

ALTERNATYWA DLA ELEKTROWNI WODNEJ WE WŁOCŁAWKU W KONTEKŚCIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Jan Popczyk, Krzysztof Bodzek

1. Istniejąca Elektrownia Włocławek

Istniejąca elektrownia wodna we Włocławku (Elektrownia Włocławek) umiejscowiona jest na 675 km biegu Wisły. Moc zainstalowana elektrowni wynosi 160 MW i jest to największa elektrownia przepływowa w Polsce, z roczną produkcją rzędu 740 GWh energii, co stanowi 20 % energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach wodnych w Polsce (łącznie z elektrowniami szczytowo-pompowymi). W elektrowni Włocławek pracuje 6 turbin Kaplana, z 4 łopatom każda (średnica wirnika na obwodzie określonym przez krańce łopat wynosi 9 m). Turbiny tego typu mają możliwość zmiany kąta nachylenia łopat podczas pracy, co wpływa na wartość osiąganą mocy hydrozespołu (turbina z generatorem elektrycznym). Energia elektryczna z elektrowni wyprowadzana jest za pomocą 3 transformatorów blokowych SN/WN (10,5/110 kV), a następnie przesyłana napowietrznymi liniami 110 kV do rozdzielni Włocławek Wschód połączonej z KSE (Krajowy Systemem Elektroenergetyczny).

Produkcja energii elektrycznej w Elektrowni Włocławek jest obecnie ściśle powiązana z przepływem wody w Wiśle. Tryb przepływowy pracy elektrowni bardzo mocno ogranicza jej zdolności regulacyjne. Podkreśla się, że w początkowym okresie eksploatacji elektrownia pracowała w trybie podszczytowym i interwencyjnym. Jednak taka praca powodowała przyspieszoną erozję koryta Wisły i została zaniechana. Ponadto wymuszony został minimalny przepływ wody związany z wymaganiami gospodarki wodnej (konieczność napełniania koryta rzeki). Powoduje to, że elektrownię wodną we Włocławku należy traktować jako źródło z produkcją wymuszoną, z niewielkimi możliwościami regulacyjno-bilansującymi.

Tab. 1. Dane techniczne Elektrowni Włocławek

Parametr	Jednostka	Wartość
Jednostkowa moc zainstalowana hydrozespołu (jednego z sześciu)	MW	26,7
Napięcie znamionowe generatora	kV	10,5
Prąd znamionowy generatora	A	1750
Prąd wzbudzenia	A	1320
Przełyk znamionowy turbiny	m ³ /s	365
Spad znamionowy	m	8,8
Dopuszczalny zakres spadów	m	5,25 – 12,75
Transformatory blokowe	MVA/kV/kV	72/10,5/110
Transformator potrzeb własnych	kVA	1250
Całkowity przełyk instalowany	m ³ /s	2100
Prędkość obrotowa hydrozespołu	obr/min	57,7
Całkowity ciężar hydrozespołu	t	1200
Średnioroczna produkcja	GWh	739

Podsumowując należy stwierdzić, że tryb pracy elektrowni jest uwarunkowany wymaganiami gospodarki wodnej; przy tym wymagania te w naturalny sposób byłyby

spełnione, gdyby elektrownia nie została zbudowana. Nie są natomiast realizowane projektowe założenia odnośnie korzyści dla KSE (a właśnie dla uzyskania tych korzyści elektrownia została zbudowana).

Zagadnienia zasygnalizowane w dwóch ostatnich zdaniach można, ale w ograniczonym zakresie, rozpatrywać w kategoriach ryzyka. Pozostaje jednak jeszcze zagadnienie, którego w kategoriach ryzyka absolutnie nie można rozważać. Mianowicie, jest to zagadnienie możliwych wynaturzeń związanych z inwestycjami takimi jak wielkie elektrownie wodne i z towarzyszącymi im politycznymi decyzjami oraz praktykami korporacyjnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych. W wypadku Elektrowni Włocławek zagadnienie to „przenosi” się na powiązania z elektrownią stanowiącą część stopnia wodnego Siarzewo.

2. Elektrownia wodna w Siarzewie

Budowa elektrowni wodnej w Siarzewie może stanowić powtórzenie praktyk decyzyjno-inwestycyjnych (ideologiczno-politycznych), stanowiących podstawę budowy Elektrowni Włocławek, ze wszystkimi negatywnymi skutkami. Mianowicie, jednym z argumentów na rzecz budowy stopnia wodnego i elektrowni w Siarzewie jest ochrona tamy wodnej we Włocławku przed katastrofą budowlaną. W tym kontekście konieczne jest zestawienie kilku faktów. Grupa elektroenergetyczna Energa, jako właściciel Elektrowni Włocławek była od 2005 r. beneficjentem systemu certyfikatów OZE. Przychody uzyskane, w ciągu ponad 10 lat przez Enerę z tytułu działania tego mechanizmu ocenia się tu na około 1,5 mld PLN (do oszacowań przyjęto jednostkową wartość praw majątkowych równą około 180 PLN/MWh – średnia z 11 lat).

Przychody te zostały uzyskane praktycznie „za darmo”, bo Elektrownia Włocławek została przekazana do eksploatacji w 1970 r. i w 2005 r. była już zamortyzowana. Oczywiście, jeśli zaporą wymagała inwestycji na rzecz jej bezpieczeństwa budowlanego, to przychody z praw majątkowych (certyfikatów) powinny być źródłem ich finansowania; byłoby to zgodne z nadrzędną zasadą finansowania kosztów zewnętrznych przez ich sprawcę. Jednak w tym konkretnym przypadku przyszłościowe koszty przenosi się na Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie, które ma być investorem stopnia wodnego w Siarzewie.

W tym kontekście należy zresztą przytoczyć jeszcze jedną patologię (nieefektywność w wymiarze fundamentalnym). Jest nią sposób sfinansowania inwestycji obejmującej następujący zakres rzeczowy: roboty budowlane związane ze śluzą, z awanportami, jazem i zaporą czołową, a ponadto z modernizacją automatycznego systemu kontrolno-pomiarowego stopnia wodnego Włocławek. Inwestycja ta, stanowiąca klasyczny koszt zewnętrzny funkcjonowania Elektrowni Włocławek, największego beneficjenta systemu certyfikatów OZE, została sfinansowana z budżetu Państwa (47 mln PLN), dofinansowana większościowo przez UE (68 mln PLN) – Projekt „Poprawa stanu technicznego i bezpieczeństwa powodziowego Stopnia Wodnego Włocławek – Projekt POIS.03.01.00-00-012/11”; wykonawcą był Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Warszawie w okresie od 2009 do 2015 r.

Elektrownia wodna w Siarzewie o mocy 80 MW jest elementem składowym planowanego stopnia wodnego Siarzewo. Ten z kolei jest od 2016 roku częścią rządowych planów (Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju Mateusza Morawieckiego) dotyczących rozwoju infrastruktury w zakresie transportu wodnego śródlądowego. W szczególności w zakresie wynikającym z modernizacji Drogi Wodnej rzeki Wisły. Zgodnie z harmonogramem opracowanym przez resort środowiska, w latach 2017-2019 uzyskane zostaną niezbędne decyzje administracyjne, a w 2020 r. rozpoczną się prace budowlane. Przedsięwzięcie ma zostać zrealizowane do końca 2025 roku. Koszt realizacji inwestycji szacowany jest na ponad 2,2 mld PLN [1, 2].

W budowę stopnia wodnego Siarzewo (zlokalizowanego około 30 km za stopniem wodnym z Elektrownią Włocławek), jako projektu infrastrukturalnego, zaangażowane są trzy ministerstwa: środowiska, energii oraz gospodarki morskiej i żeglugi śródlądowej. W realizację inwestycji jest również zaangażowana Grupa Energa, która wspiera ekspercko działania trzech ministerstw. Inwestorem stopnia wodnego w Siarzewie będzie (informacje wychodzące z Grupy Energa) Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie, działające od 1 stycznia 2018 r. Podkreśla się, że zgodnie z art. 527 ustawy Prawo Wodne należności, zobowiązania, prawa i obowiązki Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej oraz Regionalnych Zarządów Gospodarki Wodnej, będących państwowymi jednostkami budżetowymi, stają się odpowiednio należnościami, prawami i obowiązkami Wód Polskich.

W tym kontekście podkreśla się, że 21 grudnia 2017 r. Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska w Bydgoszczy wydał pozytywną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla realizacji przedsięwzięcia „Budowa stopnia wodnego na Wiśle poniżej Włocławka”. Podkreśla się też, że w styczniu 2016 r. ten sam urząd w tej samej sprawie wydał decyzję negatywną. Powołał się przy tym na „znaczące negatywne oddziaływanie inwestycji na wody powierzchniowe oraz na obszary Natura 2000”.

Ekspertyza (Raport) koncentruje się na elektrowni wodnej, czyli na aspekcie energetycznym stopnia wodnego Siarzewo. Zatem Raport powinien odpowiedzieć na pytanie, czy z punktu widzenia KSE (utożsamianego ciągle jeszcze z bezpieczeństwem elektroenergetycznym kraju) istnieje alternatywa dla elektrowni Siarzewo? Jeśli taka alternatywa istnieje, to decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dla realizacji stopnia wodnego w Siarzewie powinna koniecznie uwzględniać stopień jego szkodliwości dla środowiska przyrodniczego w długim horyzoncie czasowym, a dodatkowo także stopień szkodliwości mikroekonomicznej (w wymiarze biznesowym) i makroekonomicznej (w perspektywie transformacji energetycznej jako siły sprawczej współczesnych zmian cywilizacyjnych).

Z potrzeby uwzględnienia uwarunkowań (wymagań) energetycznych wynika koncentracja Raportu na analizie racjonalności budowy elektrowni wodnej w Siarzewie na obecnym etapie rozwoju technologii OZE. W rezultacie Raport przedstawia szeroko zakrojoną analizę porównawczą elektrowni wodnej w Siarzewie z inwestycjami alternatywnymi w postaci: fotowoltaiki (PV), elektrowni wiatrowych lądowych i morskich, mikroźródeł i elektrowni biogazowych. W analizie uwzględniono wiele kryteriów porównawczych, aby umożliwić wnioskowanie w różnorodnych środowiskach. Najważniejsze są przy tym dwa środowiska: technologiczne/techniczne i ekonomiczne. W ramach pierwszego przedstawia się w Raporcie szeroko zakrojone analizy, między innymi w

kontekście regulacji mocy i bilansowania w KSE oraz na rynku energii, ale także w instalacjach prosumenckich; ponadto w kontekście pewności dostaw energii elektrycznej, oraz w kontekście *black startu* (możliwości odzyskania zdolności operacyjnych systemu KSE po jego częściowym lub całkowitym rozpadzie i utracie zdolności funkcjonowania). W ramach drugiego uwzględnia się środowisko mikroekonomiczne (koszty energii elektrycznej w perspektywie odbiorców i prosumentów), ale także makroekonomiczne (perspektywa transformacji energetycznej, ponadto unijna perspektywa budżetowa 2021-2028 i stopniowa „substytucja” Wspólnej Polityki Rolnej zasadą subsydiarności ukierunkowaną na budowę mono rynku energii elektrycznej OZE na obszarach wiejskich).

Wyniki analiz porównawczych przedstawione w Raporcie umożliwiają także wnioskowanie dla potrzeb środowisk: społecznego i przyrodniczego. W pierwszym wypadku bardzo ważne jest na przykład wnioskowanie odnośnie możliwości modernizacji obszarów wiejskich za pomocą energetyki prosumenckiej OZE (przede wszystkim poprzez wykorzystanie do tego celu dużego potencjału dyfuzji innowacji z obszaru energetyki prosumenckiej do wiejskich gospodarstw domowych). W drugim z kolei kluczowe jest wnioskowanie dotyczące możliwości zastąpienia zagrożeń środowiskowych powodowanych stopniem wodnym Siarzewo pozytywnymi efektami środowiskowymi w innym obszarze, mianowicie w obszarze gospodarki o obiegu zamkniętym (chodzi tu o mikroźródła biogazowe, które z natury rzeczy należą do klasy technologii utylizacyjnych, ale także chodzi o elektrownie biogazowe utylizacyjno-rolnicze).

Raport nie podejmuje natomiast zagadnień dotyczących zagrożeń środowiskowych powodowanych stopniem wodnym Siarzewo. Nie podejmuje również zagadnienia bezpieczeństwa budowlanego tamy wodnej we Włocławku i sposobów ochrony tego bezpieczeństwa (takich jak: budowa niskiego progu piętrzącego kilka kilometrów poniżej istniejącego stopnia we Włocławku, pełna jego modernizacja lub stopniowa likwidacja tego stopnia).

3. Metodyka badań

Do badań zrealizowanych w Raporcie zastosowana została metodyka rozwijana w ramach dwóch Cykli Raportów nt. *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE* zamieszczonych w serwisie informacyjnym Centrum informacji o Rynku Energii <https://www.cire.pl>, oraz na stronie stowarzyszenia Klaster3x20 <http://klaster3x20.pl>. Pierwszy, to Cykl Raportów BŻEP (Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej). Drugi, to Cykl Raportów BPEP (Biblioteka Powszechna Energetyki Prosumenckiej). Podkreśla się, że metodyka nie jest jeszcze w pełni ugruntowana, ale jest już dojrzała w stopniu gwarantującym wysoką wiarygodność wyników, umożliwiającą formułowanie wniosków praktycznych (dotyczących zagadnień o wielkiej wadze gospodarczej).

3.1. Opis symulatora WME (porównanie z profilami KSE)

Założenia do badań. Do badań bilansu energetycznego oraz alternatywnych technologii wykorzystuje się symulator WME (Wirtualny Minisystem Elektroenergetyczny) pozwalający

na wykonanie obliczeń bilansu energii elektrycznej, które bazują na rocznych profilach (podstawowo 5-minutowych) produkcji i zapotrzebowania. W modelowaniu przyjęto następujące założenia:

- 1.** Obliczenia prowadzone są na „miedzianej płycie”, tzn. nie uwzględnia się w modelach obliczeniowych struktury sieci oraz związanych z nią rozptyłów prądu.
- 2.** Bilanse wykonywane są dla całego roku z krokiem 5 minut, a jeżeli brak jest dostępnych danych z takim krokiem, to są one interpolowane liniowo.
- 3.** Modele są modelami statycznymi. 5-minutowy krok obliczeń oznacza, że wszystkie obiekty są modelowane w stanie ustalonym.
- 4.** Modele obliczeniowe nie uwzględniają regulacji pierwotnej i wtórnej. 5-minutowy krok obliczeń oddziela sferę usług systemowych (rynek techniczny regulacji mocy) od sfery rynku energii elektrycznej (transakcji rynkowych). Stosowany w Raporcie 5-minutowy krok obliczeń wychodzi naprzeciw nowej architektury rynku energii elektrycznej (unijne rozporządzenie dotyczące rynku energii elektrycznej, wchodzące w skład Pakietu Zimowego), dla której pierwszym etapem wdrożeniowym będzie nowy, skrajnie zdecentralizowany, szybki rynek bilansujący (w Polsce planowane jest jego uruchomienie 1 stycznia 2021 r. – Pakiet Zimowy, rozporządzenie dotyczące rynku bilansującego). Jest to ważne uwarunkowanie badań bilansowych zrealizowanych w Raporcie (w Raporcie bilansuje się bieżące zapotrzebowanie i produkcję energii elektrycznej).
- 5.** Sposób pracy poszczególnych źródeł w badaniach symulacyjnych wynika z ich właściwości energetyczno-ruchowych (możliwości bilansujących). W szczególności uwzględnia zasadę *dispatch priority* (gwarantowane pierwszeństwo odbioru energii ze źródeł OZE) w wypadku wszystkich źródeł OZE z wymuszoną produkcją. Badania symulacyjne nie uwzględniają natomiast sieciowych ograniczeń rozptylowych (analiza na miedzianej płycie).
- 6.** W badaniach nie uwzględnia się prac konserwacyjnych oraz awarii w sposób bezpośredni. Robi się to w sposób pośredni: na poziomie zagregowanych danych uwzględnia się wyłączenia planowe źródeł w procesie eksploatacyjnym (serwis urządzeń/instalacji – czynności diagnostyczne, zabiegi konserwacyjne, inne) oraz wyłączenia awaryjne poprzez zwiększenie mocy zainstalowanej źródeł tak, żeby czas ich wykorzystania nie przekroczył 8000 godzin w roku. Temu odpowiada założona maksymalna dyspozycyjność źródeł około 90% (dotyczy to źródeł – mikroelektrowni i elektrowni – biogazowych bez zasobników biogazu).
- 7.** W badaniach nie uwzględnia się wielkiego potencjału wymiany międzynarodowej oraz wykorzystania mechanizmów DSM/DSR do bilansowania zapotrzebowania (obciążenia), a tym samym do ograniczenia deficytu; wykorzystanie magazynów energii jest ograniczone jedynie do prosumentów ze źródłami PV. Należy podkreślić, że uwzględnienie tych czynników pogłębiłoby znacznie nieracjonalność energetyczną inwestycji w postaci elektrowni wodnej w Siarzewie.
- 8.** Modele symulacyjne wykorzystane w Raporcie opisują poziom technologiczny charakterystyczny dla źródeł wytwórczych i magazynów energii w latach 2015-2017. Dalszy szybki postęp technologiczny może spowodować, że użyte modele (w szczególności sprawność) będą się zmieniać i wpływać na wyniki. Będą to przy tym zawsze zmiany

zwiększające racjonalność inwestycji alternatywnych w stosunku do elektrowni wodnej w Siarzewie.

Przyjęte założenia wprowadzają liczne uproszczenia, a jakość danych wykorzystanych w analizie decyduje o ograniczonej dokładności bilansów. Uzyskane wyniki są jednak w pełni jednoznaczne w kategoriach kryterium porównawczego zastosowanego do skonfrontowania elektrowni w Siarzewie z rozwiązaniami alternatywnymi. W takim sensie mogą służyć do oceny realności (technicznej, zasobowej) istnienia alternatywy dla elektrowni w Siarzewie. A nawet więcej, mogą służyć do oceny zasadności ekonomicznej budowy elektrowni w Siarzewie lub braku takiej zasadności (czyli mogą służyć do podjęcia decyzji inwestycyjnych).

Modele źródeł wytwórczych. Symulator WME, za pomocą którego bada się w Raporcie bilanse energii, wykorzystuje pięć podstawowych modeli komputerowych. Modele te pozwalają opisać wszystkie obecnie dostępne technologie wytwórcze.

Elektrownie węglowe. Elektrownie te w Raporcie występują w dwóch charakterystycznych aspektach. Pierwszy jest związany z kalibrowaniem symulatora WME. W tym wypadku są one modelowane jako źródła grafikowane, co jest zgodne z aktualną praktyką operatorską stosowaną (przez operatora OSP) w systemie KSE. W drugim aspekcie elektrownie te są wykorzystywane do likwidacji deficytu energii elektrycznej.

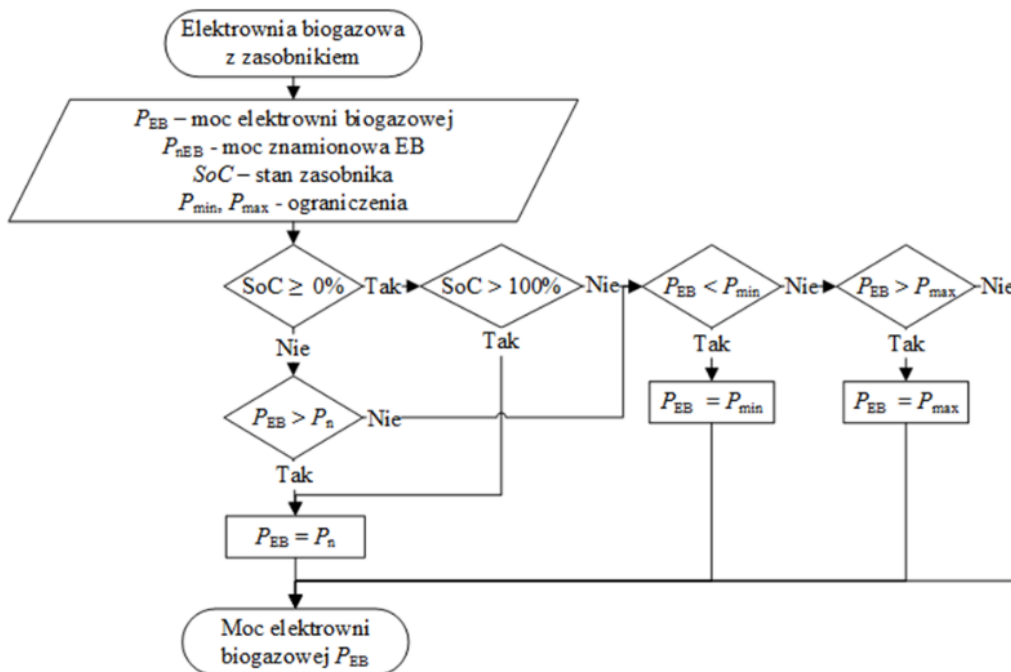
Źródła o stałej/zadanej mocy. Najprostszymi modelami technologii wytwórczych są źródła o stałej/zadanej mocy. Zakłada się w nich, że moc nie zmienia się w czasie. Konieczność przeprowadzenia odstawień operatorskich (eksploatacyjnych) źródeł oraz możliwość wystąpienia awarii uwzględnia się przez ograniczenie produkcji o 760 godzin (do ~90%), co odpowiada rocznemu wykorzystaniu źródeł wynoszącym 8000 godzin. Takie podejście można zostać przyjęte ze względu na to, że w symulatorze wykorzystuje się zagregowaną produkcję wielu źródeł (nawet do kilku tysięcy) oraz to, że prawdopodobieństwo wystąpienia jednoczesnej awarii wielu źródeł jest znikome. Dodatkowo odstawienia operatorskie można zaplanować w taki sposób, żeby czasowe wyłączenia dotyczyły tylko części urządzeń. Źródłami o stałej/zadanej mocy uwzględnionymi w symulatorze są elektrownie biogazowe i mikroelektrownie biogazowe bez zasobników.

Źródła z produkcją wymuszoną. Źródła te modelowane są za pomocą właściwych dla nich profili mocy. Aktualna moc jest odczytywana z rzeczywistego (pochodzącego z pomiarów) profilu mocy dla badanego okresu.

W taki sposób modelowane są elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, źródła PV oraz elektrownie wodne przepływowe. Źródłem danych o produkcji PV jest portal internetowy PVMonitor [3], elektrowni wiatrowych strona GPI [3] natomiast elektrowni wiatrowych morskich oraz elektrowni wodnych portal ENTSO-E [5].

Elektrownie biogazowe z zasobnikiem mogą pracować z mocą inną od znamionowej (typowo $0,25-1,5 P_{\text{NEB}}$; zakłada się agregat kogeneracyjny ma rozwiązanie modułowe w postaci trzech modułów, każdy o elektrycznej mocy znamionowej 0,5 MW) i mogą być wykorzystane jako źródła bilansujące. Moc biogazowni P_{EB} obliczana jest na podstawie algorytmu przedstawionego na rys. 1.

Aktualny stan zasobnika biogazu obliczany jest jako całka z różnicy mocy znamionowej oraz aktualnej produkcji po czasie (kroku symulacji). W taki sposób modelowane są elektrownie oraz mikroelektrownie biogazowe z zasobnikami biogazu (nie uwzględnia się możliwości zarządzania produkcją biogazu w sferze potencjalnego oddziaływania na intensywność procesów biofermentacyjnych).

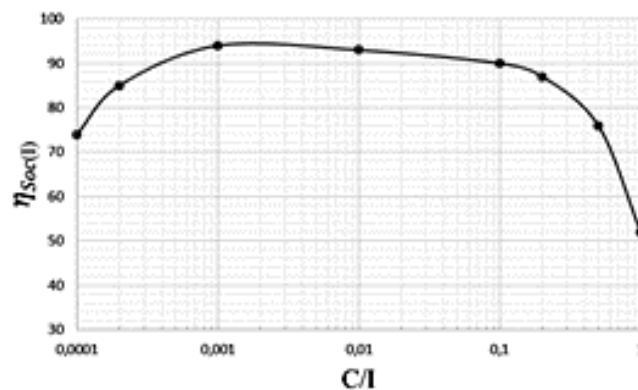


Rys. 1. Algorytm pracy elektrowni biogazowej z zasobnikiem [11]

Akumulatory. Sprawność ładowania akumulatora $\eta_{SoC(t)}$ silnie zależy od wartości prądu. Stan naładowania (SoC) podczas ładowania, obliczany jest na podstawie równania (1) [6, 7]:

$$SoC(t + \Delta t, I) = SoC(t, I) + \int \frac{I \cdot \eta_{SoC(I)}}{C} dt \quad (1)$$

gdzie C – pojemność akumulatora natomiast $\eta_{SoC(I)}$ [6, 7] czytana jest z charakterystyki przedstawionej na rys. 2.



