zgodnie z decyzją Prezesa URE z dnia 16.06.2014 r. pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna (PSE S.A.).

W zakres podstawowych obowiązków OSP wpisuje się:

- bilansowanie i zarządzanie ruchem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), w tym m.in. równoważenie bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną, zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakości energii elektrycznej,
- świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE,
- utrzymanie majątku sieci przesyłowej,
- zapewnienie niezbędnego rozwoju Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP) poprzez inwestycje infrastrukturalne, w tym również zarządzanie i rozwój połączeń transgranicznych.

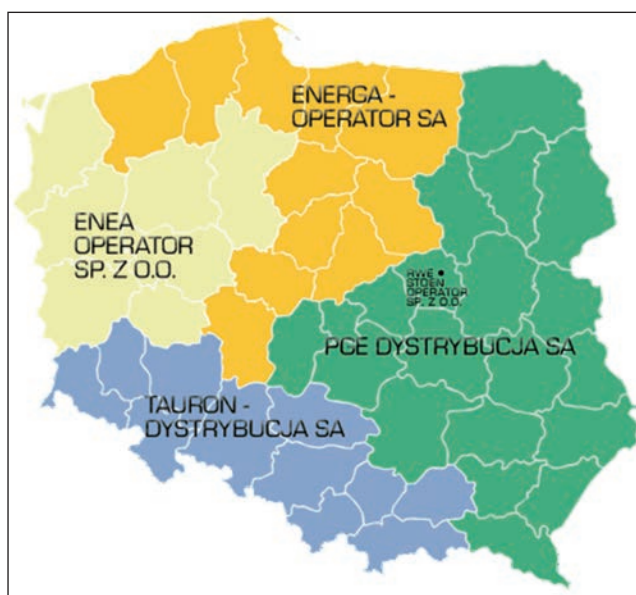
Schemat krajowej sieci przesyłowej przedstawia rys. 5.1.



Rys. 5.1. Krajowa Sieć Przesyłowa (Źródło: [5/1])

Mając na uwadze obecne oraz przewidywane w perspektywie długoterminowej uwarunkowania systemowe, niezbędny jest znaczący rozwój sieci przesyłowej, który w szczególności został zdefiniowany w dokumencie pod nazwą „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025” (PRSP), opracowanym przez PSE S.A.

Do odbiorców końcowych energia elektryczna przesyłana jest poprzez sieć dystrybucyjną (sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć), stanowiącą własność spółek – operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Za jej ruch, na danym obszarze, jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego. Zasięg terytorialny sieci dystrybucyjnej pięciu największych OSD (z zaznaczonymi granicami oddziałów) pokazano na rys. 5.2.



Rys. 5.2. Najwięksi polscy operatorzy systemów dystrybucyjnych OSD.
Źródło: <http://www.rynek-energii-elektrycznej.cire.pl>

Operator systemu dystrybucyjnego (OSD), na podstawie ustawy z dnia 10.04.1997 r. Prawo energetyczne odpowiada za:

- ruch sieciowy w dystrybucyjnym systemie elektroenergetycznym,
- bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu,
- eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej i połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Z uwagi na ograniczoną objętość raportu duży obszar zagadnień w zakresie kwestii dotyczących sieci dystrybucyjnych nie jest w dalszej części tekstu rozwijany.

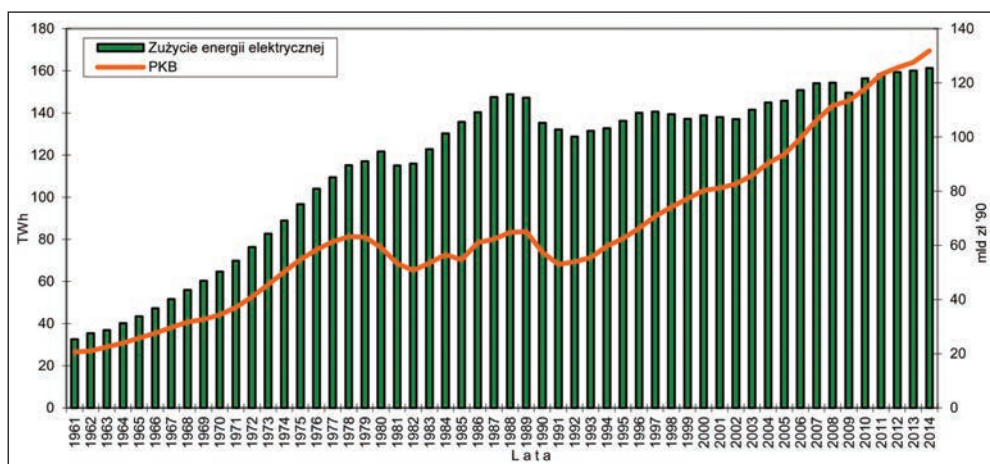
5.1.2. PROGI, ZAŁOŻENIA PRZYJMOWANE DLA ROZBUDOWY SIECI PRZESYŁOWEJ

Wytyczne dotyczące wymaganego rozwoju sieci przesyłowej wynikają z przewidywanych w przyszłości różnorodnych uwarunkowań systemowych oraz strategii rozwoju gospodarczego kraju przyjętej w Polityce Energetycznej Polski. Podstawowe czynniki mające wpływ na zakres rozwoju sieci przesyłowej to prognozowany przyrost zapotrzebowania na moc i energię elektryczną kraju i jego poszczególnych obszarów, zmiany w strukturze wytwarzania, wymagany rozwój połączeń transgranicznych oraz inne kierunki rozwoju wynikające ze strategii gospodarczej ujętej w Polityce Energetycznej Polski.

Prognoza zapotrzebowania na energię i moc elektryczną

Przy tworzeniu długoterminowych planów rozwojowych i prognoz dotyczących stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej duże znaczenie mają dwa czynniki – wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zmiany w strukturze i lokalizacji jednostek wytwórczych energii elektrycznej.

Popyt na energię elektryczną jest zdeterminowany przez kilka wskaźników, wśród których bardzo istotnym jest wzrost gospodarczy, opisywany za pomocą zmiennych makroekonomicznych. Na rys. 5.3 przedstawiono relację pomiędzy zużyciem energii elektrycznej ogółem w kraju, a produktem krajowym brutto – PKB w latach 1961-2014.



Rys. 5.3. Zużycie energii elektrycznej ogółem i produkt krajowy brutto w latach 1961-2014 (w cenach stałych 1990 r.). (Źródło: ARE i GUS)

W okresie do 2025 r. prognozuje się stabilny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na średniorocznym poziomie 1,5% (ok. 190 TWh w r. 2025) oraz zapotrzebowania na moc szczytową na poziomie 1,7% średniorocznie (ok. 30 GW w perspektywie 2025).



Zmiany w strukturze wytwarzania

W kontekście odpowiedzialności OSP za szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne kraju niezwykle istotną kwestią z uwagi na prognozowany przyrost zapotrzebowania oraz przewidywane zmiany w strukturze wytwarzania (w tym w szczególności planowane wycofania mocy wytwórczych) są prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej (pkt. 5.1.3).

Z punktu widzenia potrzeb rozwoju Krajowej Sieci Przesyłowej istotnym czynnikiem są planowane do uruchomienia nowe moce wytwórcze, oparte zarówno na technologiach konwencjonalnych jak i OZE. Dla źródeł planowanych do przyłączenia do Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP), OSP jako podmiot odpowiedzialny za bezpieczeństwo funkcjonowania KSE, jest zobowiązany do rozbudowy infrastruktury sieciowej w zakresie stwarzającym warunki do wyprowadzenia mocy. Według stanu aktualnego na dzień 30.04.2015 r. moc nowych źródeł wytwórczych będących przedmiotem formalnego procesu przyłączenia do Krajowej Sieci Przesyłowej wynosi ponad 22 tys. MW, z czego ok. 14 tys. MW dotyczy źródeł konwencjonalnych, natomiast ok. 8 tys. MW farm wiatrowych.

Rozwój połączeń transgranicznych

Kolejnym elementem determinującym przyszłą strukturę KSP jest rozwój połączeń transgranicznych. Taka potrzeba wynika z wytycznych UE w zakresie integracji ogólnoeuropejskiego rynku energii, polityki energetycznej Polski wskazującej na potrzebę poprawy zdolności do wymiany mocy (do poziomu min. 20% energii zużywanej w kraju do r. 2020 oraz 25% do 2030 r.) oraz warunków bezpieczeństwa pracy KSE (ograniczenie przepływów nieplanowych, poprawa bilansu energetycznego).

Potencjalne kierunki rozwoju KSP w dalszej perspektywie czasowej

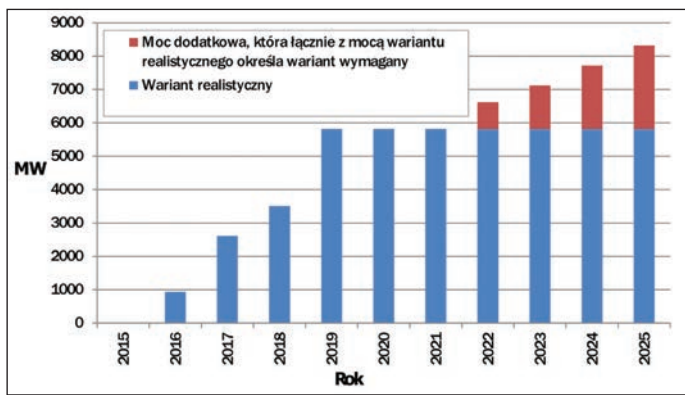
Planowanie rozwoju sieci przesyłowej wymaga uwzględnienia także dalszych, potencjalnych kierunków rozwoju systemu, mogących wystąpić w dłuższym horyzoncie czasowym (wynikających z obecnie kształtujących się czynników oraz przyjętej strategii gospodarczej ujętej w Polityce Energetycznej Polski), a zaplanowana rozbudowa stwarzać warunki do ich realizacji. Na uwadze należy mieć budowę kolejnych sprzężeń z siecią dystrybucyjną, przyłączanie nowych źródeł wytwórczych (w tym pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce), nowe połączenia transgraniczne (trzecia linia wymiany z systemem niemieckim), rozwój sieci morskich.

5.1.3. BEZPIECZEŃSTWO DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Istotną kwestię w zakresie rozwoju KSE stanowią prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Są to analizy bilansowe oceniające możliwości pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na moc w okresie długoterminowym. Mają one na celu identyfikację potencjalnych zagrożeń w zapewnieniu bilansu ener-

tycznego kraju, a także stanowią ważny element w określaniu wytycznych, co do ewentualnych potrzeb w zakresie środków zaradczych poprawy bilansu (możliwych do zastosowania przez OSP) oraz w zakresie potrzeb rozwoju sektora wytwórczego.

Przeprowadzone analizy bilansowe wskazują, że do 2020 r. niezbędna jest budowa nowych źródeł systemowych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 6 tys. MW. Obecnie prowadzone działania inwestycyjne w tym zakresie odpowiadają zidentyfikowanym potrzebom. Jednakże z uwagi na fakt, że planowane terminy oddawania do eksploatacji budowanych jednostek są późniejsze niż wystąpienie największych potrzeb, dla zachowania nadwyżki mocy na wymaganym poziomie koniecznym może okazać się zastosowanie przez OSP w latach 2016-2018 innych środków zaradczych. Zgodnie z uzyskanymi wynikami symulacji w okresie 2022-2025 zaistnieje potrzeba wybudowania dodatkowych jednostek systemowych o sumarycznej mocy ok. 2000-2500 MW. Całkowite potrzeby uruchomienia nowej mocy systemowych w okresie 2015-2025 należy szacować więc na poziom ok. 8-8,5 tys. MW. Wyniki przeprowadzonych przez OSP analiz bilansowych przedstawiono na rysunkach 5.4 i 5.5 oraz w tabeli 5.1.

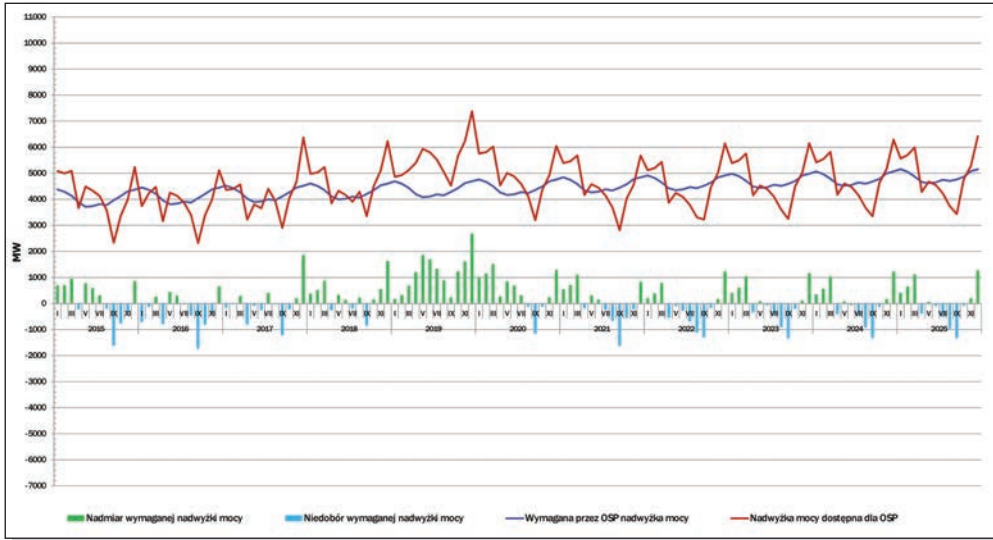


Rys. 5.4. Sumaryczne zestawienie przyrostu nowych mocy systemowych dla wariantu wymaganego (Źródło: [5/1])

Tabela 5.1 Sumaryczne przyrosty nowych mocy dla wariantu wymaganego [MW]

Rok	2020	2025
Moc dodatkowa	0	2 500
Moc w wariacie wymaganym	5 800	8 300

Biorąc pod uwagę aktualne lokalizacje krajowych źródeł wytwórczych (umiejscowione głównie w centralnej i południowej Polsce) preferowanymi lokalizacjami dla nowych elektrowni są obszary, na których nie występuje znacząca generacja mocy. Dotyczy to przede wszystkim obszaru północnej Polski oraz aglomeracji miejskich. Jednocześnie, biorąc pod uwagę planowane wycofania istniejących źródeł wytwór-



Rys. 5.5 Wynik bilansu mocy dla wariantu wymaganego rozwoju nowych źródeł (z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych OSP); (Źródło: [5/1])

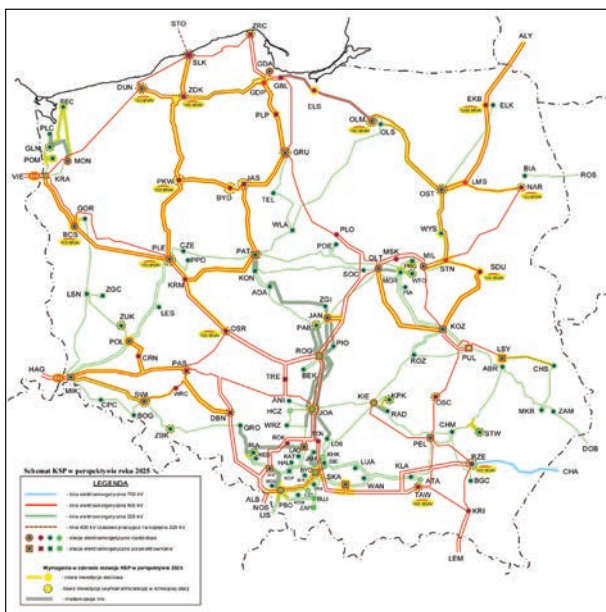
czych oraz istniejącą infrastrukturę sieciową dostosowaną dla wyprowadzenia mocy z wycofywanych bloków, zasadna jest lokalizacja (odbudowa) nowych jednostek wytwórczych również w istniejących lokalizacjach. W tym kontekście, analizując planowane źródła wytwórcze dla których zostały wydane warunki przyłączenia oraz zostały zawarte umowy o przyłączenie należy stwierdzić, że wszystkie rozpatrywane lokalizacje spełniają wyżej wymienione uwarunkowania.

