

STRUKTURA POLSKIEGO BILANSU WYTWÓRCZEGO 2050 NA MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE zawężanie obszaru poszukiwań (etap 3)¹

Jan Popczyk
Krzysztof Bodzek²

*Zbudowanie zasobów wytwórczych
mono rynku energii elektrycznej OZE jest w horyzoncie 2050 łatwiejsze
niż zrestrukturyzowanie istniejącej energetyki WEK
(uwolnienie się w pierwszej połowie XXI w. od ewidentnej już nieracjonalności tej
energetyki).*

Podstawowym (największym) problemem polskiej elektroenergetyki WEK jest stopień rozkojarzenia jej istniejących zasobów w źródłach wytwórczych i zasobów wydobywczych w kopalniach w energetyce węglowej na węgiel kamienny i brunatny, odpowiednio. Do tego dochodzi rozkojarzenie zasobów sieciowych, zarówno względem zdolności wytwórczych, jak i rozkojarzenie wewnętrzne sieciowe, między zasobami przesyłowymi, dystrybucyjnymi sieci 110 kV i dystrybucyjnymi sieci SN-nN. Rozkojarzenie to narastało wraz z recentralizacją elektroenergetyki po 2000 r., która miała służyć spójności strategii rozwojowych, a w rzeczywistości stała się wyścigiem inwestycyjnym dominujących grup energetycznych, zwłaszcza w duże bloki wytwórcze. W rezultacie w pierwszej dekadzie obecnego wieku wybudowane zostały (i przekazane do eksploatacji na przełomie dekad pierwszej i drugiej) dwa bloki węglowe klasy 450 MW (na węgiel kamienny w Łagiszy, na węgiel brunatny w Pątnowie) oraz blok 860 MW na węgiel brunatny w Bełchatowie).

Jednak zasadniczym problemem z punktu widzenia nieskoordynowania rozwoju KSE są nowe bloki klasy 1000 MW na węgiel kamienny (Enea – Kozienice, blok na etapie uruchamiania; PGE – 2 bloki w Opolu w budowie, a dodatkowo w budowie blok klasy 450 MW na węgiel brunatny w Turowie; Tauron – blok Jaworzno w budowie, dodatkowo w „budowie” blok gazowy klasy 450 MW w Stalowej Woli; Energa/Enea – Ostrołęka C, ogromna presja polityczna na realizację budowy bloku).

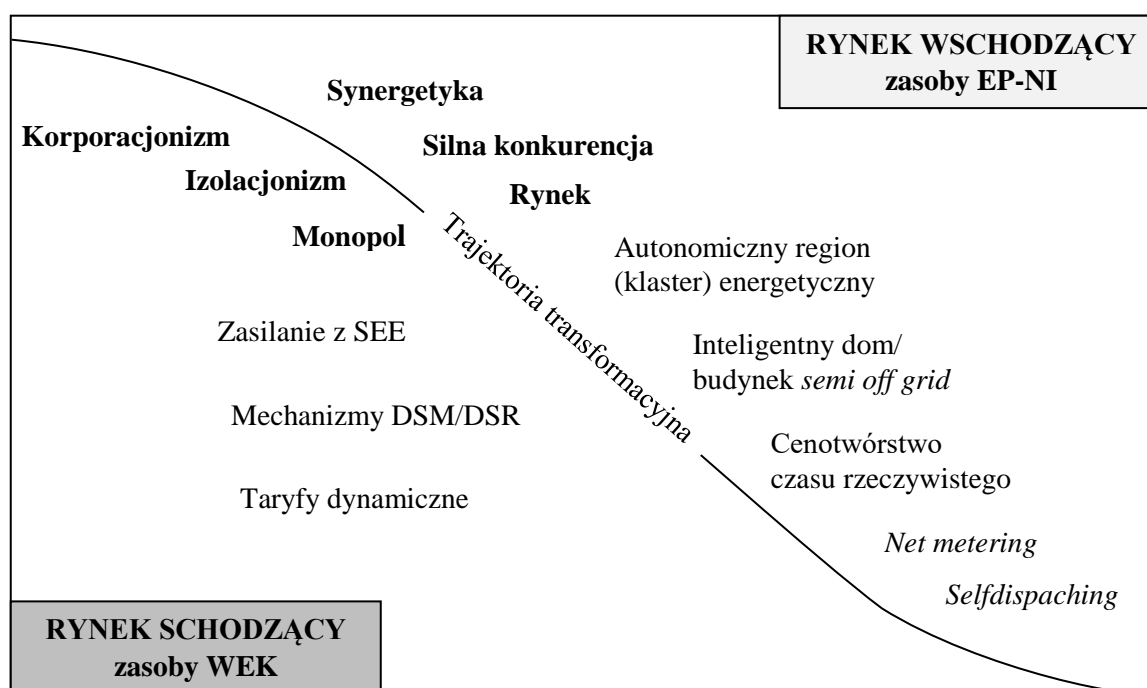
¹ Do opracowania Raportu autorzy wykorzystali zasoby biblioteki BŻEP (<http://klaster3x20.pl>), głównie w postaci Raportów własnych, bez szczegółowego powoływania się na nie (wyjątek stanowi powołanie na Raport [4]). Dane z Raportów własnych skonfrontowali z danymi dostępnymi w otwartych bieżących zasobach internetowych. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to odwołania do trzech pierwszych Raportów Cyklu – w tym wypadku chodzi o potwierdzenie spójności danych we wszystkich Raportach. Po drugie, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autorów w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi z kolei o ochronę praw autorskich innych autorów niż autorzy Raportu. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponoszą tylko autorzy.

² Dr inż. Krzysztof Bodzek – Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki, Wydział Elektryczny Politechniki Śląskiej.

Oprócz recentralizacji organizacyjnej elektroenergetyki i wyścigu inwestycyjnego w zbyt duże dla KSE bloki wytwórcze przyczyną była także abdykacja PSE oraz URE w zakresie władztwa ustawowego w obszarze odpowiedzialności za koordynację rozwoju oraz równoważenie interesów grup energetycznych, odbiorców i środowiska naturalnego.

Istniejące zasoby (łącznie z zasobami w budowie) na schodzącym rynku energii elektrycznej (w tym specyficzne/nieracjonalne zasoby na rynku WEK jakimi są źródła OZE wykorzystujące technologię współspalania, a jeszcze bardziej blok kondensacyjny na biomasę klasy 200 MW w Elektrowni Połaniec) w krótkiej perspektywie zapewniają bezpieczeństwo elektroenergetyczne, jednak w dłuższej perspektywie (horyzont 2050) staną się jedynie źródłem kosztów osieroconych, bo nie wytrzymają konkurencji ze strony coraz tańszych, i charakteryzujących się coraz lepszymi właściwościami, źródeł OZE.

Przedstawione w raporcie wyniki badań symulacyjnych, wykorzystujące 15-minutowe profile czasowe obciążenia i produkcji, ale nie uwzględniające oddziaływań rynkowych na kształtowanie się profili (mechanizmów takich jak DSM/DSR, jednak przede wszystkim „szybkiego” cenotwórstwa na poziomie odbiorców końcowych, w tendencji cenotwórstwa czasu rzeczywistego) pozwalają antycypować potencjalną krajową strukturę źródeł wytwórczych w horyzoncie 2050 uwzględniającą źródła OZE oraz dwa transfery paliwowe (gazu ziemnego z rynku ciepła oraz paliw transportowych z rynku transportu); w strukturze nie ma źródeł węglowych.



Rys. 1. Mapa transformacji (trajektorii transformacyjnej) rynku schodzącego energii elektrycznej (elektroenergetyka WEK 2016) we wschodzący mono rynek energii elektrycznej OZE (EP-NI 2050); nawiązanie do [1,2]

Badania symulacyjne krajowego bilansu źródeł wytwórczych (na krajowym mono rynku energii elektrycznej) rozszerzone zostały na bilanse zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej w horyzoncie 2050 dla poszczególnych województw (16 województw). Ponadto, w Raporcie określono modele referencyjne bilansów na mono rynkach energii elektrycznej

OZE (bez wykorzystania transferów paliwowych) dla gmin i powiatów na obszarach wiejskich. Skalowalność rozwiązań charakterystyczna dla energetyki prosumenckiej i masowy efekt fabryczny produkcji urządzeń/artykułów dla potrzeb rozproszonej energetyki OZE umożliwia oczywiście wykorzystanie zbudowanych dwóch modeli referencyjnych bilansów dla potrzeb około 1600 gmin wiejskich i 500 gmin miejsko-wiejskich oraz dla 314 powiatów wiejskich, odpowiednio.

Przejsie do uzyskanej struktury bilansów źródeł wytwórczych może się zrealizować jedynie w bardzo trudnym, jednak nieuniknionym, procesie transformacji polskiej energetyki od rynku schodzącego WEK do rynku wschodzącego będącego domeną prosumentów (energetyka EP) i niezależnych inwestorów (energetyka NI). Mapa transformacji, opracowana na podstawie [1,2], w dużym uproszczeniu pokazana jest na rys. 1. Pełna realizacja antycypowanych struktur bilansów wytwórczych wymaga pilnie uwolnienia rynku energii elektrycznej od dominacji nieracjonalnej (etatystycznej) polityki rządowo-korporacyjnej na rzecz przejrzystego rynku, na którym panuje silna konkurencja.

ISTNIEJĄCE ZASOBY ENERGETYKI WEK NA SCHODZĄCYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Najważniejszą część procesu wygaszania skutków starej (naśladowczej) trajektorii rozwojowej energetyki, aż do wyczerpania się zasobów energetyki WEK, rozegra się na rynku energii elektrycznej. Dlatego potrzebna jest analiza zakresu tego właśnie rynku oraz kształtujących go kluczowych uwarunkowań. Punktem wyjścia do analizy jest syntetyczne ujęcie istniejących łącznych zasobów wytwórczych WEK na rynku energii elektrycznej. Są to zasoby, które w drugiej połowie 2017 r. można podsumować następująco. Energetyka węglowa na węgiel kamienny – 19 GW (w tym elektrownie kondensacyjne – 14,5 GW, elektrociepłownie – 4,5 GW) i na węgiel brunatny – 9,5 GW (elektrownie kondensacyjne); energetyka gazowa – 1,6 GW, energetyka wiatrowa – 6 GW (w większości należąca „jeszcze” do energetyki NI, ale poddana ze strony elektroenergetyki WEK „systemowej” eliminacji realizowanej w ramach polityki rządowo-korporacyjnej), energetyka wodna – 2,5 GW (łącznie z elektrowniami szczytowo-pompowymi).

Zasoby wytwórcze WEK na rynku energii elektrycznej. Istniejące zasoby wytwórcze WEK na rynku energii elektrycznej w Polsce [4,5], to przede wszystkim kondensacyjne (podstawowe i podszczytowe) bloki węglowe, na węgiel kamienny i brunatny (z punktu widzenia systemowego ważne jest, że są to bloki tworzące zasoby regulacyjne w KSE). Bloki klasy 120 MW (łącznie 24 bloki) budowano w latach 1960. minionego wieku. Bloki klasy 200 MW (łącznie wybudowano 63 bloki, obecnie pracuje 54) były podstawowym rozwiązaniem przez trzy dekady (pierwszych 15 bloków wybudowano w latach 1960.). Bloki klasy 360 MW (łącznie 16 bloków), to rozwiązanie lat 1980. i 1990. Bloki klasy 500 MW (2 bloki) zostały wybudowane w latach 1970. Bloki budowane po 2000 r. są „indywidualizowane”, ich moc nie wynika ze spójnej strategii rozwojowej KSE, za którą formalnie odpowiedzialny jest operator przesyłowy, jest natomiast wynikiem decyzji inwestorów (dominujących grup energetycznych).

Skutek jest oczywisty, i bardzo niekorzystny. Ze względu na brak na polskim rynku hurtowym energii elektrycznej systemu cen węzłowych, a przede wszystkim brak zasady, że to wytwórcy ponoszą koszt opłat systemowo-sieciowych inwestorzy preferują coraz większe bloki, korzystne z punktu widzenia ich interesu, niekorzystne natomiast z punktu widzenia KSE i konkurencji na rynku. W tej grupie najmniejsze bloki węglowe (na węgiel kamienny i brunatny) są blokami klasy 450 MW. Są to nowe dwa bloki 460 MW przekazane do eksploatacji: kolejno w Pątnowie (2008) i w Łagiszy (2009), oraz znajdujący się w budowie blok 460 MW w Turowie. Kolejny w szeregu mocy jest blok 860 MW w Bełchatowie (2011).

Podstawowe znaczenie o charakterze negatywnym mają jednak bloki klasy 1000 MW. W fazie rozruchowej jest blok 1075 MW (Kozienice). W tym trendzie buduje się również dwa bloki o mocy jednostkowej 900 MW w Opolu, oraz blok 910 MW w Jaworznie (planowane do uruchomienia w 2019 r.). W strategii rządowej jest także budowa bloku 1000 MW w Ostrołęce (blok planowany do uruchomienia w 2022 r.).

Odrębną kategorią są bloki WEK (węglowe, gazowe) w „zawodowych” elektrociepłowniach, należących do korporacji elektroenergetycznej. Bloki te nie tworzą zasobów regulacyjnych KSE (ich praca jest podporządkowana produkcji ciepła na potrzeby wielkich sieciowych systemów ciepłowniczych). Roczny czas wykorzystania osiągalnej mocy elektrycznej bloków węglowych w elektrociepłowniach wynosi około 3500 godzin. Podstawowymi blokami węglowymi w elektrociepłowniach zawodowych są bloki upustowo-przeciwprężne o mocach elektrycznych jednostkowych 50 MW i 110 MW oraz bloki upustowe kondensacyjne o mocy elektrycznej jednostkowej 125 MW. Łączną moc elektryczną bloków węglowych w elektrociepłowniach zawodowych szacuje się tu na około 4500 MW.

Bloki gazowe WEK są technologią wytwórczą, która w zawodowych elektrociepłowniach (i nie tylko) pojawiła się w drugiej połowie lat 1990. Są to bloki *combi* (gazowo-parowe) o mocy elektrycznej jednostkowej 50 MW do 200 MW (Gorzów Wielkopolski, Nowa Sarzyna, Rzeszów, Lublin, Zielona Góra); łączna moc elektryczna tych bloków wynosi ponad 600 MW. Podkreśla się przy tym, że bloki gazowe *combi*, z uwagi na bardzo wysoką sprawność elektryczną (55%) i dużą dyspozycyjność, są w gruncie rzeczy blokami podstawowymi, o bardzo dużym rocznym czasie wykorzystania osiągalnej mocy elektrycznej, wynoszącym nawet 8000 godzin.

Bloki gazowe są (powinny być) technologią ubezpieczającą na rynku energii elektrycznej i dlatego trzeba je widzieć w energetyce prosumenckiej, a nie w korporacyjnej. Potwierdza tę tezę fakt, że energetyka korporacyjna nie planuje już (nie rozpatruje) budowy bloków gazowych klasy 800 MW (bloki 800 MW, rozpatrywane jeszcze kilka lat temu odchodzą w niepamięć). Budowany, z wieloma trudnościami (w 2015 r. budowa została „zawieszona”), w Stalowej Woli blok *combi* o mocy elektrycznej 460 MW (i mocy cieplnej 240 MW) powinien otworzyć i zamknąć (jeśli jego budowa zostanie zakończona) listę takich projektów. Z drugiej jednak strony grupa energetyczna PGE zintensyfikowała w 2017 r. prace studialne dotyczące budowy bloku gazowego klasy 450 MW w Elektrowni Dolna Odra.