Rys. 2. Zależność sprawności ładowania akumulatora od parametru C/I [4, 5]

Podobnie jak dla ładowania, również sprawność rozładowania akumulatora zależy od wartości prądu. Do obliczenia SoC przy rozładowaniu wykorzystano zależność (2) [6, 7]:

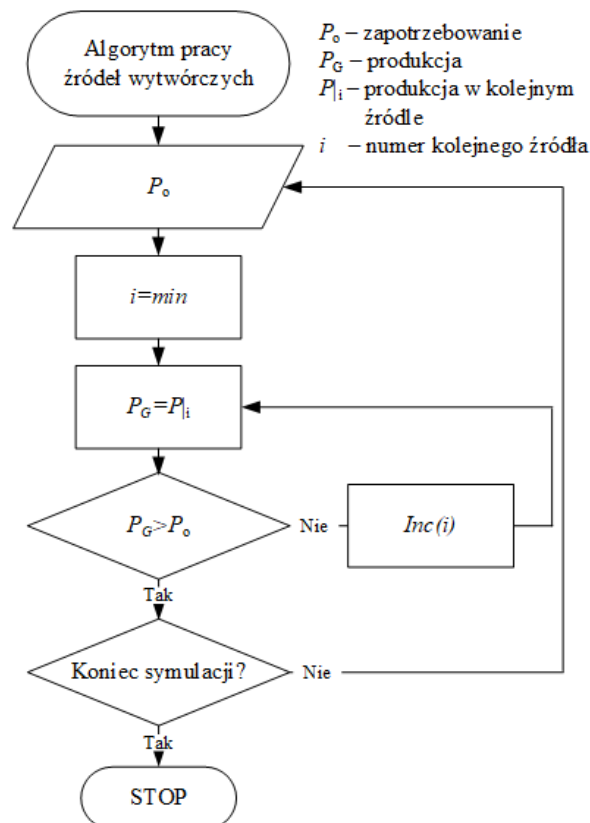
$$SoC(t + \Delta t, I) = SoC(t, I) - \int \frac{I \cdot p(I)}{C} dt, \quad p(I) = \frac{I^{(1-N)}}{I^{(1-N)}_{C/20}}, \quad (2)$$

gdzie N – stała Peukera.

W modelu akumulatora uwzględniono sprawność ładowania i rozładowania, ale nie uwzględniono samorozładowania, a także zależności pojemności od temperatury oraz efektu starzenia się.

Koncepcja algorytmu pracy źródeł wytwórczych. Aktualnie, bilansowanie energii odbywa się za pomocą grafikowanej produkcji jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), którymi w większości przypadków są elektrownie węglowe. W prowadzonej analizie bilansowanie będzie odbywać się lokalnie, tworząc znaną już koncepcję lokalnych obszarów bilansowania, w obrębie prosumenta, spółdzielni energetycznej, klastra, WME oraz kraju. Oczywiście dla każdego poziomu, należy posługiwać się innym zestawem profili.

Do modelowania pracy źródeł wykorzystano kaskadowy algorytm przedstawiony na rys. 3. W pierwszej kolejności wykorzystuje się energię ze źródeł z produkcją wymuszoną a następnie w źródłach bilansujących. Należy jednak podkreślić, że algorytm nie uwzględnia ograniczeń źródeł. Ograniczenia te uwzględniane są w modelach i działają niezależnie. Wynikiem działania symulatora WME, z kaskadowym algorytmem pracy źródeł wytwórczych, jest roczny bilans energii dla analizowanego obszaru.



Rys. 3. Kaskadowy algorytm pracy źródeł wytwórczych [11]

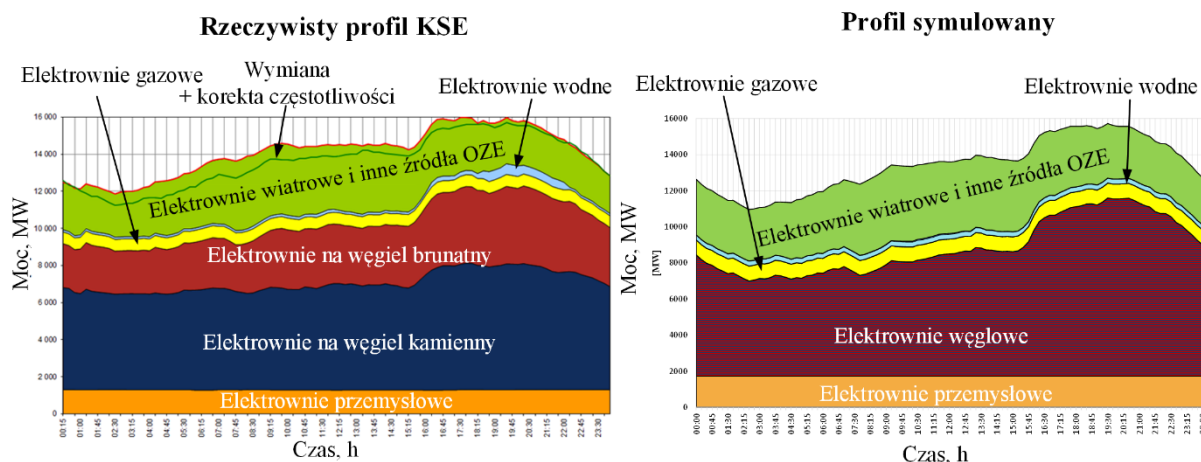
Weryfikacja symulatora w wybranych dobach w 2015 r. Do weryfikacji symulatora wykorzystano rzeczywiste dane operatora OSP dla dwóch charakterystycznych dób w roku 2015, a mianowicie najmniejszego (26.12.2015) oraz największego (07.01.2015) zapotrzebowania na energię elektryczną.

Tab. 2. Struktura mocy osiągalnych w roku 2015 [5, 8]

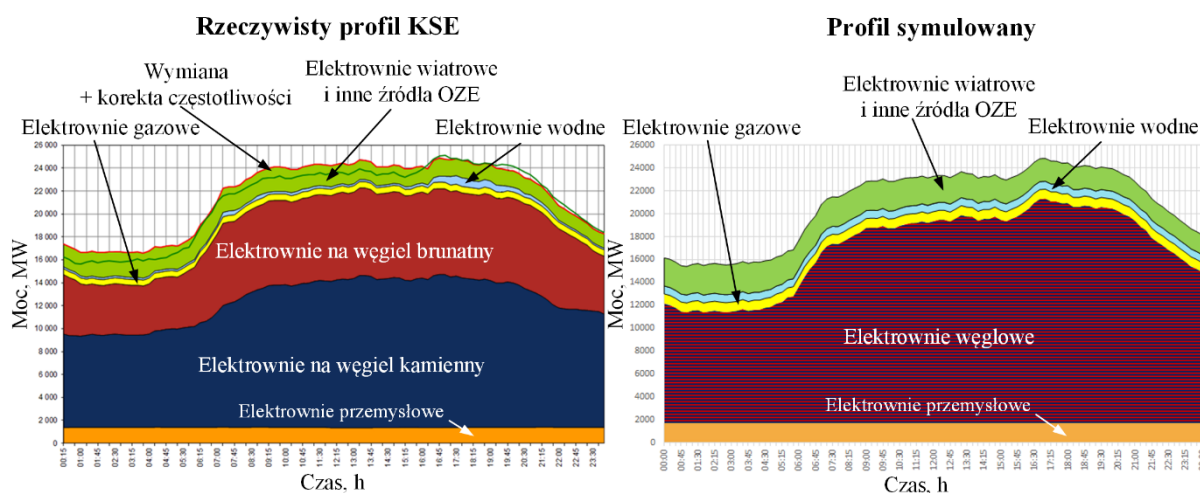
Technologia	Moc MW
Elektrownie zawodowe wodne	2330
elektrownie wodne	560
elektrownie szczytowo-pompowe	1770
Elektrownie zawodowe ciepłne	29739
węgiel kamienny	19443*
węgiel brunatny	9322
gazowe	973
Elektrownie odnawialne (energetyka EP-NI)	5258
wiatrowe	4978*
biogazowe	203*
PV	77*
Elektrociepłownie przemysłowe	2451

* W bilansie mocy na koniec 2017 r. należy uwzględnić następujące zmiany: włączenie do ruchu gwarancyjnego bloku węglowego 1075 MW w Kozienicach, włączenie do ruchu gwarancyjnego bloku gazowego 600 MW w Płocku (PKN Orlen), wzrost mocy źródeł wiatrowych do 5860 MW, źródeł biogazowych do 237 MW źródeł PV do 270 MW (wzrost nastąpił przede wszystkim w segmencie dachowych źródeł prosumenckich, podlegających zasadzie *net meteringu*).

Uwzględniając podaną przez operatora [9] strukturę mocy osiągalnych w 2015 r. (tab. 2), przeprowadzono symulację dla całego roku. Należy podkreślić, że nie podaje się sumy mocy osiągalnych, ponieważ moc nie jest już wystarczającą wielkością do analizy bezpieczeństwa energetycznego w przypadku bilansu źródeł wytwórczych z dużym udziałem źródeł z produkcją wymuszoną. Następnie na podstawie otrzymanych wyników wyznaczono profile produkcji z podziałem na poszczególne technologie (rys. 4 i rys. 5). Profile te porównano z rzeczywistymi danymi.



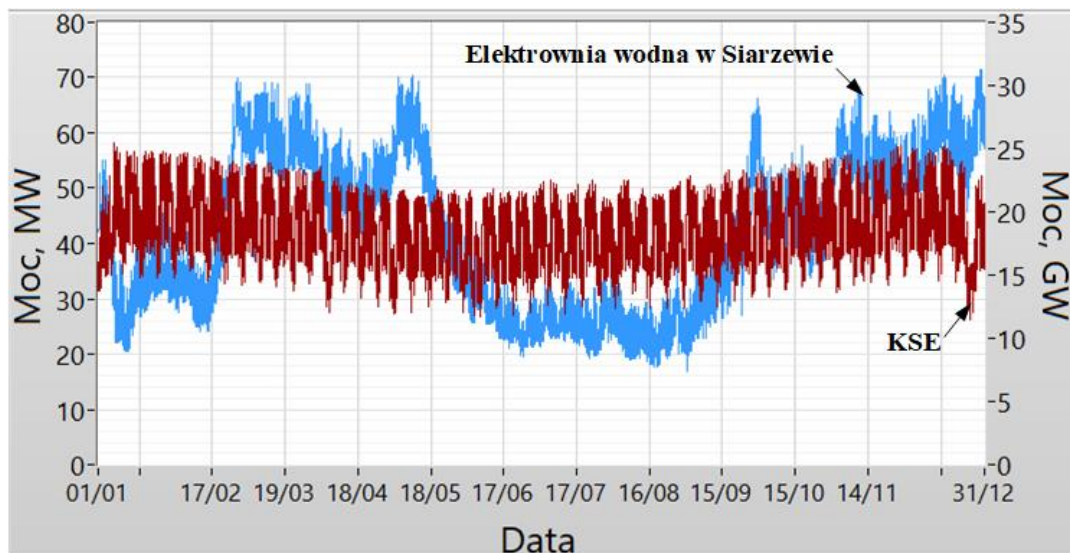
Rys. 4. Porównanie rzeczywistych profili KSE z symulowanymi w dniu najmniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną 26.12.2015



Rys. 5. Porównanie rzeczywistych profili KSE z symulowanymi w dniu największego zapotrzebowania na energię elektryczną 07.01.2015

Porównując wyniki symulacji z rzeczywistymi danymi, można zauważyć, że różnice wynikają z innego sposobu sterowania elektrowniami szczytowo-pompowymi. W symulatorze są one w mniejszym stopniu wykorzystane. Dodatkowo produkcja w elektrowniach przemysłowych (w większości elektrociepłowniach) w okresie zimowym jest większa w symulatorze, który nie uwzględnia zmian pogody i możliwość regulacji mocy w tego typu elektrowniach (priorytetem produkcji jest zazwyczaj produkcja ciepła). W symulatorze nie uwzględnia się eksportu energii, który wpływa na profil. Bardzo dokładnie odwzorowana jest produkcja w elektrowniach wiatrowych i innych źródłach OZE, ponieważ jest ona obliczana z rzeczywistych profili produkcji. Podsumowując, profile symulowane są w dużej zgodności z profilami rzeczywistymi, co pozwala stwierdzić, że symulator został pozytywnie zweryfikowany i można go wykorzystać do dalszych obliczeń.

Pożądany ranking źródeł wytwórczych dla istniejących uwarunkowań pracy KSE. Dwudziesty stopień zasilania wprowadzony przez operatora OSP w sierpniu 2015 r. ujawnił w sposób jednoznaczny pożądany ranking inwestycji w źródła wytwórcze w Polsce, zasadniczo odmienny od oficjalnej rządowej polityki energetycznej i korporacyjnych strategii inwestycyjnych. Przykładem inwestycji, która nie odpowiada potrzebom KSE, a dodatkowo jest przyczyną wielu konfliktów, jest elektrownia wodna w Siarzewie, w której produkcja energii jest w dużej mierze podporządkowana ograniczeniom wodnym. Roczny profil produkcji elektrowni wodnych pokazuje skrajne niedopasowanie produkcji (rys. 6) do potrzeb KSE. W szczególności potrzebna jest duża produkcja energii w okresie zimowy, ze względu na zwiększone zapotrzebowanie na energię (ogrzewanie) oraz w okresie letnim, w którym ze względu na problem z chłodzeniem elektrowni węglowych występuje ograniczenie produkcji w elektrowniach węglowych z otwartym obiegiem chłodzenia. Duża produkcja w elektrowniach wodnych wiosną oraz jesienią może zostać łatwo zastąpiona przez elektrownie wiatrowe.



Rys. 6. Przewidywany profil produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie oraz profil zapotrzebowania KSE przeskalowany do prognozowanej rocznej produkcji w elektrowni w Siarzewie (368 GWh)

Uwzględniając w szczególności problemy z produkcją w okresie letnim, został w sposób ekspercki (na podstawie wiedzy i zdobytych doświadczeń, zwłaszcza w ramach badań nad Cyklami Raportów: BŻEP [11] i BPEP [13]) zaproponowany ranking (etapowanie inwestycji) inwestycji, które pozwolą zdecydowanie bardziej racjonalnie rozwiązać problemy KSE. Pod pojęciem inwestycji rozumie się tu programy inwestycyjne, których wyróżnikiem są cztery charakterystyczne struktury technologiczne źródeł wytwórczych (przebadane w dalszej części Raportu za pomocą symulatora WME). Są to:

1. **Dachowe (prosumenckie) źródła PV** – o mocy jednostkowej, która nie spowoduje sieciowych problemów przyłączeniowych.
2. **Źródła PV oraz elektrownie wiatrowe** – źródła PV zostaną uzupełnione przez elektrownie wiatrowe lądowe, które wpłyną na lepsze dopasowanie do profilu KSE.
3. **Źródła PV, elektrownie wiatrowe oraz mikro elektrownie biogazowe** – bilans energetyczny zostanie uzupełniony o mikroelektrownie biogazowe, część z zasobnikami biogazu, które pełnią dodatkowo funkcje regulacyjno-bilansującą.
4. **Źródła PV, elektrownie wiatrowe, mikroelektrownie biogazowe oraz backup** – jest to *backup* (pobór energii) z systemu KSE w którym elektrownie węglowe pracują jako źródła grafikowane (regulacyjno-bilansujące).

Wykorzystanie potencjału przedstawionego rankingu inwestycji wpisuje się bardzo dobrze w rynkową (bez systemów wsparcia, w szczególności bez rynku mocy) trajektorię transformacyjną polskiej energetyki. Taka struktura bilansu energetycznego wystarczy do roku 2040. Należy jednak podkreślić, że praca elektrowni węglowych jako źródła bilansujące powoduje wzrost kosztu wytwarzania.

W niniejszym Raporcie stawia się hipotezę, że zaproponowany ranking inwestycji będzie korzystniejszy dla KSE, a dodatkowo może być zrealizowany bez konfliktów, które narastają wokół budowy elektrowni wodnej w Siarzewie.

3.2. Metoda obliczenia kosztów wytwarzania

Koszty wytwarzania są szacowane przy uwzględnieniu trzech składowych, a mianowicie kosztów kapitału, kosztów stałych oraz kosztów zmiennych. W analizie nie stosuje się rachunku dyskonta, ponieważ w obszarze inwestycji mamy do czynienia z inną sytuacją niż w zastosowaniach dotyczących krótkookresowych wahań cen na rynkach giełdowych energii elektrycznej, gdzie możliwe jest stosunkowo proste wykorzystanie zaawansowanych metod z rynków finansowych. Stopę dyskontową w postaci analitycznej można wyrazić w sposób następujący [9]:

$$r = (1 + s_a)(1 + s_r) - 1 \quad (3)$$

gdzie: s_a – jest kosztem alternatywnym kapitału (najczęściej równym oprocentowaniu państwowych obligacji długoterminowych), s_r – jest stopą ryzyka charakterystyczną dla danej działalności.

Stopa dyskontowa charakteryzuje kondycję gospodarki oraz jej stabilność w długoterminowym horyzoncie inwestycyjnym, jednak inne czynniki mają znacznie większy wpływ na nieokreśloność kosztów wytwarzania oraz opłat sieciowych. Dlatego nie komplikuje się obliczeń poprzez uwzględnienie stopy dyskonta, zwłaszcza, że w obecnej gospodarce stopa dyskontowa obciążona jest zbyt dużym ryzykiem. W raporcie stosuje się uproszczony rachunek cen stałych.

Jednostkowy koszt kapitału w najprostszej postaci (bez zastosowania rachunku dyskonta) uwzględnia nakłady inwestycyjne K_i , roczną produkcję energii E_r oraz czas zwrotu inwestycji t_z :

$$K_k = \frac{K_i}{E_r \cdot t_z} \quad (4)$$

W jednostkowych kosztach stałych uwzględnia się koszty eksploatacyjne K_r , tj. koszty serwisu, utrzymania, wynagrodzeń itp.:

$$K_s = \frac{K_e}{E_r} \quad (5)$$

W jednostkowych kosztach zmiennych uwzględnia się natomiast głównie koszty paliwa K_p , koszty uprawnień do emisji CO₂ K_u oraz koszty serwisowe zależne od wykorzystanego rezerwu technicznego K_r przeskalowanego na wyprodukowaną energię:

$$K_z = \frac{K_p + K_u + K_r}{E_r} \quad (6)$$

Jednostkowy koszt wytwarzania można więc obliczyć jako:

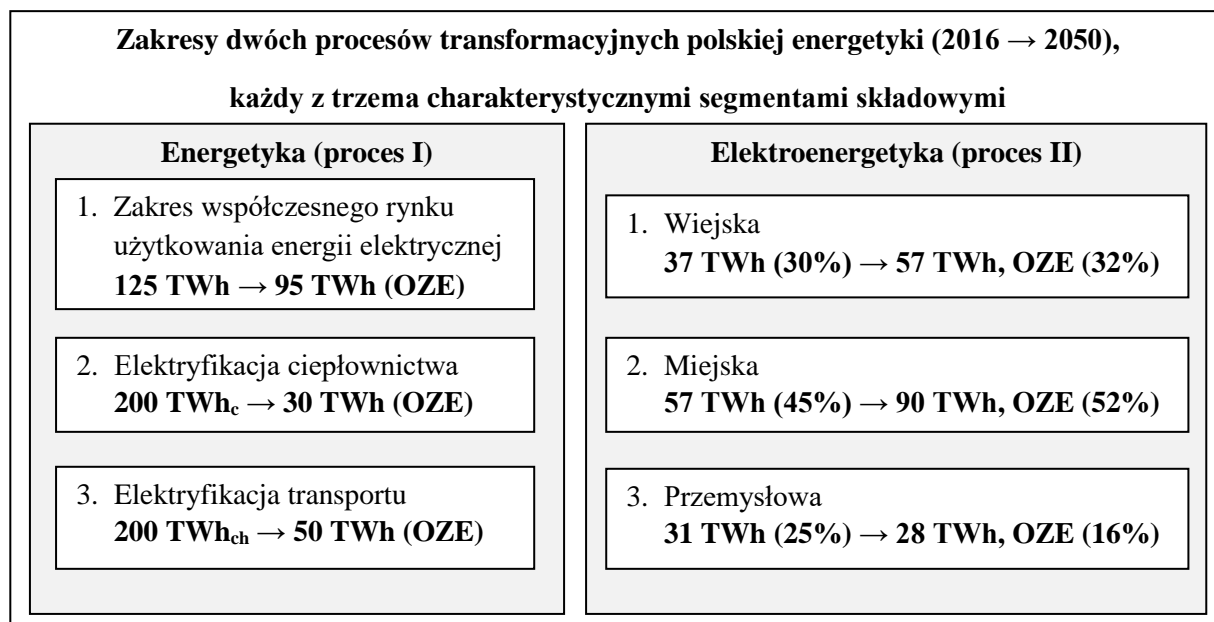
$$K_w = K_k + K_s + K_z \quad (7)$$

Jednostkowe koszty wytwarzania dla poszczególnych technologii wytwórczych, uwzględnionych w analizach porównawczych przeprowadzonych w Raporcie, zostały oszacowane w rozdziale 7.

4. Scenariusz rozwoju polskiej energetyki – mono rynek energii OZE

Jedną z fundamentalnych spraw w kontekście transformacji polskiej energetyki jest zdroworozsądkowe modelowanie (bez wykorzystania formalnych algorytmów optymalizacyjnych) dwóch charakterystycznych, rynkowych procesów transformacyjnych, z których każdy obejmuje trzy charakterystyczne segmenty. Dla Polski zostały one zwymiarowane na rys.7.

Pierwszy proces obejmuje segmenty w postaci: poprawy efektywności obecnego rynku energii elektrycznej wynoszącego w Polsce 125 TWh [8] (roczna energia elektryczna zużyta przez odbiorców końcowych), a ponadto segment pasywizacji budownictwa i elektryfikacji rynku ciepła (obecne zapotrzebowanie na ciepło, to około 200 TWh_c[12]) oraz segment elektryfikacji rynku transportowego (obecne zapotrzebowanie na energię chemiczną, to około 200 TWh_{ch}[12]). Drugim jest proces obejmujący transformację (w kierunku zastąpienia paliw kopalnych elektrycznymi źródłami OZE): elektroenergetyki wiejskiej (30% obecnego rynku zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci SN/nN), elektroenergetyki miejskiej (45% rynku energii elektrycznej pobieranej z sieci SN/nN) oraz elektroenergetyki przemysłowej (wielki przemysł – 25% rynku energii elektrycznej; odbiorcy zasilani z sieci 110 kV, wyjątkowo z sieci przesyłowej 220/400 kV).



Rys. 7. Dwa rynkowe procesy transformacyjne, każdy z trzema segmentami składowymi [10]

Obszarom wiejskim i miastom, a także wielkiemu przemysłowi, ciepłownictwu i transportowi nie są potrzebne w horyzoncie 2050 [7,8] (i w żadnym innym) gigantyczne inwestycje energetyki WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna), te inwestycje są potrzebne samej energetyce WEK. Niestety nie istnieją kryteria (poza polityczno-korporacyjnym

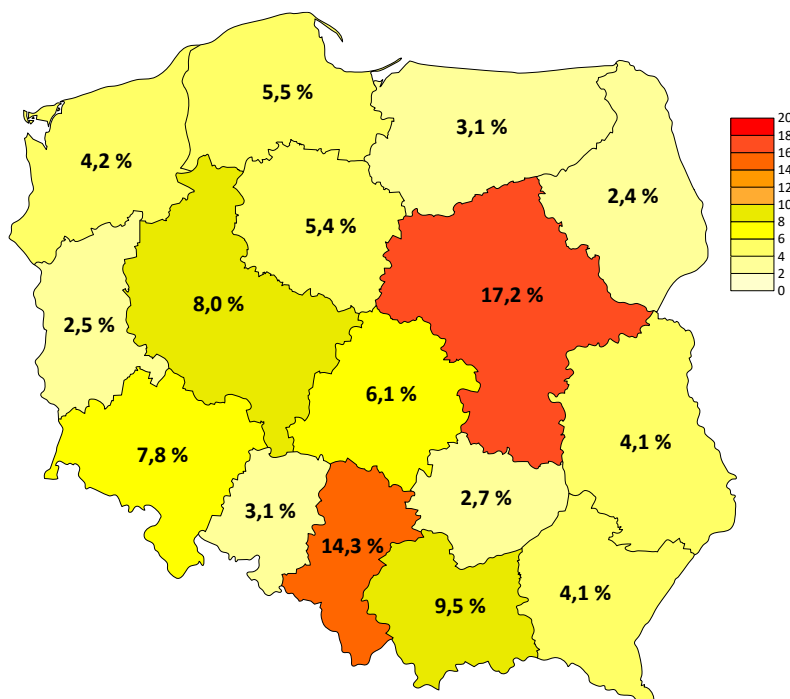
propagandowym kryterium bezpieczeństwa energetycznego), które umożliwiłyby – na obecnym etapie transformacji energetyki – weryfikację ich ogólnej racjonalności gospodarczej (kryteria te muszą być wynikiem nowej metody energetyki, jest zatem zrozumiałe, że w dojrzałej postaci prędko się nie pojawiają).

