

REMAP 2030

PERSPEKTYWY ROZWOJU ENERGII ODNAWIALNEJ W POLSCE

Copyright © IRENA 2015

O ile nie wskazano inaczej, niniejsza publikacja oraz materiał w niej zawarty są własnością Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) i są objęte prawami autorskimi należącymi do IRENA.

Materiał zawarty w niniejszej publikacji może być dowolnie wykorzystywany, udostępniany, kopiowany, reprodukowany, drukowany oraz/lub przechowywany pod warunkiem, że całość takiego materiału zostanie oznaczona jako własność IRENA oraz zostanie do niego dołączona informacja o podleganiu prawom autorskim (© IRENA) wraz z rokiem ich zaistnienia.

Materiał zawarty w niniejszej publikacji wskazany jako własność osób trzecich może być objęty prawami autorskimi osób trzecich i podlegać oddzielnym warunkom wykorzystania i ograniczeniom, w tym ograniczeniom odnoszącym się do zastosowań komercyjnych.

O IRENA

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA - ang. International Renewable Energy Agency) to organizacja międzyrządowa wspierająca kraje na drodze ku zrównoważonemu pozyskiwaniu energii i pełniąca funkcję głównej platformy współpracy międzynarodowej, centrum doskonałości oraz repozytorium polityk, technologii, zasobów i wiedzy finansowej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. IRENA promuje szerokie wdrożenie i zrównoważone wykorzystanie wszystkich form energii ze źródeł odnawialnych, w tym bioenergii, energii geotermalnej, wodnej, oceanicznej, słonecznej i wiatrowej, w dążeniu do zrównoważonego rozwoju, dostępności energii, bezpieczeństwa energetycznego oraz gospodarki niskoemisyjnej i dobrobytu.

Materiał REmap można pobrać ze strony www.irena.org/remap

Aby uzyskać dodatkowe informacje lub przedstawić swoją opinię, skontaktuj się z zespołem REmap pod adresem remap@irena.org

Podziękowania

Autorzy niniejszego raportu pragną podziękować za wartościowe komentarze i wskazówki Ministerstwu Gospodarki Rzeczypospolitej Polskiej (Sebastianowi T. Stępnickiemu, Marcinowi Ściganowi). Raport został poddany recenzji podczas warsztatów „REmap Polska” w Warszawie, które odbyły się 6 marca 2015, uzupełniony o wkład grup eksperckich (Polskiej Izby Gospodarczej Energii Odnawialnej, Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, Instytutu Energetyki Odnawialnej EC BREC, Fundacji na rzecz Energetyki Odnawialnej, Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego, Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.) i zaprezentowany podczas Konferencji Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej w Serocku 14 kwietnia 2015 r.

Autorzy: Dolf Gielen, Deger Saygin i Nicholas Wagner (IRENA), Wojciech Budzianowski (konsultant).

Dane bibliograficzne: IRENA (2015), REmap 2030 Perspektywy rozwoju energii odnawialnej w Polsce. IRENA, Abu Dhabi. www.irena.org/remap

Oświadczenie

Niniejsza publikacja i zawarty w niej materiał są oferowane w zaprezentowanym stanie do celów informacyjnych.

IRENA podjęła wszelkie uzasadnione środki w celu weryfikacji wiarygodności materiału przedstawionego w niniejszej publikacji. Jednakże IRENA ani żaden jej przedstawiciel, agent, dostawca danych lub treści należących do osób trzecich czy licencjodawca nie udzielają żadnej gwarancji, w tym w odniesieniu do prawdziwości, kompletności lub wykorzystania materiału czy braku naruszenia praw osób trzecich, i nie ponoszą odpowiedzialności za wykorzystanie niniejszej publikacji i zawartego w niej materiału.