5.2. SIECIOWE PRIORYTETY INWESTYCYJNE – BUDOWA, ROZBUDOWA I MODERNIZACJA

5.2.1. ROZWÓJ SIECI PRZESYŁOWEJ W PERSPEKTYWIE ROKU 2025

W wyniku szczegółowych analiz warunków pracy sieci zamkniętej 400, 220 i 110 kV w zakresie spełnienia wymogów bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE w aspekcie przewidywanych w analizowanym okresie uwarunkowań systemowych zdefiniowano potrzeby dotyczące rozwoju KSP. Szczegóły w tym zakresie przedstawiono na rys. 5.6.

Opracowany projekt rozwoju KSP, poza rozbudową sieci wewnętrznej, uwzględnia również rozbudowę połączeń z systemami elektroenergetycznymi sąsiadujących krajów, która poza poprawą warunków do funkcjonowania europejskiego rynku energii, w sposób istotny wpłynie również na poprawę bezpieczeństwa i bilansu energetycznego KSE. Ujęta rozbudowa połączeń transgranicznych uwzględnia:



Rys. 5.6. Sieć przesyłowa 400 i 220 kV, inwestycje zaplanowane w perspektywie 2025 r. Źródło: [5/1]

- rozbudowę połączenia asynchronicznego 400 kV Polska – Litwa (w realizacji) – umożliwienie wymiany mocy z systemem litewskim w docelowej wielkości 1000 MW,
- rozbudowę połączeń Polska – Niemcy (instalacja przesuwników fazowych na istniejących liniach wymiany) – zwiększenie zdolności wymiany mocy o 1500 MW (eksport) i 500 MW (import),
- wzmocnienie KSP na zachodzie kraju, w rejonie przygranicznych stacji NN Krajnik i Mikułowa – stanowiące m.in. kontynuację (po instalacji przesuwników fazowych) rozbudowy sieci umożliwiającej poprawę warunków do między-systemowej wymiany mocy (zwiększenie zdolności do importu do poziomu ok. 2000 MW).

Efekty rzeczowe

Efekty w zakresie rozbudowy infrastruktury KSP, wynikające z zaplanowanych zadań inwestycyjnych są następujące:

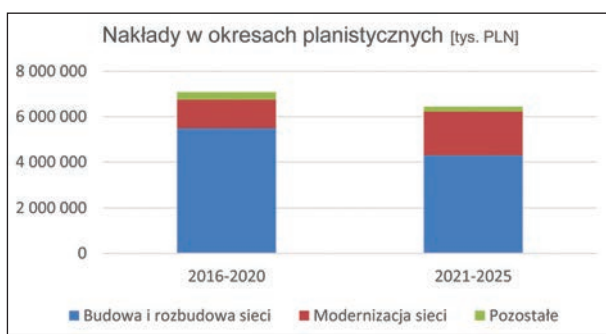
- budowa ponad 4000 km nowych torów linii 400 kV,
- modernizacja linii 400 i 220 kV o łącznej długości ok. 1000 km,
- zwiększenie zdolności transformacji pomiędzy poszczególnymi poziomami napięć:
 - 400/220 kV – przyrost o ponad 4 tys. MVA,
 - 400/110 kV – przyrost o ponad 8 tys. MVA,
 - 220/110 kV – przyrost o ponad 2 tys. MVA,
- zwiększenie zdolności regulacyjnych mocy biernej.

Efekty finansowe

Łączne nakłady inwestycyjne związane z zaplanowanym rozwojem KSP szacuje się na kwotę ponad 13,5 mld zł. W pierwszym okresie pięcioletnim planowane nakłady wynoszą nieco ponad 7 mld zł, z tego 78% stanowią nakłady na budowę nowych obiektów sieci przesyłowej, natomiast blisko 18% dotyczy modernizacji obiektów sieci przesyłowej. Wynika to z faktu przyłączenia do sieci nowych jednostek wytwórczych oraz z konieczności dostosowania sieci przesyłowej do zmiennych kierunków przepływu mocy (z północy na południe przy dużej generacji FW i z południa na północ przy małej generacji FW).

W drugim okresie pięcioletnim objętym planem rozwoju, planowane nakłady inwestycyjne oszacowano na kwotę ponad 6,4 mld zł w cenach stałych 2015 r. W porównaniu z pierwszym okresem pięcioletnim, w strukturze nakładów nadal dominantę (blisko 67%) stanowią nakłady na budowę nowych obiektów sieci przesyłowej lecz wysokość tych nakładów wynika z pierwszych dwóch lat okresu pięcioletniego (lat kończenia zadań z pierwszego okresu pięcioletniego). Natomiast nakłady na modernizację obiektów sieci przesyłowej rosną i stanowią ponad 30% nakładów całkowitych. W następnych latach udział nakładów na modernizację obiektów sieci przesyłowej znacznie wzrasta.

Oszacowane nakłady inwestycyjne związane z realizacją zaplanowanych zadań przedstawiono na Rys. 5.7.



Rys. 5.7. Struktura planowanych nakładów związanych z realizacją zadań ujętych w PRSP [5/1].

Efekty systemowe

Realizacja zaplanowanych działań inwestycyjnych zapewni:

- wystarczające zdolności przesyłowe wynikające z prognozowanego do 2025 r. zapotrzebowania na moc i energię elektryczną poszczególnych obszarów KSE,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy z nowych źródeł wytwórczych opartych na technologiach konwencjonalnych posiadających wydane warunki przyłączenia i/lub podpisane umowy przyłączeniowe,

- zdolności przesyłowe do przyłączenia i wyprowadzenia mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych na poziomie pozwalającym na spełnienie wymaganych wskaźników udziału OZE w bilansie energetycznym kraju,
- możliwości redukcji nieplanowych przepływów mocy,
- zwiększenie pewności zasilania dużych centrów odbioru,
- wzrost zdolności do wymiany mocy z innymi systemami pracującymi synchronicznie,
- wzmocnienie roli systemu przesyłowego w KSE poprzez rozbudowę sieci,
- zwiększenie zdolności do regulacji napięć,
- stworzenie warunków bezpiecznej pracy KSE zapewniając współpracę źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych charakterystykach pracy,
- zwiększenie elastyczności ruchowej systemu przesyłowego umożliwiającej odstąpienie z ruchu do prac eksploatacyjnych i remontowych ważnych elementów sieci, których wyłączenie przy obecnym kształcie i obciążeniu sieci jest trudne,
- poprawę efektywności wykorzystania energii elektrycznej,
- stworzenie płaszczyzny do dalszej rozbudowy sieci (potencjalne kierunki rozwoju),
- realizację strategicznych celów krajowych określonych w Polityce Energetycznej Polski 2030 i Polityce Energetycznej Polski 2050.

5.2.2. KWESTIE FORMALNOPRAWNE DOTYCZĄCE ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWYCH

Bardzo istotnym czynnikiem, który ma wpływ na ograniczenie barier formalnoprawnych regulujących przygotowanie i realizację inwestycji w zakresie elektroenergetycznych sieci przesyłowych jest niewątpliwie podpisana w dniu 5 sierpnia 2015 r. przez Prezydenta RP Ustawa o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

Ustawa ma realizować Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009, którego celem jest odpowiednie wsparcie strategicznych inwestycji energetycznych określanych jako projekty wspólnego zainteresowania (PCI), zapewniające przyspieszenie realizacji tych inwestycji.

Główne ułatwienia zawarte w ww. ustawie dotyczą skrócenia procedur niezbędnych do uzyskania wymaganych decyzji, zgód i pozwoleń potrzebnych do rozpoczęcia budowy oraz ograniczenia liczby pozwoleń niezbędnych do rozpoczęcia inwestycji.

Ustawa, dając szereg nowych uprawnień Operatorowi Systemu Przesyłowego, nie zwalnia tym samym ze stosowania uregulowań ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochro-



nie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, więc można ją rozpatrywać wyłącznie przez pryzmat uproszczenia i przyspieszenia procedur, bez powodowania ryzyka niezachowania obowiązujących w kraju norm i zasad.

Ww. ustawa jest krokiem w dobrym kierunku, pozwoli na sprawniejsze przeprowadzenie niezbędnych inwestycji liniowych. Niemniej jednak w celu ułatwienia i umożliwienia przeprowadzenia pełnej transformacji systemu elektroenergetycznego, która wymuszona jest zmieniającymi się uwarunkowaniami, konieczne są dalsze kroki prawne.

Muszą one umożliwić uregulowanie nowopowstałych bytów, takich jak chociażby aktywni odbiorcy, agregatorzy czy instalacje magazynowania energii. Powinny stworzyć właściwe ramy prawne dla prowadzenia dalszych działań, pozwalających na utworzenie przyjaznego dla środowiska naturalnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego, który będzie jednym, współdziałającym organizmem, poczynając od instalacji wytwórczej, przez sieci przesyłowe i dystrybucyjne, aż do instalacji odbiorczych i prosumenckich.

Należy także podkreślić, że przepisy powyższej ustawy nie dotyczą sieci elektroenergetycznych będących własnością OSD, co oznacza dalsze problemy z utrzymaniem i lokalizacją infrastruktury sieci dystrybucyjnej.

5.2.3. UWAGI KOŃCOWE

Rozwój sieci przesyłowej należy planować w sposób zrównoważony, realizując cele i kierunki rozwoju sektora energetycznego wskazane w polityce energetycznej kraju, w tym m.in. dywersyfikację technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Rozwój systemu przesyłowego musi zapewnić stworzenie warunków technicznych dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną poszczególnych obszarów kraju, wyprowadzenie mocy z planowanych do uruchomienia nowych źródeł wytwórczych oraz poprawę warunków do integracji ogólnoeuropejskiego rynku energii.

NOWY PORZĄDEK PRAWNY DLA PRZYSPIESZENIA ROZWOJU I MODERNIZACJI ENERGETYKI

6.1 NOWE REGULACJE PRAWNE DLA WSPÓŁPRACY ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ I SIECI INTELIGENTNYCH Z SYSTEMEM KRAJOWYM

W odniesieniu do opisanych w p. 2.6 sieci inteligentnych ISE szereg nowych rozwiązań wynikających z rozwoju elektroniki sygnałowej i energoelektroniki, jak np. innowacyjne techniki pomiarowe dla linii i ich otoczenia (pozwalające na przejście z modelu statycznego wyznaczania termicznej obciążalności linii na model dynamiczny), bądź systemy pomiarowe pozwalające na monitorowanie parametrów elektrycznych pracującej sieci elektroenergetycznej na rozległym obszarze WAMS (*Wide Area Measurement System*), to rozwiązania niewymagające jakichkolwiek zmian w regulacjach prawnych.

Jednakże taki stan rzeczy nie dotyczy wszystkich pojawiających się nowych technologii, które stanowią szansę na poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, ale pod wieloma względami stanowią również spore wyzwanie. W aktualnym stanie prawnym w Polsce brak jest rozwiązań systemowych w zakresie inteligentnego opomiarowania odbiorców końcowych (inteligentnych liczników). W większości krajów europejskich opracowano politykę wprowadzania inteligentnych liczników do powszechnego użytku. Sieć inteligentna pozwala również na efektywne zarządzanie i implementację na dużą skalę źródeł rozproszonych, w tym odnawialnych.

Obecnie znajdujemy się na początku procesu zmian zasad rządzących przepływami w sieci elektroenergetycznej z ruchu jednokierunkowego na ruch dwukierunkowy. Implementacja odnawialnych źródeł energii instalowanych na niskim napięciu będzie powodowała, że naturalny jak dotychczas w sieciach dystrybucyjnych przepływ energii w stronę odbiorcy będzie podlegał zmianom.

W Unii Europejskiej trwają dyskusje nad zakresem i sposobami opłacania Operacyjnej Rezerwy Mocy ORM. Jedną z propozycji jest rozłożenie kosztów równomiernie na wszystkich odbiorców energii elektrycznej, inna – to obciążenie kosztami ORM tych niestabilnych i niesterowalnych źródeł energii odnawialnej, a więc wiatraków i paneli fotowoltaicznych [6/1]. Decyzje będą podejmowane z uwzględnieniem nie tylko postulatów energetyki – która potrzebuje stabilnych i niezawodnych dostaw mocy



– ale i polityki Unii Europejskiej, zmierzającej do wprowadzenia jak największego udziału „czystej” energii do miksu energetycznego.

Istotnym bodźcem do wprowadzania mikroinstalacji OZE jest Ustawa o OZE przyjęta przez Sejm w dniu 20 lutego 2015 r. [6/2]. Nakłada ona na operatora sieci obowiązek zakupu niewykorzystanej energii z mikroinstalacji po cenach gwarantowanych, a w 2016 r. ma być przyjęta nowelizacja tej ustawy, rozszerzająca zakres zakupu energii wytworzonej w mikroinstalacjach OZE również na energię zużytą przez producenta do potrzeb własnych. Przepis ten będzie pozytywnie stymulował rozwój energetyki prosumenckiej.

Ustawa oprócz systemu zachęty finansowej wprowadza szereg ułatwień administracyjnych. Wprowadza m.in. zwolnienie z obowiązku rejestracji działalności gospodarczej oraz posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, jak również wprowadza ułatwienia w przyłączaniu takich źródeł do sieci.

Należy dążyć do wprowadzania rozwiązań prawnych pozwalających na intensyfikację działań na rzecz popularyzacji generacji rozproszonej.

Inaczej przedstawia się kwestia prawna dla systemów magazynowania energii elektrycznej. Ustawa o odnawialnych źródłach wprowadza wyłącznie definicję magazynu energii elektrycznej jako wyodrębnionego urządzenia lub zespołu urządzeń służących do magazynowania energii elektrycznej w innej postaci energii powstałej w wyniku procesów technologicznych lub chemicznych. Poza tą ustawą w polskim prawie nie ma odniesień dotyczących magazynowania, a mając na względzie aktualny dynamiczny rozwój technologii i zastosowań magazynów energii elektrycznej to za mało.

Potrzeba uregulowania kwestii statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej staje się wyjątkowo ważna również z innych powodów. W chwili obecnej wykorzystanie magazynowania energii elektrycznej w powiązaniu z instalacjami wytwórczymi wykorzystującymi energię wiatru jest jedynym rozwiązaniem, które pozwoli na zwiększanie integracji farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym, przy jednoczesnej maksymalizacji ich wykorzystania.

Inną, pośrednią drogą, która mogłaby pomóc w uniknięciu potrzeby ponoszenia dodatkowych kosztów, związanych z budową magazynów energii współpracujących z farmami wiatrowymi przy jednoczesnym zwiększeniu dopuszczalnego stopnia ich udziału w systemie, byłoby wprowadzenie regulacji prawnych, które pozwoliłyby operatorom systemów ograniczać generację takich źródeł do z góry określonego poziomu (np. 70% mocy zainstalowanej) w sytuacji, kiedy generowana w farmach wiatrowych moc w systemie nie może być odebrana, ze względu na zbyt niskie zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Takie podejście, przy stosunkowo niedużym ryzyku po stronie wytwórców energii, pozwoliłoby na złagodzenie warunków stawianych inwestorom, przynajmniej do czasu, w którym technologie magazynowania energii staną się wystarczająco dojrzałe i efektywne ekonomicznie.

Innym kierunkiem zmian w systemie elektroenergetycznym, powiązaniem z technologiami „smart” jest wykorzystanie potencjału odbiorców. W zakresie usług dotyczących reakcji strony popytowej DSR (*Demand Side Response*) ważną kwestią jest wdrożenie zapisów dyrektywy 2012/27/WE [6/3].

Wdrożenie dyrektywy powinno ułatwić rozwój rynku usług DSR. Dalsze działania powinny stworzyć dogodne warunki dla operatorów sieci i przedsiębiorstw obrotu do wprowadzenia taryf dynamicznych co będzie przekładać się na obniżenie szczytowego zapotrzebowania, umocować prawnie agregatorów, stworzyć równoprawne warunki udziału usług DSR na konkurencyjnych zasadach w rynku bilansującym i w rynku usług systemowych.