W nowej (technologicznie, ekonomicznie, biznesowo) energetyce mieszkańcom obszarów wiejskich i miast, samorządom, przedsiębiorcom MSP, wielkiemu przemysłowi potrzebne są przede wszystkim własne inwestycje, we własną efektywność energetyczną i we własne źródła elektryczne OZE. W nowej energetyce potrzebni są także niezależni inwestorzy, zdolni konkurować na rynkach źródeł elektrycznych OZE – rynek wschodzący (1) energii elektrycznej funkcjonujący na infrastrukturze sieciowej nN-SN.

Zasygnalizowany scenariusz rozwoju polskiej energetyki pozwala na umiejscowienie elektrowni wodnej w Siarzewie w otoczeniu bliskim (województwo) i szerszym (kraj). Inwestycja w elektrownię, która z jednej strony budzi ogromne kontrowersje, a z drugiej – z założenia (ograniczenia wodne) nie odpowiada na najpilniejsze potrzeby KSE, powinna być zastąpiona przez szereg inwestycji, ukierunkowanych na MSP, w tym rolników. Inwestycje te tworzą, a nie blokują, tak jak elektrownia wodna rozwój lokalnych rynków inwestycyjnych: energetyki EP (prosumenckiej) oraz NI (niezależnych inwestorów).

4.1. Zapotrzebowanie energii elektrycznej z podziałem na województwa

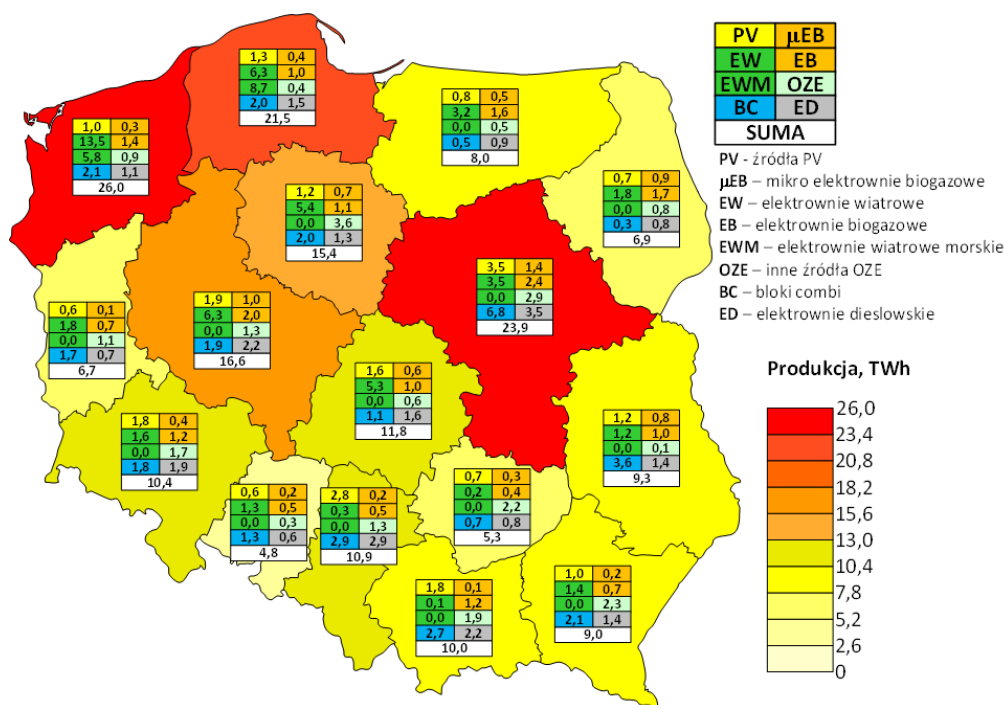
Województwo kujawsko-pomorskie (bliskie otoczenie elektrowni wodnej w Siarzewie) charakteryzuje się obecnie zapotrzebowaniem na energię elektryczną wynoszącym około 8 TWh co stanowi niewiele ponad 5 % zapotrzebowania Polski.



Rys. 8. Udziały procentowe zapotrzebowania poszczególnych województw w całkowitym zapotrzebowaniu krajowym, 2050

Antycypacja 2050 bilansu energetycznego województwa powinna uwzględniać dwa procesy charakterystyczne dla krajowego rynku energii elektrycznej. Mianowicie, zmniejszenie zapotrzebowania w przemyśle, w szczególności w górnictwie węgla (kamiennego i brunatnego). Z drugiej strony wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarach wiejskich (z 37 TWh do 57 TWh) oraz w miastach (z 57 do 90 TWh). W horyzoncie 2050 zmniejszy się więc zapotrzebowanie, w porównaniu do roku 2015, w południowej Polsce, w szczególności w województwie śląskim, natomiast wzrośnie w Polsce centralnej i północnej. Dla antycypowanego krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wynoszącego 200 TWh, dla województwa kujawsko-pomorskiego (rys. 8) zapotrzebowanie wyniesie około 5,4 %, czyli poniżej 11 TWh (8 TWh – obecnie).

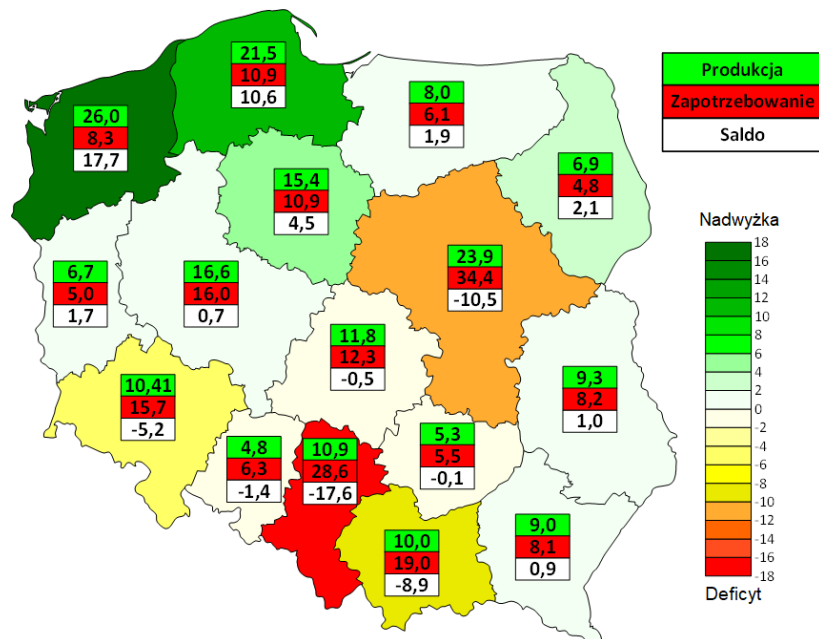
Strukturę bilansu wytwórczego dla poszczególnych województw wyznaczono dla horyzontu 2050 wykorzystując symulator WME [11]. Na podstawie zamodelowanej (na miedzianej płycie) struktury bilansu wytwórczego wyznaczono produkcję w województwach uwzględniając charakterystyczne dla nich zasoby energii odnawialnej. Rozpatrzono osiem technologii charakterystycznych dla energetyki EP i NI. Dla każdej technologii przyjęto założenia dotyczące położenia geograficznego, ludności, powierzchni, struktury gospodarstw rolnych. Do wyznaczenia rozmieszczenia technologii w poszczególnych województwach wykorzystano informacje statystyczne [12] ściśle związane z technologią (rys. 9).



Rys. 9. Antycypowana struktura produkcji energii elektrycznej (TWh) w województwach, 2050

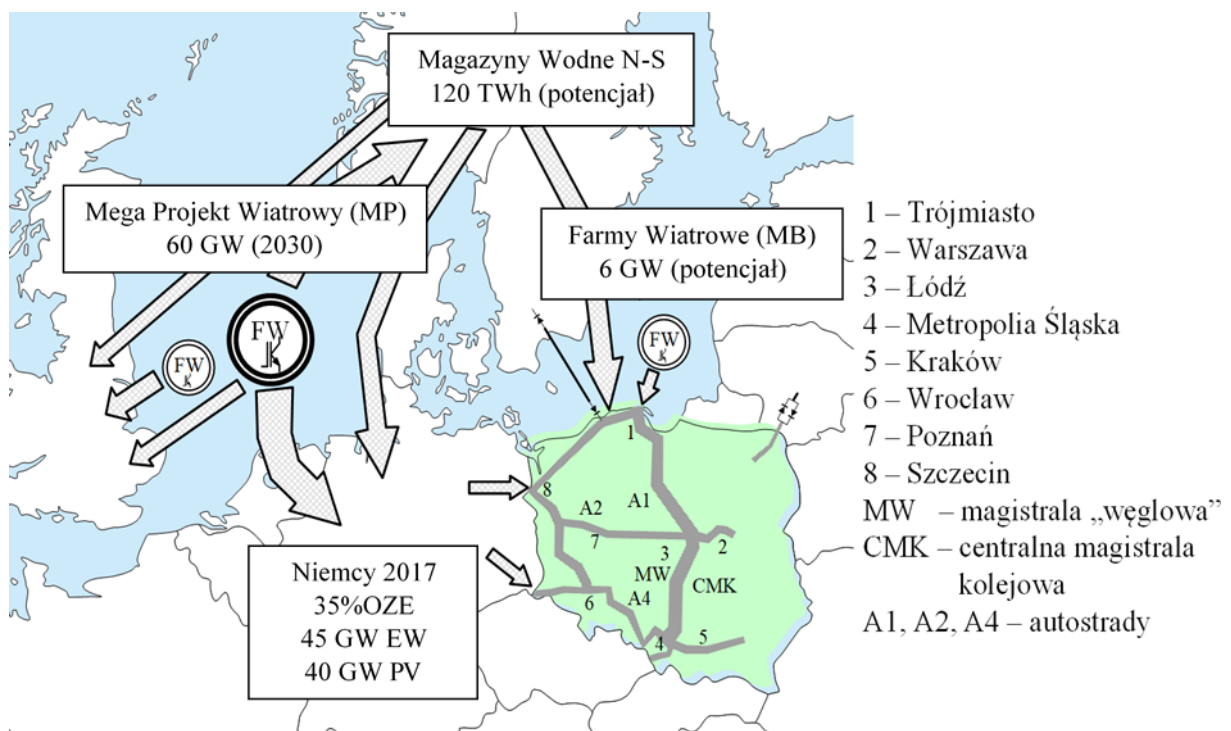
Uwzględniając zapotrzebowanie (rys. 8) oraz produkcję (rys. 9) w poszczególnych województwach określone zostały bilanse energetyczne 2050 (rys. 10). Wynika z nich, że dziewięć województw charakteryzuje się stosunkowo dobrym zbilansowaniem energii (nadwyżka lub deficyt nie przekracza 2 TWh). Istnieje duża nadwyżka energii w województwach północno-zachodnich (zachodniopomorskie, pomorskie i kujawsko-pomorskie) spowodowana w głównej mierze przez elektrownie wiatrowe. Natomiast duży

deficyt występuje w czterech województwach (śląskie, mazowieckie, małopolskie i dolnośląskie).



Rys. 10. Antycypowane bilanse energii elektrycznej (TWh) w województwach, 2050

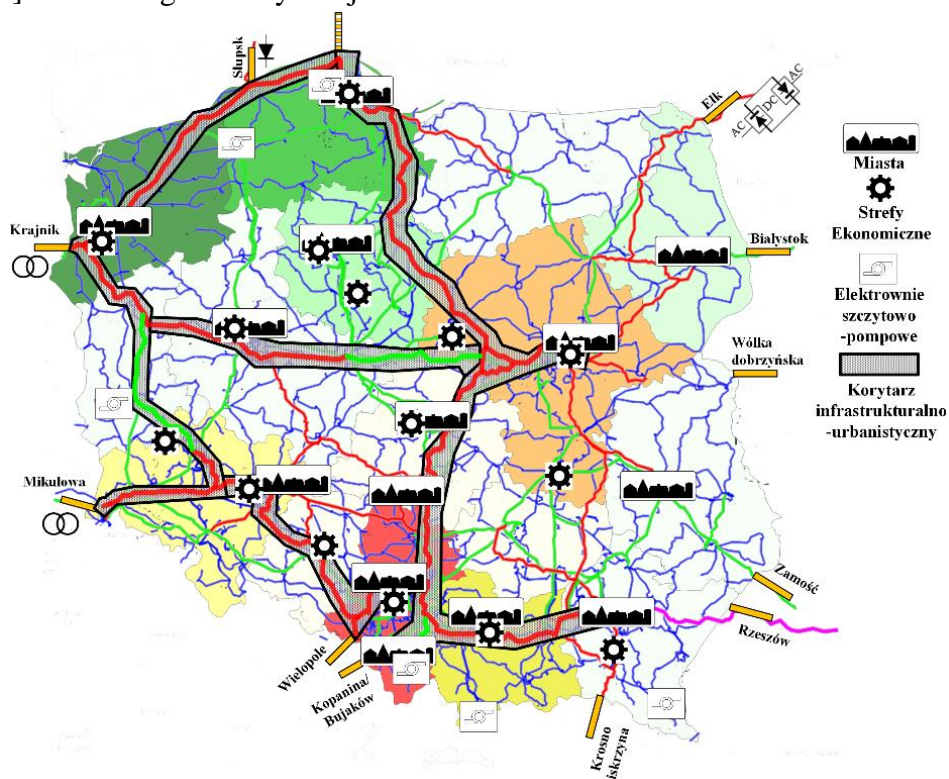
Województwo kujawsko-pomorskie dysponuje więc zasobami, które w łatwy sposób mogą pokryć potrzeby energetyczne, a poza tym istnieje jeszcze potencjał eksportu do województwa mazowieckiego; wszystkie inne sąsiadujące województwa, albo są zbilansowane, albo charakteryzują się nadwyżką potencjału produkcyjnego OZE.



Rys. 11. Antycypacja transformacji KSE w kontekście północnoeuropejskiej strefy rynku energii elektrycznej [10]

W tym kontekście należy jeszcze rozważyć dwa szczególne uwarunkowania praktyczne. Pierwsze dotyczy usytuowania KSE w północnoeuropejskiej strefie rynku energii elektrycznej (rys. 11), gdzie w 2017 r. zapoczątkowane zostały niezwykle istotne zmiany związane z mega projektami offshore na Morzu Północnym realizowanymi przez inwestorów w środowisku politycznym tworzonym przez zainteresowane rządy (głównie Niemiec, Wielkiej Brytanii, Belgii, Danii), z uwzględnieniem potencjału magazynów wodnych w energetyce wodnej Norwegii, a także Szwecji. Oczywiście, Polska ze swoim potencjałem offshore na Morzu Bałtyckim jest w strefie zasięgu mega projektów na Morzu Północnym, zarówno poprzez magazyny norwesko-szwedzkie oraz podmorski układ przesyłowy SwePol Link jak i poprzez Niemcy (węzły sieciowe Krajnik i Mikołowa).

Drugie szczególne uwarunkowanie praktyczne, powiązane ściśle z pierwszym, jest zilustrowane na rys. 12. Rysunek obrazuje mianowicie powiązanie (pokrywanie się) selektywnych hybrydowych układów przesyłowych (tworzących dwa „oczka”) z siecią korytarzy infrastrukturalno-urbanistycznych (rynek wschodzący (2), obejmujących główne magistrale kolejowe i autostrady oraz największe miasta i największe zakłady przemysłowe (tworzące również dwa „oczka”). Do korytarzy przedstawionych na rys. 12 należą w szczególności wszystkie miasta, w tym Metropolia Górnośląsko-Zagłębiowska, mające (0,5-2) mln mieszkańców [12], z (obecnym) rocznym zużyciem na energii elektrycznej wynoszącym, bez wielkiego przemysłu (2-8) [12] TWh, każde. Korytarze obejmują także wszystkie największe zakłady przemysłowe, z których każdy zużywa (obecnie) rocznie (0,5-3) [12] TWh energii elektrycznej.



Rys. 12. Hybrydowe (AC-DC) dostępne korytarze przesyłowe, otwierające polskim strefom/korytarzom urbanistycznym dostęp do północnoeuropejskich zasobów wiatrowych offshore (Morze Północne, Bałtyk) i skandynawskich (Norwegia, Szwecja) wodnych zasobów magazynowych [10]

W korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym odwrócone T usytuowany jest najsilniejszy krajowy układ przesyłowy 400 kV: Gdańsk – Pelplin (węzeł przyłączeniowy zaniechanej już definitywnie węglowej Elektrowni Północ 2 tys. MW i mającej ciągle warunki przyłączeniowe, ale na razie oczekującej na realizację, farmy wiatrowej 200 MW) – Płock – Rogowiec (Bełchatów) – Joachimów (Częstochowa) – Łagisza – Wielopole (Rybnik) – Nosovice (Republika Czeska), z „odgałęziającymi” się liniami 400 kV i 220 kV. Z punktu widzenia tworzenia (w horyzoncie 2050) krajowego mono rynku energii elektrycznej OZE i hybrydowych układów (korytarzy) przesyłowych na tym rynku kluczowe znaczenie ma fakt, że wymieniony, obecnie istniejący, układ 400 kV spina elektrownie szczytowo-pompowe Żarnowiec (600 MW) na północy i Żar-Porąbka (500 MW) na południu, a w środkowej części nowe bloki gazowe combi: Płock (klasy 600 MW z transformatorową poprzeczną regulacją napięcia) oraz Włocławek (klasy 450 MW).

5. Wirtualny minisystem elektroenergetyczny

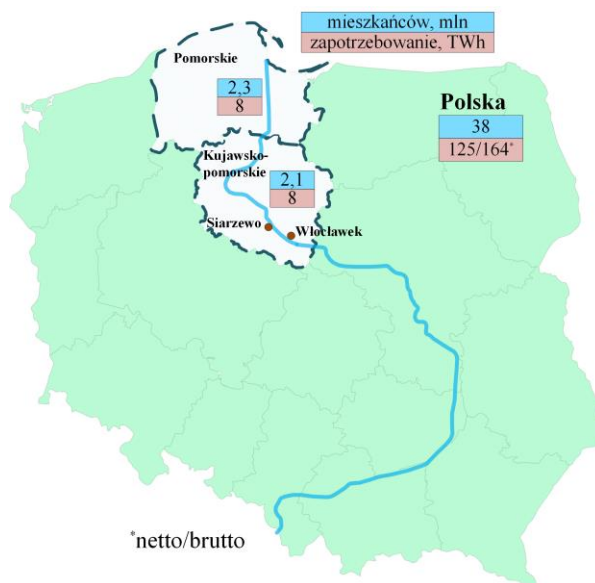
Wirtualny minisystem elektroenergetyczny WME stanowi najszerszą koncepcję inwestycji dla energetyki EP-NI, a tym samym dla rynku wschodzącego (1), alternatywnego w stosunku do elektrowni wodnej w Siarzewie. Koncepcja ta ma w założeniu umożliwić najpóźniej w unijnej perspektywie budżetowej 2021-2028, przejście do transformacji rynkowej, bez wsparcia bezpośredniego (finansowego) [14].

Systemowi WME, przyznaje się w procesie transformacji polskiej energetyki walor głównego mechanizmu rynkowego równoważenia rynków wschodzących (1) i (2) oraz schodzącego energii elektrycznej w horyzoncie 2050. Horyzont ten ma oczywiście związek z referencyjnymi celami globalnej polityki klimatyczno-energetycznej (porozumienie paryskie 2015), z celami unijnymi (mapa drogowa 2050), ale przede wszystkim z uwarunkowaniami realnej gospodarki w Polsce.

W kontekście równoważenia rynków wschodzących (1) i (2) oraz schodzącego podkreśla się, że koncepcja minisystemu WME, uwzględniająca uwarunkowania realnej gospodarki, ma na celu w szczególności wykorzystanie rozproszonych źródeł OZE jako alternatywnych (przy zastosowaniu kryterium kosztów unikniętych) dla inwestycji rozwojowych w źródła WEK i sieci przesyłowe oraz 110 kV. W szczególności chodzi o takie inwestycje wytwórcze jak stopień wodny na Wiśle i elektrownia Siarzewo 80 MW, ale również blok na węgiel kamienny 1000 MW Ostrołęka, blok na węgiel brunatny 450 MW Turów, dwa bloki gazowe 450 MW Dolna Odra i Żerań, odkrywka Złoczew i inne odkrywki węgla brunatnego, program energetyki jądrowej oraz o inwestycje w sieci przesyłowe i 110 kV wymuszane wymienionymi inwestycjami wytwórczymi.

Poszukiwanie racjonalnej trajektorii transformacyjnej w Polsce powinno mieć u podstaw wykorzystanie środowiska kosztów krańcowych długoterminowych i kosztów unikniętych. W tym zakresie potrzebne są badania ekonomiczne, których praktycznie w całej dotychczasowej elektroenergetyce nie było, bo ekonomiści dystansowali się od nich (wychodzili z przesłanki, że monopol techniczny nie stanowi przedmiotu ekonomii, leży poza zakresem badań ekonomicznych). Oczywiście, środowisko kosztów krańcowych długoterminowych i kosztów unikniętych nie byłoby możliwe do wykorzystania, gdyby nie inteligentna infrastruktura energetyki EP-NI, która tworzy już (choć tylko potencjalnie, bo

nie jest niestety na razie wykorzystywana) podstawy zdecentralizowanego (rynkowego) wyboru inwestycji alternatywnych: wytwórczych i sieciowych.



Rys. 13. WME dolna Wisła

Przykładem systemu WME rozpatrywanego w ramach raportu może być obszar potencjalnego zasięgu elektrowni wodnej w Siarzewie, czyli „dolna Wisła” (rys. 13). Obszar ten obejmuje dwa województwa: kujawsko-pomorskie i pomorskie, z bardzo dużym potencjałem wytwórczym w źródłach OZE (rys. 9). Jako alternatywna inwestycja rozpatruje się WME, w skład którego wchodzi takie technologie jak: źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe i morskie, elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z i bez zasobnika. **Stawia się hipotezę, że struktura bilansowa składająca się z wielu technologii będzie najlepszą alternatywą dla inwestycji w Siarzewie.**

6. Alternatywne inwestycje pod względem nakładów inwestycyjnych

W ekspertyzie jako alternatywne inwestycje w stosunku do elektrowni wodnej w Siarzewie będą rozpatrywane tylko technologie wytwórcze OZE takie jak:

Źródła PV - w szczególności dachowe źródła PV montowane u prosumentów. Roczna produkcja źródeł PV dopasowana jest do rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną prosumenta.

Elektrownie wiatrowe lądowe - są to najnowocześniejsze elektrownie wiatrowe klasy 3 MW, charakteryzujące się rocznym czasem wykorzystania mocy znamionowej na poziomie 2800 h [15].

Elektrownie wiatrowe morskie – najnowocześniejsze konstrukcje klasy 8 MW i więcej [16], charakteryzujące się rocznym czasem wykorzystania na poziomie 4500 h.

Mikro elektrownie biogazowe – są to utylizacyjne elektrownie biogazowe o mocy od 10 do 40 kW. Część z elektrowni wyposażona jest w magazyny gazu, które pozwalają na pracę elektrowni jako źródła regulacyjno-bilansujące.

Elektrownie biogazowe – są to rolniczo-utylizacyjne elektrownie biogazowe klasy 1 MW. Elektrownie biogazowe z zasobnikiem wyposażone są w magazyn o pojemności 8 MWh_{ch}

(energii chemicznej) i mogą pełnić rolę źródła bilansująco-regulacyjnego. Elektrownia z zasobnikiem wyposażona jest w dodatkowy generator pozwalający na produkcję energii z mocą większą o 50 % od mocy elektrycznej komory fermentacyjnej, jeżeli pozwala na to zgromadzony w zasobniku gaz.

Wszystkie analizowane technologie spełniają postanowienia międzynarodowych umów klimatycznych (porozumienie klimatyczne w Paryżu, Pakiet zimowy [17]) 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 (ang. Emissions Trading System - System Handlu Emisjami) i non-ETS), ale również poniżej dopuszczalnych jednostkowych limitów dla źródeł wytwórczych.

Nakłady inwestycyjne dla równoważnej rocznej produkcji energii. Szacowana roczna produkcja w elektrowni wodnej w Siarzewie będzie wynosiła około 370 GWh (368 GWh – na podstawie wieloletniej statystyki elektrowni wodnej we Włocławku). W pierwszym etapie analizy, porównano jakie są potrzebne nakłady inwestycyjne, żeby wyprodukować, tyle samo energii za pomocą innych, alternatywnych w stosunku do elektrowni wodnej, technologii OZE. Jednostkowe nakłady inwestycyjne (mediana) dla alternatywnych technologii opracowano na podstawie raportów [18,19,20] uwzględniając zrealizowane projekty i ogólnoświatowe trendy. Dane zebrano w tab.3.