Informacje zawarte w niniejszym dokumencie niekoniecznie odpowiadają poglądom Członków IRENA, nie należy ich również interpretować jako poparcia dla jakiegokolwiek projektu, produktu lub dostawcy usług. Zastosowane tu określenia i prezentacja materiału nie są równoznaczne z wyrażeniem opinii przez IRENA w zakresie statusu prawnego danego regionu, państwa, terytorium, miasta, obszaru, ich władz czy przebiegu granic.

SPIS TREŚCI

SPIS WYKRESÓW	II
SPIS TABEL	III
SPIS RAMEK	III
GŁÓWNE WNIOSKI	1
1 WPROWADZENIE	3
2 OGÓLNA METODOLOGIA REMAP	5
3 WZROST ZUŻYCIA ENERGII W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM	8
4 REMAP 2030	10
4.1 Wybór Opcji REmap	10
4.2 Prognozy dotyczące zużycia energii ze źródeł odnawialnych do 2030 roku	17
● Scenariusz referencyjny	17
● REmap 2030	17
4.3 Koszty energii ze źródeł odnawialnych i korzyści z niej płynące	20
5 OMÓWIENIE WYNIKÓW	28
5.1 Szanse i wyzwania odnawialnych źródeł energii	28
5.2 Sieć elektroenergetyczna	29
● Kontekst	29
● Istniejące połączenia z sąsiednimi krajami	29
● Bariery w integracji z siecią elektroenergetyczną w Polsce	30
● Udział i potrzeby rozwojowe energii ze źródeł odnawialnych o zmiennej wydajności	31
● Pierścień Bałtycki i supersieć	32
5.3 Sugestie dotyczące szybszego upowszechnienia energii odnawialnej	32
BIBLIOGRAFIA	33
LISTA SKRÓTÓW	36
ZAŁĄCZNIK A:	
Porównanie danych szacunkowych REmap z KPD	37
ZAŁĄCZNIK B:	
Szczegółowe wyniki	39
ZAŁĄCZNIK C:	
Koszty i założenia w zakresie cen energii	50
ZAŁĄCZNIK D:	
Obecny koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce	52

Spis wykresów

Wykres 1: Wzrost zużycia energii ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym 2010-2030	18
Wykres 2: Zużycie energii ze źródeł odnawialnych w TFEC w latach 2010-2030.....	19
Wykres 3: Rozbicie zużycia biomasy pierwotnej w Polsce w 2030 roku.....	20
Wykres 4: Koszt energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do podaży według źródeł energii odnawialnej w 2030 roku z perspektywy biznesowej	21
Wykres 5: Koszt energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do podaży według źródeł energii odnawialnej w 2030 roku z perspektywy rządowej	22
Wykres 6: Oszczędności w zakresie paliw kopalnych w latach 2010-2030	24
Wykres 7: Transgraniczne połączenia w polskim systemie energetycznym.....	31
Wykres 8: Wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym w latach 2010-2030	39
Wykres 9: Wzrost udziału paliwa i energii cieplnej ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym w latach 2010-2030 (przemysł, budownictwo i ciepłownictwo komunalne)	40
Wykres 10: Wzrost udziału paliwa ze źródeł odnawialnych dla transportu w Scenariuszu referencyjnym 2010-2030.....	41
Wykres 11: Całkowita produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030	42
Wykres 12: Całkowita moc wytwórcza w przypadku energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030	42
Wykres 13: Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030 (energia elektryczna, ciepła i transport).....	43
Wykres 14: Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030 (energia elektryczna, ciepła i transport).....	43
Wykres 15: Całkowite zapotrzebowanie na biomasę pierwotną według sektora w latach 2010 i 2030	44
Wykres 16: Całkowite zapotrzebowanie na biomasę pierwotną według rodzaju surowca w latach 2020 i 2030	44
Wykres 17: Całkowita moc zainstalowana dla kogeneracji wykorzystującej biomasę w latach 2010 i 2030	45
Wykres 18: Udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym końcowym zużyciu energii w latach 2010 i 2030	45
Wykres 19: Udział energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w latach 2010 i 2030	46
Wykres 20: Udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze przemysłu i rolnictwa w latach 2010 i 2030	46
Wykres 21: Udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze budownictwa w latach 2010 i 2030	47
Wykres 22: Udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportu w latach 2010 i 2030.....	47