Bardzo skuteczną politykę inwestycyjną w zakresie bloków gazowych prowadzą natomiast, w odróżnieniu od elektroenergetyki WEK, prosumenci przemysłowi. Blok 460 MW we Włocławku jest właśnie typowym blokiem prosumenckim, zarówno z punktu

widzenia inwestorskiego (inwestorem jest PKN Orlen) jak i przeznaczenia (funkcjonalnie jest to blok realizujący autogenerację przemysłową dla potrzeb zakładów chemicznych we Włocławku). Bardzo dużym blokiem gazowym jest uruchomiony we wrześniu 2017 r., blok o mocy elektrycznej 600 MW. Jest to blok zbyt duży jak na model prosumencki. Z drugiej strony jest on unikatowy w kontekście systemowo-rynkowym, mianowicie jest wyposażony w transformatorową regulację poprzeczną napięcia, co zapewnia mu bardzo dobre właściwości regulacyjno-bilansujące, a zatem zwiększa jego przewagę konkurencyjną na rynku.

Znacznie mniejsze bloki, ale przez to lepiej dopasowane do potrzeb prosumenckich są bloki w Koksowni Przyjaźń (Jastrzębska Spółka Węglowa) oraz w miedziowym kombinacie górniczo-hutniczym (KGHM) w Polkowicach i w Głogowie. W pierwszy wypadku jest to oddany do użytku w maju 2017 r. blok na gaz koksowniczy o mocy 70 MW. W drugim wypadku są to dwa bloki *combi* o mocy 45 MW każdy, przekazane do eksploatacji w 2014 r. Jest już oczywiste, że to właśnie mniejsze bloki *combi*, staną się w kolejnych latach domeną energetyki przemysłowej i ciepłowniczej (czyli realizującej prosumenckie kogeneracyjne łańcuchy wartości).

Główne uwarunkowania dotyczące kształtowania się w elektroenergetyce WEK zasobów wytwórczych w kolejnych latach. Bilans zmian podstawowych krajowych zasobów wytwórczych elektroenergetyki WEK (bloków węglowych na węgiel kamienny i brunatny) w latach 2014-2017 przedstawia tab. 1.

Tab. 1. Bilans odstawionych, zrewitalizowanych i nowych bloków wytwórczych w energetyce węglowej (WEK) w latach 2014-2017

Lata	Klasa bloku	Liczba, moc bloków wycofanych	Liczba bloków zrewitalizowanych/ przyrost mocy	Liczba nowych bloków	Bilans, MW
a	b	c	d	e	f
2014	360 MW	-	1/10 MW	-	10
	200 MW	2	4/80 MW	-	- 320
	120 MW	1	1/10 MW	-	- 110
	Moc, razem	520 MW	100 MW	-	- 420
2015	360 MW	-	2/40 MW	-	- 320
	200 MW	3	2/30 MW	-	- 570
	120 MW	1	-	-	- 120
	Moc, razem	710 MW	70 MW	-	- 1010
2016	200 MW	3	1/20 MW	-	- 580
	120 MW	6	1/10 MW	-	- 710
	Moc, razem	1320 MW	30 MW	-	- 1290
2017	1100 MW	-	-	1	1100
Razem (2014-2017)		2550 MW	200 MW	1100 MW	- 1250

Objaśnienia do tab. 4. Kolumna c – w kolumnie są uwzględnione bloki węglowe na węgiel kamienny i brunatny. Kolumna d – w kolumnie są podane przyrosty mocy bloków po rewitalizacji (przyrosty te wynoszą najczęściej około 10%).

Zmiany przedstawione w tabeli są wynikiem trzech procesów: wycofań, przyrostów mocy będących skutkiem rewitalizacji oraz uruchomień nowych bloków. Podkreśla się przy tym, że ujemny bilans dla całego okresu wynoszący -1250 MW, przedstawiony w kolumnie f, wykorzystywany przez dominujące grupy energetyczne do budowania presji inwestycyjnej nie może pozostać bez komentarza.

Po pierwsze, w bilansie tym nie ma np. bloku gazowego 460 MW w Stalowej Woli, chociaż jego uruchomienie było planowane na 2016 r. Po drugie, bilans nie uwzględnia w rozpatrywanym okresie prosumenckich inwestycji w bloki gazowe (PKN Orlen, KGHM, JSW), łącznie ponad 1220 MW, o potencjalnym rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej wynoszącym nawet 8 tys. godzin. Zatem po trzecie, napięcie bilansowe wynikające z tab. 1 jest pozorne. Gdyby blok w Stalowej Woli został przekazany planowo do eksploatacji, a ponadto jeśli uwzględnić przyrost mocy w farmach wiatrowych (w okresie 2014-2017 około 2500 MW), dalej prawie zerowy wzrost zapotrzebowania, i wiele innych potencjalnych możliwości równoważenia zużycia i produkcji energii elektrycznej, to trzeba stwierdzić, że inwestycje wytwórcze w rozpatrywanym okresie wyprzedzały potrzeby.

Ciekawy wnioski wypływają także z analizy porównawczej danych według tab. 1 oraz danych zamieszczonych w raporcie NIK [6]. Otóż w okresie porównawczym (2015-2016) wycofania rzeczywiste objęły 13 bloków o łącznej mocy 2030 MW, tab. 1. Wycofania planowane (w ramach wojny „propagandowej” prowadzonej przez dominujące grupy energetyczne o nowe moce) miały natomiast objąć aż 17 bloków o mocy 3040 MW, tab. 2, czyli ponad 1000 MW więcej. Warto podkreślić, że na podstawie danych o planowanych wycofaniach bloków, tab. 2, w raporcie NIK sformułowano konkluzję, że do 2020 r. konieczny jest wzrost krajowej mocy zainstalowanej od 4,8 GW (wariant realistyczny) aż do 7,1 GW (wariant optymistyczny); w rzeczywistości konkluzja ta nie ma jednak żadnych racjonalnych podstaw.

Tab. 2. Zestawienie planowanych do wyłączenia bloków węglowych, na podstawie raportu NIK [6]

Lata	Klasa bloku	Liczba, moc bloków wycofanych
a	b	c
2015	360 MW	1
	200 MW	2
	120 MW	8
	Moc, razem	2215 MW
2017	360 MW	
	200 MW	1
	120 MW	5
	Moc, razem	825
Razem (2015-2017)		3040 MW

Do najważniejszych uwarunkowań dotyczących trwania skutków starej trajektorii rozwojowej zalicza się, w kontekście bilansowym, następujące pięć uwarunkowań. Pierwszym jest dyrektywa 2010/75 i wynikające z niej odstawienia bloków węglowych w kolejnych latach. Drugim jest możliwość rewitalizacji bloków węglowych, głównie 200 MW, ale także bloków 120 MW i 360 MW. Trzecim uwarunkowaniem jest przyszłe wysycenie rynku

inwestycyjnego wielkoskalowej lądowej energetyki wiatrowej, wynikające z ograniczonej zdolności absorpcji tej energetyki przez system KSE funkcjonujący według historycznej koncepcji.

Z drugiej zaś strony pojawiły się w ostatnich latach zupełnie nowe perspektywy energetyki wiatrowej *offshore* związane z układami przesyłowymi DC i hybrydowymi AC-DC, pozwalającymi kształtować selektywne korytarze przesyłowe w miejsce tradycyjnych sieci przesyłowych wielokrotnie zamkniętych. Także nowe perspektywy związane z pojedynczymi elektrowniami wiatrowymi klasy 3 MW, wykorzystującymi energię wiatru na bardzo dużych wysokościach (znacznie powyżej 100 m), a jednocześnie możliwymi do przyłączenia do „silnej” sieci SN (20 kV).

Czwartym uwarunkowaniem są niezwykle dynamicznie rozwijające się (taniejące) źródła PV. Piątym są elektrownie biogazowe klasy 1 MW i mikroelektrownie biogazowe klasy 10-40 (50) kW; jedne i drugie łatwe do budowy w wersji źródeł bilansujących, a nawet regulacyjnych.

Bezinwestycyjne zdolności wydobywcze kopalń węgla kamiennego. W tym miejscu stawia się tezę, że niezależnie od istnienia bardzo płynnego światowego rynku węgla kamiennego, zdolności wydobywcze polskiego górnictwa węgla kamiennego mają podstawowe znaczenie z punktu widzenia koordynacja zasobów w łańcuchu funkcjonalnym: kopalnie → bloki wytwórcze → sieci przesyłowe (ogólnie sieci elektroenergetyczne). Wynika to mianowicie z dominacji elektroenergetyki węglowej i zarazem fundamentalnej niekonkurencyjności polskiego górnictwa węgla kamiennego (za niekwestionowaną sprawę uznaje się niewłaściwość inwestycji w bloki węglowe opalane węglem z importu).

Tab. 3. Bilans elektroenergetyki (WEK): węglowej, na węgiel kamienny (opracowanie własne; do oszacowań przedstawionych w kolumnach b i c wykorzystano dane robocze według Energoprojektu Katowice oraz oszacowania M. Wilczyńskiego)

Rok	Antycypowane wydobycie, mln ton	Zużycie, mln ton	Produkcja energii elektrycznej, TWh
a	b	c	d
2014	75	40	90
2016	69	37	80
2020	58	42	95
2030	27	51	115
2050	9	b.d.	b.d.

Sytuacja bilansowa polskiej elektroenergetyki węglowej na węgiel kamienny przedstawiona w tab. 3 w horyzoncie 2030 w kontekście zdolności wydobywczych (podkreśla się: całkowicie nierealistyczna, wynikająca z interesów energetyki WEK, a nie z potrzeb gospodarki) ma podstawę w danych pochodzących z obszaru energetyki WEK (górnictwo węgla kamiennego – kolumna b, elektroenergetyka, Energoprojekt Katowice – kolumna c), czyli w gruncie rzeczy jest to wynik „rzutowania” z jednej strony oraz z drugiej trajektorii

rozwojowej energetyki typu naśladowczego (*business as usual*), zwłaszcza w zakresie produkcji energii elektrycznej. Dane wskazują jednoznacznie na bardzo głębokie nieskoordynowanie zdolności wydobywczych kopalń i zdolności produkcyjnych bloków wytwórczych. W szczególności z danych wynika, że już w 2030 r. import węgla kamiennego na potrzeby elektroenergetyki WEK zrówna się z krajowym osiągalnym wydobyciem (jeśli założyć, że do 2030 r. węgiel kamienny zostanie wyparty z segmentu rozproszonych źródeł ciepła, a takie założenie jest w pełni racjonalne). Scenariusz zrównania krajowego wydobycia oraz importu węgla kamiennego w horyzoncie 2030 ma potwierdzenie w rosnącej szybko liczbie oszacowań poświęconych temu tematowi.

Ograniczenie się w niniejszym Raporcie do bezinwestycyjnych zdolności wydobywczych polskich kopalń węgla kamiennego ma przyczynę w sytuacji na światowym rynku tego węgla (roczny rynek – ponad 7 mld ton; główni producenci, to Chiny – 3,5 mld ton, USA – 0,9 mld ton, Indie – 0,6 mld ton, Australia – 0,5 mld ton, Indonezja 0,4 mld ton, RPA – 0,3 mld ton, Rosja – 0,3 mld ton). Otóż ceny węgla importowanego *loco* elektrownia są w Polsce około 25% niższe niż węgla polskiego (mimo, że polski węgiel tylko w minimalnym stopniu jest obciążony kosztami kapitałowymi inwestycji rozwojowych, bo polskie górnictwo od 1989 r. praktycznie podlega tylko restrukturyzacji, a inwestycje rozwojowe są zaniechane). Te „nożyce” cenowe (wydobycie krajowe – import), będą się rozszerzać w kolejnych latach (z wielu powodów), a to z kolei w długim horyzoncie pociągnie za sobą bardzo głębokie rozwarcie „nożyc” bilansowych, które będą znacznie większe niż to wynika bezpośrednio z tab. 3.

Powodem jest zużycie węgla kamiennego poza energetyką WEK. Obecnie to zużycie, w skali rocznej, wynosi: ciepłownictwo rozproszone – około 12 mln ton, koksownictwo i hutnictwo – około 12 mln ton, energetyka przemysłowa – około 4 mln ton. Zakładając zatem całkowitą eliminację węgla kamiennego w ciepłownictwie rozproszonym (a to jest nieuchronne ze względu na dokonujący się przełom w postrzeganiu smogu, jako zjawiska społecznie bardzo szkodliwego) należałoby się liczyć w 2030 r. z importem węgla kamiennego wynoszącym około 30 mln ton.

Najważniejszym powodem niekorzystnej sytuacji polskiego górnictwa (cechującego się niską wydajnością) jest na obecnym etapie całkowicie asymetryczna sytuacja w zakresie dostępu do kapitału. Polskie górnictwo jest odcięte od kapitału, w szczególności dotyczy to Polskiej Grupy Górniczej. Taka sytuacja pogłębia oczywiście spadek możliwości wydobywczych polskiego górnictwa (efekt wydobycia „rabunkowego”; w latach 1990-2011 wydobyto w Polsce około 2 mld 350 mln ton węgla kamiennego, a ubytek w zasobach geologicznych bilansowych wyniósł aż 17 mld ton, zatem niecałe 14% geologicznych zasobów bilansowych jest wydobywanych na powierzchnię).

Z kolei komercyjne finansowanie bankowe (w postaci kredytów i gwarancji bankowych) górnictwa światowego wzrosło w latach 2005-2011 o 400% i osiągnęło poziom 120 mld €. Dla polskiego górnictwa, z udziałem w rynku światowym poniżej 1%, oznacza to definitywny wyrok „skazujący”. Po pierwsze dlatego, że w skali światowej polskie górnictwo nie ma znaczenia. Po drugie dlatego, że Polska nie ma szans na złagodzenie unijnego stanowiska dotyczącego konkurencji, ogólnie, w stosunku do górnictwa wyrażającego się decyzją 2010/787. Dlatego, bo w UE górnictwo węgla kamiennego, oprócz polskiego, praktycznie już

nie istnieje (łącznie wydobycie w Wielkiej Brytanii, Niemczech, Czechach i Hiszpanii, przeznaczone do całkowitej likwidacji do 2022 r., wynosi 60% wydobycia polskiego).

Otóż, już sama forma zastosowanej regulacji prawnej ma tu znaczenie (mianowicie, decyzja obowiązuje bezwzględnie, czyli inaczej niż dyrektywa, której sposób wdrożenia zależy od kraju członkowskiego). Zatem Polska nie ma marginesu na złagodzenie regulacji, a to oznacza, że wszystkie nieefektywne kopalnie muszą być zamknięte najpóźniej do końca 2018 r. Do końca 2026 r. musi być natomiast wyeliminowana pomoc na pokrycie kosztów specjalnych (koszty specjalne są związane przede wszystkim z subsydiami do emerytur i rent górniczych; ten rodzaj wsparcia, wynoszący ponad 4 mld PLN rocznie, jest w ostatnich latach główną formą wsparcia, inne zostały już praktycznie wyeliminowane). Oczywiście, zgodnie z decyzją 2010/787 nie ma też żadnych prawnych szans wsparcia inwestycji początkowych w górnictwie.