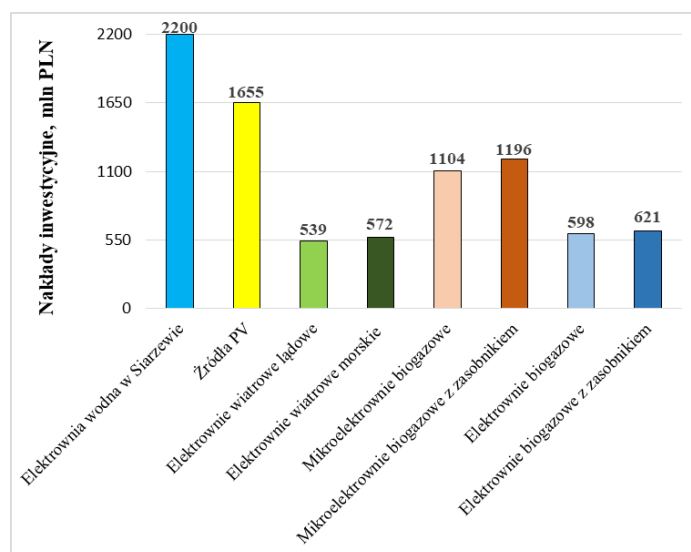
Tab. 3. Porównanie nakładów inwestycyjnych równoważnych szacowanej rocznej produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie (368 GWh) opracowanie własne na podstawie [18,19,20]

Technologia	Moc	Czas wykorzystania mocy szczytowej	Jednostkowe nakłady inwestycyjne	Nakłady inwestycyjne	Nakłady inwestycyjne
	MW	h/rok	mln €/MW	mln €	mln PLN
Elektrownia wodna w Siarzewie	80	4600	6,5	524	2200
Dachowe źródła PV	368	1000	1,1	394	1655
Elektrownie wiatrowe lądowe	131	2800	1,0	128	539
Elektrownie wiatrowe morskie	82	4500	1,7	136	572
Mikro elektrownie biogazowe	46	8000	5,7	263	1104
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	46(69) ¹	5300	6,2	285	1196
Elektrownie biogazowe	46	8000	3,1	142	598
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	46(69) ¹	5300	3,2	148	621

¹ możliwość pracy z mocą większą o 50 % od mocy komory fermentacyjnej

Z przeprowadzonej analizy (tab. 3, rys. 14) wynika, że każda inwestycja może być zrealizowana mniejszym kosztem i zdecydowanie szybciej od elektrowni wodnej w Siarzewie. Mniejsze jednostkowe moce technologii oraz brak konieczności wykonywania

robót budowlanych na dużą skalę, wpływa na czas budowy, a przez to na koszt wytwarzania energii. Analiza jedynie nakładów inwestycyjnych, chociaż nie uwzględnia kosztów stałych i zmiennych poszczególnych technologii, doskonale pokazuje, że można osiągnąć taką samą produkcję energii, przy znacznie niższych nakładach inwestycyjnych.



Rys. 14. Porównanie nakładów inwestycyjnych dla rocznej produkcji 368 GWh

Dysponując budżetem na poziomie 2,2 mld PLN (koszt elektrowni wodnej w Siarzewie) można zainwestować w technologie (tab. 4), które pozwolą na wyprodukowanie znacznie większej ilości energii (4 razy większej – w elektrowniach wiatrowych lądowych).

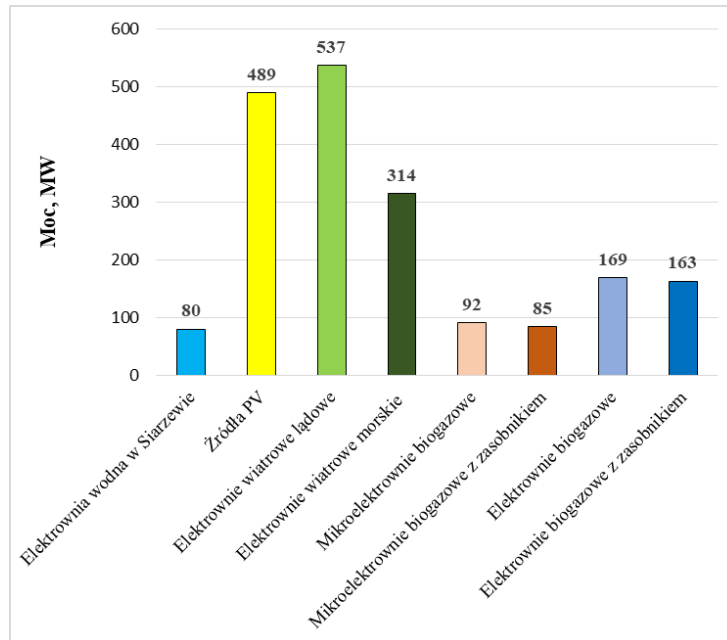
Tab. 4. Moc i roczna produkcja energii dla nakładów inwestycyjnych rzędu elektrowni wodnej w Siarzewie (2,2 mld PLN)

Technologia	Moc	Czas wykorzystania mocy szczytowej	Roczna produkcja	Krotność ²
	MW	h/rok	GWh/rok	
Elektrownia wodna w Siarzewie	80	4600	368	1,0
Dachowe źródła PV	489	1000	489	1,3
Elektrownie wiatrowe lądowe	537	2800	1502	4,1
Elektrownie wiatrowe morskie	314	4500	1414	3,8
Mikro elektrownie biogazowe	92	8000	733	2,0
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	85(127) ¹	5300	677	1,8
Elektrownie biogazowe	169	8000	1354	3,7
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	163(244) ¹	5300	1304	3,5

¹ możliwość pracy z mocą większą o 50 % od mocy komory fermentacyjnej

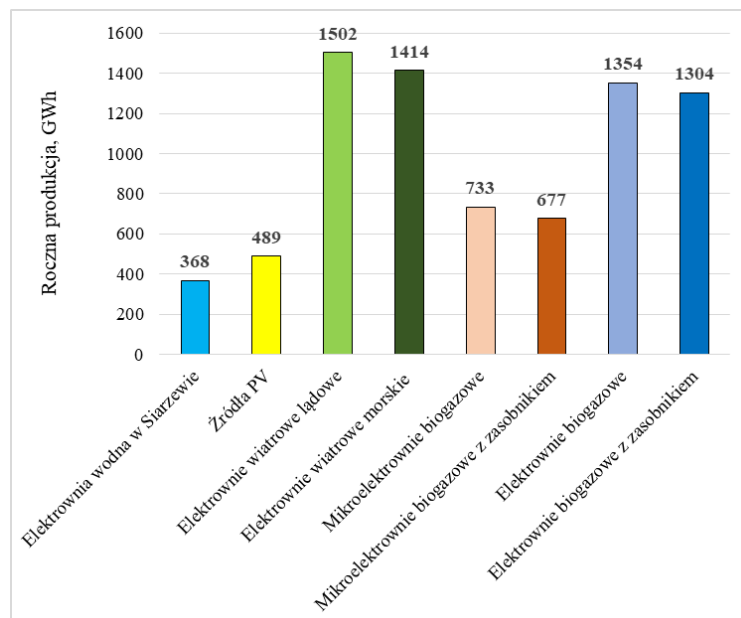
² roczna produkcja danej technologii / rocznej produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie

Należy podkreślić, że moc w przypadku, gdy istnieje duży udział źródeł o zróżnicowanym czasie wykorzystania mocy znamionowej (źródła PV, elektrownie wiatrowe) nie umożliwia dobrego zdefiniowania źródła, rys. 15. Na przykład źródła PV o mocy prawie 370 MW będą produkowały tyle samo energii co elektrownie wiatrowe morskie o mocy 82 MW.



Rys. 15. Porównanie mocy źródeł wytwórczych za 2,2 mld PLN

Wielkością lepiej opisującą źródła OZE jest wyprodukowana energia, pozwalająca lepiej ocenić wpływ technologii na system KSE, rys. 16.



Rys. 16. Porównanie rocznej produkcji w źródłach wytwórczych za 2,2 mld PLN

Oczywiście, szczególnie ze względu na ograniczenia sieciowe (dopuszczalne moce przyłączeniowe) moc również należy uwzględniać, ale tylko w powiązaniu z produkcją energii.

7. Koszty jednostkowe dostawy energii elektrycznej

Nakłady inwestycyjne stanowią jedną ze składowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Ocena ekonomiczna technologii wytwórczych, musi oprócz nakładów inwestycyjnych uwzględniać również koszty stałe (eksploatacyjne) oraz koszty zmienne (paliwo), ale również koszty sieciowe.

7.1. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej (bez opłat sieciowych)

Obliczenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej pozwala na łatwe porównanie ze sobą różnych technologii. Należy jednak podkreślić, że porównanie to należy traktować z dużą ostrożnością w szczególności, gdy dotyczy to źródeł z produkcją wymuszoną oraz źródeł regulacyjno-bilansujących. Jednoskładnikowy koszt wytwarzania energii elektrycznej uwzględnia zwrot kapitału oraz koszty stałe i zmienne.

Dla elektrowni wodnej w Siarzewie, która jest inwestycją charakterystyczną dla energetyki WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna) przyjęto czas zwrotu inwestycji wynoszący 30 lat. Jest to typowy czas zwrotu dużych inwestycji energetycznych chociażby takich jak blok jądrowy w *Hinkley Point* (referencyjny dla Europy), dla którego kontrakt różnicowy został podpisany na 35 lat.

Dla inwestycji charakterystycznych dla energetyki NI (niezależni inwestorzy) przyjęto czas zwrotu zainwestowanego kapitału na poziomie do 10 lat, mimo czasów życia technologii równych 20-25 lat. Przy czym najkrótszy czas zwrotu, w szczególności ze względu na mało stabilną politykę energetyczną kraju, przyjęto dla elektrowni biogazowych (7 lat), oraz elektrowni wiatrowych lądowych (8 lat). W przypadku elektrowni wiatrowych morskich, wymagających większego kapitału, czas zwrotu inwestycji wynosi 10 lat. Należy podkreślić, że elektrownie wiatrowe po zamortyzowaniu charakteryzują się bardzo niskimi kosztami wytwarzania energii.

Zwrot kapitału u prosumenta (źródła PV, mikro elektrownie biogazowe) wyznaczano na podstawie nakładów inwestycyjnych oraz czasu życia technologii (prosument przekłada swoją inwestycję energetyczną na wzrost własnego majątku; źródła wytwórcze energii elektrycznej zwiększają wartość domu/budynku/gospodarstwa rolnego).

Koszty stałe związane są z utrzymaniem (eksploatacją) i serwisem są stosunkowo wysokie dla elektrowni i mikro elektrowni biogazowych ze względu na konieczność częstego serwisu, w szczególności silnika gazowego.

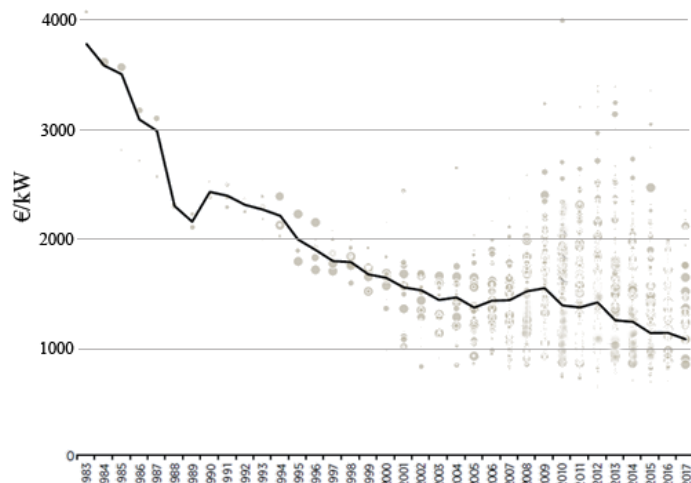
Elektrownie wodne, źródła PV i elektrownie wiatrowe mają bardzo małe koszty zmienne, dlatego w analizie nie są one wyróżniane. Natomiast w kosztach zmiennych dla elektrowni i mikro elektrowni biogazowych uwzględniono koszt substratu (paliwa), który aktualnie waha się od 150 do 350 PLN/MWh, przy czym dolne ceny uzyskuje się w przypadku instalacji służących do utylizacji odpadów. Górna cena uzyskiwana jest w przypadku dedykowanej produkcji roślin energetycznych. W obliczeniach przyjęto średnią cenę substratów na poziomie 320 PLN/MWh (75 €/MWh).

Tab. 5. Jednostkowy koszt energii elektrycznej bez uwzględnienia opłaty sieciowej
(koszty w tabeli uwzględniają polskie realia, mieszczą się przy tym w szerokich przedziałach cenowych na świecie podanych na rys. 18)

Technologia	Czas życia	Czas zwrotu kapitału	Koszt kapitału	Koszt stały	Koszt zmienny	Jednostkowe koszty całkowite	
	lata	lata	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	PLN/MWh
Elektrownia wodna w Siarzewie	60	30	47	8	0	55	233
Dachowe źródła PV	25	25	43	4	0	47	197
Elektrownie wiatrowe lądowe	25	8	44	8	0	52	217
Elektrownie wiatrowe morskie	25	10	37	24	0	61	256
Mikro elektrownie biogazowe	20	20	36	12	75	123	515
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	20	20	39	12	75	126	528
Elektrownie biogazowe	20	7	55	19	75	149	627
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	20	7	57	19	75	151	636

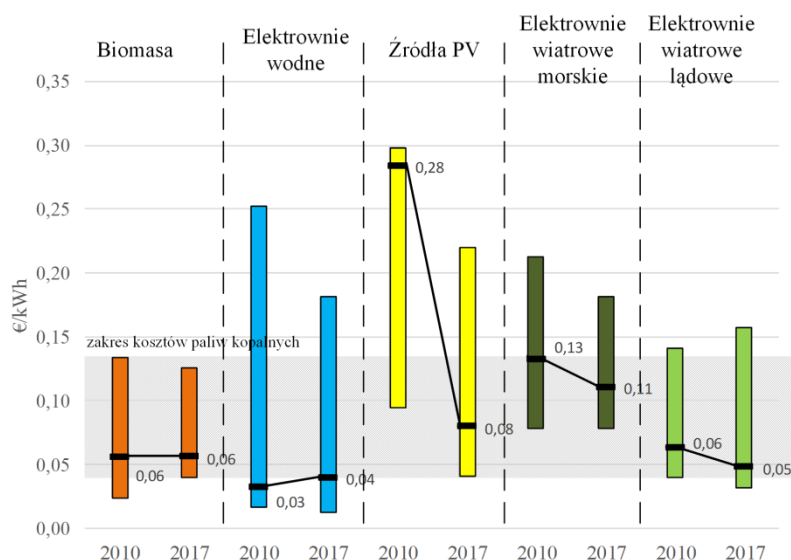
Jednostkowy koszt energii elektrycznej został wyznaczony na podstawie zrealizowanych projektów w ciągu ostatnich kilku lat, ale głównie w roku 2017. Przedstawione w tab. 5 koszty energii elektrycznej opracowano na podstawie raportów [18,19,20] i nie uwzględniają opłaty sieciowej, która zostanie wyznaczona w dalszej części raportu. Należy jednak podkreślić, że określenie jednoskładnikowych kosztów jest bardzo trudne, w szczególności ze względu na szybki spadek ceny źródeł OZE (co powoduje, że wnioskowanie będzie bezpieczne). Istotne jest również miejsce zainstalowania technologii, warunki pogodowe czy nawet koszt obsługi. Przedstawione w dalszej części rozdziału koszty wytwarzania uwzględniają aktualne ceny zarówno technologii jak i paliw, są to koszty przeciętne (mediana) charakterystyczne dla Polski, stanowią jednak bazę, która powinna być ciągle aktualizowana.

Należy podkreślić, że ceny źródeł odnawialnych gwałtownie spadają. Za przykład mogą posłużyć, przedstawione na rys. 16 nakłady inwestycyjne dla elektrowni wiatrowych lądowych w zrealizowanych projektach od 1983 do 2017 r. Z przedstawionych danych wynikają dwa bardzo istotne przekazy: po pierwsze nakłady inwestycyjne są coraz mniejsze, ma to związek z budową elektrowni o coraz większej mocy, ale przede wszystkim o coraz większym stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej, po drugie wraz ze wzrostem realizowanych inwestycji różnicują się nakłady inwestycyjne. Dla przykładu w roku 2010 nakłady inwestycyjne wahały się od 800 do 4000 €/kW.



Rys. 17. Nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych lądowych na przestrzeni lat 1983-2017 w zrealizowanych projektach [18]

W analizie kosztu wytwarzania istotne są tendencje dotyczące ich zmian. Tendencja zmian uśrednionych kosztów energii elektrycznej z podziałem na źródła i zakresem zmian w zrealizowanych w roku 2010 i 2017 inwestycji na świecie [18], została przedstawiona na rys. 18. Uśrednione koszty nawet dla jednej technologii mogą się znacznie od siebie różnić, na co ma wpływ zastosowana technologia, miejsce instalacji, koszty pracy itd. Na podstawie przedstawionych danych można jednak dostrzec ogólną tendencję, a mianowicie koszty dla elektrowni wodnych rosną, na co wpływ mają przede wszystkim rosnące ceny gruntów oraz konieczność spełnienia coraz bardziej rygorystycznych warunków gospodarki wodnej, zaś koszty źródeł PV i elektrowni wiatrowych szybko spadają. Warto również zauważyć, że już dla obecnych rozwiązań koszt wytwarzania w źródłach OZE jest porównywalny z kosztem wytwarzania energii z paliw kopalnych, a w coraz większej liczbie przypadków niższy.



Rys. 18. Zakres uśrednionych kosztów energii z zaznaczeniem średniej wartości dla różnych technologii wytwarzania w roku 2010 i 2017 na świecie [18]

Gwałtowny spadek ceny ogniw o około 60 % od 2009 do 2017 r. spowodował, że źródła te stają się bezkonkurencyjne cenowo w instalacjach prosumenckich. Spadek kosztów dotyczy również energetyki wiatrowej, ale nie jest on tak szybki jak dla źródeł PV. Zgodnie z wynikami analizy opisanymi w [19] należy się spodziewać jeszcze dużych spadków cen zarówno źródeł PV (o 30 % do roku 2030) ale również elektrowni wiatrowych. Dodatkowo można się spodziewać pojawienia znacznie tańszych i bardziej wydajnych akumulatorów, które wpłyną na poprawę wykorzystania energii ze źródeł z produkcją wymuszoną na potrzeby własne.

7.2. Opłaty sieciowe

Najtrudniejszym zagadnieniem w modelowaniu minisystemów WME [21], jest wyznaczenie opłat sieciowych na rynku wschodzącym (1). Zgodnie z realiami (charakterystycznymi dla 2017 r. i dla operatora Tauron Dystrybucja), opłata za użytkownika sieci wynosi 40-60-100 PLN/MWh dla sieci NN-SN-nN, odpowiednio.

Tab. 6. Koszt opłat sieciowych; struktura zapotrzebowania: nN – 50 %, SN – 50 %).

Szacunkowe jednostkowe koszty sieciowe na rynku schodzącym (2017), PLN/MWh (podstawa stawek w taryfach A, B oraz G i C)			
40 – sieci NN-110 kV	60 – sieci SN	100 – sieci nN	
Koszty opłaty sieciowej			
Technologia	Poziom napięcia	Wykorzystanie własne (przez prosumentów)	Koszty sieciowe
	-	%	PLN/MWh
Elektrownia wodna w Siarzewie	110 kV	0	150 ¹
Źródła PV	nN	50	50
Elektrownie wiatrowe lądowe	SN	0	110
Elektrownie wiatrowe morskie	NN	0	150 ²
Mikro elektrownie biogazowe	nN	15	85
Mikroelektrownie biogazowe z zasobnikiem	nN	20	80
Elektrownie biogazowe	SN	10	99
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	SN	12	97

¹ Wysoka opłata sieciowa wynika z obowiązującej obecnie na rynku energii elektrycznej w Polsce zasady alokacji opłat sieciowych na odbiorców (zasady polegającej w szczególności na uśrednianiu opłat).

² Niska opłata sieciowa jest związana z pełnym wykorzystaniem układu przesyłowego (z dobrym jego dopasowaniem do źródła).

W minisystemie WME, w celu pokrycia opłat sieciowych (koszty remontów, utrzymania) opłaty przypisano źródłom wytwórczym. Wytwórca płaci za fizyczne wykorzystanie sieci do wyprowadzenia mocy z własnego źródła, ale także za wykorzystanie do zasilenia odbioru należącego do odbiorcy, z którym wytwórca zawarł transakcję „ponad siecią” (albo inaczej na miedzianej płycie). Fizycznie wykorzystaną siecią do zasilenia odbioru jest oczywiście sieć

łącząca ten odbiór ze źródłami najbliższymi elektrycznie, czyli tymi które są zdeterminowane fizycznymi rozpiętami sieciowymi. Jest to zgodne z regulacjami zawartymi w Pakiecie Zimowym, dotyczącym funkcjonowania rynku bilansującego od 1 stycznia 2021 r. Jednostkowe opłaty sieciowe wyznaczone zgodnie z przedstawionymi zasadami zestawiono dla poszczególnych technologii wytwórczych w tab. 6.

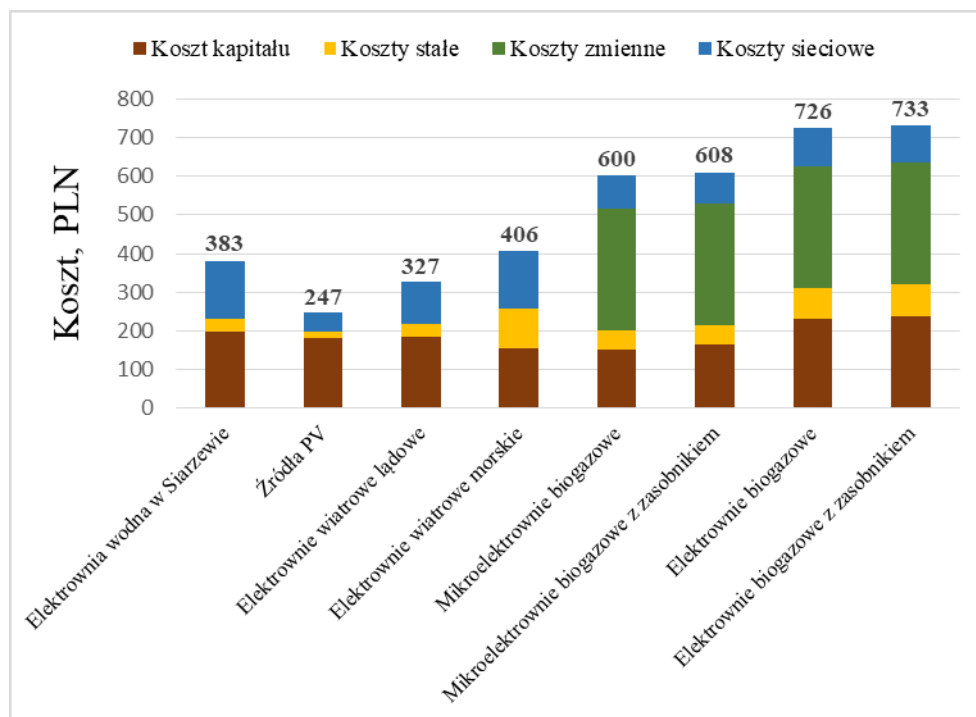
Całkowite jednostkowe koszty dostawy energii elektrycznej do odbiorców/prosumentów, stanowiące sumę jednostkowych kosztów wytwarzania (tab. 5) i jednostkowych opłat sieciowych (tab. 6) przedstawiono dla poszczególnych technologii wytwórczych w tab. 7. Koszty te zależą od miejsca przyłączenia źródła, struktury odbiorców a także wykorzystania energii na potrzeby własne przez prosumentów.

Tab. 7. Referencyjny sposób szacowania opłat sieciowych; struktura zapotrzebowania: nN – 50 %, SN – 50 %) [13]

Technologia	Jednostkowe koszty wytwarzania	Koszty sieciowe	Koszty całkowite
	PLN/MWh	PLN/MWh	PLN/MWh
Elektrownia wodna w Siarzewie	233	150	383
Źródła PV	197	50	247
Elektrownie wiatrowe lądowe	217	110	327
Elektrownie wiatrowe morskie	256	150	406
Mikro elektrownie biogazowe	515	85	600
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	528	80	608
Elektrownie biogazowe	627	99	726
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	636	97	733

7.3. Koszty jednostkowe dostawy energii elektrycznej (koszty wytwarzania z opłatami sieciowymi)

Na rys. 19 zamieszczono strukturę kosztów wytwarzania, wraz z opłatami sieciowymi analizowanych w raporcie technologii wytwórczych. Na podstawie oszacowanych, średnich kosztów wytwarzania można zauważyć, że źródła PV i elektrownia wiatrowe lądowe charakteryzują się mniejszymi kosztami wytwarzania w porównaniu do elektrowni wodnej w Siarzewie, a koszt produkcji w elektrowniach wiatrowych morskich jest tylko o 6% wyższy. Produkcja w elektrowniach i mikro elektrowniach biogazowych jest wyższa, ale należy podkreślić, że źródła te mogą również pełnić funkcje źródeł regulacyjno-bilansujących.