6.2. NOWE REGULACJE PRAWNE W ZAKRESIE WYMAGAŃ SPECJALNYCH DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ I OCHRONY RADIOLOGICZNEJ

Po podjęciu przez Rząd Polski decyzji o rozpoczęciu programu energetyki jądrowej wykonano pracę legislacyjną, której efektem jest zmodernizowane Prawo atomowe, zestaw rozporządzeń regulujących różne aspekty bezpieczeństwa elektrowni jądrowych (EJ) oraz ustawa inwestycyjna, określająca działania w czasie przygotowania i realizacji inwestycji jądrowych (listę dokumentów podano w [6/4]: [6/4.1] ÷ [6/4.13]. Do charakterystycznych cech tych dokumentów należy między innymi:

- określenie wymagań bezpieczeństwa jądrowego w odniesieniu do projektu elektrowni jądrowej, np. wymaganie, by reaktor był otoczony podwójną obudową bezpieczeństwa (pierwotną i wtórną), odporną na uderzenie samolotu i na ciśnienie powodowane przez zagrożenia wewnątrz elektrowni, oraz oddziaływanie fali uderzeniowej w razie wybuchu zewnętrznego. Przy tym wtórna obudowa bezpieczeństwa musi obejmować co najmniej wszystkie przepusty i przejścia prowadzące do wnętrza obudowy pierwotnej,
- zapewnienie bezpieczeństwa ludności mieszkającej wokół elektrowni jądrowej przez przyjęcie bardzo ostrych wymagań dla dozwolonych dawek promieniowania na granicy obszaru ograniczonego użytkowania w razie awarii (poniżej 10 mSv w ciągu roku po awarii) i częstości awarii (awarie ze stopieniem rdzenia i utratą szczelności obudowy bezpieczeństwa nie mogą zdarzać się częściej niż raz na milion lat),
- wprowadzenie ostrych wymagań dotyczących lokalizacji elektrowni jądrowej i jej cech bezpieczeństwa, aby możliwie najgroźniejsze warunki i zjawiska naturalne lub zagrożenia powodowane przez człowieka, nie zagrażały utratą bezpieczeństwa elektrowni jądrowej,
- ustanowienie funduszu na unieszkodliwianie odpadów promieniotwórczych i likwidację elektrowni jądrowej, tworzonego ze składek płaconych przez operatora elektrowni w ciągu całego okresu życia elektrowni i pozostającego pod nadzorem niezależnym od właściciela elektrowni,



- potwierdzenie pełnej niezależności dozoru jądrowego od właściciela elektrowni jądrowej i od organizacji rządowych powołanych do wspierania rozwoju energetyki jądrowej.

Przepisy znowelizowanego Prawa atomowego i rozporządzeń wykonawczych dotyczących obiektów jądrowych oparte są na najnowszych standardach międzynarodowych, takich jak standardy bezpieczeństwa jądrowego Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA), odpowiednie dyrektywy UE (EURATOM), zalecenia Stowarzyszenia Zachodnioeuropejskich Dozorów Jądrowych (WENRA) i wymagania europejskich przedsiębiorstw energetycznych (EUR), a także na wymaganiach odpowiednich przepisów bezpieczeństwa jądrowego krajów wiodących w dziedzinie energetyki jądrowej. Niestety w dążeniu do zapewnienia maksymalnego bezpieczeństwa, przy jednoczesnym maksymalizowaniu roli społeczeństwa, wprowadzono do ustaw i rozporządzeń pewne ustalenia powodujące duplikowanie działań (np. wielokrotne przeprowadzanie konsultacji społecznych), niepotrzebne opóźnienia procesu budowy elektrowni, a nawet przerzucanie odpowiedzialności za decyzje ekspertów na instytucje nie mające potrzebnych do tego kompetencji (np. na sejmik wojewódzki).

Przykłady takich niewłaściwych wymagań podane są w załączniku głównym ZG[6.1].

Prace legislacyjne nie są jeszcze zakończone. W szczególności, konieczne jest kolejne znowelizowanie ustawy Prawo atomowe w celu implementacji wymagań nowej dyrektywy BSS (2013/59/EURATOM) określającej podstawowe standardy ochrony przed promieniowaniem a także skorygowania pewnych nieprawidłowych zapisów odnoszących się do zezwoleń (w szczególności na rozruch i eksploatację EJ), oraz wydanie nowego rozporządzenia dotyczącego planowania i przygotowań awaryjnych. Ponadto, w końcowej fazie procesu legislacyjnego znajduje się rozporządzenie (będące aktem wykonawczym do ustawy o dozorcze technicznym) w sprawie warunków technicznych dla urządzeń w EJ.

W odniesieniu do elektrowni jądrowych wielkiej mocy, jakie mają powstać w pierwszej kolejności w Polsce, potrzebne są także szczegółowe wytyczne dozoru jądrowego – którego funkcje pełni Państwowa Agencja Atomistyki – określające szczegółowe zalecenia dla szeregu zagadnień ważnych dla bezpieczeństwa elektrowni jądrowych i okolicznej ludności. Są to na przykład kwestie związane z wyborem warunków atmosferycznych, dla których wykonywane są obliczenia dawek na granicy obszaru ograniczonego użytkowania, zalecenia odnośnie kwalifikowania konstrukcji, systemów i urządzeń ważnych dla bezpieczeństwa tak, aby była pewność, że będą one spełniały swe funkcje w warunkach awaryjnych, czy też ustalenia odnośnie strefy planowania awaryjnego w przypadku budowy nowych reaktorów generacji III i III+, charakteryzujących się podwyższonym bezpieczeństwem. Wiele tych przepisów można przejąć z dokumentów opracowanych przez MAEA, ale tam, gdzie przepisy poszczególnych krajów są rozbieżne, MAEA pozostawia decyzję poszczególnym krajom członkowskim. Oznacza to, że w Polsce ostatecznych ustaleń musi dokonać Państwowa Agencja Atomistyki.

Trzeba też przygotowywać przepisy dla budowy modułowych reaktorów małej mocy, które w dalszej przyszłości mogą być budowane pod ziemią lub w inny sposób zapewniać bezpieczeństwo okolicznej ludności. Szereg projektów takich reaktorów jest obecnie w fazie opracowywania i należy oczekiwać że pierwsze reaktory demonstracyjne będą pracowały w następnej dekadzie. Mogą one okazać się atrakcyjne ze względu na krótki czas budowy i wyposażenie ich we wbudowane (inherentne) cechy bezpieczeństwa, pozwalające na ich lokalizowanie blisko dużych miast. Ta ostatnia cecha jest bardzo istotna, bo pozwala ona na wykorzystanie tych reaktorów do tworzenia elektrociepłowni jądrowych, bardzo potrzebnych w Polsce, ale wymaga utworzenia nowego systemu prawnego, który zezwoli na lokowanie tych reaktorów w sąsiedztwie dużych skupisk ludności.

W perspektywie wprowadzenia do energetyki reaktorów IV generacji, czego można oczekiwać w połowie stulecia, trzeba będzie także opracować przepisy umożliwiające przerób i recykling paliwa, tak by wielokrotnie zwiększyć ilość energii uzyskiwanej z uranu i plutonu przez wykorzystywanie paliwa częściowo wypalonego. Obecnie recykling paliwa prowadzony jest w ograniczonym zakresie i obejmuje tylko dwukrotne wykorzystanie materiałów rozszczepialnych, natomiast po wprowadzeniu do energetyki prędkich reaktorów powielających, pracujących już obecnie w kilku krajach, recykling paliwa stanie się normalnym procesem produkcyjnym, dzięki któremu wystarczalność ziemskich zasobów uranu może się zwiększyć nawet kilkadziesiąt razy z pożytkiem dla energetyki.

Ten przegląd problemów związanych z przepisami o bezpieczeństwie jądrowym i ochronie radiologicznej nie byłby pełny, gdybyśmy pominęli bardzo ważny aspekt przepisów obecnie obowiązujących na świecie, mianowicie nieuzasadnione stosowanie hipotezy, że każda nawet najmniejsza dawka promieniowania może powodować wzrost prawdopodobieństwa zachorowania na raka.

Nie ulega wątpliwości, że wysokie dawki promieniowania otrzymywane w krótkim czasie – np. po wybuchu bomby atomowej – powodują zachorowania na raka. Z drugiej strony dziesiątki badań populacji ludzkiej i tysiące badań istot żywych wykazały, że małe dawki promieniowania, porównywalne z promieniowaniem tła na Ziemi, nie powodują wzrostu zachorowań, a przeciwnie, zwykle towarzyszy im zmniejszona częstość chorób nowotworowych. Jest to skutkiem odmiennych procesów występujących w organizmach żywych po dużych dawkach – niszczących komórki żywe – i po małych dawkach – pobudzających procesy obronne organizmów.

Wprowadzenie hipotezy o liniowej bezprogowej zależności częstości zachorowań na raka od wielkości dawki oznacza zignorowanie różnic w tych procesach i jest sprzeczne ze współczesną wiedzą o biologicznych skutkach promieniowania. Przyjęte ono było w połowie XX wieku przez naukowców, chcących w ten sposób przekonać społeczeństwo o szkodliwości próbnych wybuchów bomb atomowych i zmusić



rządy do przerwania wyścigu zbrojeń. Cel ten został osiągnięty, ale późniejsze badania naukowe wykazały, że hipoteza o liniowej bezprogowej zależności zachorowań od dawki promieniowania nie ma podstaw naukowych.

Dyskusje co do sposobu zmodyfikowania przepisów tak, aby uwzględniały te różnice w reakcji organizmu na małe dawki trwają i zapewne nie zakończą się prędko. Uwzględnienie, że małe dawki nie są szkodliwe, a mogą wywierać wpływ dobroczynny na organizm, miałyby daleko idące skutki, począwszy od modyfikacji przepisów regulujących dawki dopuszczalne podczas pracy elektrowni i działania interwencyjne po awariach reaktora, a skończywszy na zmianie nastawienia społeczeństwa do energetyki jądrowej. Myśląc o energii elektrycznej dla pokoleń należy pamiętać o tej perspektywie zmian poglądów naukowców – i społeczeństwa.

6.3. NOWE REGULACJE PRAWNE DLA TRANSFERU ENERGII ODZYSKIWANEJ Z SYSTEMÓW ELEKTROMECHANICZNYCH DO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO LUB INNYCH ODBIORCÓW²⁹ [6/5]

6.3.1. ZAGADNIENIA DOTYCZĄCE ZWROTU ENERGII HAMOWANIA DO ZASILAJĄCEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

W szeregu krajach UE (Hiszpania, W. Brytania, Szwecja) [6/6] wprowadzono unormowania prawne pozwalające na zwrot nadwyżkowej energii hamowania odzyskowego z systemu zasilania trakcji elektrycznej do zasilającej podstacje trakcyjne sieci elektroenergetycznej. Wymagane jest, aby zarządca infrastruktury kolejowej przy współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego ustalił warunki funkcjonowania podstacji trakcyjnych tak, by sprostać wymogom rynku energii elektrycznej [6/7]. Ważne są także kwestie rozliczeń za dostarczoną/zwróconą energię i wymagania jakościowe oraz to, jak traktować podstację trakcyjną, która jest nie tylko odbiorcą ale i dostawcą energii, przy czym pobierane jest wielokrotnie więcej energii niż zwracane do sieci zasilającej. Przy stosowaniu zasilania trakcyjnego AC nie jest konieczna dobudowa falowników sieciowych w podstacjach prostownikowych. W Polsce ze względu na stosowanie wyłącznie systemów zasilania DC, tak w trakcji kolejowej jak i miejskiej instalowanie takich falowników jest niezbędne.

W odniesieniu do nietechnicznych ograniczeń zarządzania energią elektryczną, szczególnie w obszarze kolei zagadnienia te poruszano dość ogólnie w szeregu dokumentach, w szczególności w Decyzji Komisji z 18 listopada 2014 r. (2014/1301/WE) dotyczącej specyfikacji technicznej interoperacyjności podsystemu „Energia” systemu kolei w Unii (Energy TSI). Istotne jest uzyskanie zgodności przepisów dot. dosta-

²⁹⁾ Wykorzystano materiały z II Kongresu Elektryki Polskiej z grudnia 2014 r. [6/9]

wy i rozliczeń za zużyta/oddaną energię opracowanych dla kolei z przepisami dot. rynku energii elektrycznej w UE. Ważne są m. in. kwestie takie jak: wpływ systemu kolejowego jako zamkniętego systemu dystrybucji na możliwości wyboru przez przedsiębiorstwa kolejowe dostawcy energii innego niż zarządcy infrastruktury oraz możliwość zwrotu nadwyżkowej energii hamowania odzyskowego z systemu trakcyjnego do zasilającej publicznej sieci elektroenergetycznej.

6.3.2. PROBLEMY DOTYCZĄCE WYKORZYSTANIA ENERGII HAMOWANIA ODZYSKOWEGO W POLSCE

Pewne prace i działania w zakresie wykorzystania nadwyżki energii hamowania odzyskowego w systemach trakcyjnych podjęto także w Polsce [6/8]. M. in. na zlecenie PKP Energetyka S.A. została wykonana praca studialna [6/9], testowane były falowniki sieciowe w podstacji trakcyjnej tramwajów w Łodzi. Związane jest to z intensywną wymianą i modernizacją taboru elektrycznego w transporcie miejskim i kolejowym, możliwą m. in. dzięki środkom z UE.

Izba Gospodarcza Komunikacji Miejskiej czyni starania, aby oddawanie energii hamowania odzyskowego z systemu trakcyjnego DC do sieci AC zostało ujęte w Prawie Energetycznym, gdyż obecnie brakuje w Polsce rozwiązań prawnych dot. następujących zagadnień:

- definicji w Prawie Energetycznym „energii rekuperacji” i jej „koloru”,
- określenia jak należy traktować pojazdy z hamowaniem odzyskowym (na kolei moce nawet kilka MW) należące do różnych operatorów, gdy przyłączone są do sieci trakcyjnej 3 kV należącej do PKP PLK S.A., a dostawcą energii jest PKP Energetyka S.A. (obecnie podmiot prywatny). Jedynie PKP Energetyka S.A. ma koncesję na obrót, sprzedaż i generację energii elektrycznej, a rzeczywistym wytwórcą energii hamowania odzyskowego są pojazdy różnych operatorów, część tej energii zostaje zużyta w systemie trakcyjnym, nadwyżka mogłaby zostać przesłana do zasilającej podstacje sieci elektroenergetycznej,
- wymogu akceptacji przyłączanych urządzeń umożliwiających zwrot energii rekuperacji do sieci AC dla OSD (Operator Systemu Dystrybucyjnego),
- uregulowanych sposobów rozliczeń, w szczególności za energię oddawaną,
- interpretacji prawnych dotyczących rozliczenia akcyzy czy strat energii w sieciach dystrybucyjnych (sieć trakcyjna 3 kV DC) nienależących do dystrybutora energii (PKP Energetyka S.A.) i odbiorców z tej sieci (pojazdy elektryczne), którzy krótkotrwale stają się wytwórcami energii o mocy rzędu kilku MW,
- stymulacji podmiotów zwiększających efektywność energetyczną transportu (np. przez pozostawienie w gestii operatora oszczędności z tytułu ograniczania zużycia energii elektrycznej, udział w przydziale certyfikatów za zmniejszenie emisji CO₂ itp.).

NAUKA EDUKACJA PRZEMYSŁ: SYNERGICZNA WSPÓŁPRACA DLA INNOWACYJNOŚCI

7.1. SYSTEMOWE PREFERENCJE DLA PROBLEMATYKI ENERGETYCZNEJ

7.1.1. ZNACZENIE NIEZALEŻNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Dla zachowania niezależności państwa niezwykle ważna jest niezależność energetyczna. Panowanie nad źródłami energii traktuje się niekiedy jako broń strategiczną. Warto zauważyć, że o ile przynależność do NATO zapewnia Polsce bezpieczeństwo militarne, to przynależność do Unii Europejskiej wcale nie gwarantuje nam poparcia innych krajów Unii w kwestiach energetycznych, czego widocznym przykładem jest stanowisko Niemiec w sprawie nitki nr 1 i nr 2 gazociągu Nord Stream. Polityka energetyczna kształtowana przez dominujące w UE państwa stanowi zagrożenie dla niezależności energetycznej Polski (nieracjonalna dekarbonizacja). O własne bezpieczeństwo energetyczne musimy zadbać sami. Sytuacja stanie się gorsza, gdy w ciągu następnych kilku pokoleń ludzkość stanie wobec globalnego kryzysu energetycznego. Obecne odkrycia złóż gazu łupkowego w USA i w innych krajach oraz rozwój technologii jego wydobywania uciszyło przejściowo niepokoje związane z wyczerpywaniem paliw kopalnych, ale fakt, że ludzkość coraz szybciej spala ich zasoby, pozostaje niepodważalny. Myśląc o następnych pokoleniach musimy zdawać sobie z tego sprawę i dążyć do zapewnienia im bezpieczeństwa energetycznego. Od tego zależeć będzie prawdziwa niepodległość Polski. Tę prawdę warto uświadomić społeczeństwu i Rządowi.