Potencjał intensyfikacji wykorzystania sieci elektroenergetycznych, w szczególności przesyłowych. O ile technologie zarządzania rewersami technicznymi bloków węglowych (zarządzanie obejmujące naprężenia termiczne i mechaniczne, szczególnie wynikające z działania sił elektrodynamicznych) są na wysokim poziomie i bardzo dobrze jest rozpoznany potencjał rewitalizacji tych bloków, to w przypadku oceny stanu technicznego sieci elektroenergetycznych i szacowania potencjału intensyfikacji wykorzystania zasobów sieciowych oraz wydłużania czasu ich użytkowania sytuacja jest biegunowo odmienna. Przy tym podstawowy problem polega na tym jak traktować brak – nigdy nie przewyższony, w całej historii elektroenergetyki – satysfakcjonującego modelu eksploatacyjnego, w tym wiarygodnego modelu oceny stanu technicznego sieci elektroenergetycznych. Mianowicie, czy brak zakwalifikować jako słabość badawczą (w dziedzinie *know how*), czy jako skutek obiektywnych właściwości sieci. Podkreśla się, że monopolistyczna elektroenergetyka była ukierunkowana na przewyższanie słabości badawczej (przy tym często było to tylko pozorowanie działań). Rynkowa elektroenergetyka musi natomiast wytworzyć strategię eksploatacyjną respektującą wielką nieokreśloność, stanowiącą istotę eksploatacji sieci elektroenergetycznych.

Trudność, o której napisano powyżej stworzyła w ostatnich kilkunastu latach przestrzeń do kreowania szumu informacyjnego dotyczącego stanu sieci elektroenergetycznych. Najdramatyczniejszym potwierdzeniem tej tezy jest fakt, że grupy interesów inwestycyjnych (i nie tylko) bez żadnych podstaw kreują pogląd o nieadekwatności elektroenergetycznych sieci przesyłowych do potrzeb i tworzą presję na inwestycje w tym obszarze. Z drugiej strony, według raportu [7] elektroenergetyczne sieci przesyłowe są w Polsce w dobrym stanie: w Polsce średni wiek linii przesyłowych w 2012 r. kształtował się poniżej 40 lat, a w Szwajcarii wynosił około 42 lata, w Niemczech aż 50 lat.

Najważniejszym stwierdzeniem w raporcie [7] jest bez wątpienia informacja o zmianie przez operatora OSP „normatywnej” zasady dopuszczalności czasu eksploatacji linii z 40 do 70 lat. Choć ta zasada nie ma silnych podstaw merytorycznych, to umożliwia ona jednak stosunkowo wiarygodnie wyliczenia, że w Polsce wszystkie linie przesyłowe 220 kV mogą być eksploatowane co najmniej do 2022 r.; pierwsza linia 220 kV Elektrownia Łągisza – Łódź została wybudowana w 1952 r. Wszystkie linie przesyłowe 400 kV mogą być natomiast

eksploatowane co najmniej do 2034 r.; pierwsza linia 400 kV Mikułowa (Elektrownia Turów) – Joachimów (Częstochowa) została wybudowana w 1964 r.

Wyliczone horyzonty (lata 2022 i 2034) mają wielkie znaczenie praktyczne. Mianowicie, są one kolejnym argumentem, że wielkim błędem jest budowa w KSE nowych bloków wytwórczych klasy 1000 MW i większych, tworzących zapotrzebowanie na nowe linie przesyłowe. Zwłaszcza jeśli uwzględni się, że linie te, o potencjalnym czasie życia do końca obecnego wieku, są dodatkowym (obok samych bloków) potencjalnym źródłem *stranded costs*, a już obecnie są źródłem licznych konfliktów o szerokim podłożu społecznym. Emanacją tych konfliktów jest ustawa o korytarzach przesyłowych, której przyspieszenie zaleca rządowi raport [7]. To pokazuje niebezpieczne wikłanie się najważniejszych instytucji państwa – w tym wypadku Najwyższej Izby Kontroli – nie posiadających kompetencji merytorycznych, w politykę energetyczną realizowaną za pomocą ustaw specjalnych (taki charakter miałyby ustawa korytarzowa). Optymistyczne jest to, że ogólnie rośnie opór społeczny przeciwko takim ustawom.

Ocena stanu elektroenergetycznych sieci rozdzielczych jest jeszcze trudniejsza niż przesyłowych. W tym wypadku najbardziej syntetyczną oceną stosowaną w praktyce są wskaźniki statystyczne awaryjność sieci (mamy wówczas do czynienia z oceną obejmującą aspekty techniczne i ekonomiczne), a także stopień umorzenia majątku, związany z amortyzacją. Według [8] stopień umorzenia majątku w przypadku elektroenergetycznych sieci rozdzielczych kształtuje się w Polsce w granicach (50-65)%. Podkreśla się jednak, że stopień umorzenia ma charakter księgowy. Ze względów podatkowych operatorzy OSD stosują zróżnicowane metody amortyzacji i to jest pierwsza ważna przyczyna małej wiarygodności stopnia umorzenia. Druga wiąże się z inflacją (czynnik działający w długim czasie amortyzacji), zwłaszcza z bardzo wysoką inflacją w okresie bezpośrednio po zmianach ustrojowych w połowie 1989 r. (początki transformacji gospodarki polskiej odbywały się przy rocznej stopie inflacji wynoszącej ponad 700%; w 1990 r. stopa inflacji była ciągle jeszcze bardzo wysoka, około 360%; w 1991 r. było to około 70%; ...). Wysoka inflacja pociąga za sobą konieczność przeszacowywania majątku, a ta operacja zaburza oszacowania wartości stopnia umorzenia.

Niezależnie od trudności przytacza się poniżej analizę, która w szczególności jest dyskusyjna, ale jej wartość strategiczna jest bezdyskusyjna. Zgodnie z [9] łączne roczne nakłady na inwestycje w elektroenergetyczne sieci rozdzielcze (linie nN i SN oraz stacje transformatorowe SN/nN) na terenach wiejskich, obliczone dla okresu amortyzacji równego ekonomicznemu okresowi eksploatacji sieci, wynoszą 2,1 mld PLN (70% – nakłady odtworzeniowe, 30% – nakłady rozwojowe). Z drugiej strony, łatwo wyliczyć, że wartość rocznej sprzedaży energii elektrycznej na tych terenach wynosi około 20 mld PLN – roczna sprzedaż 37 TWh, po cenie jednoskładnikowej około 0,55 PLN/kWh. Przyjęta cena uwzględnia sumę kosztów: energii wyprodukowanej przez wytwórców, opłat przesyłowych, podatków i paropodatków.

Jest rzeczą bardzo pouczającą ze strategicznego punktu widzenia porównanie w przypadku terenów wiejskich oszacowanej wartości sprzedaży (20 mld PLN), kosztów kapitałowych sieci rozdzielczych (2,1 mld PLN) oraz kosztów energii wyprodukowanej przez wytwórców, które wynoszą około 6,7 mld PLN (przy cenie jednostkowej 180 PLN/MWh). Porównanie to ujawnia trzeci powód (poza niedopasowaniem do profilu KSE i presją na

inwestycje w sieci przesyłowe) szkodliwości inwestowania w nowe bloki wytwórcze klasy 1000 MW i większe. Mianowicie, bloki te wymuszają tradycyjną sieciową reelektryfikację terenów wiejskich. Czyli wymuszają koszty kapitałowe sieci rozdzielczych równe 1/3 kosztów energii elektrycznej produkowanej przez wytwórców, a jednocześnie ograniczają możliwą już (i właściwą dla terenów o niskiej powierzchniowej gęstości zapotrzebowania na energię elektryczną) nowoczesną reelektryfikację z wykorzystaniem rozwiązań energetyki prosumenckiej OZE.

NARUSZENIE PO 2000 r. ZASAD KOORDYNACJI PODSTAWOWYCH ZASOBÓW ENERGETYKI WEK I WNIOSKI

Krajowy program intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów elektroenergetyki WEK ma kluczowe znaczenie. Dlatego, bo roczna produkcja w elektrowniach węglowych wynosi ponad 140 TWh (jest to 85% pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną końcową, uwzględniającą potrzeby własne elektrowni i straty sieciowe; z drugiej strony jest to ponad 110% energii zużywanej przez odbiorców końcowych, wynoszącej około 125 TWh). Przy tym 80 TWh, to produkcja z węgla kamiennego, a 60 TWh – z węgla brunatnego. Roczna energia chemiczna – łączna, w węglu kamiennym i brunatnym – potrzebna do wyprodukowania w ciągu roku 140 TWh energii elektrycznej wynosi aż 400 TWh.

Z drugiej strony program intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów elektroenergetyki WEK napotka w horyzoncie 2050 na nieprzezwyciężalne bariery. Zdecyduje o tym pułapka, w którą wpadła elektroenergetyka WEK po 2000 r., polegająca na tym, że krajowe ekonomiczne zasoby paliwowe (węgla kamiennego i brunatnego) są niewystarczające do wykorzystania istniejących zasobów wytwórczych.

Elektroenergetyka na węgiel kamienny. Zasoby wytwórcze w blokach węglowych, uwzględniając ekonomiczny potencjał ich rewitalizacji, ocenia się (z blokami Koźlenice, 2xOpole i Jaworzno, ale bez Ostrołęki) na około 4300 TWh, a bezinwestycyjne techniczne zasoby wydobywcze polskich kopalń węgla kamiennego (po odliczeniu całości węgla koksowego i węgla energetycznego zużytego w horyzoncie 2030 do celów ciepłownictwa rozproszonego) wystarczają do wyprodukowania 2300 TWh energii elektrycznej (wyeliminowanie węgla z ciepłownictwa rozproszonego do 2030 r. jest sprawą bezdyskusyjną, ale już wcześniej, bo po 2018 r. polskie górnictwo węgla kamiennego będzie praktycznie, obok szczytkowego górnictwa czeskiego, jedynym w UE). Wielkie niezbilansowanie w energetyce na węgiel kamienny (zasoby mocy wytwórczych w blokach przewyższające prawie 2-krotnie zasoby wydobywcze w kopalniach) będzie skutkowało rosnącym importem węgla kamiennego spoza Europy i/lub kosztami osieroconymi w segmencie mocy wytwórczych.

Elektroenergetyka na węgiel brunatny. Odrębną sprawą jest koordynacja zasobów w elektroenergetyce na węgiel brunatny. Do końca minionego stulecia koordynacja ta miała charakter systemowo-technologiczny i była wzorcowa. W ciągu ostatnich 15 lat, wraz z konsolidacją elektroenergetyki (która była realizowana pod hasłami potrzeby lepszego planowania rozwoju) nastąpiło ciężkie naruszenie zasad koordynacji w kompleksie Bełchatów

związane z budową nowego bloku 860 MW, i rewitalizacją istniejących bloków 360 MW. W wyniku zasoby wytwórcze energii elektrycznej w blokach węglowych w Elektrowni Bełchatów szacuje się na 1000 TWh, a zasoby w kopalniach Bełchatów i Szczerców, wynikające z posiadanych przez kopalnie koncesji, wystarczają do produkcji około 650 TWh. To oznacza, że Elektrownia Bełchatów (łącznie z Blokiem Bełchatów II) zakończy pracę w latach 2040, a to będzie oznaczało bardzo duże niewykorzystanie istniejących zasobów wytwórczych. W tym miejscu podkreśla się, że wykorzystanie potencjalnej odkrywki Złoczew (50 km od Bełchatowa), o co stara się PGE, do „ratowania” równowagi bilansowej jest całkowicie nieracjonalne z punktu widzenia ekonomicznego, mimo że odkrywka ta umożliwiłaby pracę Elektrowni Bełchatów do ok. 2060 r. Decyduje o tym transformacja energetyki w ogóle, a transport kolejowy węgla brunatnego, który byłby konieczny, w szczególności; ponadto jest małe prawdopodobieństwo, że inwestor (PGE) będzie w stanie pozyskać finansowanie inwestycji na rynkach kapitałowych (i zrealizować tę inwestycję ze względów środowiskowych).

Błędy w polityce energetycznej ostatnich 15 lat w mniejszym stopniu przeniosły się na Zespół Elektrowni PAK, jeśli uznać definitywną już rezygnację prywatnego właściciela z usiłowań podtrzymania pracy zasobów wytwórczych Zespołu, poza „nowym” blokiem Pątnów II. Skutkiem tej rezygnacji, uwarunkowanej brakiem perspektywy uzyskania pozwoleń środowiskowych dla odkrywek węgla brunatnego Ościsłowo i Dęby Szlacheckie (Piaski), jest decyzja o „wygaszeniu” Elektrowni Adamów (2018) Pątnów (2020). W kompleksie tym zasoby węgla brunatnego wystarczą do produkcji około 110 TWh energii elektrycznej (z podziałem: kopalnia Konin – około 80 TWh, kopalnia Adamów – około 30 TWh). Zasoby zdolności wytwórczych tylko w nowym bloku 460 MW (z uwzględnieniem jego potencjalnej rewitalizacji) wynoszą około 150 TWh (adekwatność zasobów wytwórczych w blokach i zasobów wydobywczych w kopalniach kompleksu PAK byłaby całkowita, gdyby zamiast bloku 460 MW został wybudowany w elektrowni Pątnów blok 200 MW, właściwy systemowo).

W kompleksie Turów zasoby węgla brunatnego wystarczają do produkcji około 300 TWh. Są to zasoby praktycznie zrównoważone z zasobami zdolności wytwórczych w istniejących blokach. Jednak rozpoczęta przez grupę energetyczną PGE budowa nowego bloku 460 MW w elektrowni Turów naruszyła istniejącą równowagę, i grozi deficytem zasobów paliwowych w odkrywkach, w stosunku do zasobów wytwórczych w blokach, wynoszącym około 50%.

Niezbilansowanie w energetyce na węgiel brunatny (zasoby mocy wytwórczych w blokach w elektrowniach Bełchatów i Turów przewyższające około 50% zasoby wydobywcze w kopalniach Bełchatów/Szczerców i Turów/Bogatynia) będzie skutkowało wielkimi kosztami osieroconymi w segmencie mocy wytwórczych (w wypadku bloków na węgiel brunatny, inaczej niż w wypadku bloków na węgiel kamienny, nie ma możliwości wykorzystania nadmiarowych zasobów mocy poprzez import paliwa).

Nowe wielkie odkrywki węgla brunatnego – Legnica i Gubin (Brody) – oraz towarzyszące im elektrownie na węgiel brunatny, o gigantycznej mocy rzędu 4000 MW, są już całkowicie nierealistyczne.

Sieci elektroenergetyczne. W programie intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów elektroenergetyki WEK bardzo ważne znaczenie, oprócz bloków wytwórczych oraz kopalń (na węgiel kamienny i brunatny), mają sieci elektroenergetyczne: przede wszystkim przesyłowe, ale także rozdzielcze. W zakresie szacowania czasu życia sieci następuje współcześnie fundamentalne przewartościowanie. W szczególności, jeśli dopuszczalny czas eksploatacji linii przesyłowych ulega zwiększeniu z 40 do 70 lat, to oznacza to, że wykorzystanie istniejących zasobów wytwórczych bloków nie wymaga istotnych inwestycji w sieci przesyłowe (poza inwestycjami w infrastrukturę *smart grid* WEK).