Rys. 19. Struktura kosztów wytwarzania wraz z opłatami sieciowymi wybranych technologii

8. Ranking struktur wytwórczych

Punktem odniesienia w dalszych analizach jest roczna produkcja energii elektrycznej w elektrowni wodnej w Siarzewie szacowana na około 370 GWh. Wyprodukowanie takiej energii, uwzględniając wszystkie składniki kosztu wytwarzania (koszt inwestycyjny, stały, zmienny i sieciowy) rocznie kosztuje około 141 mln PLN. Jako alternatywne rozwiązania przyjmuje się, trzy struktury bilansu energetycznego (tab. 8), uwzględniające źródła PV, elektrownie wiatrowe oraz mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem, zgodnie z postawioną wcześniej hipotezą, o możliwości zastąpienia elektrowni wodnej w Siarzewie alternatywnymi rozwiązaniami. Dodatkowo jako alternatywne rozwiązania zaproponowano również rozpatrywane w raporcie pozostałe technologie OZE, a mianowicie elektrownie wiatrowe morskie oraz elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z i bez zasobników energii.

8.1. Roczny koszt wytwarzania energii – uśredniona cena energii („370” GWh)

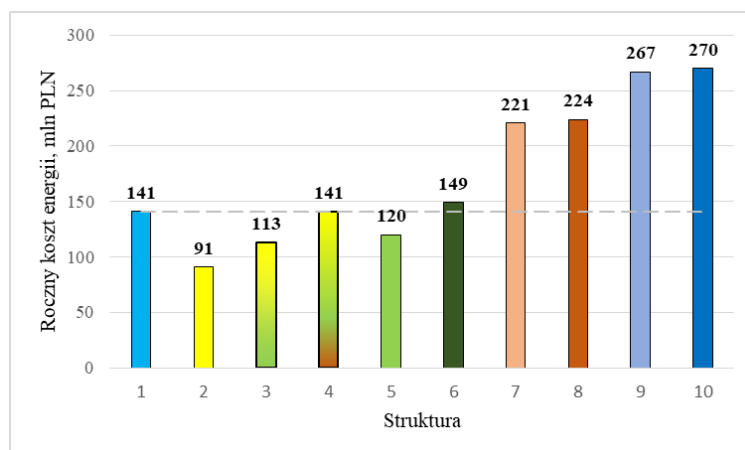
Analizując ranking struktur wytwórczych (tab. 8), porównano roczny koszt wytwarzania energii za pomocą dziesięciu struktur wytwórczych, które zapewniają produkcję energii elektrycznej równoważną elektrowni wodnej w Siarzewie (368 GWh). Analiza zakłada, że jednostkowo inwestycje są „małe” w porównaniu do KSE, dlatego na tym etapie zakłada się, że cała energia może zostać przez system KSE wykorzystana.

Na podstawie otrzymanych wyników, można wywnioskować, że każda z zaproponowanych technologii w rankingu oraz elektrownie wiatrowe lądowe mają koszty mniejsze lub równe kosztom energii wyprodukowanej w elektrowni wodnej.

Tab. 8. Porównanie rocznych kosztów energii alternatywnych rozwiązań (siedem różnych struktur/miksów technologicznych) względem elektrowni wodnej w Siarzewie („370” GWh)

Struktura		Produkcja	Moc	Koszt jednostkowy	Roczny koszt energii
		GWh/rok	MW	PLN/MWh	mln PLN
Odniesienie					
1	Elektrownia wodna w Siarzewie	368	80	383	141
Ranking struktur bilansowych					
2	Źródła PV	368	368	247	91
3	Źródła PV	92	92	247	23
	Elektrownie wiatrowe lądowe	276	99	327	90
	Suma	368			113
4	Źródła PV	70	70	247	17
	Elektrownie wiatrowe lądowe	210	75	327	69
	Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	90	17	608	55
	Suma	368			141
Pozostałe technologie OZE					
5	Elektrownie wiatrowe lądowe	368	131	327	120
6	Elektrownie wiatrowe morskie	368	82	406	149
7	Mikro elektrownie biogazowe	368	46	600	221
8	Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	368	69	608	224
9	Elektrownie biogazowe	368	46	726	267
10	Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	368	69	733	270

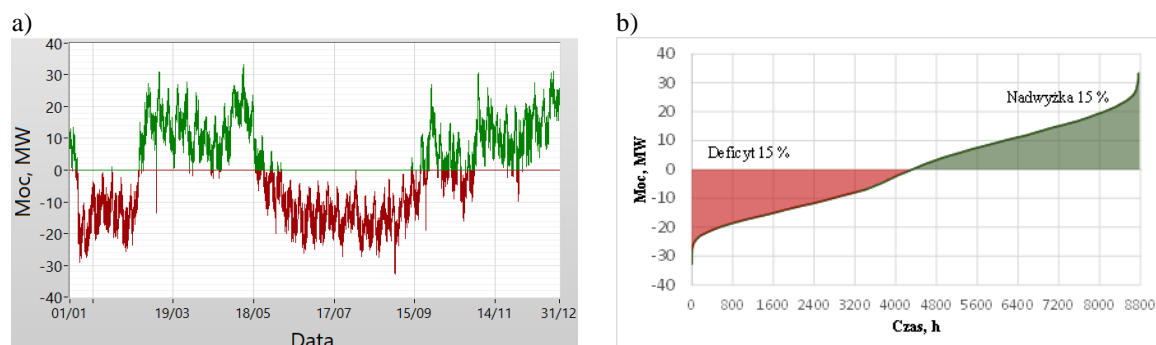
Dodatkowo alternatywnym rozwiązaniem ze względu na roczny koszt wytwarzania są również elektrownie wiatrowe morskie, dla których koszt wytwarzania jest jedynie o 6 % wyższy. Koszty wytwarzania w elektrowniach biogazowych są wyższe, co jest spowodowane przede wszystkim kosztami zmiennymi (zakup substratu). Należy jednak podkreślić, że elektrownie te mogą pełnić funkcje regulacyjno-bilansujące w systemie energetycznym, czyli świadczyć usługi na rzecz KSE.



Rys. 20. Roczny koszt energii dla dziesięciu struktur wytwórczych (368 GWh)

8.2. Profil produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie

Na rys. 6 został przedstawiony profil produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie oraz przeskalowany do równoważnego zapotrzebowania (368 GWh) profil KSE. Można zauważyć, że profile te nie są do siebie dopasowane. Wykorzystując symulator WME, obliczono profil rocznego bilansu mocy (rys. 21) oraz uporządkowany bilans mocy.



Rys. 21. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – elektrownia wodna Siarzewo
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy

Bilansowanie profilu KSE za pomocą elektrowni wodnej w Siarzewie (rys. 21) jednoznacznie pokazuje, że elektrownia ta nie będzie przynosić korzyści dla KSE. Nie rozwiązuje problemów z produkcją energii w okresie letnim (problemy z chłodzeniem elektrowni węglowych wynikają z niskiego poziomu wód, a przez to i małej produkcji w elektrowniach wodnych). Również w zimie, gdy system KSE jest najbardziej obciążony, produkcja w elektrowni wodnej jest mała. Nadwyżka występuje wiosną i jesienią, ale w tym okresie zapotrzebowanie KSE jest mniejsze (w stosunku do okresu zimowego) oraz nie występują problemy z pracą elektrowni węglowych. Podsumowując, planowana inwestycja w elektrownie wodną w Siarzewie nie wpływa korzystnie na pracę systemu KSE, a przez to na bezpieczeństwo energetyczne.

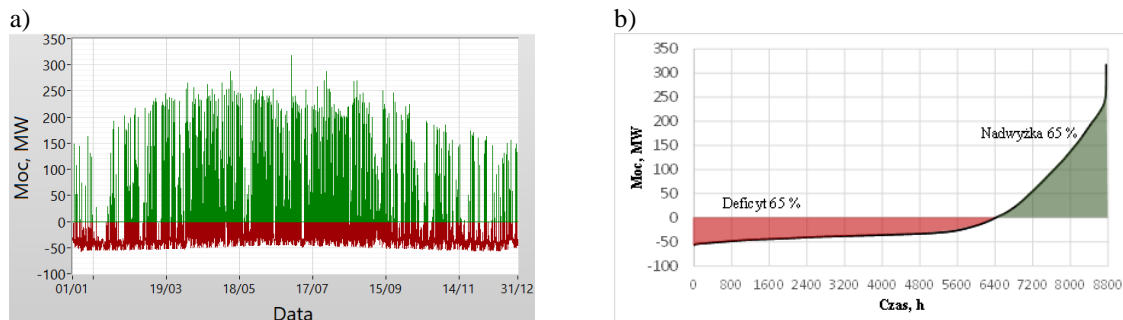
8.3. Bilansowanie profilu KSE oraz profilu elektrowni wodnej w Siarzewie

W ramach raportu przebadano możliwość bilansowania zapotrzebowania przez alternatywne struktury wytwórcze dla dwóch profili. Pierwszy to profil KSE, przeskalowany do rocznego zapotrzebowania odpowiadającego rocznej produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie, czyli odpowiada aktualnym potrzebom KSE. Natomiast drugi, to szacowany roczny profil produkcji elektrowni wodnej w Siarzewie. Należy jednak podkreślić, że wyniki drugiego porównania prowadzone są dla złego rozwiązania i nie mogą być wykorzystane do poszukiwania dobrego.

Struktura 2 – źródła PV

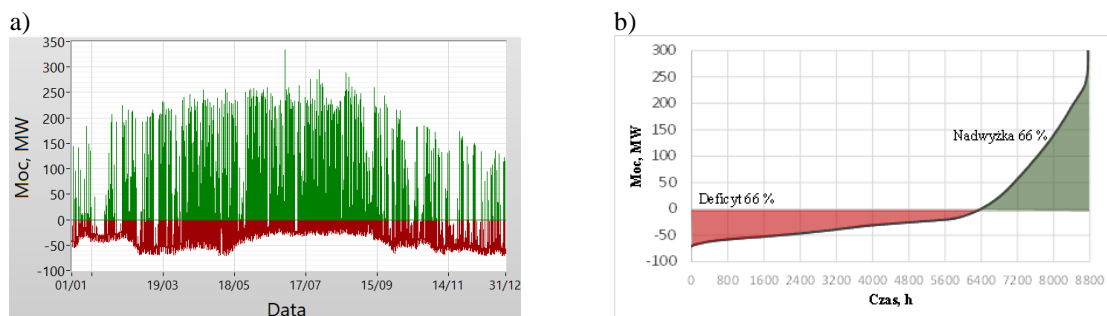
Zaproponowana w hipotezie alternatywna struktura bilansowa składająca się jedynie ze źródeł PV, jest najtańszym rozwiązaniem ze względu na koszty energii. Wpisuje się również bardzo dobrze w potrzeby KSE, tzn. charakteryzuje się dużą produkcją (rys. 22) w okresie występowania problemów w KSE (lato). Jednak, ze względu na małe wykorzystanie mocy szczytowej (1000 h/rok), może powodować problemy sieciowe w przypadku

przeinwestowania, względem racjonalnego ich udziału w strukturze bilansowej. Przy czym aktualnie w bilansie wytwórczym KSE, udział źródeł PV jest bardzo mały i to właśnie one powinny być w pierwszej kolejności instalowane. Szczególnie, że ceny instalacji PV ciągle spadają, co jeszcze zwiększa ich atrakcyjność. Przedstawiony problem z bardzo dużą mocą szczytową źródeł PV, jest możliwy do rozwiązania poprzez zastosowanie akumulatorów w instalacjach prosumenckich, które poprawiają wykorzystanie źródeł na potrzeby własne, ale mogą również służyć, po odpowiednim zaprogramowaniu przekształtnika fotowoltaicznego do ograniczania szczytów zapotrzebowania. Akumulatory te nie muszą być duże (1 do 3 kWh), żeby zdecydowanie poprawić właściwości źródeł PV.



Rys. 22. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – źródła PV
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy

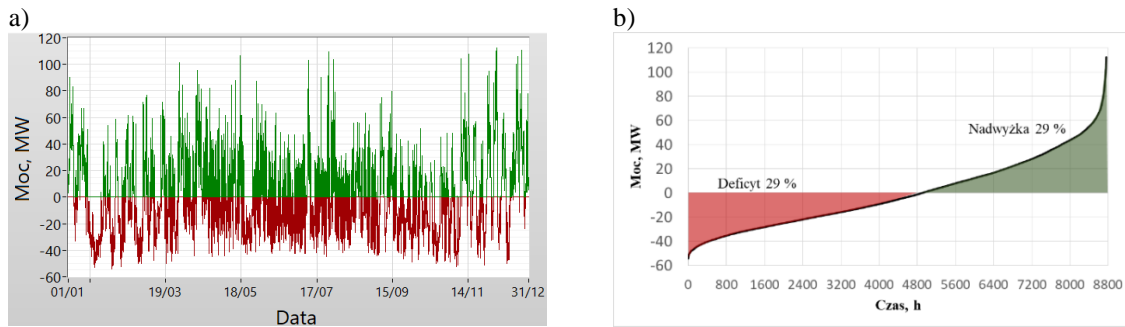
Dużą produkcję źródeł PV w okresie letnim można zaobserwować analizując profil bilansu elektrowni wodnej w Siarzewie (rys. 23). Deficyt energii w lecie jest dużo niższy w porównaniu do wyników bilansowania profilu KSE (rys. 22). Co jeszcze bardziej uwidacznia niską produkcją energii przez elektrownie wodne w lecie.



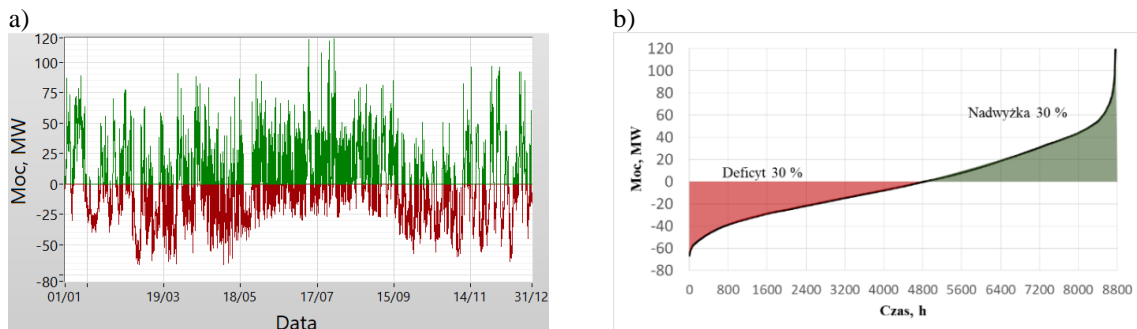
Rys. 23. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - źródła PV
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy

Struktura 3 – źródła PV, elektrownie wiatrowe

W strukturze bilansowej 3 oprócz źródeł PV, wykorzystywane są elektrownie wiatrowe. Prowadzona analiza pokazała, że racjonalny ze względu na profil KSE udział źródeł PV do elektrowni wiatrowych wynosi 1 do 3 tj. dla rocznej produkcji wynoszącej 368 GWh podział produkcji w źródłach PV do elektrowni wiatrowych wynosi 92 do 276, odpowiednio. Odpowiada to mniej więcej tym samym mocom zainstalowanym (92 MW – źródła PV, 99 MW – elektrownie wiatrowe). Taka struktura bilansu pozwala ograniczyć deficyt i nadwyżki o ponad 30 % w stosunku do struktury 2 – tylko źródła PV. Również dla struktury 3, wysoka produkcja występuje w okresie letnim (rys. 24), wpływa więc korzystnie na profil KSE.



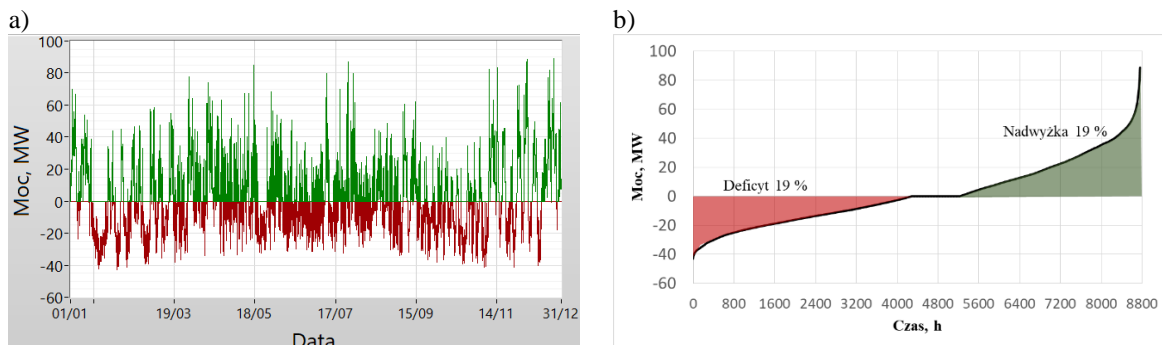
Rys. 24. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – źródła PV, elektrownie wiatrowe
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy



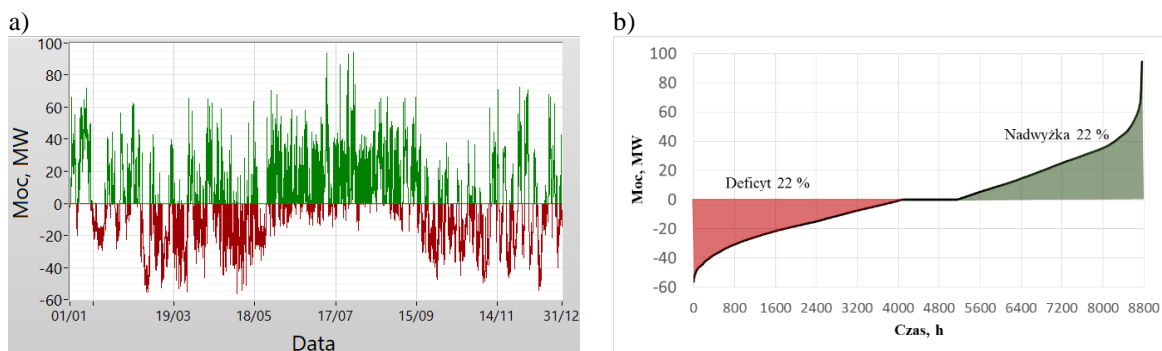
Rys. 25. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - źródła PV, elektrownie wiatrowe
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy

Struktura 4 – źródła PV, elektrownie wiatrowe, mikro elektrownie biogazowe

W kolejnej strukturze bilansowej zostały uwzględnione mikro elektrownie biogazowe z zasobnikami, pozwalającymi na lokalne bilansowanie. Zastosowanie źródeł regulacyjno-bilansujących obniża niezbilansowanie do poziomu poniżej 20 %, przy czym nie podnosi rocznych kosztów energii (tab. 6). Również w tej strukturze, wpływ na KSE jest pozytywny, co szczególnie widać na rys. 26. Obniżenie niezbilansowania, wysoka produkcja w okresie letnim oraz możliwość lokalnego bilansowania (przy takich samych kosztach rocznych energii, zdecydowanie pokazuje, że ta struktura jest korzystniejsza dla KSE).



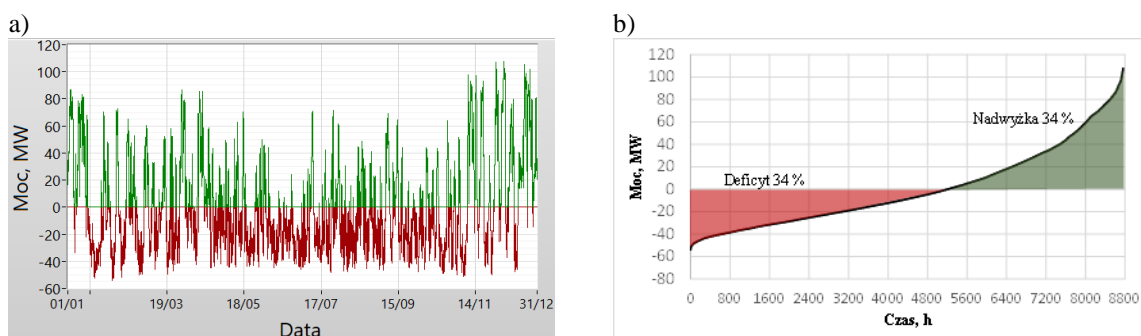
Rys. 26. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – źródła PV, elektrownie wiatrowe, mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy



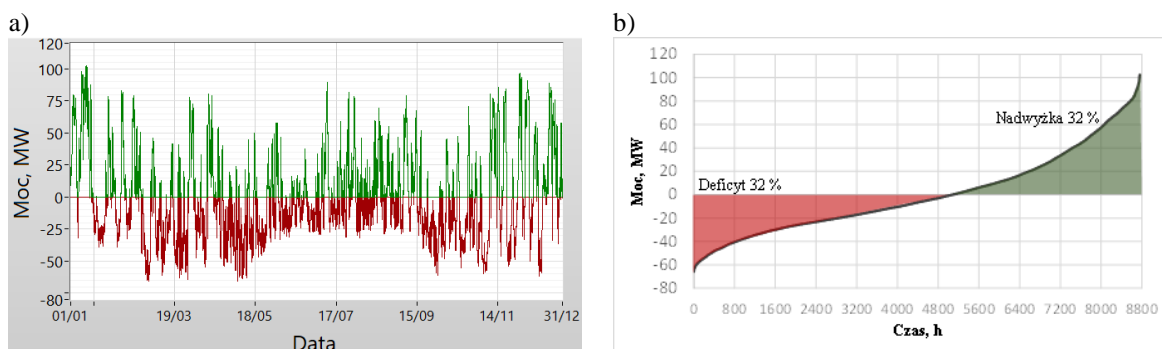
Rys. 27. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie – źródła PV, elektrownie wiatrowe, mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy

Struktura 5 – elektrownie wiatrowe lądowe

Jako alternatywę, rozważono również zastąpienie elektrowni wodnej w Siarzewie, elektrowniami wiatrowymi lądowymi. Jest to jednak mniej korzystne, ze względu na najpilniejszy problem KSE (szczyt letni), ale sprawdza się w okresie zimowym, dla którego występuje największa produkcja w elektrowniach wiatrowych, ale również największe zapotrzebowanie. Dlatego, pomimo niskiej ceny za energię, korzystniejsze dla KSE jest zastosowanie struktury 3 lub 4, w której dominujący udział ma produkcja z elektrowni wiatrowych wspomagana innymi technologiami wytwórczymi.



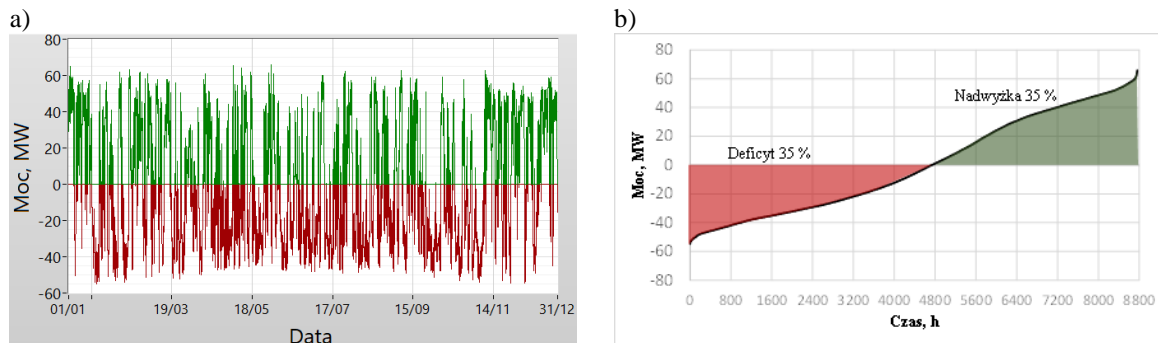
Rys. 28. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – elektrownie wiatrowe lądowe
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy



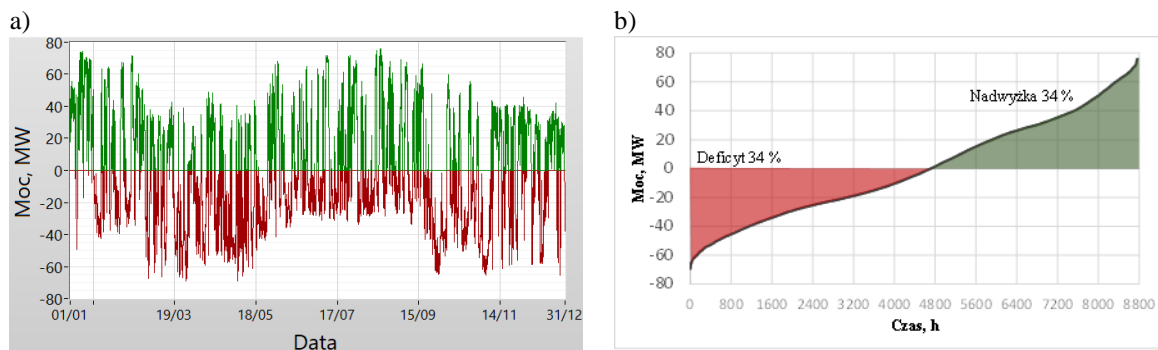
Rys. 29. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - elektrownie wiatrowe lądowe
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy

Struktura 6 – elektrownie wiatrowe morskie

Niewiele droższą inwestycją, w porównaniu do elektrowni wodnej w Siarzewie (rys, 20), jest energia pochodząca z elektrowni wiatrowych morskich i to przy założeniu wysokich opłat sieciowych. Polska ma niewykorzystany potencjał, a nowoczesne technologie (generatory 8 MW i większe) zapewniają czas wykorzystania mocy szczytowej nieosiągalny jeszcze kilka lat temu (4500 h/rok). Podobnie jak dla elektrowni wiatrowych lądowych, tak i elektrownie wiatrowe morskie wpływają korzystnie na system KSE. Przy czym produkcja jest bardziej równomierna przez cały rok (rys. 30).