Spis tabel

Tabela 1: Całkowite końcowe zużycie energii w poszczególnych sektorach gospodarki Polski.....	8
Tabela 2: Największe elektrownie wykorzystujące biomasę w Polsce, 2012.....	13
Tabela 3: Zużycie energii ze źródeł odnawialnych w roku bazowym, Scenariuszu referencyjnym i REmap, 2010-2030.....	15
Tabela 4: Udział energii ze źródeł odnawialnych i całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych według sektorów, 2010-2030.....	19
Tabela 5: Średnie koszty zastąpienia dla Opcji REmap według sektorów w roku 2030.....	20
Tabela 6: Koszt zastąpienia Opcji REmap według technologii w 2030 roku w oparciu o perspektywę rządową i biznesową oraz potencjał według technologii.....	23
Tabela 7: Szacowane zmiany w całkowitej emisji CO ₂ w Polsce.....	23
Tabela 8: Wskaźniki finansowe dla zastosowania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce z perspektywy rządowej.....	25
Tabela 9: Średnie roczne potrzeby inwestycyjne w latach 2010-2030 (mln USD rocznie).....	25
Tabela 10: Połączenia z sąsiednimi krajami.....	30
Tabela 11: Porównanie danych szacunkowych IRENA z KPD na 2020 rok, końcowe zużycie energii ze źródeł odnawialnych brutto.....	37
Tabela 12: Porównanie danych szacunkowych IRENA z KPD na 2020 rok, moc wytwórcza w zakresie energii elektrycznej.....	38
Tabela 13: Udział energii ze źródeł odnawialnych w TFEC w Scenariuszu referencyjnym według sektorów.....	41
Tabela 14: Przegląd REmap 2030.....	48
Tabela 15: Założenia w zakresie kosztów kapitałowych i współczynników wykorzystania mocy brutto w przypadku różnych technologii.....	50
Tabela 16: Założenia dotyczące cen energii, 2030.....	51
Tabela 17: Założenia dotyczące efektów zewnętrznych.....	51
Tabela 18: Obecny koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce.....	52

Spis Ramek

Ramka 1: Ustawa o odnawialnych źródłach energii, aukcje i taryfy gwarantowane.....	9
Ramka 2: Porównanie z sąsiednimi krajami.....	26