Dlatego, bo sieci przesyłowe zostały w przeszłości systemowo dobrze skoordynowane z wielkoskalowymi blokami węglowymi (zbudowanymi do końca lat 1980.), i ogólniej, z wymaganiami jednolitego unijnego/europejskiego rynku energii elektrycznej, którego koncepcja rodziła się w pierwszej połowie lat 1990. (po układzie z Maastricht, 1992). Skoordynowanie to nastąpiło w ramach reformy polskiej elektroenergetyki 1990-1995. W kontekście kształtowania systemu KSE i w szczególności elektroenergetycznych sieci przesyłowych jest to oczywiście datowanie reformy uwzględniające następujące fakty: ustawę o likwidacji Wspólnoty Elektroenergetyki i Węgla Brunatnego oraz utworzenie w wyniku Polskich Sieci Elektroenergetycznych (1990), utworzenie systemu CENTREL obejmującego Polskę, Węgry i Czechosłowację (1992), odłączenie od Systemu POKÓJ i pracę autonomiczną systemu CENTREL (1993-1995), wreszcie połączenie systemu CENTREL z europejskim systemem UCPTTE (1995). Lista inwestycji zrealizowanych (i rozpoczętych) w ramach reformy 1990-1995 obejmuje w szczególności takie najważniejsze układy przesyłowe z liniami napowietrznymi 400 kV jak układy: Gdańsk-Olsztyn, Warszawa-Białystok oraz Krosno-Lemesany (Słowacja), a ponadto przekazany do eksploatacji (dopiero w 2000 r.) kablowy podmorski układ przesyłowy prądu stałego 450 kV Słupsk-Karishamn (Szwecja).

Dalsze inwestycje, począwszy od 2000 r., powinny być w obszarze sieci elektroenergetycznych ukierunkowane, ze względów strategicznych, głównie na połączenia transgraniczne. W takim kontekście racjonalnymi inwestycjami były/są inwestycje w przesuwniki fazowe w wielkich sprzęgłowych węzłach sieciowych Mikułowa (węzeł południowy) i Krajnik (węzeł północny) na przekroju polsko-niemieckim oraz w układ przesyłowy (przekazany do eksploatacji w 2015 r.) z linią napowietrzną 400 kV Ełk-Alytus (z układem *back to back* w stacji Alytus).

Niestety, wielki program inwestycyjny w sieci elektroenergetyczne realizowany od 2016 r. (nakłady inwestycyjne zaplanowane na okres 2016-2025 w sieci przesyłowe przez PSE, to ponad 13 mld PLN; z kolei nakłady w sieci rozdzielcze zaplanowane na ten sam okres przez cztery dominujące grupy energetyczne, mianowicie PGE, Tauron, Enea i Energa, to około 30 mld PLN, czyli prawie 1,5 razy więcej od oszacowań według [9]) jest całkowicie nieracjonalny przez to, że jest realizowany w nurcie rozwoju naśladowczego. Oczywiście, rządowo-korporacyjna polityka energetyczna ukierunkowana w zakresie bezpieczeństwa elektroenergetycznego na inwestycje w nowe węglowe bloki wytwórcze, zwłaszcza klasy 1000 MW (a także w dwie elektrownie jądrowe, każda z dwoma blokami po 1600 MW) gwałtownie wzmacnia nieracjonalność rozwoju naśladowczego sieci elektroenergetycznych (czyni ten „rozwój” źródłem kosztów osieroconych w przyszłości).

STRUKTURA KRAJOWEGO BILANSU WYTWÓRCZEGO 2050

zawężanie obszaru poszukiwań (etap 3)

W badaniach symulacyjnych struktury polskiego bilansu wytwórczego energii elektrycznej potrzebnej do pokrycia w 2050 r. zapotrzebowania na energię użyteczną, w raportach [1,2,3] nie uwzględnia się zarówno elektroenergetyki jądrowej jak i węglowej. W przypadku pierwszej uznaje się, że jej program jest całkowicie nierealistyczny. Decydują o tym co najmniej cztery uwarunkowania. Po pierwsze, jest to globalny i unijny odwrót od energetyki jądrowej (od współczesnych technologii w postaci bloków PWR, zwłaszcza bloków klasy 1600 MW). Po drugie, polska elektroenergetyka nie ma kompetencji i nie ma zdolności kapitałowych do realizacji programu energetyki jądrowej. (Pokazuje to dobitnie historia programu, ogłoszonego przez premiera Donalda Tuska w grudniu 2008 r. Zgodnie z ogłoszoną decyzją pierwsza elektrownia jądrowa miała być w Polsce uruchomiona w 2020 r. Po dziewięciu latach „realizacji” programu rząd przesunął datę uruchomienia pierwszego bloku jądrowego – nie elektrowni składającej się z dwóch bloków – poza 2030 r.). Po trzecie, energia elektryczna z elektrowni jądrowych jest, po przesłaniu jej do odbiorców, najdroższą energią (jest droższa od energii produkowanej w źródłach węglowych, i znacznie droższa od energii produkowanej w źródłach OZE). Po czwarte, elektrownie jądrowe są Polsce niepotrzebne (istnieje możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię użyteczną energią wyprodukowaną na mono rynkach energii elektrycznej OZE). Dlatego w badaniach stanowiących przedmiot Raportu energetyki jądrowej nie uwzględnia się.

W badaniach symulacyjnych struktury bilansu wytwórczego (strona podażowa na mono rynkach energii elektrycznej) umożliwiającego pokrycie zapotrzebowania na energię użyteczną (strona popytowa obejmująca wszystkie usługi energetyczne: związane tradycyjnie z użytkowaniem energii elektrycznej, ale także ciepłownicze, transportowe i procesowe w przemyśle) nie uwzględnia się także energetyki węglowej, zarówno na węgiel kamienny jak i brunatny. W tym wypadku decydujące znaczenie mają czynniki podobne do tych, które są charakterystyczne dla energetyki jądrowej, chociaż występują one z mniejszym nasileniem (poza tym trzeba uwzględnić, że w wypadku energetyki jądrowej jest ciągle wybór odstąpienia od jej budowy, chociaż przy stale rosnących kosztach; w wypadku elektroenergetyki węglowej problem polega natomiast na jej optymalnym wygaszeniu).

Analizując cztery uwarunkowania podkreśla się. Po pierwsze, elektroenergetyka węglowa jest w fazie unijnej/europejskiej i globalnej strukturalnej likwidacji. Podkreśla się, że na szczycie klimatycznym COP23 w Bonn doszło do zawiązania przez Wielką Brytanię i Kanadę koalicji 19 państw – koalicja obejmuje, poza inicjatorami, między innymi: Francję i Włochy, ponadto Holandię, Danię, Finlandię i Austrię, ale także Meksyk, i inne kraje) na rzecz stopniowej likwidacji energetyki węglowej już w horyzoncie 2030. Po drugie, polski przemysł dóbr inwestycyjnych dla węglowej elektroenergetyki WEK został już szokowo zredukowany (światowy przemysł jest natomiast w fazie szybkiego zaniku). Tradycyjne wysokie kompetencje polskiej energetyki WEK w obszarze energetyki węglowej gwałtownie wygasają, a zdolności finansowe w obszarze inwestycji w tę energetykę już nie istnieją. Po trzecie, energetyka węglowa WEK definitywnie utraciła konkurencyjność rynkową, o czym dobitnie świadczy rządowa inicjatywa związana z ratunkową ustawą o rynku mocy. Po czwarte, nowe elektrownie węglowe, tak jak i jądrowe są Polsce niepotrzebne (istnieje

możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię użyteczną energią wyprodukowaną na mono rynkach energii elektrycznej OZE).

Na powszechne wycofywanie się z energetyki węglowej mają wpływ takie czynniki jak: coraz większy opór społeczeństwa przed dewastacyjnym wydobyciem węgla brunatnego w kopalniach odkrywkowych, kończące się łatwo dostępne zasoby węgla kamiennego, czyli wzrost ceny wydobycia lub konieczność jego importu a z drugiej strony gwałtowny spadek cen energii pozyskiwanej ze źródeł OZE (np. ceny ogniw PV z prawie 9 \$/W – 2008 r. do poniżej 0,4 \$/W – 2017 r. z prognozowaną dalszą obniżką o 60% do 2030 r.). Dodatkowym czynnikiem jest konieczność dotrzymania międzynarodowych umów klimatycznych (porozumienie klimatyczne w Paryżu, Pakiet zimowy [9]) zobowiązujących do ograniczenia emisji CO₂ z paliw kopalnych poniżej ustalonych limitów nie tylko w rozliczeniach rocznych (i w innych okresach rozliczeniowych), w różnych systemach (np. w systemie ETS i non-ETS), ale również poniżej dopuszczalnych jednostkowych limitów dla źródeł wytwórczych (oczywiście, limit 0,55 t CO₂ na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej [9] eliminuje całkowicie z rynku źródła węglowe) produkcję energii w elektrowniach węglowych).

Weryfikacja obliczeniowa struktury krajowego bilansu wytwórczego w roku 2050.

Pakiet zimowy [9] poddany przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r. pod publiczne konsultacje jednoznacznie określa, że w strukturze bilansu wytwórczego nie ma miejsca na nowe źródła węglowe. Pokrycie zapotrzebowania może zostać osiągnięte poprzez strukturę bilansu wytwórczego z dużym udziałem źródeł OZE z produkcją wymuszoną. Konieczne staje się uwzględnienie charakterystycznych właściwości tych źródeł w modelowaniu bilansu energetycznego. Należy uwzględniać nie tylko średnioroczną produkcję źródeł ale przede wszystkim chwilowe bilansowanie mocy. Przykładem, zmiany sposobu modelowania jest niemiecki symulator powstały w ramach projektu *kombikraftwerk* [15]. W ramach projektu prowadzone były badania nad możliwością pokrycia całego zapotrzebowania niemieckiego systemu elektroenergetycznego przez źródła OZE. Projekt został podsumowany stwierdzeniem, że w 2050 r. jest to możliwe.

Drugim przykładem, jest opublikowany przez Lappeenranta University of Technology z Finlandii symulator [16], który pokazuje, że już w 2030 r. możliwe jest pokrycie całego światowego zapotrzebowania na energię elektryczną przez źródła OZE. Przedstawione symulatory bazują na profilach zapotrzebowania oraz produkcji w źródłach OZE. Uwzględniają produkcję w źródłach wymuszonych i sposób jej skompensowania za pomocą magazynów energii. Jednak najważniejszymi wnioskami z przeprowadzonych badań jest to, że pytanie „Czy można pokryć zapotrzebowanie w energię elektryczną za pomocą źródeł OZE?” przekształca się w pytanie w jaki sposób, w tym w jakim tempie to zrobić. Podobne badania prowadzone są również w Politechnice Śląskiej (Centrum Energetyki Prosumenckiej). Ograniczone są one do polskiej struktury bilansu wytwórczego energetycznego w 2050 r. i wykorzystują 15-minutowe grafikowanie mocy oraz mono rynek energii elektrycznej obejmujący dwa procesy transformacyjne (rys. 2).

**Zakresy dwóch procesów transformacyjnych polskiej energetyki (2016 → 2050),
każdy z trzema charakterystycznymi segmentami składowymi**

Energetyka (proces I)	Elektroenergetyka (proces II)
1. Zakres współczesnego rynku użytkowania energii elektrycznej 125 TWh → 95 TWh (OZE)	1. Wiejska 37 TWh (30%) → 57 TWh, OZE
2. Elektryfikacja ciepłownictwa 200 TWh_c → 30 TWh (OZE)	2. Miejska 57 TWh (45%) → 90 TWh, OZE
3. Elektryfikacja transportu 200 TWh_{ch} → 50 TWh (OZE)	3. Przemysłowa 31 TWh (25%) → 28 TWh, OZE

Rys. 2. Dwa rynkowe procesy transformacyjne, każdy z trzema segmentami składowymi [2]

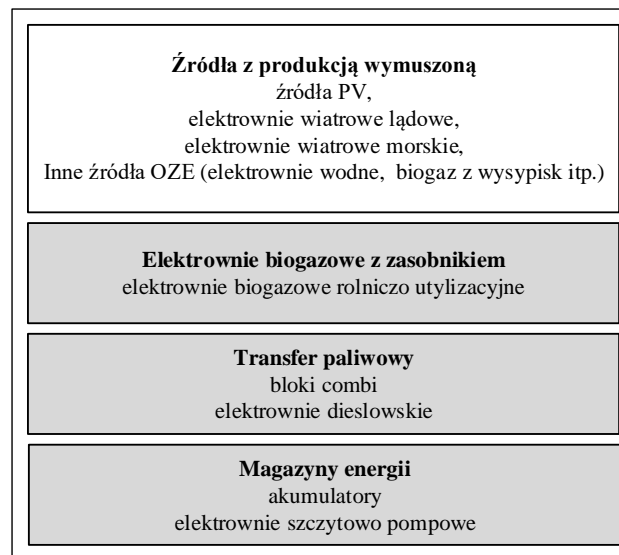
Niezwykle istotne przed rozpoczęciem modelowania polskiej struktury bilansu wytwórczego jest określenie zdolności wytwórczych (tab. 4) (produkcji energii) dla wykorzystywanych technologii, które uwzględniają ograniczenia wynikające z dostępnej przestrzeni oraz uwarunkowań środowiskowych (np. obszary chronione). Jest on traktowany jako ograniczenie (maksymalna moc) źródeł wytwórczych w symulatorze i pozwala zweryfikować na wczesnym etapie badań, czy istnieje wystarczający potencjał wytwórczy. Warto podkreślić, że potencjał określany jest dla aktualnie osiągniętej produkcji oraz wykorzystania. Przedstawione szacunki podane są więc bardzo pesymistycznie i należy się spodziewać, że w 2050 r. potencjał będzie znacznie większy.