Kwestie energetyczne winny stanowić ważną część edukacji naszego społeczeństwa. Nie można ich ograniczać do hasła walki z efektem cieplarnianym, które może stracić obecnie nadany mu priorytet. Trzeba mówić obszernie o sprawach energetyki, przeznaczając na to czas niezbędny do zrozumienia roli energii dla wielopokoleniowego rozwoju Polski. To zapewni, że nasi rodacy nie będą traktowali energii elektrycznej jako dobra otrzymywanego z gniazdka w ścianie, przesyłanego od bezimiennych i odległych instytucji, a zaczną traktować je jako rzecz najważniejszą dla naszej

cywilizacji – i to rzecz, którą możemy za kilkadziesiąt lat utracić, jeśli poważnie nie potraktujemy ostrzeżeń i nie nastawimy się na innowacyjne aplikacje w zakresie energetyki w całym obszarze funkcjonowania społeczeństwa.

Musi to być dostrzegane i wspierane nie tylko przez wąską grupę specjalistów.

7.1.2. PREFERENCJE W FINANSOWANIU BADAŃ WDROŻENIOWYCH

Wśród wielu czynników dotyczących rozwoju nauk technicznych, ocena pracy naukowców i jednostek naukowych oraz poziom finansowania badań naukowych są szczególnie ważne. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego wydało w 2015 r. kolejne rozporządzenie dotyczące kryteriów oceny i przyznawania kategorii jednostkom naukowym. Dominująca jest waga publikacji, a nie wdrożeń czy powiązań z przemysłem skutkujących pozyskiwaniem środków na badania. Np. 1 pkt do oceny uzyskuje się za (odpowiednio) 50 tys. do 100 tys. zł przychodów, a za 1 artykuł z tzw. listy B nawet do 15 punktów (tj. równoważnik prac dla przemysłu za 750 tys. do 1,5 mln zł).

Dla czasopism z tzw. listy A, np. dla 1 publikacji za 30 punktów, ten równoważnik finansowy wynosi aż 3 mln zł i jest jeszcze bardziej zniechęcający do podejmowania prac wdrożeniowych. Opatentowany w kraju wynalazek wart jest 30 punktów, tj. równowartość tylko 1 lub 2 artykułów z list A lub B. Pracownikom uczelni technicznych lub instytutów badawczych łatwiej się skupiać na pisaniu artykułów, niż na trudnej pracy nastawionej na wdrożenia, ale jeśli innowacyjny pomysł czy rozwiązanie techniczne zostało opublikowane, to nie może być później patentowane. Przy ocenie wniosków o projekty badawcze również dominuje kryterium liczby publikacji. Taki brak równowagi kryteriów oceny publikacji i prac wdrożeniowych sprawia, że powstaje znaczna liczba „publikacji dla publikacji”, a nie dla rozwoju nauk technicznych, badań stosowanych oraz innowacyjnej gospodarki. Obecny system ocen wyników pracy naukowej oraz kryteria przyznawania grantów, powodują dysproporcje wpływu czasopism na sytuację w różnych dyscyplinach naukowych. Należy przywrócić równowagę między „publikacyjną” a „wdrożeniową” oceną naukowców i jednostek naukowych, zwłaszcza w dziedzinach technicznych. Oczywiście nie umniejsza to wagi konieczności publikowania w czasopismach o najwyższej randze naukowej. Trzeba podkreślić zdecydowanie niekorzystne warunki i kryteria oceny dla wielu kierunków związanych z elektryką. W 2015 r. na tzw. „liście filadelfijskiej” nie było ani jednego czasopisma z zakresu szeroko rozumianej elektrotechniki i energetyki. Ogranicza to finansowanie prac podstawowych w elektrotechnice i energetyce ze środków NCN. W przypadku badań stosowanych i prac rozwojowych, takie determinanty indywidualnych karier naukowych, wymuszające publikacje (głównie anglojęzyczne) wyników prac przed ich ochroną patentową i wdrożeniami w gospodarce, prowadzą nie do udziału w badaniach na światowym poziomie,



a do nowego drenażu mózgow. Dlatego należy dokonać analizy oraz reformy wpływu dotychczasowych metod i kryteriów ocen na efekty pracy technicznych uczelni i innych jednostek naukowych, zdefiniowania celów i charakteru preferowanych w nich badań oraz wdrożeń, kryteriów oceny jednostek i badaczy dla stymulacji rozwoju naukowego, wdrożeń i innowacji.

Podstawą rozwoju nauki i techniki jest znana triada: teoria, badania, wdrożenie, determinująca rozwój naszej cywilizacji.

7.2. KSZTAŁCENIE NOWYCH KADR DLA ELEKTRYKI I JEJ NOWYCH KIERUNKÓW ROZWOJOWYCH

7.2.1. CHARAKTERYSTYKA STANU KADRY I BAZY EDUKACYJNEJ

Zakres problematyki REEDP obejmuje w szczególności rozwój krajowej bazy specjalistów z zakresu dyscyplin elektrotechnika i energetyka (ze specjalnościami elektroenergetyka oraz energetyka jądrowa), przy czym na obszarach interdyscyplinarnych przenikają się one z dyscyplinami pokrewnymi (automatyka i robotyka, elektronika przemysłowa, informatyka, telekomunikacja, transport, mechatronika). Rozwój energetyki jądrowej w Polsce wymagać będzie dodatkowo wykształcenia znacznej liczby profesjonalistów, dysponujących odpowiednią wiedzą i doświadczeniem z wielu dziedzin technicznych i nietechnicznych.

Do specjalizacji technicznych potrzebnych w tym zakresie należy zaliczyć m.in. fizykę (specjalności bezpieczeństwo jądrowe oraz ochrona radiologiczna), inżynierię jądrową, chemię jądrową, ochronę środowiska, automatykę, elektronikę, informatykę, a niewątpliwie kluczowe znaczenie mają kierunki studiów elektrotechnika EL i energetyka EN, z ww. specjalnościami elektroenergetyka EE oraz energetyka jądrowa EJ, odnawialne źródła energii.

Kierunki studiów EL oraz EN istnieją obecnie w 20 publicznych szkołach wyższych (w tym oba kierunki w 10; w tym 3 w filiach), tj. łącznie są 32 kierunki (w tym 20 EL i 12 EN).

Kadra z zakresu obu dyscyplin EL oraz EN liczy 3673 osoby, w tym 2586 dr., 510 dr. hab. i 577 prof.; w tym ze specjalnością EE łącznie 470 osób (12,8%), w tym 308 dr. (11,9%), 77 dr. hab. (15,1%) i 85 prof. (14,7%).

Kadra z zakresu EL liczy 2951 osób, w tym 2141 dr., 394 dr. hab. i 416 prof.; w tym ze specjalnością EE łącznie 397 osób (13,5%), w tym 263 dr. (12,3%), 64 dr. hab. (16,2%) i 70 prof. (16,8%).

Kadra z zakresu EN liczy 722 osoby, w tym 445 dr., 116 dr. hab. i 161 prof.; w tym ze specjalnością EE łącznie 73 osoby (10,1%), w tym 45 dr. (10,1%), 13 dr. hab. (11,2%) i 15 prof. (9,3%).

W polskich szkołach wyższych istnieją obecnie specjalności związane z EJ, ale przy przewadze wiedzy teoretycznej (dominuje fizyka jądrowa FJ) brak zarazem rzetelnych podstaw praktycznych wskutek słabo rozwiniętej współpracy międzynarodowej w zakresie EJ. Specjalność EJ istnieje obecnie na 26 wydziałach w 17 publicznych szkołach wyższych. Dla wszystkich dyscyplin lub specjalności z zakresu nauki, techniki i technologii jądrowych:

- **kadra łącznie** liczy 633 osoby, w tym 376 dr., 95 dr. hab. i 162 prof.; w tym:
 - ze specjalnością FJ łącznie 493 osoby (78%), w tym 282 dr. (75%), 83 dr. hab. (87%) i 128 prof. (79%);
 - ze specjalnością EJ łącznie 35 osób (5,5%), w tym 26 dr. (6,9%), 3 dr. hab. (3,2%) i 6 prof. (3,7%).

Szczególnym obszarem w zakresie EL i EE jest elektroenergetyka trakcyjna ET dla kolejowego i miejskiego transportu szynowego TS. W Polsce są to obecnie systemy prądu stałego. Realizowany jest program modernizacyjny i rozwojowy obejmujący systemy transportu w miastach (tramwaje, trolejbusy, metro) oraz wszystkie zelektryfikowane linie magistralne. Jego celem jest wprowadzenie w najbliższych latach prędkości jazdy pociągów na poziomie 250 km/h i więcej. Programy modernizacyjne dotyczą infrastruktury i taboru. Planowana jest budowa systemu kolei dużych prędkości KDP o napięciu 25 kV/50 Hz. Kierunek Transport występuje w 15 uczelniach technicznych, w tym trakcja elektryczna w 11.

W zakresie EL oraz EN, w tym EE, krajowy potencjał kadrowy i baza techniczna mogą być uznane za wystarczające dla potrzeb edukacyjnych, ale potrzebne są działania stymulujące wzrost zainteresowania młodzieży podejmowaniem studiów na tych kierunkach oraz doinwestowanie bazy laboratoryjnej. Związane jest to z dość małym zainteresowaniem studentów wyborem tych specjalności, uważanych za trudne i nieatrakcyjne. Jest to związane ze statusem tych dziedzin w gospodarce, ocenianym poprzez pryzmat zaniedbań ostatnich kilkudziesięciu lat, widocznych w sytuacjach kryzysowych i publicznie krytykowanych.

W zakresie EJ konieczne jest przyspieszenie rozwoju polskiej kadry i bazy edukacyjnej, determinującej możliwości rozwoju i kształcenia krajowych specjalistów, przy synergicznym wykorzystaniu dostępnych metod działania, w tym współpracy z siecią specjalistów MAEA, specjalistów z krajów realizujących własne programy jądrowe, współpracy z dostawcami technologii jądrowych oraz z instytucjami i organizacjami edukacyjnymi, regulacyjnymi i gospodarczymi w krajach o wysokim poziomie sektora EJ. Jest to niezbędne wobec planów budowy elektrowni jądrowej do końca 2030 r. Załedwie początkiem tego procesu jest przeznaczenie przez MNiSW w 2015 r. 12 mln zł na krótkoterminowe staże i szkolenia zagraniczne w zakresie EJ dla 120 młodych inżynierów z całej Polski. Nabytą wiedzę i umiejętności praktyczne z zakresu EJ będą przekazywać w macierzystych uczelniach i instytutach naukowych.



ET i cały TS wymaga zatrudniania kadry o szczególnych kwalifikacjach dodatkowych, związanych z TS, co jest warunkiem sprawnego działania w specyficznych okolicznościach związanych z zagrożeniami wynikającymi z pracy przy urządzeniach elektrycznych, sieci trakcyjnej pod wysokim napięciem mechanicznym, na torach etc. Sytuacja obecna jest groźna dla TS i całej gospodarki. W latach 1980-2000, gdy w Polsce znacznie zmalały kolejowe przewozy towarowe i osobowe, ograniczono wydatki na modernizację i rozwój infrastruktury. W rezultacie przemysł kolejowy zaczął ograniczać produkcję, a nawet zamykać wiele zakładów. Zaczęły zanikać w szkołach wyższych wydziały i katedry zajmujące się transportem szynowym. Proces ten postępuje do dziś. Rozpadło się szkolnictwo zawodowe, zakończyły działalność wszystkie technika kolejowe. Brak wystarczającego zaplecza edukacyjnego na poziomie wyższym i średnim dla potrzeb kadrowych sektora TS, pogłębia się luka kadrowa oceniana obecnie na ok. 1500 inżynierów, brak kadry specjalistów i bazy technicznej oraz wytwórczej dla nowych technologii w zakresie KDP. Wejście Polski do transportowych struktur unijnych sieci TEN-T wymusza konieczność zatrudniania nowej generacji magistrów inżynierów, m.in. z zakresu automatyki kolejowej, spełniających wymagania europejskich kolei XXI wieku, w tym KDP, a nadto produkcji i wdrażania nowoczesnych systemów sterowania (np. ERTMS i GSM-R). Kadra akademicka, zwłaszcza samodzielna się starzeje, brakuje kadry dla kształcenia konstruktorów, technologów czy specjalistów z zakresu taboru, infrastruktury i systemów sterowania. Widoczna jest postępująca deprecjacja zawodów związanych z TS, zwłaszcza w opinii młodzieży.

Reforma szkolnictwa podstawowego i średniego spowodowała destrukcję zawodowego szkolnictwa średniego. Wywołało to m.in. zwiększone zapotrzebowanie na inżynierów. Wprowadzenie do systemu studiów wyższych tzw. Procesu Bolońskiego (I stopień inżynierski, II – magisterski i III – doktorski) spowodowało kształcenie studentów w systemie dwustopniowym (inż. i mgr). Wymiar przedmiotów został zmniejszony, a kształcenie specjalistyczne ograniczone na rzecz ogólnego. Zazwyczaj kształcenie specjalistyczne w ograniczonym zakresie występuje na sem. VI i VII tylko w ramach części przedmiotów obieralnych. Ograniczenia finansowe uczelni utrudniają wprowadzanie specjalności o małej liczebności studentów. Wymusza to konieczność przerzucania kształcenia specjalnościowego na studia podyplomowe. W kształceniu III stopnia (studia doktoranckie) jest zastój powodowany zbyt małym stypendium doktoranckim i słabością ofert na rynku pracy. Działania MNiSW w tym zakresie są mało skuteczne i niewiele poprawiają warunki.

Sytuacja edukacyjna w polskich szkołach wyższych w zakresie elektrotechniki i energetyki jest trudna i z każdym rokiem gorsza. Wpływa na to wiele czynników, w tym zwłaszcza:

- malejąca wśród młodzieży popularność tzw. klasycznych kierunków studiów przy wzrastającym bezrefleksyjnym pędzie za modą,
- brak skutecznej informacji neutralizującej ww. szkodliwe zjawisko,

- oderwanie oferty edukacyjnej szkół wyższych od potrzeb rynku pracy,
- niż demograficzny,
- niejednorodność zasad funkcjonowania wyższych szkół publicznych i niepublicznych,
- manipulowanie strukturą kierunków kształcenia przez publiczne szkoły wyższe w walce konkurencyjnej o młodzież, w warunkach tzw. wolnego rynku kształcenia,
- słabnąca współpraca przemysłu i uczelni technicznych, brak systemowych stymulatorów w tym zakresie dla przedsiębiorców,
- wzrastająca luka pokoleniowa na polskich uczelniach publicznych zagrażająca istnieniu wielu tzw. klasycznych kierunków i specjalności,
- wycofywanie z programów nauczania wielu zagadnień ważnych dla elektrotechniki i energetyki ze względu na zanikanie kompetentnej kadry i brak naturalnej kontynuacji,
- zamykanie w krajowych uczelniach publicznych laboratoriów dydaktyczno-badawczych,
- zanikanie badań eksperymentalnych,
- malejące możliwości dokształcania ustawicznego podnoszącego kwalifikacje kadr dla przemysłu oraz dostosowywania struktury kształcenia do potrzeb rynku pracy.