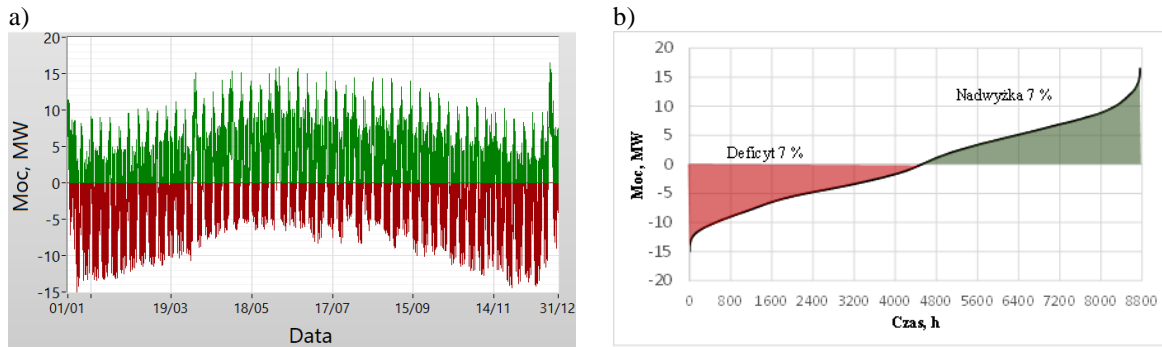
Rys. 30. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – elektrownie wiatrowe morskie
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy



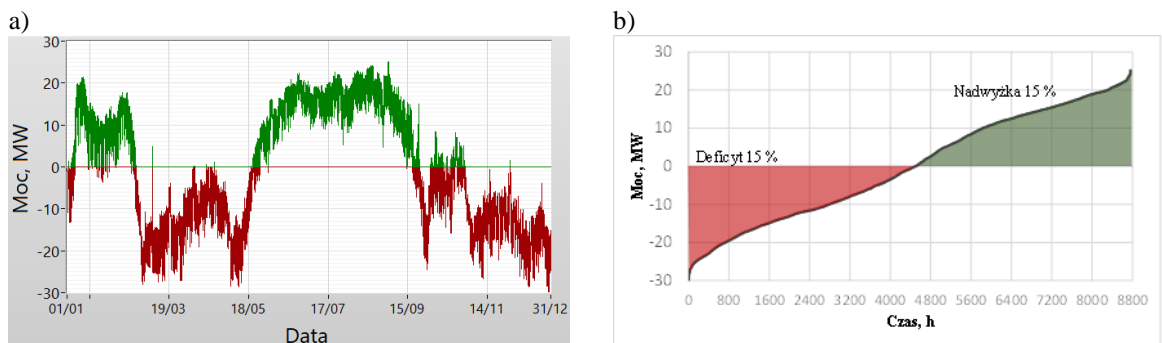
Rys. 31. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - elektrownie wiatrowe morskie
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy

Struktura 7, 9 – elektrownie i mikro elektrownie biogazowe

Jednym z najdroższych analizowanych rozwiązań są elektrownie i mikro elektrownie biogazowe, pracujące ze stałą mocą zależną od mocy komory fermentacyjnej, ale pozwalają na uzyskanie bardzo dobrych wyników z punktu widzenia bilansowania KSE. Występujące dla elektrowni biogazowych bez zasobnika deficyt i nadwyżka energii są na poziomie 7 % (rys. 32) dla bilansowania profilu KSE i 15 % dla bilansowania elektrowni wodnej w Siarzewie (rys, 33). Jest to więc jedna z najlepszych technologii pozwalająca pozytywnie wpłynąć na system KSE.



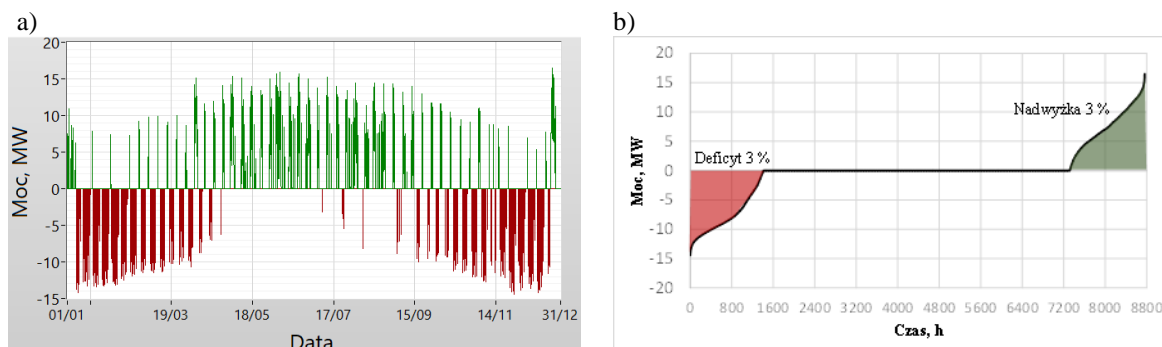
Rys. 32. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – elektrownie i mikro elektrownie biogazowe a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy



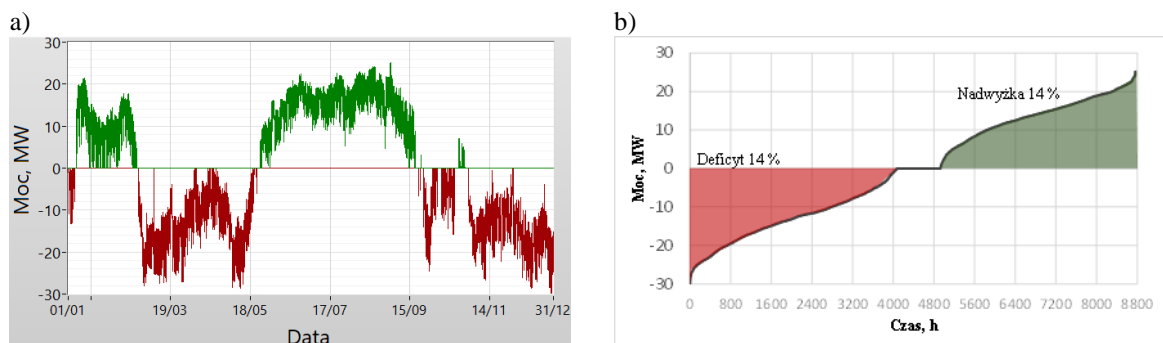
Rys. 33. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - elektrownie i mikro elektrownie biogazowe a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy

Struktura 8, 10 – elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem

Najlepszymi właściwościami pod względem korzyści dla KSE, ale również możliwością lokalnego bilansowania, charakteryzują się elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem. Jest to jednak realizowane dla najwyższych kosztów, prawie dwa razy wyższych od elektrowni wodnych (rys. 20), ale ogranicza niezbilansowanie do 3 % (rys. 34) dla KSE i 14 % dla elektrowni wodnej w Siarzewie. Można zauważyć, że technologia, która pozwala na prawie całkowite zbilansowanie profilu KSE, zdecydowanie gorzej radzi sobie z bilansowaniem elektrowni wodnej w Siarzewie dla której występują duże różnice produkcji w okresie wiosennym, letnim i zimowym. Jest to kolejny sygnał, do tego, że elektrownia wodna nie wpłynie pozytywnie na profil KSE.



Rys. 34. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy



Rys. 35. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy

W tabeli 9 zebrano wyniki analizy struktur bilansu dotyczące nadwyżki, deficytu energii, ale również roczny koszt energii. Z analizy wynika, że najlepiej profil KSE zbilansowała struktura 8 i 10 (elektrownie i mikro elektrownie biogazowe z zasobnikami), ale dla bardzo wysokiego kosztu energii. Dobrym zbilansowaniem oraz kosztem na poziomie elektrowni wodnej w Siarzewie charakteryzuje się struktura 4 obejmująca trzy technologie: źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe oraz mikro biogazownie z zasobnikiem.

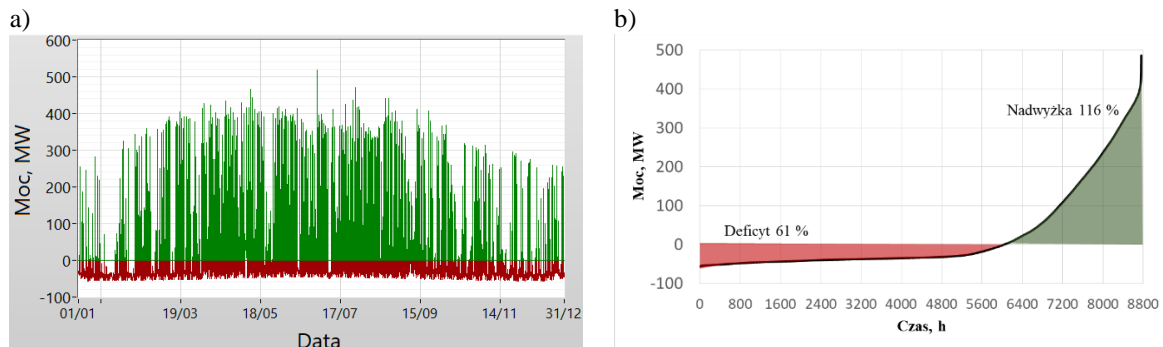
Tab. 9. Porównanie alternatywnych rozwiązań do elektrowni wodnej w Siarzewie pod względem nadwyżki i deficytu dla bilansowania profilu elektrowni wodnej oraz profilu KSE

Struktura		Elektrownia wodna Siarzewo		KSE		Roczny koszt energii mln PLN
		Nadwyżka /Deficyt	Nadwyżka /Deficyt	Nadwyżka /Deficyt	Nadwyżka /Deficyt	
		GWh/rok	%	GWh/rok	%	
Odniesienie						
1	Elektrownia wodna w Siarzewie	-	-	54	15	141
Ranking struktur bilansowych						
2	Źródła PV	244	66	237	64	91
3	Źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe	110	30	105	29	113
4	Źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe, mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	80	22	69	19	141
Pozostałe technologie OZE						
5	Elektrownie wiatrowe lądowe	128	35	124	34	120
6	Elektrownie wiatrowe morskie	121	33	130	35	149
7	Mikro elektrownie biogazowe	54	15	25	7	221
8	Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	52	14	11	3	224
9	Elektrownie biogazowe	54	15	25	7	267
10	Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	52	14	11	3	270

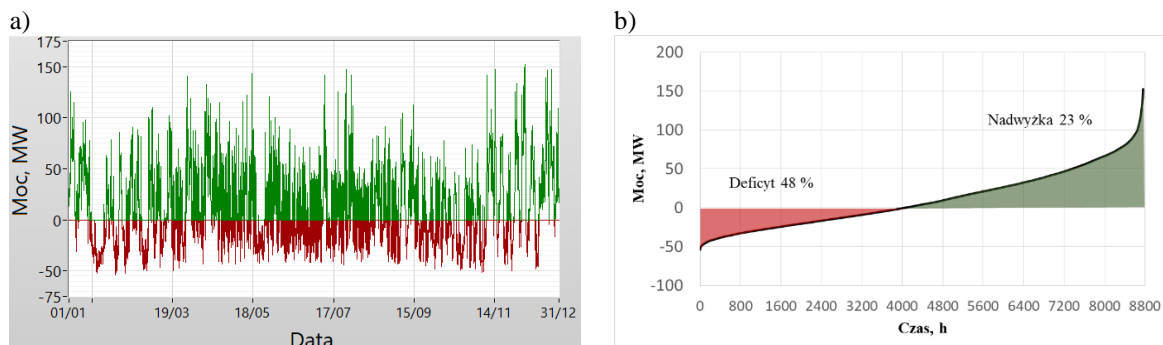
Należy podkreślić, że dobre zbilansowanie profilu KSE, nie pozwala na dobre zbilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie, co pokazuje, że produkcja w niej nie jest dopasowana do profilu KSE a przez to elektrownia ta nie spełnia podstawowego zadania, czyli zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.

8.4. Alternatywa inwestycje o rocznym koszcie energii 141 mln PLN

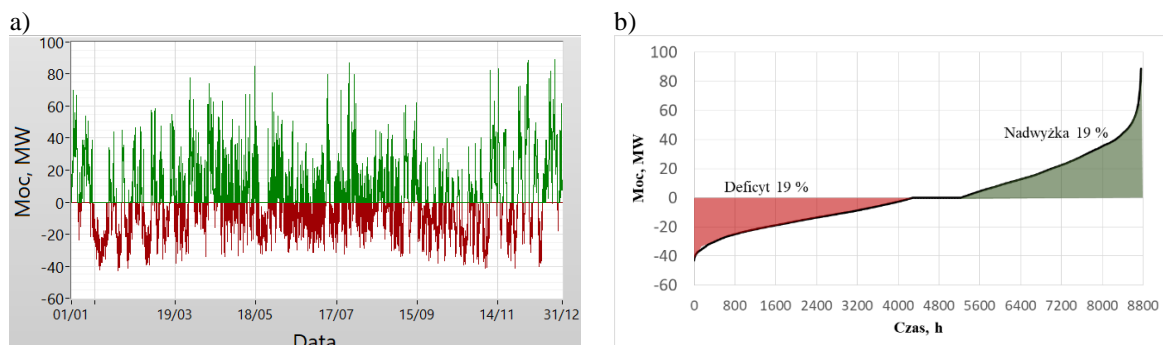
W celu wzbogacenia analizy dokonano również obliczeń trzech struktur 2 (rys. 36), 3 (rys. 37) i 4 (rys. 38) dobranych w taki sposób, żeby roczny koszt energii był taki sam, jak dla kosztu elektrowni wodnej w Siarzewie. Otrzymane wyniki potwierdzają korzystniejszy wpływ struktur bilansowych na KSE. Dla struktury 2 i 3 zmniejszył się deficyt przy wzroście nadwyżki, ale nadal najlepszymi właściwościami ze względu na korzyści dla KSE charakteryzuje się struktura 4.



**Rys. 36. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – źródła PV
 a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy**



**Rys. 37. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – źródła PV, elektrownie wiatrowe
 a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy**



**Rys. 38. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – źródła PV, elektrownie wiatrowe, mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem
 a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy**

W tabeli 10 porównano struktury bilansowe równoważne pod względem rocznego kosztu energii elektrycznej (141 mln PLN). Ze względu na niższy koszt jednostkowy (tab. 7) możliwe są inwestycje o większej rocznej produkcji dla struktury bilansowej 2 (źródła PV) oraz 3 (źródła PV, elektrownie wiatrowe). Struktury te będą produkowały o 202 GWh (55 %) oraz 92 GWh (25 %) więcej energii, odpowiednio dla struktury 2 i 3. Pozwala to zwiększenie udziału źródeł OZE w strukturze bilansowej KSE, przy zachowaniu takich samych kosztów. Większe moce pozwalają również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności ze względu na produkcję energii w deficytowym okresie letnim. Energia ta nie zależy od stanu wód w przeciwieństwie do produkcji w elektrowni wodnej.

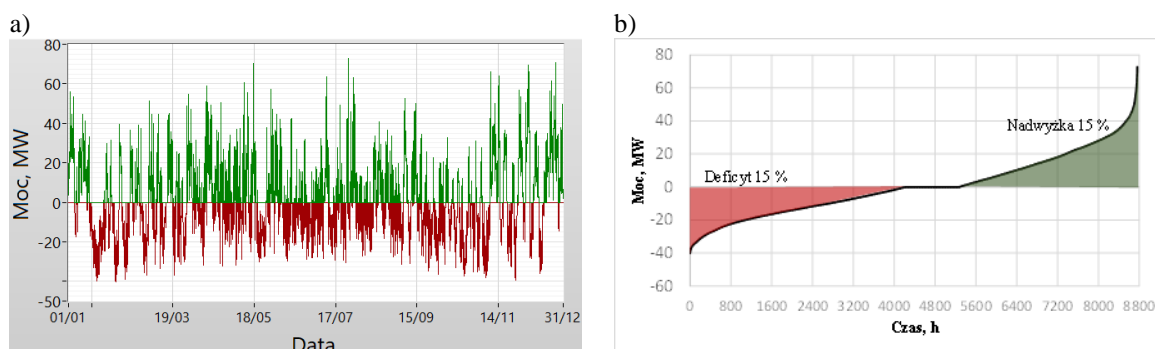
Osiągnięcie lepszego dopasowania profilu, ograniczenie deficytu energii wpływa bezpośrednio na profil produkcji, natomiast pojawiająca się nadwyżka jest szczególnie korzystna ze względu na aktualną sytuację w KSE. **Zwiększenie udziału źródeł PV powinno być priorytetem w planach ministerstwa energii, ponieważ źródła te pozwalają najszybciej i najtaniej ograniczyć południowy letni (okres upałów) deficyt mocy w KSE.**

Tab. 10. Porównanie rocznych kosztów energii dla alternatywnych rozwiązań względem elektrowni wodnej w Siarzewie („370” GWh)

Struktura		Produkcja	Moc	Koszt jednostkowy	Nadwyżka	Deficyt	Roczny koszt energii
		GWh/rok	MW	PLN/MWh	GWh/rok	GWh/rok	mln PLN
Odniesienie							
1	Elektrownia wodna w Siarzewie	368	80	383	54	54	141
Ranking struktur bilansowych							
2	Źródła PV	570	570	247	426	223	141
3	Źródła PV	115	115	247	177	85	28
	Elektrownie wiatrowe lądowe	345	123	327			113
	Suma	460					141
4	Źródła PV	70	70	247	69	69	17
	Elektrownie wiatrowe lądowe	210	75	327			69
	Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	90	17	608			55
	Suma	368					141

8.5. Wirtualny minisystem elektroenergetyczny (struktura bilansowa 11)

Ostatnią analizowaną strukturą jest wirtualny mini system elektroenergetyczny. W minisystemie zakłada się możliwość wykorzystania wszystkich analizowanych technologii OZE, dobranych w taki sposób, aby możliwie najlepiej zbilansować profil KSE (rys. 6) oraz profil elektrowni wodnej w Siarzewie (rys. 39). Bilans źródeł dobrano wykorzystując symulator WME dla każdej struktury z osobna.



**Rys. 39. Bilansowanie przeskalowanego profilu KSE – WME
a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilansu mocy**

Wynikiem analizy WME przy bilansowaniu profilu KSE jest struktura źródeł wytwórczych zamieszczona w tab. 11. Rozproszona struktura pozwala na zbilansowanie profilu KSE z małym deficytem i rocznym kosztem energii wyższym o niecałe 13% w porównaniu do kosztu elektrowni wodnej. WME pozwala na lepsze odwzorowanie profilu KSE, czyli realnie wpływając na bezpieczeństwo energetyczne, realizując potrzeby KSE.

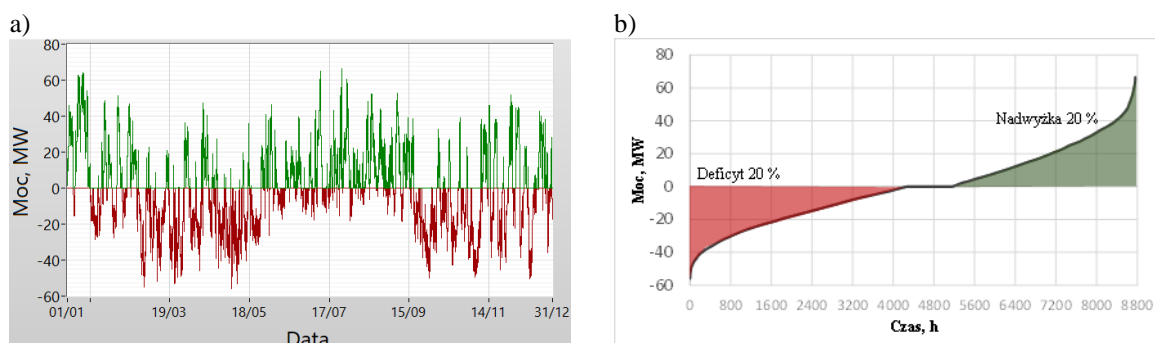
**Tab. 11. Struktura (energia-moc-koszt) rocznego bilansu wytwórczego dla WME
– bilansowanie przeskalowanego profilu KSE**

Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Dachowe źródła PV	55	55,0	1000	267	13,59
Elektrownie wiatrowe lądowe	168	60,0	2800	327	54,90
Elektrownie wiatrowe morskie	36	8,0	4500	406	14,53
Mikroelektrownie biogazowe	18	2,3	8000	600	10,80
Mikroelektrownie biogazowe z zasobnikiem	24	4,5(6,8) ¹	5300	608	14,59
Elektrownie biogazowe	16	2,0	8000	726	11,62
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	53	10,0(15,0) ¹	5300	733	38,85
SUMA	368	141,7		432	158,88

¹ możliwość pracy z mocą większą o 50 % od mocy komory fermentacyjnej

Dla bilansowania profilu elektrowni wodnej w Siarzewie, roczny koszt jest większy o około 14% (rys. 40). Przy czym, ze względu na małą produkcję w lecie, okres ten jest najłatwiejszy

do zbilansowania. Również w tym przypadku można zaobserwować mały deficyt i dobre zbilansowanie.



Rys. 40. Bilansowanie profilu elektrowni wodnej w Siarzewie - WME

a) profil rocznego bilansu mocy, b) uporządkowany bilans mocy

Należy podkreślić, że średni jednostkowy koszt w WME wynoszący poniżej 440 PLN/MWh (tab. 11 i 12) jest niższy, niż dostarczanie energii (*backup*) z elektrowni węglowej. Dodatkowo, wzrost ceny uprawnień do emisji CO₂, oraz dorywcza praca źródeł węglowych spowoduje, że cena *backupu* jeszcze wzrośnie, przez co inwestycje w źródła OZE, staną się jeszcze bardziej opłacalne.

Dodatkową zaletą WME jest to, że ze względu na wykorzystanie wielu, różnych technologii (dopasowanych do regionalnych warunków), można dobrać tak strukturę, żeby pozwalała na dobre zbilansowanie profilu, przy stosunkowo niskim koszcie energii.

Tab. 12. Struktura (energia-moc-koszt) rocznego bilansu wytwórczego równoważnego blokowi 450 Turów

Technologia	Produkcja GWh	Moc MW	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej h/rok	Koszt jednostkowy PLN/MWh	Koszt energii mln PLN
Źródła PV	24	24,0	1000	247	5,93
Elektrownie wiatrowe lądowe	168	60,0	2800	327	54,94
Elektrownie wiatrowe morskie	72	16,0	4500	406	29,23
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	22	4,2(6,2) ¹	5300	608	13,38
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	48	9,0(13,5) ¹	5300	733	34,89
SUMA	368	117,4		437	160,78

¹ Możliwość pracy z mocą większą o 50 % od mocy komory fermentacyjnej.

9. Analiza SWOT rozpatrywanych inwestycji

Lawinowo rośnie w Internecie ilość informacji dotyczącej energetyki. Jest to wzrost oznaczający bez wątpienia potencjalną (i już nie tylko potencjalną) jakościową zmianę, ale będąc chaotycznym nie ułatwia on odczytania jej istoty. Ułatwia natomiast grupom interesów hamowanie zmian praktycznych, a nawet ich przejściowe blokowanie. Oczywiście, ekonomika działań na rzecz nieuchronnych zmian w energetyce wymaga porządkowania informacji, w szczególności ich filtrowania za pomocą obiektywnych kryteriów metodologicznych, umożliwiających zainteresowanym (naukowcom, decydom gospodarczym, władzom samorządowym, politykom, obywatelom) dotarcie do informacji skondensowanej, a jednocześnie wartościującej wydarzenia, zjawiska, procesy zgodnie z trwałymi punktami odniesienia.

Podstawą do osiągnięcia celu, czyli zahamowania działania zasady: „zła informacja wypiera dobrą” (analogia do kopernikańskiej zasady „zły pieniądz wypiera dobry”) jest wykorzystanie heurystycznej techniki analitycznej SWOT, uniwersalnej w naukach o zarządzaniu, a szczególnie przydatnej w porządkowaniu informacji strategicznych. Technika ta służy powszechnie do krytycznej analizy perspektyw rozwojowych organizacji działającej w szerokim otoczeniu. Typową organizacją jest przedsiębiorstwo, ale technika SWOT jest też powszechnie wykorzystywana do analizy projektów inwestycyjnych, programów gospodarczych, a także skomplikowanych procesów transformacyjnych.