Tab. 4. Zdolności wytwórcze źródeł odnawialnych i wykorzystujących dwa transfery paliwowe w Polsce, opracowanie własne

Technologia	Moc	Produkcja	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej
	GW	TWh/rok	h/rok
Elektrownie wiatrowe lądowe	60	120	2000
Elektrownie wiatrowe morskie	5,5	20	3600
Źródła PV	25	25	1000
Elektrownie biogazowe rolniczo utylizacyjne	3,5	28	8000
Elektrownie wodne	1,7	9	5000
Inne OZE	2,5	13	5000
Bloki gazowe <i>combi</i>	6-12 ¹	39-75 ¹	6000
Elektrownie dieslowskie	12-43 ¹	35-130 ¹	3000
SUMA	116-153²	289-395²	

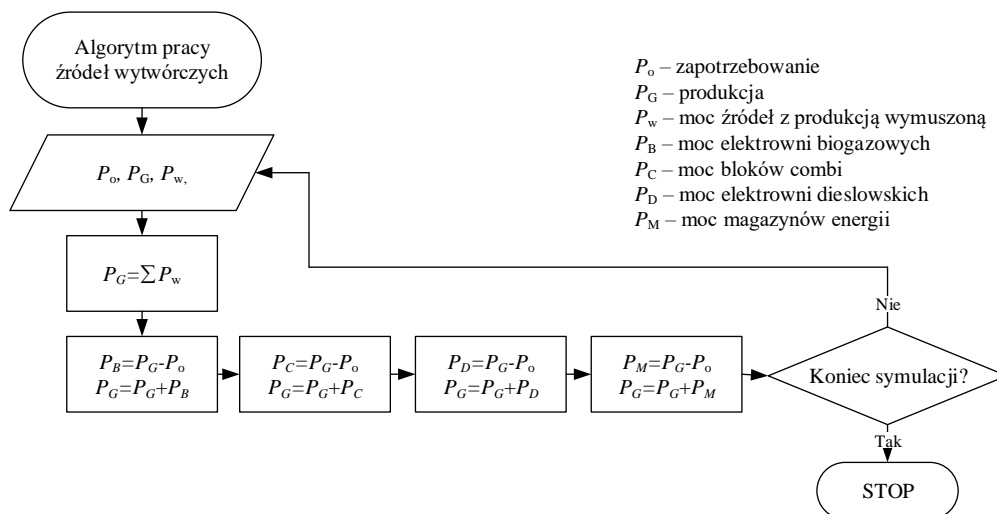
¹ Ograniczenie dolne dla 5% produkcji CO₂ w porównaniu do roku 1990, górne ze względu na zużycie w roku 2015. ² Ze względu na dopuszczalną emisję, bloki *combi* oraz małe elektrownie dieslowskie nie mogą pracować jednocześnie z maksymalną mocą.

Analiza bilansu wymaga wydajnego środowiska obliczeniowego, pozwalającego na modelowanie różnych technologii wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej. Do przeprowadzenia analizy wybrano środowisko programistyczne LabVIEW. Środowisko to zawiera bibliotekę *control design & simulation* [17], dedykowaną do potrzeb modelowania obiektów rzeczywistych. Struktura bilansu wytwórczego modelowana jest przy założeniu, że zdolności regulacyjne zostaną przeniesione do osłon kontrolnych poniżej osłony OK4 (przecinającej pola liniowe SN w GPZ-ach) [2].



Rys. 3. Podział struktury bilansu wytwórczego na cztery kategorie z zaznaczeniem źródeł bilansujących

Uwzględniając charakter pracy źródeł wytwórczych, zostały one zgrupowane w 4 kategorie (rys. 3). Należy podkreślić, że inne źródła OZE (np. elektrownie wodne, na gaz z oczyszczalni ścieków i wysypisk itp.) do których w symulatorze zaliczono również elektrownie wodne przepływowe, pracują z produkcją wymuszoną i charakteryzują się stałą (uśrednioną) mocą. Takie uproszczenie w niewielkim stopniu wpływa na dokładność wyników, znacznie przyspieszając obliczenia.

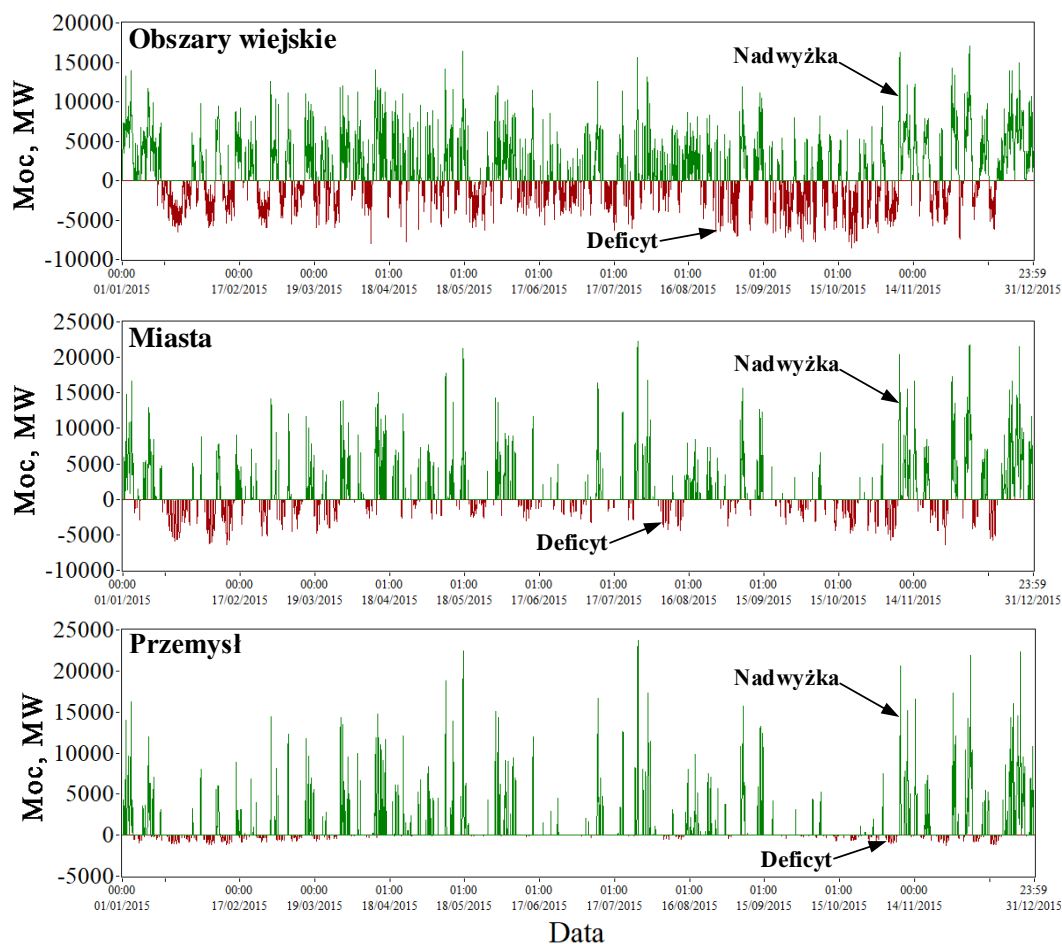


Rys. 4. Algorytm pracy źródeł wytwórczych

Tab. 5. Struktura krajowego bilansu wytwórczego 2050

Technologia	Produkcja, TWh/rok	Moc, GW	Wykorzystanie, h/rok
Źródła PV	23 (12 %)	24,5	930
Elektrownie wiatrowe lądowe	53 (27 %)	27,0	1960
Elektrownie wiatrowe morskie	14 (7 %)	4,0	3630
Inne źródła OZE	22 (11 %)	4,4	5000
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	26 (13 %)	3,3	8000
Bloki <i>combi</i>	33 (17 %)	6,0	5570
Elektrownie dieslowskie	25 (13 %)	6,5	3820
SUMA	196 (100 %)	74	

Podstawowy algorytm pracy źródeł wytwórczych zamieszczono na rys. 3. W algorytmie tym źródła z produkcją wymuszoną nie są sterowane (odpowiada to aktualnej pracy jednostek nJWCD) natomiast pozostałe źródła pracują kaskadowo. Należy podkreślić, że w modelach źródeł zaimplementowane są ograniczenia wynikające z zainstalowanej mocy. Takie kaskadowe sterowanie powoduje, że elektrownie biogazowe pracują z rocznym wykorzystaniem na poziomie 8000 h (podstawa) bloki *combi* około 6000 h (elektrownie podszczytowe), a małe elektrownie dieslowskie poniżej 4000 h (elektrownie szczytowe).

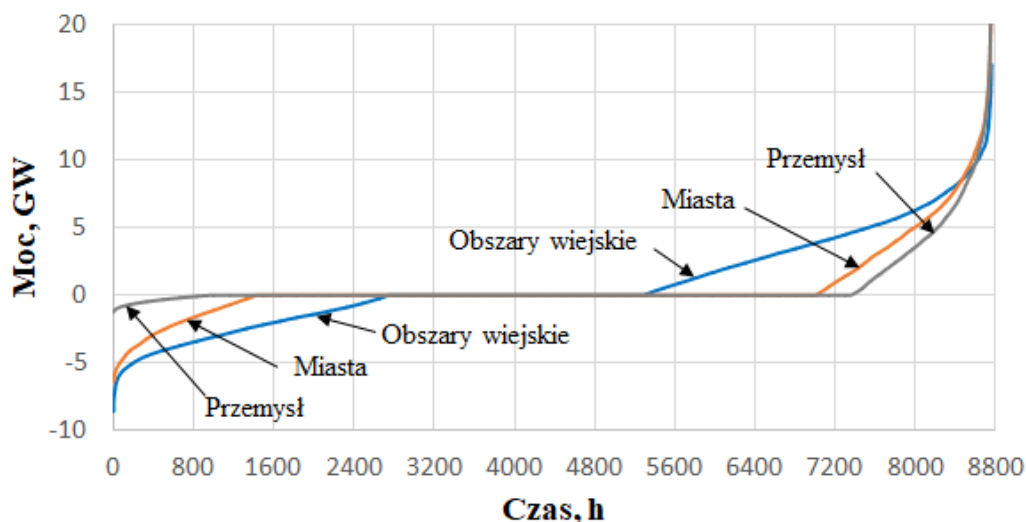


Rys. 5. Roczny bilans energii dla trzech segmentów

Wynikiem działania symulatora jest bilans energii elektrycznej, dla struktury źródeł wytwórczych (tab. 5) dobranych w taki sposób, aby deficyt energii dla Polski w skali roku był mniejszy od 5 % (jest to założenie bardzo ostrożne/konserwatywne, jeśli uwzględni się, że modelowanie bilansu nie uwzględnia wymiany transgranicznej na jednolitym europejskim rynku energii elektrycznej, magazynów energii, czy nowych dynamicznych taryf lepiej dopasowanych do sytuacji w której istnieje duże wysycenie źródłami z produkcją wymuszoną). Zaproponowaną strukturę, mimo, że poprzedzoną wieloma obliczeniami, należy traktować jako punkt startowy w trajektorii przebudowy polskiej struktury bilansu wytwórczego.

Największy udział w produkcji energii w roku 2050 mają elektrownie wiatrowe (lądowe i morskie) produkujące razem prawie 35 % rocznego zapotrzebowania. Natomiast całkowita produkcja w źródłach OZE, pokrywa ponad 70 % zapotrzebowania (około 140 TWh). Przedstawiona struktura bilansu wytwórczego obliczona jest na podstawie 15-minutowych profili, zaprezentowanych dla każdego segmentu osobno (rys. 5).

Obliczone profile posłużyły również do wyznaczenia krzywych bilansowych dla każdego segmentu z osobna (rys. 6). Analizując krzywe bilansowe, sektor przemysłowy ma minimalny deficyt, deficyt w miastach występuje przez czas mniejszy od 1000 godzin i może zostać łatwo ograniczony. Największy deficyt, ale również największa nadwyżka, ze względu na duży udział źródeł z produkcją wymuszoną, występuje na obszarach wiejskich. Jednak i w tym przypadku wykorzystując możliwości zwiększenia produkcji w elektrowniach dieslowskich i blokach *combi* oraz wykorzystując potencjalny import energii, deficyt ten jest możliwy do ograniczenia.



Rys. 6. Uporządkowane krzywe bilansowe na mono rynku energii elektrycznej 2050

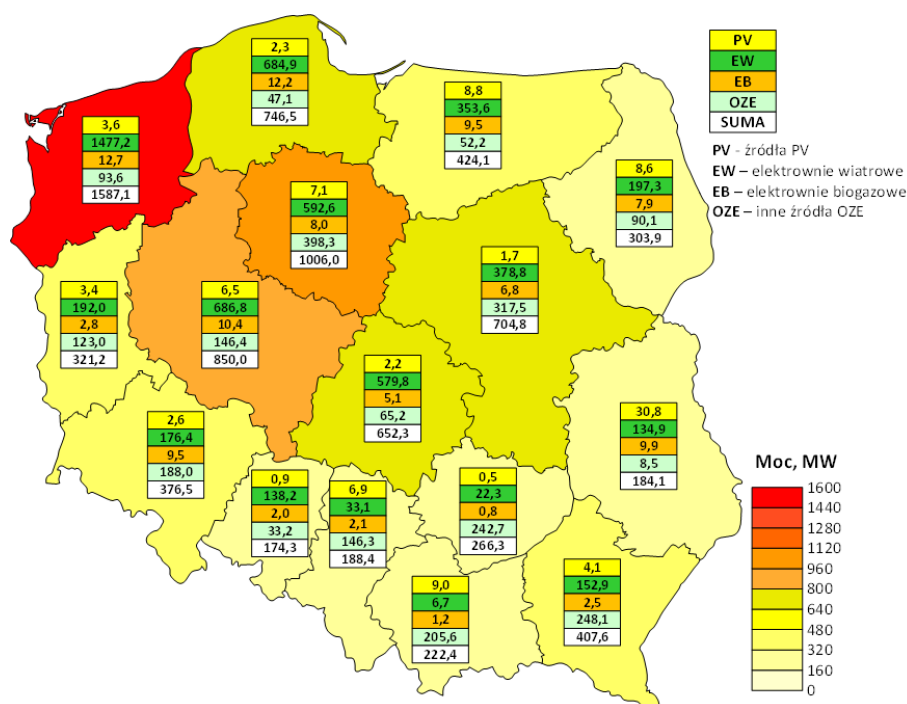
W strukturze źródeł wytwórczych nie uwzględniono nowych technologii, (np. C-GEN) czy potencjalnego wykorzystania głębokiej geotermii. Istniejące technologie wytwórcze ciągle są modernizowane osiągając coraz większe sprawności i coraz lepsze wykorzystanie. W perspektywie prawie 35 lat należy się spodziewać również innych przełomowych technologii wytwórczych, które mogą zmienić strukturę źródeł.

STRUKTURA WOJEWÓDZKICH BILANSÓW WYTWÓRCZYCH 2050

Zaproponowana struktura bilansu wytwórczego dla Polski w horyzoncie 2050 obliczona jest przy założeniu pracy na „miedzianej płycie” i nie uwzględnia sieci energetycznych. Stanowi jednak bazę do przeprowadzenia analizy bilansu energii w poszczególnych województwach.

Zapotrzebowanie energii elektrycznej z podziałem na województwa w horyzoncie 2050.

Punktem wyjściowym jest aktualna (2015 rok) struktura zapotrzebowania energii elektrycznej z podziałem na województwa (rys. 7). W strukturze tej, opracowanej na podstawie danych GUS [18] uwzględnia się energię zapotrzebowaną m.in. przez przemysł i budownictwo (50 TWh), górnictwo i kopalnictwo (8,7 TWh), transport (4,3 TWh), dostawy wody i gospodarowanie odpadami (2,7 TWh) a także sektor drobnych przedsiębiorców (71 TWh) w tym rolnictwo (1,5 TWh) i gospodarstwa domowe (28,2 TWh). Z przeprowadzonej analizy (rys. 7) wynika, że istnieją regiony o bardzo dużym zapotrzebowaniu w szczególności województwo Śląskie i Mazowieckie, a jeżeli rozpatrzmy powierzchnię województw, największą gęstością zapotrzebowania charakteryzuje się województwo Śląskie - ponad 20 MWh/ha/rok. W następnym w kolejności województwie małopolskim, gęstość zapotrzebowania wynosi około 8 MWh/ha/rok. Natomiast w województwie Podlaskim i Warmińsko-mazurskim gęstość zapotrzebowania jest na poziomie 1,5 MWh/ha/rok. Taki nierównomierny rozkład zapotrzebowania może powodować konieczność przesyłu energii pomiędzy województwami.