Dla przeciwdziałania wyżej opisanym procesom, groźnym dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, jest konieczne opracowanie i wdrożenie programu systemowego wspierania edukacji w zakresie EL z EE, EN, EJ i ET, w tym utrzymania lub reaktywacji laboratoriów elektrotechnicznych na polskich uczelniach, bez których prowadzenie prawdziwych badań naukowych jest niemożliwe. Rozbudowa i wysoki poziom techniczny laboratoriów dydaktycznych determinują zarazem atrakcyjność prowadzonych zajęć praktycznych na tzw. kierunkach klasycznych, zwiększają możliwości udziału studentów w badaniach eksperymentalnych. Nadto w znacznie szerszym zakresie należy stwarzać warunki organizacyjne i uregulowania prawne dla przemysłu i uczelni w zakresie edukacji, w tym dla częściowego zatrudniania wybitnych specjalistów z przemysłu, fundowania stypendiów, staży, konkursów na prace dyplomowe dla studentów, wyposażania laboratoriów etc. Właściwe przygotowanie absolwentów w zakresie EL z EE, EN i EJ do pracy, oprócz dobrego przygotowania teoretycznego i praktycznego, wymaga również przekazania im wiedzy o aktualnym stanie wyposażenia technicznego przedsiębiorstw oraz podnoszenia jego poziomu. Umożliwia to m.in. rozwiązywanie problemów dla przemysłu w zakresie prac dyplomowych lub doktorskich, co zwiększa możliwości zatrudnienia absolwentów.

Jednym z podstawowych warunków realizacji celów stawionych przed sektorem elektroenergetycznym jest zapewnienie dostatecznej liczby pracowników i ich wysokich kwalifikacji. Zagadnienie ilości i jakości kadr jest niesłusznie uważane za drugorzędne w porównaniu z często podnoszonymi problemami związanymi z problemami rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej. W r. 2012 w sektorze energetycznym w Polsce działało 2765 przedsiębiorstw, i zatrudnionych było 143300 osób. W ostatnich kilku latach liczba osób zatrudnionych w sektorze malała. Rozwój ilościowy kadr



pokrywający zapotrzebowanie sektora, wzrost wiedzy, umiejętności i kompetencji zatrudnionych powinien stanowić jeden z priorytetów w planach rozwoju sektora.

Realizacja zadań modernizacyjnych wiąże się z koniecznością uruchamiania inwestycji o znacznym zakresie, często z udziałem środków UE, wprowadzania do eksploatacji nowoczesnych urządzeń, a także prowadzenia procedur przetargowych i uzgodnień z dostawcami krajowymi i zagranicznymi, testowania nowych rozwiązań itp. Nowocześnie wykształcony mgr inż. pracujący dla potrzeb przedsiębiorstwa powinien być nie tylko specjalistą technicznym o szerokich horyzontach, ale również managerem, organizatorem, negocjatorem, handlowcem. Wchodzący na rynek absolwenci szkół wyższych, w tym specjaliści z zakresu EL z EE, EN, EJ i ET powinni więc posiadać również wiedzę w zakresie prawa, posługiwać się językami obcymi oraz być przygotowani do rozwiązywania również zagadnień finansowo-prawnych i organizacyjnych.

Narzędziami politycznymi do stworzenia warunków prorozwojowych dla współpracy uczelni z przemysłem są sprawdzone na świecie, a w Polsce od lat bezskutecznie postulowane, stymulatory systemowe działań podmiotów gospodarczych, zasada wydzielania środków na B+R (np. 5%) w nakładach inwestycyjnych oraz inteligentna i trwała osłona polityczna rozwoju EL z EE, EN, EJ i ET. Ważnym narzędziem jest opracowanie w zakresie EL z EE, EN, EJ i ET nowego wykazu kierunków/specjalności zamawianych w publicznych szkołach wyższych przez właściwe ministerstwa lub organizacje i podmioty gospodarcze, oraz rozwinięcie w tych specjalnościach zamawianego kształcenia podyplomowego.

W okresie niżu demograficznego jest konieczna ochrona szkół wyższych przed utratą potencjału dydaktycznego, zarówno kadrowego jak i materialnego. Wymaga to modernizacji rozwiązań organizacyjnych, prawnych i ekonomicznych dla umożliwienia powrotu do obniżonej liczebności grup dydaktycznych oraz ukierunkowania sposobu kształcenia na rozwój nowych specjalizacji dla przyszłych potrzeb gospodarki.

Realizacja wyżej opisanych zadań powinna najpierw objąć w szczególności zorganizowanie i doksztalcenie kadry naukowo – dydaktycznej, odtworzenie i modernizację lub budowę specjalistycznej bazy naukowo – dydaktycznej oraz materialno – technicznej, dla rozwoju nowych idei technicznych, badań interdyscyplinarnych oraz zaawansowanych technologii w zakresie EL z EE, EN, EJ i ET.

7.2.2. NOWA MAPA KSZTAŁCENIA KADR DLA ELEKTRYKI, W TYM ZASOBNIKOWYCH SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH, OŹE, ENERGETYKI JĄDROWEJ, KOLEI DUŻYCH PRĘDKOŚCI

Zmiany technologiczne i organizacyjne, zmiana otoczenia prawnego i biznesowego, zmiany społeczne zachodzące w elektroenergetyce i wokół niej wymuszają zmiany w sposobach kształcenia kadr dla sektora. Specyficzne obszary związane z elek-

troenergetyką, zarówno po stronie wytwarzania jak i popytowej, wymagają kadr o specyficznej wiedzy, kompetencjach i umiejętnościach. Oprócz wiadomości z przedmiotów kierunkowych powinni oni mieć specjalistyczne wykształcenie w dość wąskim obszarze związanym z energią elektryczną. Wymaga to zorganizowania procesu kształcenia specjalistycznego, na szczeblu szkół średnich technicznych i uczelni technicznych, w odpowiedni do wymagań sposób. Na poziomie szkół wyższych takimi nowymi kierunkami i specjalnościami są m.in.:

- nowe lub ulepszone technologie energetyczne, np. układy kogeneracyjne i trigeneracja, poligeneracja małej skali,
- energetyka jądrowa,
- odnawialne źródła energii,
- efektywność energetyczna,
- technologie ochrony środowiska związane z energetyką, np. technologie odazotowania i odsiarczania spalin, technologie wychwytywania i składowania CO₂ (CCS),
- technologie magazynowania energii,
- technologie obejmujące tzw. inteligentne sieci energetyczne, np. filtry aktywne, energoelektroniczne kompensatory mocy biernej, źródła rozproszone, mikrosieci AC i DC,
- koleje dużych prędkości,
- e-mobilty, np. samochody hybrydowe, samochody elektryczne, samoloty elektryczne, statki i okręty o napędzie elektrycznym.

Oprócz wymienionych przedmiotów o charakterze technicznym można wymienić szereg przedmiotów nietechnicznych, które można uznać za niezbędne elementy wykształcenia inżynierów i magistrów inżynierów na kierunkach Elektrotechnika i Energetyka. Można do nich zaliczyć m.in. ochronę środowiska związaną z procesami energetycznymi, zagadnienia ekonomiczne związane z funkcjonowaniem konkurencyjnych rynków energii, zagadnienia prawa energetycznego i ochrony środowiska.

Niedocenianym obszarem wiedzy inżynierskiej są międzynarodowe normy i regulacje, np. IEC, CEN/CENELEC. Zacieśnienie współpracy uczelni z Polskim Komitetem Normalizacyjnym należy uznać za bardzo pożądane.

7.2.3. ZAMAWIANE LUB SPONSOROWANE KIERUNKI I SPECJALNOŚCI EDUKACYJNE

Szczególnym problemem szkolnictwa wyższego jest dostosowanie programu kształcenia do potrzeb rynku pracy. W przypadku energetyki można przyjąć, że wszyscy absolwenci omawianych kierunków znajdują zatrudnienie a wyzwaniem pozostają treści i szczegółowość przekazywanej wiedzy oraz jej podział na wiedzę podstawową i specjalistyczną oraz umiejętności praktyczne. Próbą dostosowania kierunków kształcenia do potrzeb ryn-



ku pracy była interwencja Rządu, który uruchomił Program Kierunków Zamawianych realizowany w perspektywie finansowej Unii Europejskiej w latach 2007-13. Stosowane formy wsparcia w Programie Kierunków Zamawianych PKZ obejmowały:

- systemy stypendiów dla studentów kształcących się na specjalności zamawianej,
 - zajęcia wyrównawcze dla studentów I roku kształcących się na danej specjalności zamawianej – z przedmiotów objętych programem szkoły ponadgimnazjalnej, które były niezbędne dla kształcenia na danym kierunku studiów,
 - inne formy działalności dydaktycznej, które zdaniem władz uczelni podnoszą atrakcyjność kształcenia na ww. kierunkach, w tym m.in. współpraca z pracodawcami w zakresie staży i praktyk dla studentów.
- Kierunek zamawiany Energetyka był prowadzony w 10 następujących uczelniach: Politechniki: Częstochowska, Krakowska, Poznańska, Rzeszowska, Śląska, Świętokrzyska Warszawska, Wrocławska; UTH w Radomiu; PWSZ w Sulechowie.
- Na Uniwersytecie Warszawskim był prowadzony kierunek zamawiany Energetyka i chemia jądrowa. Odnawialne źródła energii i gospodarka odpadami to kierunek zamawiany na Uniwersytecie Rolniczym im. Hugona Kołłątaja w Krakowie.
- Główne korzyści odniesione przez te uczelnie z uczestnictwa w PKZ to: zwiększenie liczby studentów, poprawa jakości kandydatów na studia, poprawa jakości kształcenia, fundusze na rozwój uczelni, dodatkowe wynagrodzenia dla pracowników uczelni, prestiż związany z prowadzeniem PKZ, szansa na bliższą współpracę z pracodawcami.

Ocenę skutków i kosztów PKZ zawarto w raporcie [7/1], który zawiera także rekomendacje będące wynikiem analizy pozytywnych i negatywnych skutków programu. Rekomenduje się:

- aby w programie, w nowej perspektywie finansowej, przedmiotem zamawiania były kompetencje i moduły kształcenia, a nie kierunki studiów,
- zmianę celów programu; w świetle powyższej rekomendacji należy postawić cel w postaci wzrostu poziomu kompetencji absolwentów,
- większe uwzględnianie jakości efektów kształcenia we wskaźnikach,
- działania informacyjne skierowane do uczniów gimnazjów, liceów i techników, o konsekwencjach wyboru ścieżki wyższej edukacji (tj. kierunku oraz uczelni), pod kątem charakterystyki studiów oraz perspektyw zawodowych,
- wzmocnienie doradztwa zawodowego w gimnazjach i szkołach ponadgimnazjalnych, aby decyzje edukacyjne były w jak największym stopniu oparte na właściwym rozpoznaniu własnych predyspozycji i zainteresowań w kontekście wiedzy o perspektywach zawodowych związanych z różnymi ścieżkami kształcenia,
- zmianę konstrukcji systemu stypendialnego; odejście od programu zamawiania kierunków na rzecz zamawiania kompetencji, wymaga oparcia systemu stypendialnego w całości o kryteria projakościowe,

- zaprzestanie finansowania zajęć wyrównawczych w szkolnictwie ponadgimnazjalnym (wobec zmian podstawy programowej),
- utrzymanie wsparcia finansowego współpracy uczelni z pracodawcami. Wsparcie powinno przede wszystkim obejmować:
 - a. zapewnienie faktycznej opieki nad stażystami i praktykantami,
 - b. współpracę uczelni i pracodawców w zakresie formułowania tematów badawczych, które mogłyby się stać tematami prac dyplomowych,
 - c. finansowanie bezpośredniej współpracy organizacji studentów i pracodawców (np. poprzez wsparcie kół naukowych i akademickich inkubatorów przedsiębiorczości),
 - d. stworzenie banku dobrych praktyk w zakresie współpracy uczelni i pracodawców.
- monitorowanie przez uczelnie losów absolwentów w aspekcie dopasowania ich kompetencji do wymogów rynku pracy oraz przekazywanie wiedzy z tegoż monitoringu (uzupełnionej o informacje ilościowe płynące z monitoringu realizowanego przez system publiczny z wykorzystaniem danych ZUS) studentom, kandydatom na studia oraz władzom uczelni (w szczególności odpowiedzialnym za program kształcenia).

Rekomendacje te zostały wykorzystane w nowym Programie Wspierania Kompetencji PWK. W nowej perspektywie finansowej UE w latach 2014-2020, od roku akademickiego 2014/15 zaczął się pilotaż PWK, na co Ministerstwo właściwe ds. nauki przeznaczyło 50 mln zł, planując wydać na cały program 1,2 mld zł. w tejże perspektywie. Nowy program, zamiast dotychczas zamawianych kierunków kształcenia, wprowadza zamawianie kompetencji na tych kierunkach. PWK ma na celu nie tylko wzmocnienie najważniejszych kwalifikacji i kompetencji poszukiwanych na rynku pracy, ale także wspieranie nowoczesnych metod dydaktycznych, nacisk na zajęcia warsztatowe, na wykorzystanie nowych technologii w edukacji wyższej i wspieranie kształcenia modułowego oraz interdyscyplinarności studiów.

W kontekście celów raportu [7/1], należy stworzyć warunki do jak najpełniejszego udziału w PWK uczelni kształcących na kierunku Elektrotechnika i Energetyka. Istotne dla sukcesu jest stworzenie ram współpracy uczelni z sektorem energetyki, który powinien być aktywnym partnerem w programie, dostrzegając swoją szansę na pozyskanie w przyszłości najbardziej wartościowych studentów jako pracowników.

7.2.4. INNOWACYJNE KSZTAŁCENIE INŻYNIERÓW W SYSTEMIE PBL – MOŻLIWOŚCI I OGRANICZENIA

W środowisku akademickim dyskutowane są liczne problemy szkolnictwa wyższego, w tym bezrobocie wśród absolwentów uczelni, niedopasowanie



kierunków kształcenia do potrzeb rynku, rankingi uczelni, etc. Publikowane wyniki analizy³⁰ mocnych i słabych stron kształcenia wykazują w szczególności:

- słabe przygotowanie większości nauczycieli akademickich w zakresie innowacyjnych metod kształcenia i nauczania w jęz. angielskim,
- brak doświadczeń związanych ze współpracą z przemysłem,
- niewielki odsetek studentów zaangażowanych w prace badawcze.

Dla wyeliminowania tych słabości należy szukać nowych form kształcenia inżynierów, gdyż w zmieniającym się świecie tradycyjne kształcenie nie nadąży za szybkim rozwojem. Trudno prognozować, co i w jakich proporcjach należy zmieniać.

Nie istnieje uniwersalna, optymalna forma kształcenia, skuteczna w każdych warunkach dowolnego kraju, ponieważ zależy to m.in. od modelu gospodarki i jej sytuacji, od kultury społecznej, a także od możliwości adaptacyjnych kadry nauczycielskiej. Ktoś musi nauczyć nauczycieli, samokształcenie bez wsparcia systemowego będzie niewystarczające. Współczesne społeczeństwo generuje ciągle nowe problemy i wyzwania. Tradycyjne podejście (duża liczba wykładów, praktyka zawodowa, seminaria profesjonalne, publikacje, etc.) jest procesem zbyt powolnym, a odpowiedź lub nawet sam problem mogą być już nieaktualne, gdy znajdujemy rozwiązanie. Zakres, złożoność oraz interdyscyplinarność prac stwarzają obecnie konieczność udziału specjalistów z różnych dyscyplin (np. elektrycy, informatycy, mechanicy, etc.), co zmusza do możliwie szybkiej pracy zespołowej. Czasy samotników nie wiedzących co robią inni minęły bezpowrotnie.

System kształcenia problemowego (ang. *Problem Based Learning – PBL*) bazujący na zajęciach projektowych [7/2] stanowi próbę rozwiązania tej sprawy. Jeśli chcemy kształcić absolwentów mających kwalifikacje i doświadczenie w rozwiązywaniu zagadnień, które czekają na nich po opuszczeniu murów uczelni, politechniki muszą posiadać aktywnych naukowców, a programy studiów dużą wewnętrzną adaptacyjność oraz innowacyjność.