Oczywiście, ponieważ w Raporcie chodzi o porządkowanie informacji dotyczącej przebudowy energetyki, to pod pojęcie organizacji podkłada się w nim dwa nowe/powstające segmenty podmiotowe energetyki: segment prosumentów EP oraz segment „pretendentów”, czyli niezależnych inwestorów (NI) dążących do zmiany funkcjonowania rynków energii, szczególnie rynku energii elektrycznej. Pod otoczenie (czynniki zewnętrzne) podkłada się natomiast wielkoskalową energetykę korporacyjną (WEK).

W przypadku obydwu segmentów krótkoterminowo ważne są przy tym: konkurencyjność (opisywana językiem modeli cenowych energetyki WEK), środowisko prawne tworzone przez rząd (uchwalane przez parlament), a także powstające lawinowo nowe, rozproszone grupy interesów. Długoterminowo ważne są natomiast procesy społeczne o charakterze zmian cywilizacyjnych, pociągające za sobą: zmiany polityczne, zmianę stylu życia ludzi, zmianę modeli ekonomicznych inwestycji energetycznych w kierunku modeli behawioralnych i wiele innych zmian.

Tab. 13. Struktura analizy SWOT w kontekście przebudowy energetyki

Czynniki	pozytywne	negatywne
wewnętrzne (obszar EP, NI)	S (<i>Strengths</i>)	W (<i>Weaknesses</i>)
zewnętrzne (obszar WEK)	O (<i>Opportunities</i>)	T (<i>Threats</i>)

Złożone uwarunkowania powodują, że struktura analizy SWOT (tab. 13), umożliwiająca porządkowanie strategicznych informacji w kontekście czynników wewnętrznych i zewnętrznych (wiersze) oraz pozytywnych i negatywnych (kolumny) dobrze nadaje się do wykorzystania w przypadku tworzeniu obrazu przebudowy energetyki. Analizę SWOT przeprowadza się dla czterech, prezentowanych w raporcie alternatyw oraz inwestycji w elektrownię wodną w Siarzewie.

Analiza SWOT dla Alternatywy 1 – źródła PV (struktura 2 – tab. 8)

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Najniższe koszty wytwarzania energii dla źródeł PV (250 PLN/MWh). 2. Spadkowa tendencja cen źródeł PV decyduje o szybkim wzroście konkurencyjności tej alternatywy. 3. Wzrasta kompetencja w zakresie energetyki odnawialnej, u prosumentów. 4. Głównie finansowane przez prosumentów. 5. Ponieważ czas życia źródeł PV jest krótszy, rozpatrując inwestycje długoterminowo, zmniejsza się ryzyko korzystania z przestarzałych rozwiązań, o mniejszej efektywności energetycznej. 6. Zwiększa się efektywność energetyczna, ze względu na możliwość wykorzystania energii na potrzeby własne. 7. Mniejsza wrażliwość na awarie sieciowe ze względu na wiele rozproszonych źródeł. 8. Wymiana barterowa energii (<i>net metering</i>) pozwala na korzystanie z energii zgromadzonej przez źródła PV w nocy i w okresie zimowym – mechanizm wsparcia. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Konieczne jest zapewnienie <i>backupu</i> z KSE. 2. Aktualnie, nowe źródła muszą świadczyć ograniczone usługi sieciowe (ograniczenie mocy w funkcji częstotliwości, regulacja mocy biernej), ale nie są wynagradzane przez operatorów OSD. 3. Pełne wspieranie usług sieciowych wymaga zainstalowania urządzenia do komunikacji z pozostałymi uczestnikami, co zwiększa koszt instalacji prosumenckich. 4. Drogie magazyny energii nie pozwalają, na łatwe wykorzystanie całej energii produkowanej w źródłach PV.
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Źródła PV są remedium na problemy bilansowe KSE, pozwalającym najszybciej, najtaniej i najbardziej racjonalnie w perspektywie makroekonomicznej ograniczyć południowy letni deficyt mocy (okres upałów) w KSE. 2. Zwiększenie udziału OZE w bilansie energetycznym kraju. 3. Ograniczenie strat przesyłowych ze względu na rozproszoną produkcję i mniejsze wykorzystanie sieci. 4. Małe moce instalacji PV, umożliwiają zastosowanie małych, tańszych akumulatorów dobranych do potrzeb prosumenta, które można wykorzystać do poprawy wykorzystania energii na potrzeby własne, a nawet świadczyć usługi dla operatorów OSD. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Brak długoterminowej, stabilnej polityk energetycznej. 2. Przeinwestowanie w źródła PV, może powodować lokalne przeciążenia sieci. 3. Konieczność rozbudowy infrastruktury sieci w celu lepszego wykorzystania źródeł 4. Współczynnik <i>net meteringu</i> powoduje, że sieć traktowana jest jako magazyn energii

Źródła PV pozwalają najszybciej, najtaniej i najbardziej racjonalnie ograniczyć południowy letni deficyt mocy w KSE. Jest to również najtańsza alternatywa (dachowe źródła PV w modelu prosumenckim). Ze względu na krótki czas użytkowania mocy szczytowej oraz duży współczynnik jednoczesności, bliski jedności, źródła PV muszą być dostosowane do zapotrzebowania charakterystycznego dla poszczególnych segmentów prosumenckich (najważniejsze znaczenie ma dopasowanie do indywidualnych osłon prosumenckich w segmencie domów jednorodzinnych). Dostosowanie takie jest warunkiem uniknięcia problemów sieciowych (przekroczeń długoterminowej obciążalności prądowej linii

elektroenergetycznych). Należy przy tym podkreślić, że aktualnie zarówno źródła PV jak i akumulatory tanieją, co zmniejsza ograniczenia sieciowe i zwiększa atrakcyjność tej alternatywy. Zwłaszcza, że krótszy czas życia, ogranicza występowanie kosztów osieroconych technologii i pozwala na inwestycje w nowe efektywniejsze systemy.

Analiza SWOT dla Alternatywy 2 – źródła PV oraz elektrownie wiatrowe lądowe (struktura 3 – tab. 8)

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Spadkowa tendencja cen źródeł PV oraz elektrowni wiatrowych powoduje, decyduje o szybkim wzroście konkurencyjności tej alternatywy 2. Wzrasta kompetencja w zakresie energetyki odnawialnej u prosumentów. 3. Mniejsze jednostkowe moce źródeł, pozwalają na sfinansowanie ich z funduszy prosumentów i niezależnych inwestorów. 4. Ponieważ czas życia źródeł PV i elektrowni wiatrowych jest krótszy, rozpatrując inwestycje długoterminowo, zmniejsza się ryzyko korzystania z przestarzałych rozwiązań, o mniejszej efektywności energetycznej. 5. Zwiększa się efektywność energetyczna, ze względu na możliwość wykorzystania energii na potrzeby własne. 6. Mniejsza wrażliwość na awarie sieciowe ze względu na wiele rozproszonych źródeł. 7. Rozwój MSP związanych z energetyką odnawialną. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Konieczne jest zapewnienie <i>backupu</i> z KSE. 2. Aktualnie, nowe źródła muszą świadczyć ograniczone usługi sieciowe (ograniczenie mocy w funkcji częstotliwości, regulacja mocy biernej), ale nie są wynagradzane przez operatorów OSD. 3. Pełne wspieranie usług sieciowych wymaga zainstalowania urządzenia do komunikacji z pozostałymi uczestnikami, co zwiększa koszt instalacji prosumenckich. 4. Drogie magazyny energii nie pozwalają, na łatwe wykorzystanie całej energii produkowanej w źródłach PV. 5. Występuje sporadyczny brak akceptacji lokalnej ludności dla elektrowni wiatrowych ze względu na hałas.
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Dobre dopasowanie produkcji do potrzeb KSE, duża produkcja w okresie zwiększonego zapotrzebowania w zimie oraz ograniczenie letniego deficytu mocy w okresie upałów. 2. Zwiększenie udziału OZE w bilansie energetycznym kraju. 3. Ograniczenie strat przesyłowych ze względu na rozproszoną produkcję i mniejsze wykorzystanie sieci. 4. Małe moce instalacji PV, umożliwiają zastosowanie małych, tańszych akumulatorów dobranych do potrzeb prosumenta, które można wykorzystać do poprawy wykorzystania energii na potrzeby własne, a nawet świadczyć usługi dla operatorów OSD. 5. Elektrownie wiatrowej nowej generacji (klasy 3 MW) mogą świadczyć, w ograniczonym zakresie, usługi sieciowe. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Brak długoterminowej, stabilnej polityk energetycznej. 2. Ograniczone możliwości inwestycji w elektrownie wiatrowe, ze względu na ustawę OZE. 3. Przeinwestowanie szczególnie w źródła PV, może powodować lokalne przeciążenia sieci. 4. Konieczność rozbudowy infrastruktury sieci w celu lepszego wykorzystania źródeł 5. Współczynnik <i>net meteringu</i> powoduje, że sieć traktowana jest jako magazyn energii 6. Konieczność rozbudowy sieci w przypadku tworzenia farm wiatrowych.

Alternatywa 2 oprócz źródeł PV, zawiera elektrownie wiatrowe lądowe. To zwiększa możliwości bilansowania profilu KSE. Źródła PV mają duży udział w produkcji energii ograniczają więc letni, południowy deficyt KSE, a elektrownie wiatrowe dodatkowo dostarczają energię w pozostałym okresie. Alternatywa ta zawiera tylko źródła OZE z produkcją wymuszoną, dlatego wymagany jest *backup* energii z KSE. Należy podkreślić, że inwestycje w źródła PV oraz elektrownie wiatrowe, realizowane są przez niezależnych inwestorów i prosumentów, a cena energii jest niższa w porównaniu z energią z elektrowni wodnej w Siarzewie. Rozproszona produkcja pozwala na ograniczenie strat sieciowych oraz zmniejsza ryzyko wystąpienia rozległych awarii sieciowych. Dodatkowo elektrownie wiatrowe nowej generacji mogą świadczyć, w coraz większym zakresie, usługi sieciowe dla KSE. Mimo niewątpliwych zalet elektrowni wiatrowych, ustawa OZE znacznie ogranicza możliwości inwestycyjne. Dla elektrowni wiatrowych sporadycznie zdarzają się protesty lokalnej ludności.

Analiza SWOT dla Alternatywy 3 – źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe oraz mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem (struktura 4 – tab. 8)

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Elektrownie biogazowe zapewniają alternatywne źródło dochodów dla rolników (produkcja roślin energetycznych) 2. Elektrownie biogazowe można wykorzystać również do utylizacji uciążliwych odpadów. W takim przypadku zmniejszają się dodatkowo koszty wytwarzania energii, przez co elektrownia ta staje się bardziej konkurencyjna. 3. Spadkowa tendencja cen źródeł PV oraz elektrowni wiatrowych powoduje, decyduje o szybkim wzroście konkurencyjności tej alternatywy. 4. Wzrasta kompetencja w zakresie energetyki odnawialnej, u prosumentów. 5. Mniejsze jednostkowe moce źródeł, pozwalają na sfinansowanie ich z funduszy prosumentów i niezależnych inwestorów. 6. Ponieważ czas życia źródeł PV i elektrowni wiatrowych jest krótszy, rozpatrując inwestycje długoterminowo, zmniejsza się ryzyko korzystania z przestarzałych rozwiązań, o mniejszej efektywności energetycznej. 7. Zwiększa się efektywność energetyczna, ze względu na możliwość wykorzystania energii na potrzeby własne. 8. Wykorzystanie wielu technologii, dywersyfikuje ryzyko nieudanych inwestycji. 9. Mniejsza wrażliwość na awarie sieciowe ze względu na wiele rozproszonych źródeł. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Konieczne jest zapewnienie <i>backupu</i> z KSE. 2. Aktualnie, nowe źródła muszą świadczyć ograniczone usługi sieciowe (ograniczenie mocy w funkcji częstotliwości, regulacja mocy biernej), ale nie są wynagradzane przez operatorów OSD. 3. Pełne wspieranie usług sieciowych wymaga zainstalowania urządzenia do komunikacji z pozostałymi uczestnikami, co zwiększa koszt instalacji prosumenckich. 4. Drogie magazyny energii nie pozwalają, na łatwe wykorzystanie całej energii produkowanej w źródłach PV. 6. Wysokie koszty wytwarzania w elektrowniach biogazowych pełniących rolę źródeł bilansująco-regulacyjnych. 7. Występuje sporadyczny brak akceptacji lokalnej ludności dla elektrowni wiatrowych ze względu na hałas. 8. Możliwy brak akceptacji lokalnej ludności dla inwestycji w elektrownie i mikro elektrownie biogazowe.

10. Rozwój MSP związanych z energetyką odnawialną.	
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Dobre dopasowanie produkcji do potrzeb KSE, duża produkcja w okresie zwiększonego zapotrzebowania w zimie oraz ograniczenie letniego deficytu mocy w okresie upałów. 2. Możliwość realizacji usług sieciowych, niezależnie od warunków atmosferycznych. 3. Możliwość bilansowania profilu dziennego. 4. Elektrownie wiatrowej nowej generacji (klasy 3 MW) mogą świadczyć, w ograniczonym zakresie, usługi sieciowe. 5. Zwiększenie udziału OZE w bilansie energetycznym kraju. 6. Ograniczenie strat przesyłowych ze względu na rozproszoną produkcję i mniejsze wykorzystanie sieci. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Brak długoterminowej, stabilnej polityk energetycznej. 2. Ograniczone możliwości inwestycji w elektrownie wiatrowe, ze względu na ustawę OZE. 3. Przeinwestowanie szczególnie w źródła PV, może powodować lokalne przeciążenia sieci. 4. Konieczność rozbudowy infrastruktury sieci w celu lepszego wykorzystania źródeł 5. Współczynnik <i>net meteringu</i> powoduje, że sieć traktowana jest jako magazyn energii 6. Konieczność rozbudowy sieci w przypadku tworzenia farm wiatrowych (korytarze przesyłowe)

W alternatywie 3 źródła PV oraz elektrownie wiatrowe uzupełnione są o mikro elektrownie biogazowe, które pozwalają na lokalne zbilansowanie energii. Zastosowanie źródeł regulacyjno-bilansujących obniża niezbilansowanie do poziomu poniżej 20 %. Pełne zbilansowanie jest możliwe, ale w przyjętym modelu, w którym nie istnieją żadne mechanizmy kształtowania profilu zapotrzebowania (np.: DSM/DSR, cenotwórstwo czasu rzeczywistego) wymagane byłoby zainstalowanie dużej mocy mikro elektrowni biogazowych, co znacznie podniosłoby cenę energii. Jest to, na obecnym etapie transformacji energetyki, ryzykowne. Obniżenie niezbilansowania, wysoka produkcja w okresie letnim oraz możliwość lokalnego bilansowania (przy takich samych kosztach rocznych energii w porównaniu do elektrowni wodnej w Siarzewie), zdecydowanie pokazuje, że ta struktura jest korzystniejsza dla KSE.

Analiza SWOT dla przyszłościowej Alternatywy 4 Wirtualny Minisystem Elektroenergetyczny WME (tab. 11)

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Przyszłościowa alternatywa pozwalająca na tworzenie kompetencji i wykorzystanie aktualnych, najlepszych zasobów do bilansowania profilu zapotrzebowania. 2. Elektrownie biogazowe zapewniają alternatywne źródło dochodów dla rolników (produkcja roślin energetycznych) 3. Elektrownie biogazowe można wykorzystać również do utylizacji uciążliwych odpadów. W takim przypadku zmniejszają się dodatkowo koszty wytwarzania energii, przez co elektrownia ta staje się bardziej konkurencyjna. 4. Spadkowa tendencja cen źródeł PV oraz elektrowni wiatrowych powoduje, że ta alternatywa staje się coraz bardziej 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Konieczne jest zapewnienie <i>backupu</i> z KSE. 2. Aktualnie, nowe źródła muszą świadczyć ograniczone usługi sieciowe (ograniczenie mocy w funkcji częstotliwości, regulacja mocy biernej), ale nie są wynagradzane przez operatorów OSD. 3. Pełne wspieranie usług sieciowych wymaga zainstalowania urządzenia do komunikacji z pozostałymi uczestnikami, co zwiększa koszt instalacji prosumenckich. 4. Drogie magazyny energii nie pozwalają, na łatwe wykorzystanie całej energii produkowanej w źródłach PV. 9. Wysokie koszty wytwarzania w elektrowniach biogazowych pełniących rolę źródeł bilansująco-regulacyjnych.

<p>konkurencyjna.</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Wzrasta kompetencja w zakresie energetyki odnawialnej, u prosumentów. 6. Mniejsze jednostkowe moce źródeł, pozwalają na sfinansowanie ich z funduszy prosumentów i niezależnych inwestorów. 7. Ponieważ czas życia technologii jest krótszy od inwestycji w elektrownię wodną w Siarzewie, rozpatrując inwestycje długoterminowo, zmniejsza się ryzyko korzystania z przestarzałych rozwiązań, o mniejszej efektywności energetycznej. 8. Zwiększa się efektywność energetyczna, ze względu na możliwość wykorzystania energii na potrzeby własne. 9. Wykorzystanie wielu technologii, dywersyfikuje ryzyko nietrafionych inwestycji. 10. Możliwość dopasowania źródeł do odbiorców, pozwala na zwiększenie efektywności energetycznej. 11. Mniejsza wrażliwość na awarie sieciowe ze względu na wiele rozproszonych źródeł. 12. Rozwój MSP związanych z energetyką odnawialną. 	<ol style="list-style-type: none"> 10. Występuje sporadyczny brak akceptacji lokalnej ludności dla elektrowni wiatrowych ze względu na hałas. 11. Możliwy brak akceptacji lokalnej ludności dla inwestycji w elektrownie i mikro elektrownie biogazowe
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Najlepsze dopasowanie produkcji do potrzeb KSE, duża produkcja w okresie zwiększonego zapotrzebowania w zimie oraz ograniczenie letniego deficytu mocy w okresie upałów. 2. Możliwość realizacji usług sieciowych, niezależnie od warunków atmosferycznych. 3. Możliwość bilansowania profilu dziennego. 4. Ograniczenie ryzyka kosztów osieroconych. 5. Elektrownie wiatrowej nowej generacji (klasy 3 MW) mogą świadczyć, w ograniczonym zakresie, usługi sieciowe. 6. Zwiększenie udziału OZE w bilansie energetycznym kraju. 7. Ograniczenie strat przesyłowych ze względu na rozproszoną produkcję i mniejsze wykorzystanie sieci. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Brak długoterminowej, stabilnej polityk energetycznej. 2. Ograniczone możliwości inwestycji w elektrownie wiatrowe, ze względu na ustawę OZE. 3. Przeinwestowanie szczególnie w źródła PV, może powodować lokalne przeciążenia sieci. 4. Konieczność rozbudowy infrastruktury sieci w celu lepszego wykorzystania źródeł 5. Współczynnik <i>net meteringu</i> powoduje, że sieć traktowana jest jako magazyn energii 6. Konieczność rozbudowy sieci w przypadku tworzenia farm wiatrowych (korytarze przesyłowe). 7. Mniejsza kontrola nad przepływami energii, konieczność modyfikacji zabezpieczeń

Minisystem WME to przyszłościowa alternatywa dla elektrowni wodnej w Siarzewie, pozwalająca na najlepsze bilansowanie profilu KSE. Wykorzystuje się tutaj wszystkie analizowane w Raporcie technologie. Opisana w rozdziale 8.5 koncepcja minisystemu przedstawia potencjał transformacji energetyki. Fundamentalna zmiana koncepcji opłat sieciowych (powinna ona być już dawno wprowadzona) uruchamia mechanizmy budowania źródeł energii tam, gdzie jest to potrzebne. Muszą o tym decydować prosumenci i niezależni inwestorzy. W procesie tym będzie następować wzrost lokalnych kompetencji, i będzie rosło bezpieczeństwo elektroenergetyczne. Niebilansowanie profilu KSE dla tej alternatywy jest

poniżej 15 % i jest to osiągalne bez mechanizmów wpływających na profil zapotrzebowania. Należy jednak podkreślić, że minisystem będzie platformą dla podmiotów o największym potencjale wchłaniania innowacji energetycznych, co przełoży się na szybkie ograniczanie potrzebnego *backupu*. Dodatkowo koszt energii (przy obecnych cenach jeszcze nieznacznie wyższy od kosztu energii dla elektrowni wodnej w Siarzewie), jest niższy, niż energii dostarczonej z systemu KSE. Minisystem WME, pozwala tak dobrać strukturę podmiotów, żeby możliwe było zbilansowanie profilu, z bardzo dużym prawdopodobieństwem osiągalnym dla kosztów energii nawet niższym niż dla elektrowni wodnej w Siarzewie (inwestycje w WME będą realizowane etapowo, w długim czasie i będą korzystały z trwającego efektu spadku cen OZE).

Analiza SWOT przeprowadzona dla elektrowni wodnej w Siarzewie.

Mocne strony (S)	Słabe strony (W)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Elektrownia wodna w Siarzewie ma (ograniczone) zdolności bilansująco-regulacyjne 2. Elektrownia wodna może świadczyć usługi dla operatorów OSP. 3. Elektrownia wodna może służyć jako jednostka <i>black startu</i>. 4. Koszty wytwarzania energii w elektrowni wodnej nie są wysokie. 5. Elektrownia wodna generuje energię na minimalnym poziomie przez cały rok, niezależnie od pogody. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Trudne do oszacowania koszty zewnętrzne, związane z utrzymanie stopnia wodnego w Siarzewie. 2. Trudne do przewidzenia długofalowe skutki środowiskowe elektrowni wodnej w Siarzewie. 3. Niedopasowanie produkcji w elektrowni wodnej do profilu KSE. 4. Mała produkcja w okresie letnim elektrowni wodnej, przy jednoczesnych problemach z chłodzeniem elektrowni węglowych.
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Pełne wspieranie usług sieciowych w alternatywnych rozwiązaniach, wymaga zainstalowania urządzenia do komunikacji z pozostałymi uczestnikami, co zwiększa koszt instalacji prosumenckich i niezależnych inwestorów 2. Drogie magazyny energii nie pozwalają, na łatwe wykorzystanie całej energii produkowanej w alternatywnych rozwiązaniach. 3. Wysokie koszty wytwarzania w elektrowniach biogazowych pełniących rolę źródeł bilansująco-regulacyjnych zmniejszają ich konkurencyjność. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Spadkowa tendencja cen źródeł PV oraz elektrowni wiatrowych powoduje, że stają się one coraz bardziej konkurencyjne. 2. Mniejsze jednostkowe moce źródeł, pozwalają na sfinansowanie ich z funduszy prosumenckich i niezależnych inwestorów. 3. Elektrownia wodna w Siarzewie jest obciążona bardzo dużym ryzykiem starzenia moralnego, w porównaniu do innych technologii o bardzo dużej dynamice postępu. 4. Istnieje duże ryzyko kosztów osieroconych. 5. Wykorzystanie wielu technologii, dywersyfikuje ryzyko nietrafionych inwestycji.

Największą słabością elektrowni wodnej w Siarzewie jest niedopasowanie profilu produkcji do potrzeb profilu KSE oraz ryzyko powstania kosztów osieroconych. Elektrownia ta jest również obciążona dużym ryzykiem starzenia moralnego ze względu na bardzo dynamiczny rozwój innych technologii OZE. Na ryzyko (pogorszenie i tak niekorzystnych wskaźników ekonomicznych) inwestycji mogą również wpłynąć, trudne do oszacowania koszty zewnętrzne związane z utrzymaniem stopnia wodnego w Siarzewie. Do zalet elektrowni wodnej można

zaliczyć, możliwość świadczenia usług dla operatorów OSP w tym możliwość świadczenia usługi *black startu*.

Ranking alternatyw wynikający z analizy SWOT został przedstawiony w formie wniosków końcowych (str. 52-55).

10. Usługa *black startu*

Nowoczesne/współczesne systemy elektroenergetyczne zapewniają możliwość dostawy energii przy zmiennych warunkach, generacja i zapotrzebowanie, które występują podczas normalnej pracy wykorzystując dostępne urządzenia przesyłowe i dystrybucyjne. System elektroenergetyczny musi również zapewniać efektywną dostawę energii w przypadku nietypowych/awaryjnych stanów pracy (awarii, włączeń linii przesyłowych i jednostek generacyjnych). Jednakże katastrofalne awarie mogą doprowadzić do częściowego lub całkowitego blackout'u, czyli całkowitego braku zasilania. W przypadku wystąpienia takich ekstremalnych awarii (blackout) niezbędne jest zapewnienie odbudowy zdolności funkcjonowania KSE. Specjalne procedury stosowane przez operatorów systemu elektroenergetycznego z jednej strony mają za zadanie przeciwdziałać możliwości wystąpienia całkowitego blackout'u, a z drugiej strony mają pozwolić na odbudowę zdolności operacyjnych jednostek wytwórczych i systemu przesyłowego przez zapewnienie niezależnych źródeł służących ich uruchomieniu (źródła dla *black startu*) co ma pozwolić na bezpieczne, skuteczne przywrócenie funkcjonowania KSE.