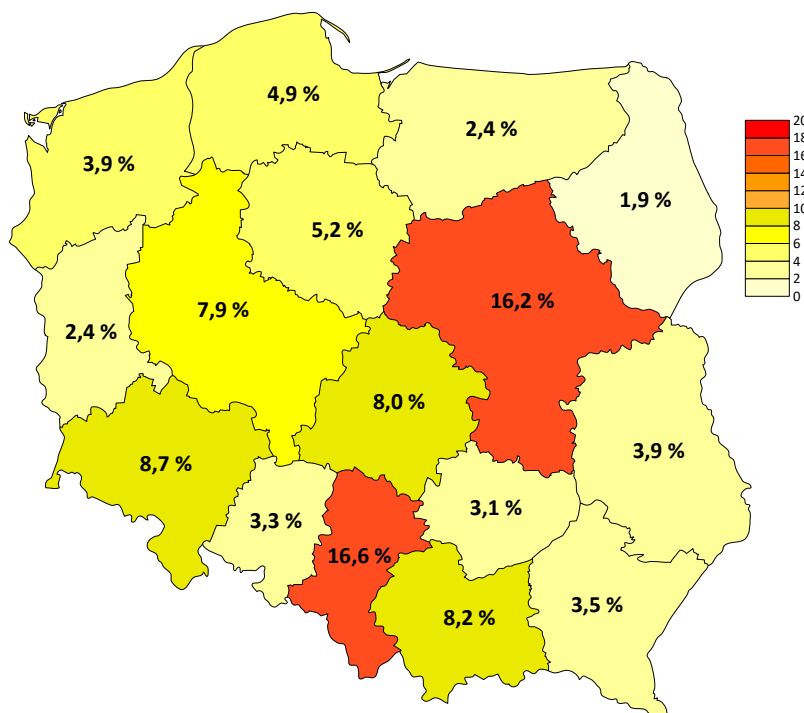


Rys. 7. Moce zainstalowane w województwach (MW) koncesjonowanych źródeł OZE, 2016

Moc koncesjonowanych źródeł w Polsce – w podziale na województwa. Aktualna (koniec 2016 r.) moc koncesjonowanych źródeł OZE wynosi prawie 8,5 GW [5] (przy całkowitej mocy dysponowanej systemem KSE wynoszącej ponad 41 GW [11]). W źródłach tych w roku

2016 r. wyprodukowano około 20 TWh energii (całkowita produkcja w Polsce około to 162 TWh), co plasuje Polskę dopiero na 21 miejscu [12] pod względem produkcji energii w źródłach OZE w Europie. Utrzymanie warunków porozumień klimatycznych [13] Unii Europejskiej wymaga więc znacznego przyspieszenia inwestycji w źródła odnawialne. Z drugiej strony światowa inwestycje w źródła odnawialne, wśród których dominują Chiny ale również Stany Zjednoczone, Niemcy i Indie, biją kolejne rekordy. W 2016 roku moc zainstalowanych źródeł OZE na świecie wzrosła o 161 GW co stanowi wzrost o 8,7 %. Pod koniec 2016 roku na świecie moc zainstalowanych źródeł przekroczyła poziom 2 TW [14]. Przedstawiane w raporcie [14] analizy rozwoju technologii OZE pozwalają postulować, że trend ten się utrzyma wypierając ze struktury bilansu wytwórczego w szczególności elektrownie węglowe.

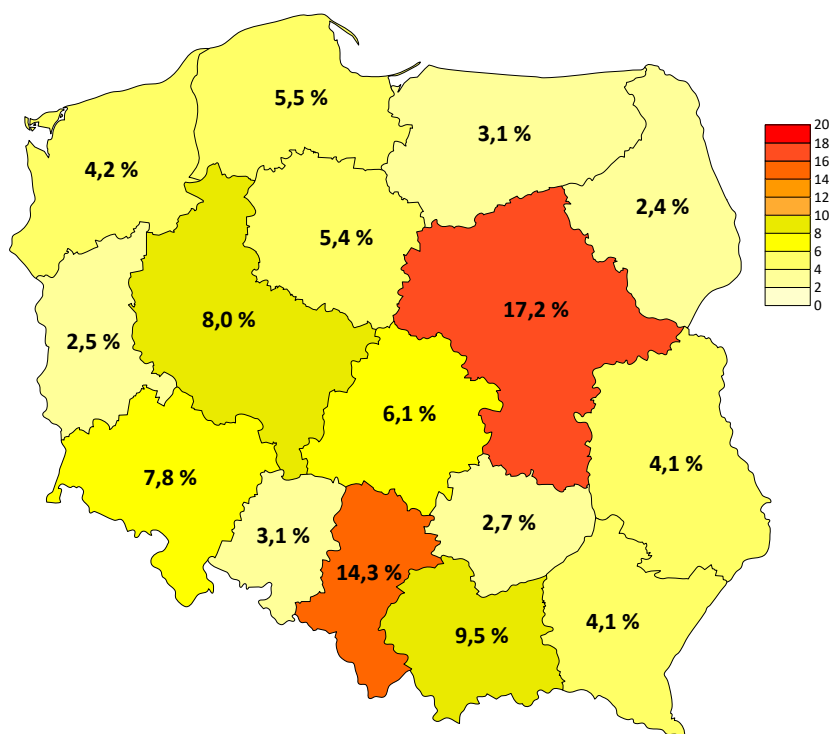
Struktura mocy zainstalowanej w Polsce, z podziałem na poszczególne województwa, uwzględniająca trzy podstawowe technologie produkcyjne: **PV** – źródła PV, **EW** – elektrownie wiatrowe, **EB** – elektrownie biogazowe oraz pozostałe źródła (w szczególności: elektrownie wodne, produkcja gazu z wysypisk i oczyszczalni, elektrownie biomasowe i in.) została pokazana na rys. 7. Największa moc zainstalowana jest w elektrowniach wiatrowy (prawie 6 GW) a ponieważ największa wietrzność występuje w Polsce północno- zachodniej i centralnej największa moc zainstalowana jest w województwach zachodniopomorskim, wielkopolskim i kujawsko-pomorskim. Odwrotnie niż to ma miejsce w energetyce węglowej, która dominuje na południu Polski. Struktura mocy zainstalowanych (rys. 7) nie uwzględnia źródeł prosumenckich, których w Polsce po II kwartale 2017 r. było ponad 20 tysięcy (w większości źródła PV) o łącznej mocy prawie 128 MW. Warto podkreślić, że tylko w II kwartale 2017 r. przyłączono do sieci ponad 3,2 tysiąca mikro instalacji o mocy ponad 21 MW.



Rys. 8. Zapotrzebowanie (%) energii elektrycznej w województwach, 2015

Do analizy rozkładu zapotrzebowania w horyzoncie 2050 został uwzględniony nie tylko aktualny rozkład, ale również dwa procesy transformacyjne (rys. 2) charakterystyczne dla mono rynku energii elektrycznej [2]. Proces pierwszy obejmuje zmianę współczesnego rynku energii (przede wszystkim przez zwiększenie efektywności energetycznej), elektryfikację ciepłownictwa (pasywizacja budownictwa, pompy ciepła) i elektryfikację transportu (samochód elektryczny). W procesie drugim następuje zastąpienie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych przez produkcję w źródłach OZE wspieraną dwoma transferami paliw (gazu z rynku ciepłownictwa i ropy naftowej z rynku usług transportowych). Biorąc pod uwagę przedstawione procesy postuluje się zmniejszenie zapotrzebowanie w przemyśle w szczególności w górnictwie węgla. Wzrosną natomiast zapotrzebowanie na energię elektryczną w obszarach wiejskich (z 37 TWh do 57 TWh) oraz w miastach (z 57 do 90 TWh).

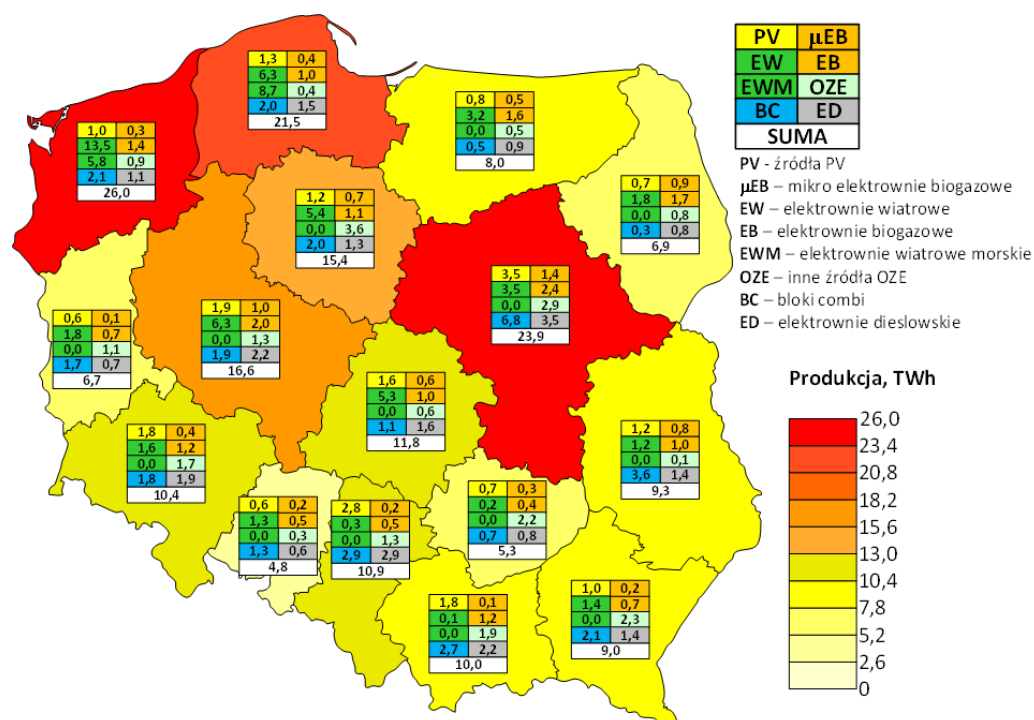
W horyzoncie 2050 (rys. 9) zmniejszy się więc zapotrzebowanie, w porównaniu do roku 2015, w południowej Polsce, w szczególności w województwie Śląskim, natomiast wzrośnie w Polsce centralnej i północnej. Należy jednak podkreślić, że zmiany te nie przekraczają 3 % zapotrzebowania liczonego dla całego kraju. Rozważana struktura zapotrzebowania (rys. 9) pozwala na wyznaczenie bilansu energii elektrycznej w roku 2050 w poszczególnych województwach.



Rys. 9. Antycypowane zapotrzebowanie (%) energii elektrycznej w województwach, 2050

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w horyzoncie 2050. Do wyznaczania struktury produkcji energii elektrycznej w województwach została wykorzystana struktura bilansu wytwórczego zebrana w tabeli 5. Na podstawie obliczonej (na miedzianej płycie) struktury bilansu wytwórczego wyznaczono produkcję w województwach uwzględniający charakterystyczne dla nich zasoby energii odnawialnej. Rozpatrzono osiem

charakterystycznych dla segmentu EP (energetyka prosumencka) i NI (niezależni inwestorzy) technologii.



Rys. 10. Antycypowana struktura produkcji energii elektrycznej (TWh) w województwach, 2050

Dla każdej technologii przyjęto założenia wynikające z położenia geograficznego, ludności powierzchni czy struktury gospodarstw rolnych. Do wyznaczenia rozmieszczenia technologii w poszczególnych województwach wykorzystano informacje statystyczne [18] ściśle związane z technologią. Uwzględniono następujące technologie:

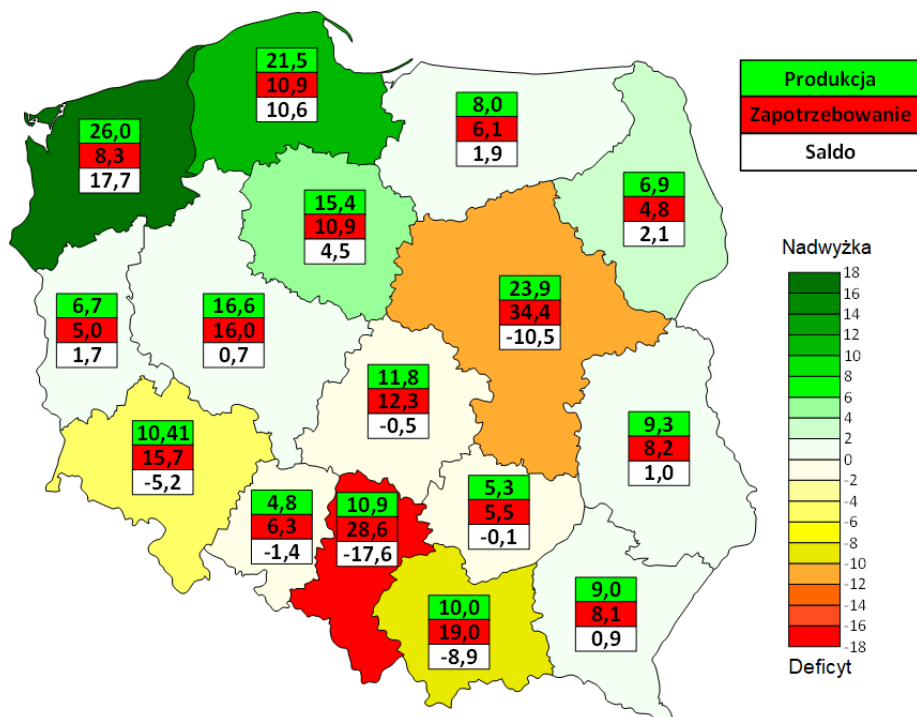
- 1. Źródła PV (PV)** – struktura budynków mieszkalnych, przyjmuje się, że źródła PV są w przeważającej większości montowane na dachach budynków u prosumentów (EP).
- 2. Mikro elektrownie biogazowe (μEB)** – rozmieszczenie gospodarstw rolnych o powierzchni od 10 do 100 ha, elektrownie biogazowe 10 kW – 40 kW produkujące energię na potrzeby własne gospodarstw (EP).
- 3. Elektrownie wiatrowe (EW)** – aktualne rozmieszczenie elektrowni wiatrowych, pośrednio mapa wietrzności w Polsce (NI).
- 4. Elektrownie biogazowe (EB)** – rozmieszczenie gospodarstw o powierzchni powyżej 100 ha oraz struktura chowu i uboju zwierząt, elektrownie biogazowe klasy 1 MW (2x0.5 MW) z zasobnikiem 8 MWh_h (NI).
- 5. Elektrownie wiatrowe morskie (EWM)** – przyłączenie 60 % mocy województwo pomorskie (Trójmiasto, Słupsk), 40 % województwo zachodniopomorskie (Świnoujście, Kołobrzeg).
- 6. Inne elektrownie OZE (OZE)** – struktura innych źródeł OZE w 2016 r. (rys. 7), głównie elektrownie wodne i gaz z wysypisk i oczyszczalni.