Celem kształcenia tradycyjnego jest osiągnięcie określonej wiedzy z danej dyscypliny oraz poznanie standardowych rozwiązań znanych problemów, więc wszyscy studenci danego kierunku studiują wg identycznego programu. System sprawdzał się w przeszłości, w społeczeństwie, w którym zadania i funkcje inżyniera były ugruntowane i dość dobrze sprecyzowane, a wiedza zdobyta na studiach nie ulegała tak gwałtownej dezaktualizacji.

Współczesne kształcenie PBL stawia studenta w centrum całego procesu uczenia oraz koncentruje się na pracy nad nierozwiązanymi, aktualnymi problemami społeczeństwa i otoczenia. Przez głęboką analizę problemów studenci uczą się i stosują wiedzę teoretyczną, która jest niezbędna do rozwiązania problemu, tzn. problem defi-

³⁰ Strategia Rozwoju Politechniki Warszawskiej do roku 2020. https://www.bip.pw.edu.pl/.../file/Strategia_rozwoju_PW_do_2020.pdf

niuje przedmiot studiów, a nie odwrotnie. Takie kształcenie jest ze swej natury interdyscyplinarne. Do uniwersytetów, które kształcą na bazie PBL należą: Aalborg University (AAU), Dania; Maastricht University, Holandia; McMaster University, Kanada; Linköping University, Szwecja; Olin College, Needham, MA, USA; Roskilde University Centre, Dania i inne.

Rola nauczyciela

W kształceniu bazującym na pracy projektowej nauczyciel akademicki powinien posiadać umiejętność doradztwa w odniesieniu do użycia odpowiednich teorii i metod analizy. Powinien być dobrym badaczem i umieć motywować zespół. Musi czuwać nad terminową realizacją projektu. Tradycyjna rola nauczyciela ulega zmianie: z „lorda katedry” na „trenera z boku”. Prace projektowe wykonywane przez studentów motywują również nauczycieli do podejmowania badań naukowych. Wiele tematów projektów studenckich powinno bazować na problemach badawczych nauczycieli akademickich. Taka interakcja kształcenia i badań nadaje edukacji innowacyjnej konieczną dynamikę.

Model PBL w warunkach polskich

W systemie obowiązujących studiów dwustopniowych, przy malejącej liczbie kandydatów (niż demograficzny), kształcenie PBL oparte na zajęciach projektowych powinno stać się standardem na studiach magisterskich II-go stopnia. Przeszkodą jest m.in. ograniczona baza lokalowa uniemożliwiająca organizację projektów dla wszystkich studentów, a także sposób obliczania obciążeń (pensum) pracowników dydaktycznych. Łatwość zmian programów i współpraca z przemysłem zdynamizowałaby badania naukowe, a projekty połączyłyby badania z procesem edukacji, powodując pożądane zróżnicowanie profilowe, powściągające ambicje uczelni do przekształcania się we wszechogarniające wszechnice.

7.3. EDUKACJA ELEKTROENERGETYCZNA SPOŁECZEŃSTWA

Głębokim i szybkim zmianom zachodzącym wokół energetyki, w tym zwłaszcza elektroenergetyki, musi towarzyszyć wzrost świadomości społeczeństwa. Kategorie tożsamości tego stwierdzenia wynika z faktu, że rozwój energetyki powiedzie się, o ile społeczeństwo wyrazi na to zgodę, co z kolei przełoży się na decyzje polityczne.

Przeciwnieństwem dla tego kierunku jest przedłużający się scenariusz niepodjęcia decyzji strategicznych w energetyce, głównie w imię hasła „tania energia”, skutkujący m.in. niedoinwestowaniem elektroenergetyki. W wielu krajach zmiany w energetyce odbywają się pod hasłem „polityki klimatycznej”, której poparcie społeczne otworzyło drogę do głębokich zmian w sektorze energetyki, pomimo wysokich kosztów społecznych.



Ustawiczny proces kształcenia społeczeństwa na temat wagi i znaczenia energii w życiu nowoczesnego społeczeństwa powinien obejmować całe życie obywateli. Rola takiej edukacji jest oczywista i nie wymaga uzasadnienia. Ważne jest wskazywanie wszystkich istotnych zalet i wad poszczególnych rozwiązań, np. technologii energetycznych, w sposób obiektywny, oparty na faktach naukowych, a nie emocjach politycznych i społecznych. Wymaga to dialogu i współpracy wszystkich interesariuszy, głównie polityków, administracji rządowej i pozarządowej, naukowców, podmiotów z sektora szkolnictwa i edukacji, przedsiębiorców, związków zawodowych, organizacji technicznych, społecznych, pozarządowych. Specjalna rola przypada w tym procesie mediom, których rola w kształtowaniu odbioru społecznego problematyki energetycznej jest ogromna i stale rosnąca.

Dotychczas społeczeństwo nie uzyskuje obiektywnych i opartych na wiedzy informacji na temat stanu obecnego i planów rozwoju sektora energetyki. Dominującym przesłaniem medialnym jest zagadnienie ciągłości dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego z zagranicy. Na linii energetyka – odbiorcy końcowi dominuje temat rosnących cen energii. Okazjonalnie podejmowane są perspektywy rozwoju OZE, nieprofesjonalnie sprawa efektywności energetycznej (sprowadzana głównie do termomodernizacji budynków), czy też temat budowy sektora energetyki jądrowej.

Wzrostowi świadomości społecznej mają służyć kampanie informacyjne i promocyjne na tematy energetyczne, organizowane przez rząd i podmioty prywatne, głównie spółki energetyczne. Wyjaśniają m.in. potrzebę i przedstawiają sposoby oszczędzania energii w gospodarstwach domowych, promujące „liczniki inteligentne”. Liczba takich kampanii jak i ich ukierunkowanie pomija szereg istotnych dla obywateli spraw, np. wpływu energetyki na rozwój lokalnej przedsiębiorczości i tworzenie miejsc pracy, lokalne warunki ekologiczne. Pozostaje sprawą otwartą, w jakim zakresie i w jaki sposób powinny być przekazywane społeczeństwu informacje o tak specjalistycznym obszarze, jakim jest elektroenergetyka. Kluczowe jest dotarcie do wybranych grup społeczeństwa z przekazem prezentującym długoterminowy interes społeczny, wolny od krótkoterminowych interesów politycznych i partykularnych. Podstawą takiego przekazu jest powstanie lub włączenie się do tego procesu podmiotów cieszących się wysokim poziomem zaufania społecznego.

W warunkach polskich konieczne jest przedstawienie obecnej i przyszłej roli węgla, jako strategicznego surowca energetycznego, w różnych scenariuszach rozwoju światowej i unijnej polityki klimatycznej. Zagadnienia energetyczne powinny być przedmiotem konsensusu politycznego i nie podlegać bieżącej walce politycznej. Rola Stowarzyszenia Elektryków Polskich w inicjacji i przeprowadzeniu takiej dyskusji publicznej mogłaby być bardzo znacząca.

PODSUMOWANIE RAPORTU STRATEGICZNE WNIOSKI I ZALECENIA KOŃCOWE

1. STRATEGIA DLA BEZPIECZNEJ PRZYSZŁOŚCI

Opracowywane w Polsce strategie, programy, założenia i prognozy energetyczne są zbyt krótkookresowe (2025-2030) i przy założeniu dostępności takich lub innych geopaliw. Pomijany jest wielki problem wystarczalności tych zasobów w skali lokalnej oraz globalnej. Zasoby geopaliw (węgla, gazu, ropy i uranu) nie są odtwarzane, zatem są wyczerpywane, i to coraz szybciej. Jeżeli wystarczalność przemysłowych zasobów zagospodarowanych węgla kamiennego w Polsce jest oceniana na ok. 40 lat, to jakie są plany działań po ich wyczerpaniu? Odpowiedzi dla następnych pokoleń powinni przygotować obecnie rządzący.

Brak w Polsce wielopokoleniowej kompleksowej strategii energetycznej oraz skutecznej polityki jej wdrażania. Niezbędne jest zatem opracowanie długoterminowej strategii rozwoju sektora elektroenergetycznego i konsekwentne jej realizowanie, z uwzględnieniem wystarczalności i dostępności geopaliw oraz innych źródeł energii.

Postęp prac badawczo-rozwojowych z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, energetyki i szeroko pojętej elektrotechniki, a zwłaszcza wdrażanie ich wyników do praktyki, wymaga reformy systemu stymulatorów ekonomicznych dla współpracy nauki z gospodarką.

Polskie środowiska polityczne, biznesowe i naukowe powinny w skali międzynarodowej wspólnie inicjować działania na rzecz poprawy globalnego bezpieczeństwa energetycznego.

2. STRATEGICZNE PROBLEMY BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Mamy skończone zasoby nieodnawialnych geopaliw: ropy, gazu, węgla, uranu. Szybkość ich zużycia wzrasta, a wystarczalność maleje. Brak skutecznych działań społeczności światowej dla opanowania tego procesu. Wzrasta zagrożenie wejścia



w stadium niemożliwego do opanowania globalnego kryzysu energetycznego, a metody jego powstrzymania nie są znane. Potrzeba nowych rozwiązań, wymagających wykorzystania dostępnej wiedzy i zbiorowego wysiłku cywilizacyjnego. W praktyce problem musi zostać skutecznie rozwiązany w skali globalnej oraz lokalnej przez dwa – trzy następne pokolenia.

Możliwości technologiczne działań antykryzysowych są ograniczone. Działania takie należy podejmować wielokierunkowo.

• **W zakresie technologii znanych i obecnie stosowanych:**

- stymulowanie ekonomiczne rozwoju technologii energooszczędnych we wszystkich dziedzinach;
- systemowe wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym elektrycznej;
- rozwój i upowszechnianie metod racjonalnego użytkowania energii, zwłaszcza elektrycznej;
- etapowe wdrażanie rozwiązań inteligentnych sieci i wykorzystywanie ich funkcji i możliwości dla racjonalizacji zużycia energii elektrycznej;
- rozważne stymulowanie rozwoju energetyki jądrowej EJ, przy użyciu najlepszych z dotychczas wykorzystywanych reaktorów energetycznych III generacji; jest to konieczny pierwszy etap przejściowy, pozwalający odtworzyć i rozbudować polski przemysł pracujący dla EJ, ale nie docelowa jej koncepcja (ze względu na małe wykorzystywanie energii rozszczepienia uranu);
- przyspieszanie decyzji politycznych i realizacyjnych o wprowadzeniu EJ na zasadach jw. oraz o odtworzeniu i rozwoju krajowego potencjału badawczego w zakresie EJ.

• **W zakresie technologii badanych i rozwojowych:**

- wejście Polski do GIF – Międzynarodowego Forum IV Generacji prędkich reaktorów powielających o wielokrotnym recydingu paliwa, pracującego nad systemami elektrowni jądrowych z takimi reaktorami, umożliwiającymi maksymalne wykorzystanie energii zasobów uranu i toru; może to da naszej cywilizacji relatywnie długi czas na znalezienie docelowego rozwiązania problemu energetycznego;
- opracowanie dla Rządu specjalistycznej ekspertyzy realności, uwarunkowań i opłacalności dokonania w Polsce przeskoku technologicznego do reaktorów IV generacji, dla skrócenia przejściowego etapu EJ z reaktorami III generacji i możliwie szybkiej maksymalizacji wykorzystania energii uranu i toru;
- systemowe preferencje i stymulowanie rozwoju technologii wodorowych w gospodarce i nauce, w celu przygotowania nowych rozwiązań technicznych i technologicznych dla systemów i środków transportu, możliwych do wykorzystania zwłaszcza w przypadku opanowania fuzji jądrowej jako źródła energii pierwotnej do produkcji wodoru (dla zastąpienia ropopochodnych lub węglopochodnych paliw płynnych).

- **W zakresie rozpoznanych technologii przyszłości:**
 - przyspieszanie prac nad magnetyczną fuzją jądrową jako praktycznie niewyczerpalnym źródłem energii pierwotnej i technologiami wodorowymi jako jej nośnikami;
 - wspieranie eksperymentów z zakresu tzw. zimnej fuzji jądrowej (reakcji jądrowej o niskiej energii), na zasadach wykraczających poza obecny zakres ryzyka naukowego.

3. KRAJOWE PROBLEMY BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

- Dla osiągnięcia w 2030 r. pożądanej dywersyfikacji struktury paliwowej krajowej elektroenergetyki niezbędne jest włączenie do krajowego systemu elektroenergetycznego pierwszej elektrowni jądrowej i uzyskanie produkcji ok. 5,5-8 TWh. Wzrastający w następnych latach udział energii jądrowej przyczyni się do dalszego ograniczenia emisji CO₂, a także powinien być stabilizatorem cen energii elektrycznej.
- Zwiększenie udziału gazu w krajowej produkcji energii elektrycznej jest uzależnione od źródeł jego dostaw. Polska strategia w zakresie polityki zagranicznej i energetycznej musi uwzględniać fakt, że na świecie istnieją tylko dwa strategiczne źródła gazu: Bliski Wschód oraz Rosja (z udziałem Turkmenistanu). Cała znana reszta rozproszonych zasobów gazu nie może być podstawą do długoterminowych działań strategicznych.
- Jeżeli polski gaz łupkowy okaże się w przyszłości dobrem realnie istniejącym i możliwym do eksploatacji przy energetycznej stopie zwrotu EROEI większej od jedności, sytuacja może ulec radykalnej zmianie.
- Po realnej ocenie wystarczalności zasobów gazu łupkowego może zasadniczo zmienić się sytuacja energetyczna Polski i będzie potrzebne nowe podejście do dywersyfikacji struktury paliwowej elektroenergetyki krajowej.
- W przypadku sukcesu gazu łupkowego program dywersyfikacji struktury paliwowej elektroenergetyki powinien obejmować zarówno bloki gazowe do pracy szczytowej, jak i wysokosprawne kombinowane bloki gazowo-parowe do pracy podstawowej. Mogą one – poza nowymi lokalizacjami (np. w północnej części kraju, dla poprawy terytorialnej topologii źródeł energii) – zastępować także wyeksploatowane bloki węglowe w istniejących elektrowniach, przyczyniając się tym samym do ograniczenia emisji CO₂.
- Należy z dużą rezerwą traktować obecne zasady kształtowania rynku energii poprzez politykę Unii Europejskiej dążącą do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i ograniczenia jego niekorzystnego wpływu na środowisko naturalne (w podtekście efekt cieplarniany etc.). Znane kontrowersje światowe wokół tej sprawy mogą zmienić politykę UE w zakresie CO₂. Należy jednak prowadzić badania i próby nad rozsądnymi metodami zmniejszania emisji CO₂ oraz niwelowania jej skut-



ków, w oczekiwaniu na ostateczne rozstrzygnięcie sprzeczności wokół efektu cieplarnianego i wpływu nań emisji dwutlenku węgla w skali globalnej. Należy z rozwagą analizować metodę sekwestracji dwutlenku węgla i jego składowania w strukturach geologicznych (CCS) ze względu na kontrowersje i zagrożenia, które rodzą się przy jej wykorzystaniu, szczególnie w zakresie ograniczenia potencjalnych możliwości wykorzystania energii geotermalnej lub gazu łupkowego.