Elektrownie konwencjonalne nie posiadają zdolności do samodzielnego ponownego uruchomienia po wyłączeniu, które nie jest rozumiane jako przejście do pracy na potrzeby własne, ale jako zatrzymanie turbiny i wyłączenie kotła, na przykład po tzw. *blackout* i niemożności utrzymania się w trybie PPW lub PWE. Wynika to z faktu, że rozruch bloku energetycznego (węglowego) wymaga dostarczenia zasilania, o dużej mocy rzędu 10% mocy znamionowej, do załączenia odbiorów potrzeb własnych takich, jak pompa wody zasilającej, pompa wody chłodzącej, wentylatory ciągu i podmuchu, układy przygotowania i podawania paliwa (młyny węglowe, napędy podajników) itd. Główne odbiorniki potrzeb własnych mają sumarycznie znamionową moc rzędu 7÷10 MW [22,23]. Rozruch potrzeb własnych odbywa się sekwencyjnie w dużej części na biegu jałowym lub przy częściowym obciążeniu, więc moc rzeczywistego zapotrzebowania nie przekracza sumarycznej znamionowej mocy zainstalowanej odbiorników potrzeb własnych. Dodatkowo poza zapewnieniem mocy czynnej na uruchomienie potrzeb własnych bloku energetycznego należy zapewnić odpowiednią moc bierną (rzędu ~30 MVar [22]) wymaganą na potrzeby wykorzystania długich linii zasilających (z reguły wykorzystywane są linie przesyłowe 110kV, ze względu na mniejsze moce bierne pojemnościowe w stosunku do linii wyższych napięć ($Q_c \sim U^2$)) i wzbudzenia pola elektromagnetycznego transformatorów toru zasilającego oraz pozostałych urządzeń potrzeb własnych.

W przypadku awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego wybrane elektrownie, posiadające odpowiednie układy sterowania, przechodzą w pierwszej kolejności do pracy na potrzeby własne (PPW) lub do pracy wydzielonej (PWE) zasilając z góry określony obszar odbiorców. Jest to procedura obronna systemu elektroenergetycznego przed całkowitym

zatrzymaniem (utrata zdolności operacyjnych). Procedura ta polega na podziale systemu elektroenergetycznego (KSE) na mniejsze podsystemy mogące działać samodzielnie (PWE) w skrajnych przypadkach samotnie ograniczając się do zaspokojenia potrzeb własnych elektrowni (PPW). Przy późniejszej odbudowie KSE te podsystemy mogą/będą służyć jako źródła zasilania na potrzeby uruchamiania zatrzymanych, tzw. "zimnych", bloków energetycznych. Spośród różnych źródeł dostępnych w polskim KSE jedynie niektóre elektrownie wodne mają zdolność do samostartu i wykorzystania na potrzeby procedury *black startu*. W elektrowniach wodnych do tego celu wykorzystywane są własne układy zasilania gwarantowanego łącznie z awaryjnymi agregatami spalinowymi. Odbiorniki potrzeb własnych elektrowni wodnych mają zdecydowanie mniejszą moc niż odbiorniki potrzeb własnych termalnych bloków energetycznych. Dysponując odpowiednio dużą mocą hydrogeneratorów napędzanych energią wody, elektrownie wodne są w stanie świadczyć usługi zasilania na potrzeby rozruchu bloków energetycznych elektrowni i elektrociepłowni.

Usługi *black startu* świadczone przez elektrownię Włocławek

Elektrownia Włocławek świadczy *usługę black startu* dla elektrowni Pątnów I z uwagi na relatywnie bliskie położenie (ok. 90km) i możliwość zestawienia odpowiedniego połączenia sieciowego, jako toru zasilającego – rozruchowego. Jest to jeden z wariantów przeprowadzenia rozruchu elektrowni Pątnów po utracie przez nią stabilności. Do rozruchu przewidziany jest blok nr 6 elektrowni Pątnów I o mocy 200MW i sumarycznej znamionowej mocy głównych urządzeń potrzeb własnych rzędu 8,7MW.

W elektrowni Włocławek znajduje się 6 hydrozespołów HZ1÷HZ6. Do rozruchu elektrowni w Pątnowie wykorzystywane mają być [23]:

1. hydrozespół HZ4 jako uruchomieniowy, posiadający własny agregat spalinowy Diesla do zasilania swoich potrzeb własnych;
2. układ rozruchowy składający się z hydrozespołów HZ1 i HZ2 posiadających odpowiednie układy regulacji prędkości obrotowej i wzbudzenia pozwalająca na pracę autonomiczną, którego potrzeby własne są zasilane z pracującego hydrozespołu HZ4 [23].

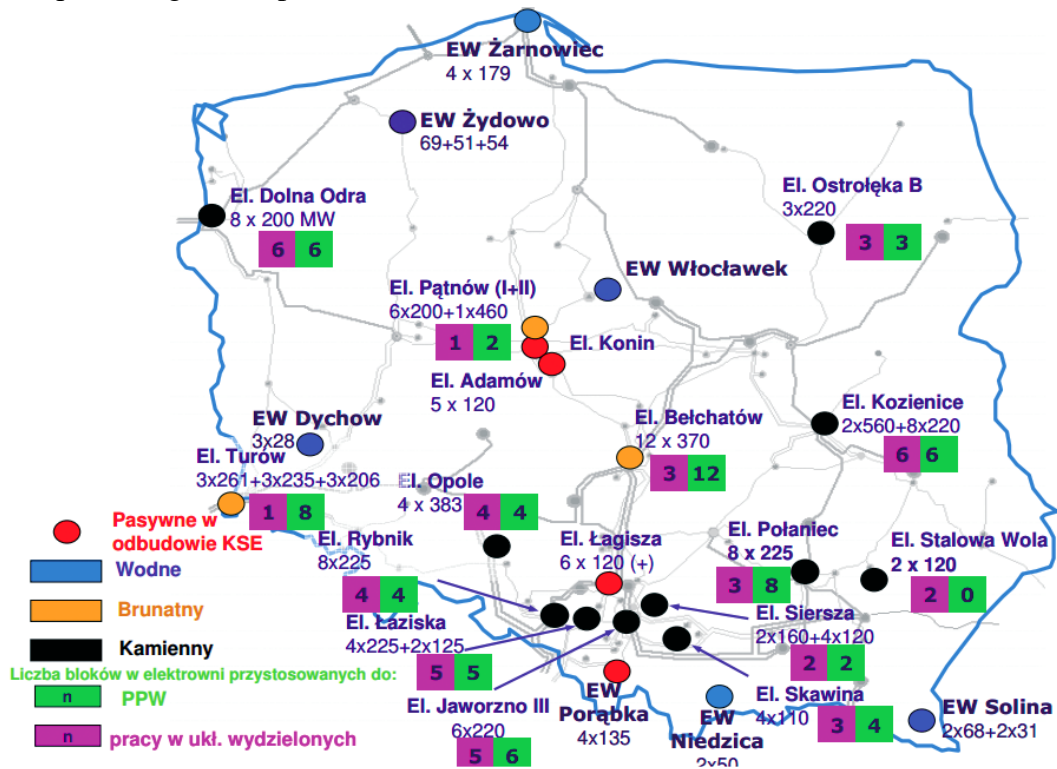
Układ (HZ1 i HZ2) dysponuje mocą rzędu 52 MVA, co jest wystarczające dla rozruchu elektrowni Pątnów I, czyli zapewnienia wystarczającej ilości mocy czynnej i biernej dla toru zasilającego i głównych urządzeń potrzeb własnych Pątnów I.

Elektrownia wodna Włocławek ma też możliwość na tej samej zasadzie stanowić źródło rozruchowe dla elektrowni w Bełchatowie.

Technologie jednostek wytwórczych realizujących *black start*

Ze względu na bardzo duże moce pozorne, rzędu kilkudziesięciu MVA, wymagane do rozruchu zatrzymanych, "zimnych" elektrowni konwencjonalnych do ich rozruchu nie nadają się pojedyncze źródła rozproszone. Obecnie rolę źródeł rozruchowych w KSE pełnią elektrownie wodne lub działające elektrownie, elektrociepłownie konwencjonalne (PPW lub PWE). Nieco mniejsze potrzeby własne mają elektrociepłownie hierarchiczne gazowo-parowe zwłaszcza z możliwością pracy przejściowo w trybie z wyłączonym członem parowym. W trybie awaryjnym, przy wystąpieniu poważnych zakłóceń sieciowych (w przypadku

częściowego lub całkowitego rozpadu systemu elektroenergetycznego) następuje zrzut mocy i przejście do pracy na potrzeby własne z ograniczonym układem wytwórczym do członu gazowego (turbiny gazowej). Elektrownie gazowo-parowe, dzięki prostszym rozwiązaniom konstrukcyjnym, pozwalają na szybsze zmiany obciążenia, krótsze czasy rozruchu i w zależności od konfiguracji szerszy zakres obciążenia. Nowe regulacje [17] wymuszają dla nowych inwestycji dużych mocy konieczność takiego ich projektowania, żeby mogły być w pełni wykorzystywane na rynku usług systemowych OSP. W najbliższej przyszłości należy się spodziewać możliwości spełniania takiej funkcji przez zaawansowane technologicznie elektrociepłownie gazowo-parowe.



Rys. 40. Elektrownie systemowe KSE w planie obrony i odbudowy systemu (PSE-Operator) [5]

Aktualnie można wyróżnić następujące technologie wytwórcze z potencjałem do realizacji *black startu* dla termalnych jednostek wytwórczych z pominięciem elektrowni wodnych:

1. agregaty spalinowe (*diesłowskie*): jednostki te zwykle potrzebują do uruchomienia własne zasobniki akumulatorowe i mogą być uruchomione bardzo szybko. Jednostki te są małe gabarytowo i nadają się do bezpośredniego zasilania większych jednostek wytwórczych. Generalnie charakteryzują się zbyt małą mocą dla potrzeb zasilania torów przesyłowych systemu elektroenergetycznego;
2. turbiny gazowe: jednostki te zwykle potrzebują do uruchomienia tylko własne zasobniki akumulatorowe; tego typu agregaty gazowe mogą być uruchamiane zdalnie i szybko mogą przejąć obciążenie odbiorników; wymagają minimalnego obciążenia zanim zostaną użyte do zasilania torów przesyłowych systemu elektroenergetycznego;
3. większej skali turbiny przemysłowe pracujące z obiegiem prostym i układy hierarchiczne gazowo-parowe: te jednostki wytwórcze nie są w stanie samodzielnie być użyte jako źródła zasilania dla *black startu*, ale w zespole z własnym agregatem spalinowym (*diesla*)

może już być użyte do takich celów; agregat *diesla* jest uruchamiany i używany do zasilania potrzeb własnych i startu turbiny gazowej i parowej; turbina gazowa zdecydowanie szybciej osiąga zdolność operacyjną; czas restartu i dynamika zmienności obciążenia jest funkcją czasu postoju; jednostki tego typu wymagają minimalnego obciążenia dla stabilizacji zanim zostaną użyte do zasilania torów przesyłowych systemu elektroenergetycznego.

Duże elektrownie wodne odpowiednio wyposażone (układy regulacji obrotów) do pracy autonomicznej współcześnie są najlepszymi źródłami dla przeprowadzania rozruchów dla konwencjonalnych elektrowni termalnych. Elektrownia wodna Włocławek jako największa przepływowa elektrownia wodna w Polsce, położona centralnie i podłączona do KSE świadczy usługi rozruchowe. Jej dobre skomunikowanie sieciowe z elektrowniami w Pątnowie i w Bełchatowie zapewnia taką możliwość. Ponadto EW Włocławek bierze czynny udział w stabilizacji KSE. Można się spodziewać dalszego rozszerzenia usług systemowych OSP realizowanych przez EW we Włocławku, co jest możliwe bez konieczności budowy EW Siarzewo. EW Siarzewo nie poszerzy zdolności operacyjnych KSE ze względu na swoją lokalizację, w pobliżu EW Włocławek, i takie same powiązania sieciowe jak EW Włocławek.

Dodatkowo należy zauważyć, że współcześnie następuje transformacja elektroenergetyki. W najbliższej przyszłości, już od 2021 roku, nastąpią duże zmiany w sposobie działania systemu elektroenergetycznego polegające na jego decentralizacji, a co za tym idzie coraz większym znaczeniu wirtualnych minisystemów elektroenergetycznych WME. WME wykorzystujące mniejsze źródła wytwórcze, będą bardziej odporne na wielkoskalowe katastrofy systemu elektroenergetycznego a w razie wystąpienia będą szybciej odzyskiwały zdolności operacyjne. Takie korzystne właściwości minisystemów elektroenergetycznych uzyskiwane są dzięki dużej liczebności małych i średnich źródeł nie wymagających do samostartu znacznych mocy, co pozwala na wykorzystanie do ich ponownego uruchomienia własne zasobniki energii (samostart) lub sąsiednie źródła (*black start*), które nie uległy awarii. Dodatkowo większa elastyczność pracy daje większe szanse na to, że nie wszystkie te źródła ulegną wyłączeniu przy wystąpieniu poważnej awarii systemowej.

Usługa *black startu* realizowana przez Elektrownię Włocławek jest najtańsza dopóki elektrownia istnieje. Alternatywy wskazane w p. 1, 2, 3 na str. 50 są najlepsze wówczas kiedy gdziekolwiek w KSE wystąpi potrzeba zapewnienia nowej usługi *black start*. Jest to nowa sytuacja, wynikająca z istoty transformacji energetyki. W ramach transformacji następuje przebudowa usług systemowych. Źródła rozproszone pełnią różne funkcje. Na przykład, oprócz funkcji *black startu* będą mogły pełnić funkcje regulacyjno-bilansujące, co pozwoli poprawić ekonomikę źródeł węglowych (przejście tych źródeł do pracy podstawowej, i umożliwi ograniczenie gwałtownie narastających problemów związanych z ich pracą regulacyjno-bilansującą).

Zakończenie – wnioski - rekomendacje

Z energetycznego punktu widzenia budowa elektrowni wodnej Siarzewo o mocy 80 MW za 2,2 mld PLN z terminem uruchomienia w 2025 r. jest nieracjonalna. Taki jednoznaczny wniosek ma podstawę w wynikach szeroko zakrojonych analiz konfrontujących elektrownię w Siarzewie z licznymi, ewidentnie racjonalnymi rozwiązaniami alternatywnymi.

Podkreśla się, że są to wyniki ujawniające z jednej strony słabe – z punktu widzenia systemowego (czyli roli w KSE) – strony elektrowni wodnej w Siarzewie. Z drugiej są to wyniki potwierdzające przewagę rozwiązań alternatywnych w środowisku czynników fundamentalnych.

Słabą stroną elektrowni wodnej Siarzewo jest fundamentalna nieadekwatność jej profilu produkcji do potrzeb KSE. Mianowicie, jest to profil produkcji wymuszonej, ale znacznie niekorzystniejszy w kontekście potrzeb KSE niż profile źródeł PV, wiatrowych, a także biogazowych (bez zasobników). Taką właściwość (zobrazowaną w uproszczeniu na rys. 6) ujawniły, w sposób zaskakująco silny, przeprowadzone w raporcie badania symulacyjne. W szczególności niekorzystna dla KSE jest mała produkcja w okresie letnich upałów spowodowana małymi przepływami wody w Wiśle. Synchronicznie występuje (jest dodatnio skorelowane) silne ograniczenie produkcji w elektrowniach węglowych z obiegiem otwartym (elektrownie Kozienice, Połaniec). Z drugiej natomiast strony zwiększa się szybko (z roku na rok) letni szczyt południowy zapotrzebowania (uwydatnia się szczyt "klimatyzacyjny").

Wyniki obrazujące przewagę rozwiązań alternatywnych uwzględniają (to się podkreśla) trzy grupy uwarunkowań o charakterze fundamentalnym. Są to.

- 1.** Uwarunkowania związane z globalną transformacją energetyczną. W tym zakresie ważne jest wyjście z trajektorii naśladowczej rozwoju energetyki (elektrownia wodna w Siarzewie) i wykorzystanie rozwiązań przełomowych (przełomowych: technologii, modeli biznesowych, rozwiązań rynkowych).
- 2.** Krajowe uwarunkowania makroekonomiczne. Są to przede wszystkim uwarunkowania związane z potrzebami wynikającymi z długoterminowej perspektywy rozwojowej kraju. W tym kontekście ważny jest horyzont transformacji energetycznej 2050, który jest już powszechnie uznawany na świecie jako „standard”. Zatem czas życia technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej obniży się w tym horyzoncie do kilkunastu lat. Elektrownia w Siarzewie, z szacunkowym czasem życia 100 lat, obciążona jest zatem wielkim ryzykiem kosztów osieroconych, mających potencjalnie swoją przyczynę w kosztach zewnętrznych (kosztach środowiskowych).
- 3.** Wymagania mikroekonomii. W tym wypadku ważne są w szczególności trzy cele. Po pierwsze jest to wykorzystanie wielkiego potencjału dyfuzji innowacji konstytuujących szeroko rozumianą nową energetykę do segmentu ludnościowego energetyki prosumenckiej. Po drugie, jest to potrzeba wykorzystania energetyki prosumenckiej do wsparcia procesu kształtowania sektora MSP „drugiej generacji” (siły rozwojowe istniejącego sektora MSP, ukształtowanego po 1989 r. już w bardzo dużym stopniu się wyczerpały i jest potrzebny impuls nowej jakości, taki jakiego dostarcza transformacja energetyki). Po trzecie, jest to potrzeba wykorzystania transformacji energetyki do modernizacji obszarów wiejskich oraz restrukturyzacji rolnictwa.

Lista rankingowa rozwiązań alternatywnych (zamiast elektrowni wodnej w Siarzewie), rekomendowana na podstawie wyników uzyskanych w Raporcie, jest następująca.

1. Najbardziej racjonalnym wariantem inwestycji alternatywnych (Tab.9.) są źródła dachowe PV (rys. 22, rys. 23). Początkowy poziom wysycenia dla tej technologii w KSE (uwarunkowany mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych) szacuje się tu na nie mniej niż 5 GW (docelowy poziom wysycenia, w horyzoncie transformacyjnym 2050, jest kilkakrotnie wyższy). Roczna produkcja energii elektrycznej przez źródła PV o mocy 5 GW wynosi 5 TWh, czyli jest prawie 14-krotnie większa niż produkcja elektrowni Siarzewo. Należy również podkreślić, że jest to aktualnie najkorzystniejsza inwestycja, rozpatrywana z punktu widzenia prosumentów.
2. Drugim wariantem jest jednoczesne rozwijanie źródeł PV i elektrowni wiatrowych. Na podstawie przeprowadzonych analiz racjonalnym sposobem rozwijania technologii jest utrzymanie stosunku mocy elektrowni PV do mocy elektrowni wiatrowych 1:1. Energia produkowana w elektrowniach wiatrowych dla takiego stosunku mocy jest około 3 razy większa od energii produkowanej w źródłach PV. Badania pokazują również, że taka struktura bilansowa (rys. 24), charakteryzuje się również lepszym dopasowaniem do profilu KSE, poziom deficytu i nadwyżki w porównaniu do wykorzystania tylko źródeł PV spadł z 66 % do poniżej 30 % (tab. 9). Również dla takiej struktury energia produkowana jest tańsza w porównaniu z energią z elektrowni wodnej w Siarzewie.
3. Kolejnym krokiem jest uzupełnienie struktury bilansowej o źródła regulacyjno-bilansujące w postaci mikro elektrowni biogazowych. Taka struktura bilansowa umożliwia lokalne bilansowanie energii przekładające się na spadek niezbilansowania poniżej 20 %, dla rocznych kosztów energii nie przekraczających kosztów elektrowni wodnej (141 mln PLN).
4. Najbardziej zaawansowaną strukturą jest wirtualny minisystem elektroenergetyczny WME (Tab.11 i 12), wykorzystujący wszystkie analizowane w raporcie technologie OZE tj. źródła PV, elektrownie wiatrowe lądowe i morskie oraz elektrownie i mikro elektrownie z zasobnikiem i bez. WME pozwala na najlepsze zbilansowanie profilu KSE (deficyt poniżej 15 %), a dodatkowo bilansowanie jest realizowane przez cały rok, ale w największym stopniu w okresie letnich upałów (źródła PV, rys. 39). Warto podkreślić, że roczne koszty takiego systemu są wyższe jedynie o 13% w porównaniu do kosztów energii z elektrowni w Siarzewie. Przy czym nakłady inwestycyjne wykorzystanych technologii charakteryzują się tendencją spadkową, a krótszy czas życia należy tutaj rozpatrywać raczej jako zaletę, a nie wadę, bo pozwala ograniczyć ryzyko kosztów osieroconych w przypadku nietrafionych inwestycji.

Odrębną sprawą jest argument wysuwany przez stronę rządową, dotyczący wykorzystania elektrowni w Siarzewie do *black startu*. Faktem jest, że przepływowe elektrownie wodne (wyposażone w układy regulacji obrotów, zdolne do pracy autonomicznej) nadają się bardzo dobrze do realizacji tej usługi systemowej. Jednak elektrownia w Siarzewie, zlokalizowana zaledwie w odległości 30 km od Elektrowni Włocławek niczego w aspekcie usługi *black start* nie zmienia.

Decyduje o tym wielki potencjał wzrostu roli Elektrowni Włocławek zarówno w zakresie realizacji usługi *black startu* jak i innych usług systemowych (elektrownia bierze czynny udział w regulacji częstotliwości i napięcia w KSE). Z drugiej strony nie istnieje potencjał

wzrostu zapotrzebowania na usługi z Elektrowni Włocławek (i z elektrowni w Siarzewie) poza dwie elektrownie systemowe przyłączone do sieci systemowej NN: Pątnów i Bełchatów (ograniczenie wynika z warunków pracy sieci 110 kV). Dlatego argument o korzyściach dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju wynikających z budowy elektrowni w Siarzewie jest z gruntu nieracjonalny. Nie jest potrzebna budowa elektrowni w Siarzewie do zwiększenia podaży usługi *black startu* w Centralnej Polsce, bo potencjalna podaż ze strony Elektrowni Włocławek przewyższa możliwy popyt na tę usługę.

Bibliografia

- [1] Serwis informacyjny Ministerstwa Środowiska:
<https://www.mos.gov.pl/kalendarz/szczegoly/news/porozumienie-ws-budowy-stopnia-wodnego-siarzewo-podpisane/>
- [2] Portal internetowy spółki energetycznej ENERGA:
<https://media.energa.pl/pr/377735/porozumienie-ws-budowy-stopnia-wodnego-siarzewo-podpisane>
- [3] Strona internetowa monitorująca produkcję źródeł PV: <http://pvmonitor.pl/>
- [4] Giełdowa platforma informacyjna: <http://gpi.tge.pl/pl>
- [5] Strona Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E): <https://www.entsoe.eu>
- [6] A.M. van Voorden, G.C. Paap, L. van der Sluis: *The Use of Batteries in Stand-alone Renewable Power Systems*; Power Tech, 2005 IEEE Russia
- [7] A. Cervone, M. C. Falvo, E. Santini: *A Fast and Accurate Battery Model Suitable for Production Profiling in Smart Grids*; 8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion MEDPOWER 2012
- [8] Strona internetowa Polskich Sieci Energetycznych: <http://www.pse.pl/>
- [9] Praca pod redakcją J. Popczyka: *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [10] Cykl Raportów BŻEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050: Popczyk J.: *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE*. Listopad 2017. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>:
- [11] Cykl Raportów BŻEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050: Popczyk J., Bodzek K.: *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3*. Listopad 2017. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>:
- [12] Portal informacyjny Główny Urząd Statystyczny: <http://stat.gov.pl/>
- [13] Cykl Raportów BPEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050: J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice. *Wirtualny minisystem elektroenergetyczny*. Kwiecień 2018. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>:
- [14] Portal informacyjny Główny Urząd Statystyczny: <http://stat.gov.pl/>
- [15] Strona internetowa firmy Acciona Energy Poland Global: <https://www.acciona.com/in-the-world/europe/poland/>
- [16] Strona internetowa firmy MHI Vestas Offshore Wind:
<http://www.mhivestasoffshore.com/>

- [17] 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.
- [18] *Renewable Energy Statistics 2017*: International Renewable Energy Agency IRENA. www.irena.org
- [19] *EU energy trends and macroeconomic performance*. Cambridge Econometrics, 2017
- [20] *The state of renewables energies in Europe 2017*, <https://www.eurobserv-er.org/>
- [21] Cykl Raportów BPEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050: J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice. „*Cenotwórstwo (1)*”. Marzec 2018. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>
- [22] Sroka K., Grządzielski I., Kurzyński A.: Duża elektrociepłownia miejska w procesach obrony i restytucji krajowego systemu elektroenergetycznego. Przegląd elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 92 NR 10/2016.
- [23] Lubośny Z., Dobrzyński K., Klucznik J.: Start-up of a power unit of a thermal power plant auxiliary system with supply from a hydropower plant. (Rozruch urządzeń potrzeb własnych bloku elektrowni cieplnej przy zasilaniu z elektrowni wodnej) *Acta Energetica* 3/16 (2013)
- [24] Pawlik M.: Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – nowe wyzwania. *Energetyka*, 08/2013