7. Bloki *combi* (BC) – struktura wykorzystania gazu przez przemysł, małe bloki *combi* produkujące w większości energię elektryczną i ciepło na potrzeby własne zakładów przemysłowych (EP).

8. Elektrownie *dieslowskie* (ED) – struktura ludności, elektrownie *dieslowskie* powiązane są z infrastrukturą stacji benzynowych w miastach, czyli pośrednio z ludnością (NI).

Największa produkcja występuje w północnej i centralnej Polsce, czyli na obszarach, gdzie istnieją dobre warunki pracy elektrowni wiatrowych (duża wietrzność) oraz duża liczba gospodarstw. Najmniejszą produkcją charakteryzuje się województwo opolskie, świętokrzyskie i lubuskie. Wynika to ze złych warunków pogodowych (wietrzności), małej powierzchni pod uprawy energetyczne oraz stosunkowo małej liczby mieszkańców.

Bilans energii w horyzoncie 2050. Uwzględniając zapotrzebowanie (rys. 9) oraz produkcję (rys. 10) w poszczególnych województwach możliwe jest wyznaczenie bilansu energetycznego (rys. 11). Wynika z niego, że 9 województw charakteryzuje się stosunkowo dobrym zbilansowaniem energii (nadwyżka lub deficyt nie przekracza 2 TWh). Istnieje duża nadwyżka energii w województwach północno-zachodnich (zachodniopomorskie, pomorskie i kujawsko-pomorskie), spowodowane w głównej mierze przez elektrownie wiatrowe. Natomiast duży deficyt występuje w czterech województwach (śląskie, mazowieckie, małopolskie i dolnośląskie). Taki rozkład, może spowodować konieczność utrzymania i doposażenia linii energetycznych łączących Polskę północną z południową w taki sposób, aby możliwe było jej maksymalne wykorzystanie (koncepcja selektywnych korytarzy synchronicznych [1]).



Rys. 11. Antycypowane bilanse energii elektrycznej (TWh) w województwach, 2050

STRUKTURA REFERENCYJNYCH BILANSÓW WYTWÓRCZYCH 2050 dla powiatów i gmin wiejskich

Kolejnym etapem przybliżania struktury bilansu energetycznego są wyniki analizy przeprowadzonej dla referencyjnego powiatu wiejsko-miejskiego i referencyjnej gminy wiejskiej. Przeprowadzona analiza ma na celu wykazanie, że możliwe jest pokrycie zapotrzebowania w 314 powiatach (wykluczając powiaty grodzkie) oraz 1600 gmin wiejskich i 500 gmin miejsko-wiejskich, jedynie za pomocą trzech technologii wytwórczych OZE tj. źródeł PV, elektrowni wiatrowych oraz elektrowni biogazowych rolniczo-utylizacyjnych. Opisany powiat referencyjny oraz gmina referencyjna, mogą być z łatwością dostosowane do rzeczywistych warunków, uwzględniających charakterystyczne zapotrzebowanie oraz potencjał wytwórczy powiatów i gmin, ale uwalniają od wykonywania, na tym etapie, obliczeń dla każdego powiatu i każdej gminy z osobna. Należy jednak podkreślić, że podobne obliczenia (uwzględniające profile produkcji i zapotrzebowania) powinny być każdorazowo wykonane przed podjęciem decyzji o inwestycji w źródła.

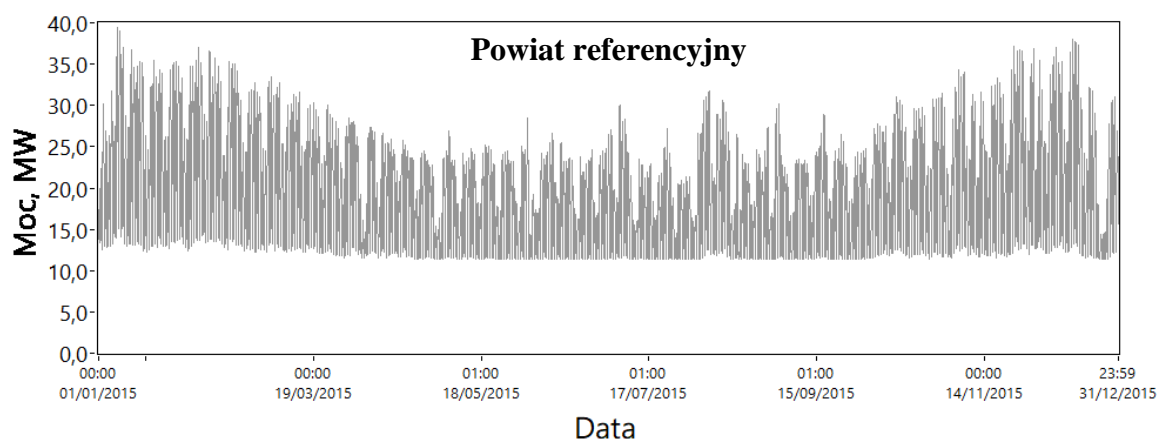
Badania prowadzone są dla założeń takich jak przy analizie struktury bilansu wytwórczego Polski w horyzoncie 2050 a w szczególności przy założeniu 5 % deficytu oraz pracy źródeł wytwórczych według kaskadowego algorytmu sterowania (rys. 3). Badania uwzględniają mono rynek energii elektrycznej, który jest antycypowany na terenach wiejskich już w 2040 r. Ze względu na referencyjne obszary, dopasowano profile produkcji w źródłach PV i elektrowniach wiatrowych tak, żeby roczny czas wykorzystania mocy znamionowej wynosił odpowiednio 1000 h dla źródeł PV oraz 2000 h dla elektrowni wiatrowych (typowe aktualne wykorzystanie mocy szczytowej). Przyjęcie takiego wykorzystania elektrowni wiatrowych jest bardzo konserwatywne, aktualnie produkowane elektrownie klasy 3 MW charakteryzują się czasem wykorzystania mocy zainstalowanej powyżej 2500 h/rok i to one będą miały zdecydowany udział w strukturze bilansowej w 2040 r. W strukturze bilansowej uwzględniono również elektrownie biogazowe klasy 1 MW z zasobnikiem 3 MWh_e (z trzema generatorami 0,5 MW) oraz mikro elektrownie biogazowe klasy 10-40 kW (część z zasobnikami). W symulatorze nie uwzględniono wymiany energii pomiędzy innymi obszarami.

Tab. 6. Dane powiatu referencyjnego

Dane	Wartość
Gospodarstwa domowe w tym:	14300
gospodarstwa rolne 1 - 20 ha	4300
gospodarstwa średnio towarowe 20 – 100 ha	350
Roczne zapotrzebowanie	170 GWh
Moc szczytowa	38 MW

Struktura bilansu dla powiatu referencyjnego (klaster energetyczny KE). Powiat referencyjny składa się z 14,3 tys. domów jednorodzinnych, w tym 4,1 tys. gospodarstw rolnych o powierzchni do 20 ha, oraz 350 średnio-towarowych gospodarstw rolnohodowlanych o powierzchni od 20 do 100 ha (tab. 6). Aktualne (rok 2015) zapotrzebowanie powiatu referencyjnego to 120 GWh energii elektrycznej. Dla mono rynku energii

elektrycznej w horyzoncie 2040 roczne zapotrzebowanie skaluje się do 170 GWh przy mocy szczytowej 38 MW. Roczny profil zapotrzebowania pokazano na rys. 12. Wynikiem analizy jest antycypowana struktura bilansu wytwórczego zamieszczona w tab. 7. W strukturze tej udział źródeł z produkcją wymuszoną (źródła PV i elektrownie wiatrowe klasy 3 MW odpowiadają za ponad połowę energii wyprodukowanej w powiecie referencyjnym i pokrywają 2/3 rocznego zapotrzebowania. Przy tak dużym udziale produkcji wymuszonej, konieczne staje się zastosowanie zasobów bilansująco regulacyjnych w postaci elektrowni i mikro elektrowni biogazowych z zasobnikami.

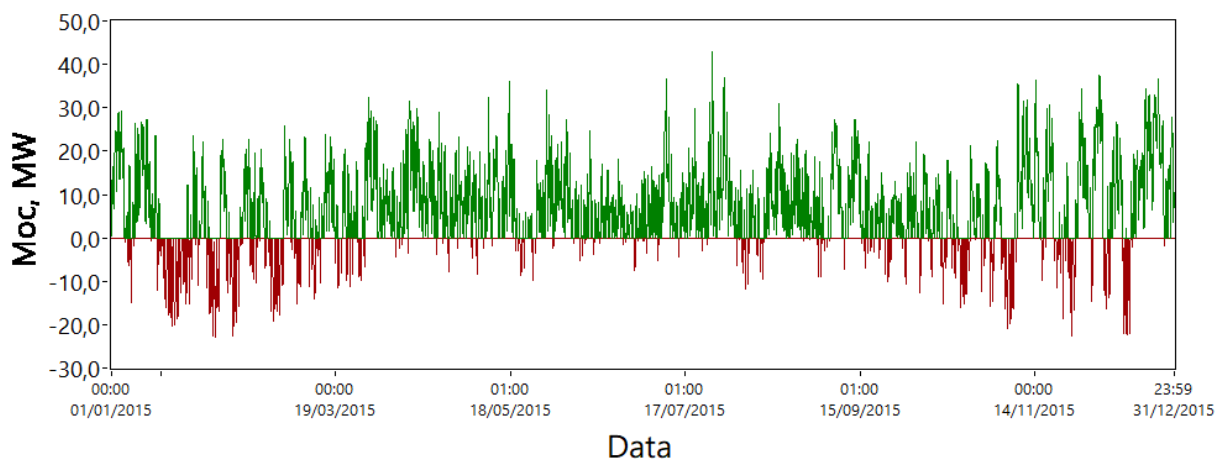


Rys. 12. Profil zapotrzebowania w powiecie referencyjnym

Założenie 5 % deficytu energii wymagało zainstalowania stosunkowo dużej mocy tych elektrowni. Charakterystyczny sposób pracy elektrowni biogazowych, zakłada się stałą produkcję gazu w komorze fermentacyjnej biogazowni, oraz ograniczona pojemność zasobników gazu powodowała, że w przypadku gdy zasobnik był pełny elektrownia biogazowa musiała działać z mocą znamionową powodując dużą nadwyżkę. Należy jednak podkreślić, że nadwyżka ta może być wykorzystana w ramach sprzedaży sąsiedzkiej pomiędzy poszczególnymi gminami czy nawet pobliskimi miastami.

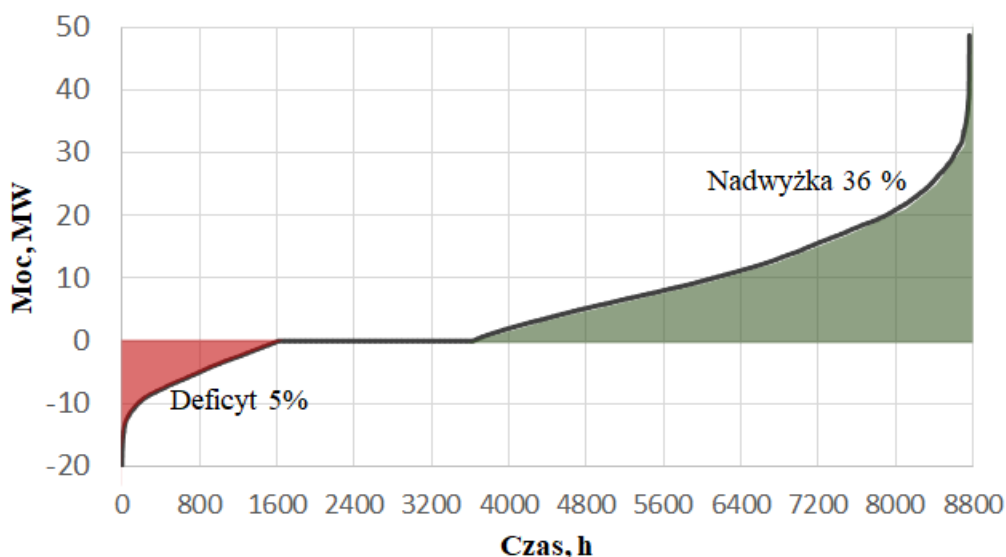
Tab. 7. Struktura bilansu wytwórczego w roku 2040 dla powiatu referencyjnego

Technologia	Produkcja GWh/rok	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok
Źródła PV	26	26,0	1000
Elektrownie wiatrowe lądowe	89	45,0	2000
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	74	13,2	5600
Mikro elektrownie biogazowe	26	3,3	8000
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	9	1,6	5600
SUMA	224	89,1	
Bilans energii			
Nadwyżka	61,4 GWh		
Deficyt	8,5 GWh		
Saldo	+ 52,9 GWh		



Rys. 13. Roczny bilans energii dla powiatu referencyjnego (horyzont 2040)

Na podstawie uporządkowanego bilansu energii dla powiatu referencyjnego (rys. 14) można wnioskować, że w celu całkowitego zbilansowania energii, konieczne staje się uzupełnienie struktury bilansu wytwórczego o inne technologie i usługi energetyczne takie jak: cenotwórstwo czasu rzeczywistego, *netmetering* i *selfdispatching* wpływające na profil zapotrzebowania, magazyny energii, transfer gazu z rynku ciepła i paliw z rynku transportu czyli transfer energii z innych segmentów (np. przemysłu) wpływający na profil produkcji czy uwzględnienie w bilansie nowych lub udoskonalonych technologii wytwórczych. Bardzo duża dynamika rozwoju magazynów, w szczególności akumulatorów, zwiększenie wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych wpłynie w sposób istotny na otrzymane wyniki. Jednak nie jest to celem tego raportu, gdyż obliczenia takie uwzględniające specyfikę danego powiatu powinny być wykonywane każdorazowo przed podjęciem przez niezależnych inwestorów decyzji o inwestycji w daną technologię.