- Należy rozważyć celowość zmiany podejścia do polityki wobec górnictwa węglowego, szczególnie w okresach spadku cen paliw kopalnych, aby możliwie długo zachować krajowe zasoby węgla jako wewnętrzną strategiczną rezerwę energetyczną i przemysłową, dokonując zakupów paliw ze źródeł zagranicznych.
- W obecnej sytuacji w Polsce jest konieczne z jednej strony wprowadzenie EJ jako niezawodnego i relatywnie taniego źródła energii, zwłaszcza elektrycznej, z drugiej strony rozwijanie odnawialnych technologii wytwarzania i przetwarzania energii, w synergicznym połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii. Umożliwi to zmniejszanie intensywności eksploatacji dotychczasowych źródeł energii pierwotnej i wydłużenie okresu ich wystarczalności.
- Niezbędne jest utrzymanie i rozwój systemu wsparcia dla technologii wysokosprawnej kogeneracji energii elektrycznej i ciepłej, na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW; wymaga to stworzenia nowych możliwości dla odpowiedniej polityki gmin i zapewnienia przewidywalności tego systemu wsparcia w perspektywie kolejnych dziesięcioleci.
- Potrzebne jest systemowe wsparcie dla równoważenia dotychczasowych dysproporcji między działaniami na rzecz wytwarzania oraz użytkowania energii elektrycznej. Współpraca między sektorem elektroenergetyki a ośrodkami naukowymi dla ukierunkowania badań na tworzenie i wdrażanie nowych, energooszczędnych technologii (w tym zasobnikowych) użytkowania energii elektrycznej, przy wykorzystaniu środków UE dla finansowania programów badawczo – wdrożeniowych i upowszechniania wyników u odbiorców, ma wielkie znaczenie dla rozwoju gospodarki i społeczeństwa.
- Konieczne jest pilne podjęcie działań legislacyjnych, mających na celu:
 - uchwalenie nowego Prawa Energetycznego – aktualnie obowiązująca ustawa po licznych nowelizacjach jest mało czytelna i nie odpowiada aktualnym potrzebom;
 - likwidację barier inwestycyjnych – w tym w zakresie lokalizacji inwestycji liniowych;
 - nadanie statusu celu publicznego inwestycjom w zakresie budowy elektrowni i elektrociepłowni;
 - uregulowanie stanu prawnego i zasad eksploatacji majątku sieciowego, w tym gospodarki nieruchomościami, planowania i zagospodarowania przestrzennego, postępowania administracyjnego oraz ochrony gruntów, środowiska i przyrody;

- sprecyzowanie procedur sporządzania przez gminy założeń oraz planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz metod realizacji tych planów, w tym wprowadzenie obowiązku uzgadniania przez gminy planów zagospodarowania przestrzennego z dostawcami mediów energetycznych;
- umożliwienie planowania zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na poziomie powiatu lub województwa;
- zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych i dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, a także warunków dla działań odtworzeniowych i modernizacyjnych na rzecz zabezpieczenia długoterminowych dostaw energii elektrycznej dla gospodarki, przy uwzględnieniu zastępowania przestarzałych elektrowni węglowych nowymi, zaawansowanymi technologicznie blokami energetycznymi o parametrach nadkrytycznych i ultra-nadkrytycznych;
- kształtowanie cen energii elektrycznej na poziomie zapewniającym konkurencyjność krajowego przemysłu oraz ich akceptowalność przez odbiorców końcowych;
- dywersyfikację bazy paliwowej (energymix), uwzględniającą stopniowe ograniczanie emisji CO₂, udziału węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej jako zasobu podlegającego wyczerpaniu w perspektywie wieloletniej, z jednoczesnym wzrostem udziału niskowęglowego paliwa (tj. gazu), odnawialnych źródeł energii (w tym energetyki prosumenckiej), energii jądrowej, a także innych racjonalnych metod wytwarzania jakie zostaną w przyszłości opracowane.
- Trakcja elektryczna stanowi strategiczną formę transportu w Polsce zapewniającą możliwości zapewnienia funkcjonowania gospodarki w warunkach braku dostaw paliw płynnych. Rolą władz jest utrzymywanie i rozwój odpowiedniej sieci transportu elektrycznego, mimo jej wysokich kosztów stałych. Z tych powodów niezbędny jest także powrót do budowy Kolei Dużych Prędkości. Wymagać to będzie ukierunkowanej rozbudowy KSE, w tym w rejonach planowanego przebiegu KDP, umożliwiającą:
 - wdrażanie programów wieloletniej reelektryfikacji kolei oraz budowy KDP,
 - rozwój miejskiej trakcji elektrycznej,
 - perspektywiczny rozwój autonomicznych pojazdów elektrycznych, przystosowanych do wykorzystywania w energetyce prosumenckiej jako zasobniki energii wyrównujące nierównowagę popytu i podaży energii elektrycznej,
 - ograniczenie ekologicznie szkodliwych aspektów transportu, dla pozyskiwania środków UE na rzecz rozwoju trakcji elektrycznej w następnej perspektywie budżetowej, tj. przez najbliższe ok. 10 lat.
 - wykorzystania potencjału dość dobrze rozwiniętego (mimo likwidacji fabryk w latach 90. XX w.) polskiego przemysłu elektromaszynowego, co pozwala na produkcję prawie całego osprzętu do budowy układów zasilania i taboru dla kolei o prędkościach do 200 km/h, nie tylko na potrzeby krajowe, ale także konkurencyjnego w świecie.



4. EDUKACJA KADR DLA ELEKTRYKI

- Dla poprawy procesu kształcenia kadry w polskich szkołach wyższych w zakresie elektrotechniki EL, elektroenergetyki EE, energetyki EN, energetyki jądrowej EJ i trakcyjnej ET oraz wzrostu popularności tych kierunków studiów wśród młodzieży, są konieczne:
 - opracowanie i wdrożenie programu systemowego wspierania edukacji w zakresie EL, EE, EN, EJ i ET w tym utrzymania lub reaktywacji laboratoriów elektrotechnicznych z wyposażeniem na wysokim poziomie technicznym, bez których prowadzenie prawdziwych badań naukowych oraz kształcenia jest niemożliwe;
 - modernizacja rozwiązań organizacyjnych, prawnych i ekonomicznych dla:
 - rozwoju współpracy uczelni z sektorem energetyki jako partnerem w programie;
 - poprawy współpracy przemysłu i uczelni w zakresie edukacji, w tym zatrudniania wybitnych specjalistów z przemysłu, fundowania stypendiów, staży, konkursów na prace dyplomowe lub doktorskie dla studentów, wyposażania uczelni i in.;
 - ochrona szkół wyższych przed utratą potencjału dydaktycznego, zarówno kadrowego jak i materialnego, w okresie niżu demograficznego.
- Narzędziami politycznymi do stworzenia warunków prorozwojowych dla współpracy uczelni z przemysłem są sprawdzone na świecie, a w Polsce od lat bezskutecznie postulowane, stymulatory systemowe działań podmiotów gospodarczych, zasada wydzielania środków na B+R (np. 5%) w nakładach inwestycyjnych oraz inteligentna i trwała osłona polityczna rozwoju EL z EE, EN, EJ i ET.
- Ważnym narzędziem szczegółowym jest opracowanie w zakresie kierunków EL z EE, EN, EJ i ET odrębnego wykazu kompetencji/modułów zamawianych w publicznych szkołach wyższych przez właściwe ministerstwa lub organizacje i podmioty gospodarcze, a także rozwinięcie w tych specjalnościach programów PBL oraz zamawianego kształcenia podyplomowego.

5. CENTRUM NARODOWEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Dla zażegnania zagrożenia kryzysem energetycznym, polska strategia i polityka energetyczna, w tym zwłaszcza bezpieczeństwo energetyczne, powinny stać się główną determinantą naszej polityki gospodarczej oraz zagranicznej. Działania strategiczne w tym zakresie powinny być jednolicie koordynowane przez ustawowo powołany centralny urząd administracji państwowej/rządowej, z odpowiednio wysokimi kompetencjami i środkami finansowymi, zapewniający wsparcie Prezesa Rady Ministrów oraz Rady Ministrów w sprawach programowania strategicznego i prognozowania

rozwoju w zakresie energetyki, działający w ścisłej współpracy z podmiotami sektora elektroenergetycznego.

Takie międzyresortowe centrum powinno być głównym organem wiodącym w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Polski, kształtującym otoczenie regulacyjne, zdolnym do zapewnienia integracji i synergicznego współdziałania podmiotów państwowych, samorządowych, gospodarczych, naukowych, edukacyjnych oraz środowisk pozarządowych, na rzecz opracowania rozwoju i wdrażania polskiej strategii energetycznej, a także do inspiracji działań międzynarodowych dla eliminowania zagrożeń energetycznych.

Centrum musi mieć ekspercki charakter oraz stabilnie i trwale funkcjonować ponad podziałami politycznymi.

LITERATURA [nr rozdz. / poz. lit.]

- [1/1] EU Energy in figures – statistical pocket book 2014, European Commission
- [1/2] <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/wspolpraca-miedzynarod/trzeci-pakiet-energety> KOMISJA EUROPEJSKA Bruksela, 3.3.2010 2020 wersja ostateczna
- [1/3] KOMUNIKAT KOMISJI EUROPA 2020 Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu.
- [1/4] KOMISJA EUROPEJSKA Bruksela, 22.1.2014 KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONOW Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii.
- [1/5] KOMISJA EUROPEJSKA Bruksela 15.12.2011 r. KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW Plan działania w zakresie energii do roku 2050 /* KOM/2011/0885 wersja ostateczna.
- [1/6] Kolejne dokumenty w zakresie Unii Energetycznej Komisja opublikowała w listopadzie 2015 – „State of the Energy Union 2015” z 18 listopada 2015 wraz z dwoma aneksami „Updated Roadmap For The Energy Union” oraz „Guidance To Member States On National Energy And Climate Plans As Part Of The Energy Union Governance”
- [1/7] KOMISJA EUROPEJSKA Bruksela, dnia 25.2.2015 r. COM(2015) 80 final PAKIET DOTYCZĄCY UNII ENERGETYCZNEJ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO, KOMITETU REGIONÓW I EUROPEJSKIEGO BANKU INWESTYCYJNEGO Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu
- [1/8] KOMISJA EUROPEJSKA Bruksela, dnia 25.2.2015 r. COM(2015) 81 final PAKIET DOTYCZĄCY UNII ENERGETYCZNEJ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY Protokół paryski – plan przeciwdziałania zmianie klimatu na świecie po 2020 r.
- [1/9] KOMISJA EUROPEJSKA Bruksela, dnia 25.2.2015 r. COM(2015) 82 final PAKIET DOTYCZĄCY UNII ENERGETYCZNEJ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY Osiągnięcie docelowego poziomu 10% w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych. Przygotowanie europejskiej sieci elektroenergetycznej na 2020 r.
- [1/10] OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z dnia 14 stycznia 2010 r.)
- [2/1] BP Energy Outlook 2030. London, January 2011.
- [2/2] Marek Bartosik: Apetyt energetyczny cywilizacji a szanse jej przetrwania. Artykuł w monografii PAN „Czy kryzys światowych zasobów?”. Wydawnictwo: PAN, Komitet Prognoz „Polska 2000 Plus”, Warszawa, 2014, ISBN 979-83-7151-591-0, s. 47-87.
- [2/3] Nieć M.: Międzynarodowe klasyfikacje zasobów złóż kopalni. Metody unifikacji. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, v. 24, p. 267-275.
- [2/4] BP Statistical Review of World Energy. 2001, 2012, 2013. www.bp.com (BPSR).
- [2/5] Malon A., Tymiński M.: Węgle kamienne. W: Szuflicki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 41-51. Warszawa 2015.
- [2/6] Szamałek, K., Tymiński, M.: Węgle brunatne. W: Szuflicki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 35-40. Warszawa 2015.



- [2/7] Czapigo-Czapla, M.: Gaz ziemny. W: Szuflicki M., Malon A. & Tyimiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 11-23. Warszawa 2015a.
- [2/8] Czapigo-Czapla, M.: Ropa naftowa. W: Szuflicki M., Malon A. & Tyimiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 29-34. Warszawa 2015b.
- [2/9] BP BP Statistical Review of World Energy, June 2015.
- [2/10] IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. W: T.F. Stacker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex & P.M. Midgley (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [2/11] Chadwick, A., Steps and cycles. Geoscientist, vol. 25, no. 6, 2015, p. 10-15.
- [2/12] Hansen, J., M. Sato, R. Ruedy, K. Lo, D.W. Lea & M. Medina-Elizade: Global temperature change. Proceedings of the National Academy of Sciences, vol. 103, no. 39, 2006, p. 14288-14293, doi:10.1073/pnas.0606291103.
- [2/13] Stanowisko Komitetu Nauk Geologicznych Polskiej Akademii Nauk w sprawie zagrożenia globalnym ociepleniem, 2009. http://www.planetaziemia.pan.pl/GRAF_aktual-2009/11_Stanowisko_KNG.pdf
- [2/14] World Energy Council: Comparison of energy systems using life-cycle assessment Special Report, London 2004.
- [2/15] Rezolucja Parlamentu Europejskiego (2007 / 2091 (INI) z 24 października 2007 roku o źródłach energii konwencjonalnej oraz technologiach energetycznych.
- [2/16] McKinsey Assessment of Greenhouse Gas Emissions Abatement Potential in Poland by 2030, Warsaw. 2009
- [2/17] Bukowski et al. (2013), 2050.pl podróż do niskoemisyjnej przyszłości.
- [2/18] Law B.E., Curtis J.B.: Introduction to unconventional petroleum systems. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 86, no. 11, 2002, p. 1851-1852.
- [2/19] Czapigo-Czapla M.: Gaz ziemny. W: Szuflicki M., Malon A. & Tyimiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 11-23. Warszawa, 2015.
- [2/20] Górecki W., Zawisza L. (red.): Ocena stopnia rozpoznania polskich basenów naftowych. CAG 993248, PIG-PIB Warszawa, 2012.
- [2/21] Zagórski J.: Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego. Przegląd Geologiczny, vol. 63, no. 5, 2015, p. 278-280.
- [2/22] Szott W., Gołabek A.: Symulacje procesu eksploatacji złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych (shale gas). Nafta-Gaz, vol. 68, no. 12, 2012, p. 923-936.
- [2/23] Raport PIG-PIB...2015. Prognostyczne zasoby gazu zamkniętego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. Warszawa, 2015-03-24. www.pgi.gov.pl/instytut-geologiczny-surowce-mineralne/gaz-lupkowy/9734-gaz-lupkowy-raporty
- [2/24] Raport PIG-PIB...2012: Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko – podlasko – lubelski). Raport pierwszy. Warszawa, 2012-04-06. www.pgi.gov.pl/instytut-geologiczny-surowce-mineralne/gaz-lupkowy/9734-gaz-lupkowy-raporty
- [2/25] Poprawa P., Kiersnowski H.: Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, vol. 429, 2008, p. 145-152.
- [2/26] Poprawa P.: Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Przegląd Geologiczny, vol. 58, no. 3, 2010, p. 226-249.
- [2/27] Ciechanowska M., Matyasik I., Such P., Kasza P., Lubaś J.: Uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji łupkowych. Nafta-Gaz, vol. 69, no. 1, 2013, p. 7-17.
- [2/28] Hadro J.: Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach. Przegląd Geologiczny, vol. 58, no. 3, 2010, p. 250-258.
- [2/29] Kotas A. (red.): Coal-bed Methane Potential of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego, vol. 142, 1994.
- [2/30] Hadro J., Wójcik I.: Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja. Przegląd Geologiczny, vol. 61, no. 7, 2013, p. 404-410.
- [2/31] Malon A., Tyimiński M.: Metan pokładów węgla (MPW). W: Szuflicki M., Malon A. & Tyimiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 26-28. Warszawa 2015.
- [2/32] Kwarciński J.: Metan pokładów węgla. W: Wołkowicz S., Smakowski T. & Speczik S. (red.), Bilans perspektywicznych zasobów kopalni Polski wg stanu na 31 XII 2009 r. PIG-PIB Warszawa, 2011.
- [2/33] Strupczewski A.: Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce. Raport NCBJ SJ Nr: B 27/2015
- [2/34] MasterPlan dla Transportu Kolejowego w Polsce do 2030 r. . Ministerstwo Infrastruktury, sierpień 2008
- [2/35] MTBiGM- Strategia Rozwoju Transportu do 2020 r. (z perspektywą do 2030 r.), 22 I 2013 r.]
- [2/36] Studium Wykonalności dla budowy linii kolejowej dużych prędkości Warszawa–Łódź–Poznań/Wrocław”. IDOM. Praca dla PKP PLK S.A., 2012
- [2/37] A. Szeląg, T. Maciolek, Systemy zasilania Kolei Dużych Prędkości jazdy, Rozdział 7. Koleje Dużych Prędkości w Polsce (red. M. Siergiejczyk), s. 123-124, Instytut Kolejnictwa,2015

- [2/38] Porozumienie w sprawie zasad przyłączenia sieci trakcyjnej PKP PLK S.A. do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwa energetycznego PKP Energetyka S.A. z dnia 01.06.2010 r. (z późniejszymi zmianami).
- [2/39] Szelaż A. – Wpływ napięcia w sieci trakcyjnej 3 kV DC na parametry energetyczno-trakcyjne zasilanych pojazdów. INW SPATIUM, 2013
- [2/40] Borlese, Smart Grids: Infrastructure, Technology and Solutions, CRC Press, 2012
- [2/41] ISE: <http://ise.ews21.pl/index.php?page=ise>
- [2/42] Rynek inteligentnych sieci energetycznych w Polsce – diagnoza potencjału, Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum, Katowice, 2013
- [2/43] Malko J., Wojciechowski H., Sektor energetyczny i cyberbezpieczeństwo, Nowa Energia" nr 1/2015), <http://www.cire.pl/pliki/2/sektorenbezpcyb.pdf>
- [2/44] ENISA: Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide, <http://www.search.ask.com/web?o=APN10371&get=kwd&q=Smart%20Grid%20Threat%20Landscape%20and%20Good%20Practice%20Guide>
- [3/1] International Energy Agency: World Energy Outlook 2013,2014,2015
- [3/2] International Energy Agency: Key World Energy Statistics 2015
- [3/3] VGB PowerTech: Zahlen Und Fakten – Energieerzeugung 2013/2014, 2015/2016
- [3/4] Ministerstwo Gospodarki: Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Dokument przyjęty przez RM, Warszawa, grudzień 2009
- [3/5] ARE: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku (zał. 2 do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”). Warszawa, Ministerstwo Gospodarki, listopad 2009 r.
- [3/6] Ministerstwo Gospodarki: Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Warszawa, maj 2010 r.
- [3/7] Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, Min. Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.
- [3/8] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z 2012 r. poz. 951)
- [3/9] Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Warszawa, sierpień 2014 r.
- [3/10] Ekspertyza ”Mapa rozwoju dyscypliny Elektrotechnika”, Komitet Elektrotechniki PAN, Warszawa, 2015
- [3/11] Gabrys H.L.: Elektroenergetyka w Polsce 2015. Próba osądu roku na podstawie wyników i wyzwań. Energetyka 2015, nr 12, s.787-790
- [3/12] Pawlik M.: Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – nowe wyzwania. Energetyka 2013, nr 8, s. 595-599
- [3/13] Majchrzak H.: Główne założenia i cele polityki energetycznej Polski do 2030 roku. Mat. Seminarium Komitetu Problemów Energetyki PAN, Warszawa, 7.05.2009 r.
- [3/14] Pawlik M.: ”Energy mix” krajowej elektroenergetyki w 2020 roku. Przegląd Elektrotechniczny 2010, nr 6, 89-92
- [3/15] Popczyk J.: Energetyka postprzemysłowa. Energetyka w społeczeństwie wiedzy. Mat. Seminarium Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN „Ekonomiczne aspekty elektroenergetyki rozproszonej”, Warszawa, 24.04. 2009
- [3/16] Pawlik M.: Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE. Energetyka Ciepła i Zawodowa 2009, nr 7/8, s. 24-29
- [3/17] Pawlik M.: Uwarunkowania rozwoju elektrowni opalanych gazem. Mat. Konf. „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”, Kiekrz, 28-29.11.2005, s. 49-51
- [3/18] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r. <http://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/sprawozdania/2916,Sprawozdania.html>
- [3/19] Komunikat Komisji Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Zintegrowana polityka przemysłowa w erze globalizacji Konkurencyjność i zrównoważony rozwój na pierwszym planie KOM(2010) 614, wersja ostateczna
- [3/20] Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz.Urż L 114 z 27.4.2006 r., s. 64–85).
- [3/21] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 134.
- [4/1] M. Szczechowicz: Analiza możliwości wykorzystania technologii magazynowania energii na potrzeby bilansowania pracy źródeł odnawialnych w KSP. Opracowanie własne, PSE Operator SA, 2014.
- [4/2] H. Majchrzak: „Magazynowanie energii jako remedium na problemy z OZE”, Czysta Energia 8/2014
- [4/3] Praca zbiorowa: Electricity Storage, Leading the Energy Transition Factbook, SBC Energy Institute, Sept. 2013
- [4/4] G. Benysek, M. P. Kazmierkowski, J. Popczyk, and R. Strzelecki, „Power electronic systems as crucial part of Smart Grid infrastructure – a survey”, Bull. Pol. Ac.: Tech., vol. 59, no. 4, 2011, pp. 445-473
- [4/5] Technology Roadmap IEA, Energy Storage, IEA, 2014
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapEnergyStorage.pdf>



- [4/6] I. Pavel: The cost of storage – how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001751>
- [4/7] ARE: Statystyka elektroenergetyki polskiej, r.2013
- [4/8] <http://ziemianarozdrozu.pl/encyklopedia/163/fluktuacje-i-magazynowanie-energii-z-korektami-autorow-pracy>
- [4/9] Germany's Green Energy Supply Transformation Has Already Failed. (<http://www.eike-klima-energie.eu/news-cache/germanys-green-energy-supply-transformation-has-already-failed/>)
- [4/10] Technology RoadMap, Energy Storage. International Agency, (Ed. Maria van der Hoeven), 2014.
- [4/11] Analiza możliwości wdrożenia systemu rekuperacji energii hamowania elektrycznych pojazdów trakcyjnych. Zakład Trakcji Elektrycznej, Politechnika Warszawska, 2014 (praca dla PKP Energetyka S.A.)
- [4/12] G. Benysek, M. Jarnut, B. Kubik – Stan obecny infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych w Polsce.
- [4/13] Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, IEA, 2015, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>
- [4/14] M. Kochański i inni: Techniczne i ekonomiczne perspektywy produkcji i magazynowania wodoru w Polsce. Acta Innovations, ISSN 2300–5599, nr 8, 2013.
- [4/15] M. Kaliski, M. Wojciechowski, A. Szurlej: "Analiza skuteczności wprowadzonego systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z metanu," Polityka Energetyczna, nr 15 (4), 2012, str. 57-69.
- [4/16] W. Kamrat: Metody oceny efektywności inwestowania w elektroenergetyce. Wyd. Politech. Gdańskiej, 2004.
- [5/1] PSE S.A. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025, Konstancin-Jeziorna, 2015.
- [6/1] H. Majchrzak: „Rozwój instalacji fotowoltaicznych”. Czysta Energia 4/2015.
- [6/2] Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz.U. z dn. 3.04.2015 r. poz. 478).
- [6/3] Dyrektywa 2012/27/WE z dnia 25.10.2012 r.
- [6/4] Ustawy i rozporządzenia Rady Ministrów dotyczące energetyki jądrowej (wg kolejności publikacji w Dz. Ustaw)
- [6/4.1] Dz.U. 2002.1925. Rozp. RM z dnia 3 grudnia 2002 r. w sprawie odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego.
- [6/4.2] Dz.U. 2004. 0987, Rozp. RM z dnia 27 kwietnia 2004 r. w sprawie wartości poziomów interwencyjnych dla poszczególnych rodzajów działań interwencyjnych oraz kryteriów odwołania tych działań
- [6/4.3] Dz. U. 2005.0169 Rozp. RM z dnia 18 stycznia 2005 r. w sprawie planów postępowania awaryjnego w przypadku zdarzeń radiacyjnych
- [6/4.4] Dz. U. 2008. 1295, Rozp. RM z dnia 4 listopada 2008 r. w sprawie ochrony fizycznej materiałów jądrowych i obiektów jądrowych.
- [6/4.5] Dz.U. 2008. 1402 Rozp. RM. z dnia 21 października 2008 r. w sprawie udzielania zezwolenia oraz zgody na przywóz na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wywóz z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i tranzyt przez to terytorium odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego.
- [6/4.6] Dz.U. 2011.0789 Ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących.
- [6/4.7] Dz.U. 2012. 0264 Ustawa Prawo Atomowe, Obwieszczenie Marszałka Sejmu RP z dnia 24 stycznia 2012 r.
- [6/4.8] Dz.U. 2012.1024 Rozp. RM z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie czynności mających istotne znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w jednostce organizacyjnej wykonującej działalność polegającą na rozruchu, eksploatacji lub likwidacji elektrowni jądrowej.
- [6/4.9] Dz.U. 2012.1025 Rozp. RM z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi lokalizacji obiektu jądrowego oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego.
- [6/4.10] Dz.U. 2012.1043 Rozp. RM z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie zakresu i sposobu przeprowadzania analiz bezpieczeństwa przeprowadzanych przed wystąpieniem z wnioskiem o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, oraz zakresu wstępnego raportu bezpieczeństwa dla obiektu jądrowego.
- [6/4.11] Dz.U. 2012.1048 Rozp. RM z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, jakie ma uwzględniać projekt obiektu jądrowego.
- [6/4.12] Dz.U.2012.1213. Rozp.RM z dnia 10 października 2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej.
- [6/4.13] Dz. U. 2013.0270 Rozp. RM z dnia 11 lutego 2013 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej dla etapu likwidacji obiektów jądrowych oraz zawartości raportu z likwidacji obiektu jądrowego.

- [6/5] Monografia z II Kongresu SEP, 2014 r., rozdział: Trakcja elektryczna (red. A. Szela) (w przygotowaniu – 2016).
- [6/6] Czysta Energia 8/2014: „Magazynowanie energii jako remedium na problemy z OZE” (H. Majchrzak)
- [6/7] Zrównoważone i inteligentne zarządzanie energią dla inteligentnych systemów kolejowych w Europie: zintegrowane podejście optymalizacyjne D1.1 Najważniejsze elementy sieci kolejowej i specyfikacja głównych podsystemów EC Contract No. FP7 – 314125 Project co-funded by the European Commission within the Seven Framework Programme (2007-2013). Raport 2013 r.
- [6/8] Opracowanie własne pt. „Analiza możliwości wykorzystania technologii magazynowania energii na potrzeby bilansowania pracy źródeł odnawialnych w KSP” MPK??
- [6/9] Analiza możliwości wdrożenia systemu rekuperacji energii hamowania elektrycznych pojazdów trakcyjnych. Zakład Trakcji Elektrycznej, Instytut Maszyn Elektrycznych Politechniki Warszawskiej, 2014, praca dla PKP Energetyka S.A.
- [7/1] G. Grotkowska, T. Gajderowicz, L. Wincenciak, I. Wolińska, Raport końcowy z badania: „Ocena jakości i skuteczności wsparcia kierunków zamawianych w ramach Poddziałania 4.1.2 PO KL”, WYG PSDP Sp. z o.o., Warszawa 2014.
- [7/2] Kaźmierkowski M. Kształcenie inżynierów w systemie PBL. Forum Akademickie, nr 9, 2013.

ZAŁĄCZNIKI (dostępne: na załączonym CD; www.sep.com.pl)

ZAŁĄCZNIKI GŁÓWNE ZG [nr rozdz. / nr zał.] (wybrane materiały źródłowe do raportu).

- ZG[1/1] Zestawienie produkcji energii elektrycznej brutto w UE28 oraz % udziałów poszczególnych krajów (2012).
- ZG[2/1] Bartosik M.: Apetyt energetyczny cywilizacji a szanse jej przetrwania (patrz [2/1]).
- ZG[2/2] Bartosik M.: Źródła energii pierwotnej – dywersyfikacja w warunkach polskich.
- ZG[3/1] Lewandowski W., Pawlik M., Skoczowski T., Strupczewski A., Szela A.: Technologie wykorzystujące OZE.
- ZG[6/1] Strupczewski A.: Przykłady utrudnień procesu inwestycyjnego powodowanych przez obecne przepisy.
- ZG[6/2] Strupczewski A.: Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce. Raport NCBJ SJ Nr: B □ 27/2015.
- ZG[6/3] Strupczewski A.: Atom lekiem na CO2. NCBJ 2014.
- ZG[7/1] Kaźmierkowski M.: Kształcenie nowych kadr dla elektroenergetyki.

DOKUMENTY ŹRÓDŁOWE DZ[nr].

- DZ[1] Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny mix elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych. Raport EY, 2014.
- DZ[2] EU energy in figures. Statistical pocketbook. EUROPEAN COMMISSION, 2014.
- DZ[3] Polityka energetyczna Unii Europejskiej wg stanu na 08.12.2014. Materiały OIDE.
- DZ[4] Ekspertyza „Mapa rozwoju dyscypliny Elektrotechnika”. Komitet Elektrotechniki PAN Warszawa 2013.
- DZ[5] European Energy Security Strategy. EUROPEAN COMMISSION, Brussels, 28.5.2014.
- DZ[6] BP Energy Outlook 2030. London, January 2011.
- DZ[7] Prezydium PAN: Stanowisko z dn. 11.03.2014, dotyczące gazu ziemnego znajdującego się w warstwach łupkowych (tzw. „gazu łupkowego”).
- DZ[8] A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. European Commission, Brussels, 2014; SWD(2014) 15 final; COM(2014) 15 final; SWD(2014) 16 final.
- DZ[9] Master Plan dla transportu kolejowego w Polsce do 2030 r. Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa, 2008
- DZ[10] Strategia rozwoju transportu do 2020 roku (z perspektywą do 2030 roku). Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej, Warszawa, 2013.



NAJWAŻNIEJSZE SKRÓTY

ACER – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki	LZW – Lubelskie Zagłębie Węglowe
BEiŚ – Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko	LCOE – levelized cost of stored energy
BP – Baterie przepływowo	MAEA – Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej
CACM – Kodeks Sieciowy	MEW – małe elektrownie wodne
CPO/Z – cykl paliwowy otwarty/zamknięty	MPW – metan z pokładów węgla
CCS – Carbon Capture and Storage	MRC – Multi-Regional Coupling
CMK – Centralna Magistrala Kolejowa	NC SO – Network Code on establishing a guideline on electricity transmission system operation
CPUC – California Public Utility Commission	OSP – Operator systemu przesyłowego
DZW – Dolnośląskie Zagłębie Węglowe	OSD – operator systemu dystrybucyjnego
DSM – Demand Side Management	ORM – operacyjna rezerwa mocy
DSR – Demand Side Response	RZE – Rozproszone zasoby energetyczne
EAZ – Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa	PBL – Problem Based Learning
EJ – elektrownia jądrowa, energetyka jądrowa	PE – Parlament Europejski
EL – kierunek studiów elektrotechnika	PEP – Polityka Energetyczna Polski
EN – kierunek studiów energetyka	PEC – photo-electrolysis cell
EE – specjalność elektroenergetyka	PIG – PIB Państwowy Instytut Geologiczny
ENISA – European Information Security Agency	PEMFC – Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity	PPEJ – Polski program energetyki jądrowej
EROEI – energetyczna stopa zwrotu	PRSP – Plan rozwoju zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025
EED – dyrektywa o efektywności energetycznej	PT – podstacja trakcyjna
EPBD – dyrektywa o wydajności energetycznej budynków	PV – ogniwo fotowoltaiczne
ESP – elektrownie szczytowo-pompowe	REEDP – Raport „Energia Elektryczna dla Pokoleń”
ET- elektroenergetyka trakcyjna	REMIT – Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
FCEV – Fuel Cell Electric Vehicles	SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
FW – Farma wiatrowa	SC – Superkondensatory
GGE – greenhouse gas emissions	SEE – System elektroenergetyczny
GZW – Górnośląskie Zagłębie Węglowe	SMES – nadprzewodzące zasobniki magnetyczne
GR – generacja rozproszona	SMR – steam methane reforming
HAN – Home Area Network	SPS – systemy sprężonego powietrza
ISE – Inteligentne sieci elektroenergetyczne	TS – transport szynowy
ISP – inteligentne systemy pomiarowe (ang. AMI),	UCTE – Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
ITER – International Thermonuclear Experimental Reactor	UE – Unia Europejska
KDP – Koleje Dużych Prędkości	UEE – Ustawa o efektywności energetycznej
KE – Komisja Europejska	UOŹE – Ustawa o OŹE
KS – kabina sekcyjna	URE – Urząd Regulacji Energetyki
KSE – Krajowy System Energetyczny	V2G – Vehicle-to-Grid
KSOP – Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych	V2H – Vehicle-to-Home
KZ – koła zamachowe	WAMS – Wide Area Measurement System
	WEO – World Energy Outlook

Wydawnictwo ukazało się dzięki wsparciu:



ISBN 978-83-61163-64-0



9 788361 163640