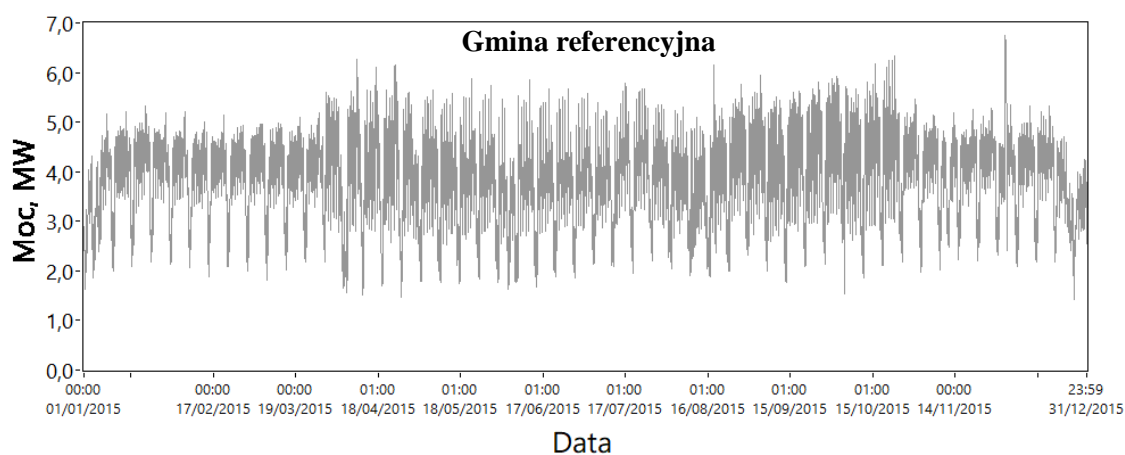
Rys. 14. Uporządkowany bilans energii dla powiatu referencyjnego (horyzont 2040)

Struktura bilansu dla gminy referencyjnej. Gmina referencyjna podobnie jak powiat referencyjny pozwala na zweryfikowanie możliwości pokrycia rocznego zapotrzebowania przez źródła OZE. W gminie (tab. 8) jest 2200 gospodarstw domowych w tym 1100 gospodarstw rolnych 1-20 ha oraz 130 gospodarstw średnio-towarowych 20-100 ha. Jest to więc gmina z dużym (ponad 50 %) udziałem gospodarstw rolnych. Roczne zapotrzebowanie, po uwzględnianiu mono rynku energii elektrycznej wynosi 28 GWh (aktualnie 20 GWh) natomiast moc szczytowa 6,5 MW. W gminie istnieje duży potencjał wykorzystania elektrowni biogazowych. Roczny profil zapotrzebowania dla gminy referencyjnej został pokazany na rys. 15 i różni się on od profilu dla powiatu referencyjnego (miejsko-wiejskiego) (rys. 12), co wpływa na dobór struktury bilansu energetycznego. Różnica ta powoduje, że struktura bilansu wytwórczego dla gminy nie wynika z przeskalowania struktury dla powiatu, ale jest wynikiem badań symulacyjnych. Należy jednak podkreślić, że metoda doboru pozostała taka sama, różni się jedynie danymi wejściowymi (w tym przypadku profilem obciążenia).

Tab. 8. Dane gminy referencyjnej

Dane	Wartość
Gospodarstwa domowe w tym:	2200
gospodarstwa rolne 1-20 ha	1100
gospodarstwa średnio-towarowe 20-100 ha	130
Roczne zapotrzebowanie	28 GWh
Moc szczytowa	6,5 MW

Wyniki doboru antycypowanej struktury bilansu wytwórczego zamieszczono w tab. 9. W strukturze tej występują dwie elektrownie wiatrowe klasy 3 MW oraz 5,5 MW w źródłach PV. Udział źródeł z produkcją wymuszoną wynosi prawie 50 % i pokrywa ponad 60 % zapotrzebowania gminy. Jednak, podobnie jak w powiecie referencyjnym tak i w gminie referencyjnej konieczne jest stosowanie dużej mocy źródeł bilansujących w postaci elektrowni i mikro elektrowni biogazowych.



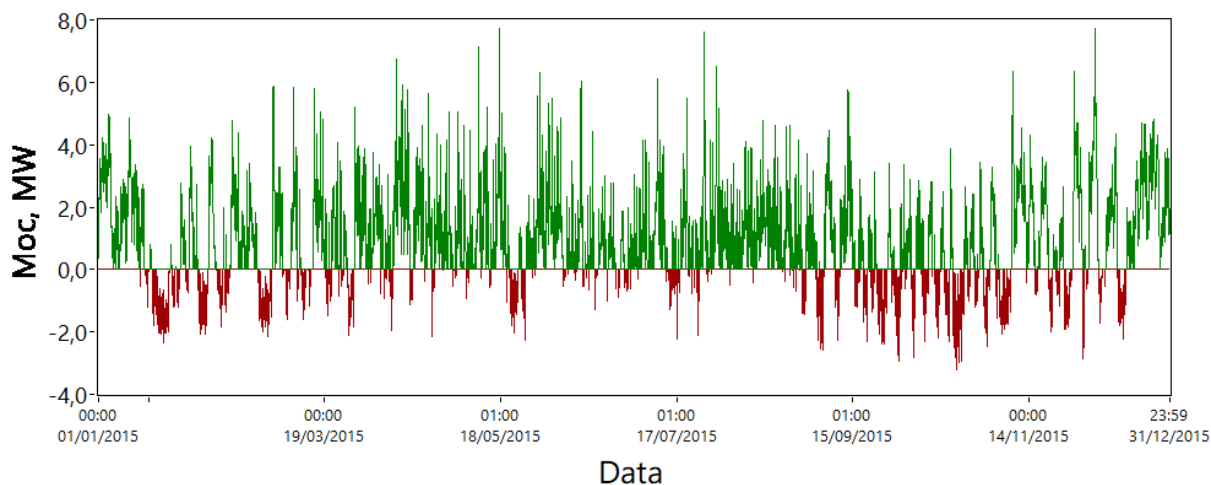
Rys. 15. Profil zapotrzebowania dla gminy referencyjnej

W gminie występuje nadwyżka produkcji, która podobnie jak dla powiatu może zostać wykorzystana w ramach sprzedaży sąsiedzkiej. Jednak w przypadku gminy, ze względu na mniejszą skalę w porównaniu z powiatem, konieczne jest zintensyfikowanie badań nad rozwiązaniami pozwalającymi na efektywne zarządzanie energią. Przy czym, wyniki analizy pozwalają wnioskować, że również w gminie możliwe jest pokrycie zapotrzebowania przez źródła OZE.

Tab. 9. Struktura bilansu wytwórczego w roku 2040 dla gminy referencyjnej

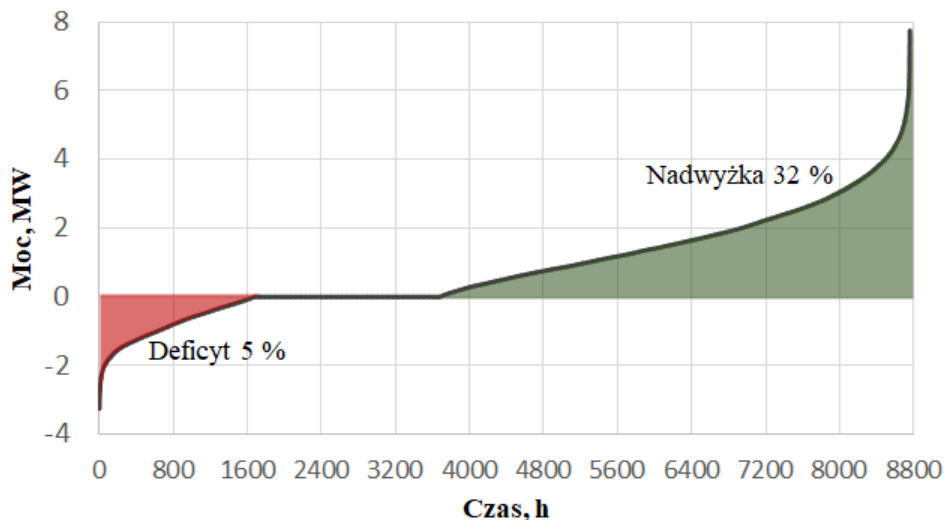
Technologia	Produkcja GWh/rok	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok
Źródła PV	5,5	5,5	1000
Elektrownie wiatrowe lądowe	12,0	6,0	2000
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	8,8	1,6	5600
Mikro elektrownie biogazowe	5,3	0,7	8000
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	4,4	0,8	5600
SUMA	36,0	14,6	
Bilans energii			
Nadwyżka	8,9 GWh		
Deficyt	1,4 GWh		
Saldo	+7,5 GWh		

Z przeprowadzonej analizy wynika, że w gminie referencyjnej potrzebne są źródła podstawowe zapewniające, stałą produkcję (około 50% mocy szczytowej zapotrzebowania) bez względu na panujące warunki. Dobrym wyborem w tym kontekście są elektrownie i mikro elektrownie biogazowe. Występujące deficyty (rys. 17) mogą być ograniczone poprzez racjonalne wykorzystania energii elektrycznej (dostosowania, w pewnym zakresie, zapotrzebowania do produkcji wymuszonej źródeł OZE), w szczególności poprzez mechanizmy charakterystyczne dla wschodzącego rynku energii elektrycznej (cenotwórstwo czasu rzeczywistego, *netmetering* czy *selfdispatching*).



Rys. 16. Roczny bilans energii w gminie referencyjnej (horyzont 2050)

Zastosowana metoda badawcza obarczona jest ryzykiem, że w różnych latach profile produkcji, ale i zapotrzebowania mogą wyglądać inaczej. Należy jednak podkreślić, że proces transformacji nie jest natychmiastowy, ale jest to trwająca wiele lat inwestycja. Uzyskane wyniki należy traktować jako wstęp, punkt startowy do dalszej analizy pozwalającej na kolejne zawężanie obszaru poszukiwań. Wykorzystana metoda badawcza pozwala na łatwe adaptowanie struktury źródeł do zmieniających się warunków produkcji i zapotrzebowania. Dodatkowo, dane użyte w symulacjach pozwolą na systematyczne poprawianie ich jakości.



Rys. 17. Uporządkowany bilans energii w gminie referencyjnej (horyzont 2050)

Podsumowanie. W Raporcie odchodzi się od tradycyjnego podejścia do struktury bilansu wytwórczego wynikającego z formalnie obowiązującej polskiej polityki energetycznej. Pierwszym powodem jest całkowita niewydolność tej polityki w wymiarze praktycznym i seria błędów w polityce inwestycyjnej (budowa bloków węglowych klasy 1000 MW) oraz rozwojowej (program energetyki jądrowej). Drugim powodem jest przełom transformacyjny w elektroenergetyce światowej oraz Pakiet zimowy, któremu Polska z mocy prawa musi się podporządkować, jeśli będzie chciała zachować członkostwo.

Istniejące zasoby na rynku schodzącym jakim są źródła wytwórcze WEK, potencjał intensyfikacji wykorzystania sieci elektroenergetycznych oraz bezinwestycyjne zdolności wydobywcze kopalń węgla kamiennego i węgla brunatnego zapewniają bezpieczeństwo energetyczne w etapie przejściowym, jednak dalsze inwestycje w szczególności w elektrownie węglowe (o jądrowych nie wspominając), staną się źródłem kosztów osieroconych, ponieważ nie wytrzymają konkurencji z coraz tańszymi źródłami OZE.

Wyniki badań symulacyjnych struktury krajowego bilansu wytwórczego są trzecim etapem zawężania obszarów poszukiwań struktury bilansu wytwórczego na mono rynku energii elektrycznej. Wykorzystując jedynie aktualnie dostępne technologie takie jak: dachowe źródła PV (w domach, blokach mieszkalnych, halach fabrycznych), pojedyncze elektrownie wiatrowe o mocy jednostkowej 3 MW przyłączane do sieci SN (największy udział w bilansie wytwórczym), elektrownie biogazowe klasy 1 MW, małe gazowe bloki

combi u prosumentów przemysłowych (korzystające z transferu gazu ziemnego z rynku ciepła) oraz małe elektrownie *dieslowskie* (elektrownie w miastach, korzystające z transferu paliw transportowych, możliwe jest zbilansowanie w horyzoncie 2050 zapotrzebowania na energię elektryczną. Antycypowaną strukturę należy traktować jednak jako możliwy scenariusz, który zostanie w szczegółach zweryfikowany przez rynek energii wykorzystujący ceny krańcowe oraz zyski marginalne do podejmowania decyzji o inwestycjach w źródłach.

W horyzoncie 2050, w dużej części Polski (9 województw) produkcja w źródłach OZE dobrze bilansuje zapotrzebowanie, ale istnieją również województwa niezbilansowane. Nadwyżka produkcji występuje w północno zachodniej Polsce a deficyt w Południowej i województwie Mazowieckim. Taki rozkład jest sygnałem do utrzymania a nawet doposażenia wybranych linii WN w układy energoelektroniczne, umożliwiające sterowanie przepływem oraz maksymalizujące wykorzystanie linii przesyłowych.

Uzyskane wyniki dotyczące referencyjnego bilansu energetycznego dla powiatu i gminy, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną jest pokrywane przez źródła OZE (bez wykorzystania transferów paliwowych) mogą być łatwo skalowalne dla 1600 gmin wiejskich i 500 gmin miejsko-wiejskich oraz dla 314 powiatów wiejskich. Ponadto, zastosowana metoda badawcza może być łatwo dostosowywana do potrzeb nowych hipotez badawczych.

Podkreśla się, że badania symulacyjne (z wykorzystaniem 15-minutowych profili) dla kraju oraz dla powiatu referencyjnego i dla gminy referencyjnej były prowadzone przy założeniu 5-procentowego rocznego deficytu energii elektrycznej. Czyli dla bardzo surowych warunków w zakresie bilansowania, zwłaszcza jeśli nie uwzględnia się w metodzie żadnych mechanizmów rynkowego zarządzania popytem, w szczególności takich jak *selfdispatching*, *net metering* i inne.

Cykl Raportów BŻEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050 : <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Trajektoria transformacyjna 2018 - 2050 polskiej energetyki - zawężanie obszaru poszukiwań (etap 2)*. Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [2] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [3] *Przełom w energetyce*. Popczyk J. Październik 2017.

Literatura

- [4] Popczyk J.: *Referencyjny bilans zasobów na polskim rynku energii elektrycznej. Model interakcji EP i WEK (w kontekście zarządzania i sterowania) w ramach II trajektorii rozwoju*. BŻEP; <http://klaster3x20.pl>. Sierpień 2014.
- [5] Strona internetowa URE: <https://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>
- [6] Raport z wyników kontroli NIK: *Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej*. Marzec 2015.
- [7] *(Raport) NIK o bezpieczeństwie elektroenergetycznych sieci przesyłowych*. <https://www.cire.pl>. Czerwiec 2014.
- [8] Marzecki J. *Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych*. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.

- [9] Niewiedział E., Niewiedział R. *Sieć elektroenergetyczna na terenach wiejskich. Potrzeby modernizacyjne i rozwojowe. Energia elektryczna*– PTPiREE. Kwiecień 2012.
- [10] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego. *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*. Bruksela, 30.11.2016. COM(2016) 860 final.
- [11] Strona internetowa PSE: <http://www.pse.pl/>
- [12] Strona internetowa KE : <https://ec.europa.eu/energy>
- [13] Międzynarodowe umowy klimatyczne : <http://www.consilium.europa.eu/>
- [14] Renewable Energy Statistics 2017: <http://www.irena.org>
- [15] Strona internetowa symulatora: “*Electricity generation, consumption and transport with 100% renewable energy*”; <http://www.kombikraftwerk.de>
- [16] Strona internetowa symulatora: <http://euanmearns.com/the-lappeenranta-renewable-energy-model-is-it-realistic/>
- [17] Strona firmy National Instruments: www.ni.com
- [18] Strona internetowa GUS: <http://stat.gov.pl/>
- [19] Popczyk J: *Architektura nowego rynku energii elektrycznej: rynki schodzący i wschodzący*. Konwersatorium „Inteligentna Energetyka”, www.klaster3x20.pl. Wrzesień 2017.

Datowanie RAPORTU (wersja oryginalna) – 21.11.2017 r.