GŁÓWNE WNIOSKI

- W 2010 roku w strukturze wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce w sektorach zużycia końcowego (przemysł wytwórczy, budownictwo mieszkaniowe i użytkowe, usługi, rolnictwo, transport) oraz w sektorze elektroenergetycznym i ciepłownictwa komunalnego dominowała biomasa. W roku tym zakres zastosowania biomasy sięgał 90% całkowitego końcowego zużycia energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 284 petadżuli (PJ). Zapotrzebowanie na biomasę do ogrzewania/podgrzewania wody w budownictwie oraz do wytwarzania ciepła technologicznego w przemyśle stanowiło trzy czwarte całkowitego popytu. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł takich jak woda i wiatr stanowiła pozostałe 10% całkowitego końcowego zużycia energii odnawialnej.
- Polska przygotowała szczegółową prognozę na rok 2020 w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i całkowitego końcowego zużycia energii (TFEC) – miary wykorzystywanej w dalszej części niniejszej analizy. Stanowi ona część Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD). Także wiele innych opracowań przygotowanych dla polskiego Ministerstwa Gospodarki zawiera prognozy na lata 2030 i 2050. Oceny te stanowią podstawę dla scenariusza utrzymującego dotychczasowe postępowanie na lata 2010-2030 (zwanego w niniejszym opracowaniu „Scenariuszem referencyjnym”).
- Scenariusz referencyjny przewiduje udział energii ze źródeł odnawialnych w polskim TFEC na poziomie 14,2% do 2020 roku. Odpowiada to 15% wielkości bezwzględnych w końcowym zużyciu energii brutto (GFEC) – mierze konsekwentnie stosowanej przez kraje członkowskie Unii Europejskiej (UE). Scenariusz referencyjny pokazuje, że do 2030 roku udział energii ze źródeł odnawialnych w TFEC sięgnie 15,5%, natomiast w GFEC 16,4%. W 2010 roku, roku bazowym dla niniejszej analizy, udział energii z odnawialnych źródeł wynosił 10,1% w TFEC. Opiera się przy tym na szacunkach dotyczących wzrostu TFEC do 2020 i 2030 roku przygotowanych przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (IRENA).
- Całkowite końcowe zużycie energii ze źródeł odnawialnych wzrasta ponad dwukrotnie w Scenariuszu referencyjnym z 284 PJ w 2010 roku do 531 PJ w 2030 roku. Całkowite końcowe zużycie energii ze źródeł odnawialnych obejmuje zużycie energii elektrycznej i ciepłej na potrzeby komunalne ze źródeł odnawialnych, paliw transportowych oraz paliw kuchennych ze źródeł odnawialnych. W zużyciu energii ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym nadal dominuje biomasa. Dodatkowo przewiduje się także znaczący wzrost udziału energii wiatrowej, biorąc pod uwagę zwiększenie całkowitej zainstalowanej mocy z 0,8 gigawatów (GW) w 2010 roku do 7,5 GW w 2030 r. Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne) wzrasta do 2,7 GW (w tym panele fotowoltaiczne montowane na dachu na poziomie 0,3 GW).
- REmap 2030 przewiduje całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 24,7% TFEC do roku 2030. Odpowiada to 25,9% udziałowi energii ze źródeł odnawialnych w GFEC.
- W REmap 2030 szacuje się, że udział energii ze źródeł odnawialnych będzie najwyższy w sektorze budowlanym (budynków mieszkalnych i użytkowych). W 2030 roku jego poziom będzie trzy razy wyższy niż w 2010 roku i będzie wynosił 34,8%. Natomiast udział energii ze źródeł odnawialnych w innych sektorach zużycia końcowego podwoi się w tym samym czasie. Na przykład w przypadku przemysłu udział ten wzrośnie do 23,6%, a transportu do 12,4%.
- REmap 2030 zakłada, że zarówno w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, jak i w sektorach zużycia końcowego stosowany będzie miks technologii pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych. Szacuje się, że udział energii ze źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej sięgnie 37,7% w 2030 roku w porównaniu do 7% w 2010 roku. Moc elektrowni wiatrowych zainstalowanych na lądzie i morzu osiągnie 16,4 GW, słonecznych sięgnie 5 GW, a wykorzystujących bioenergię 5,2 GW. Całkowita

produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wzrosł niemal ośmiokrotnie w latach 2010-2030 z 11 terawatogodzin (TWh) do 81,5 TWh rocznie w 2030.

- W REmap 2030 całkowite zapotrzebowanie na biomasę wynosi 820 PJ w skali roku. Jest ono niższe niż całkowity potencjał podaży w Polsce szacowany przez IRENA (1200 – 1550 PJ rocznie). To korzystny wynik z punktu widzenia dostępności zasobów i zależności od importu. Jednak rozpowszechnienie tego źródła energii będzie również uwarunkowane konkurencyjnością biomasy pod względem kosztów.
- Całkowite średnie potrzeby inwestycyjne niezbędne do realizacji REmap 2030 są szacowane na poziomie 4,5 mld USD rocznie w latach 2010-2030. To ponad dwukrotnie więcej niż 2 mld USD rocznie szacowane w Scenariuszu referencyjnym.
- Wdrożenie wszystkich Opcji REmap w REmap 2030 wymagałoby średniego kosztu zastąpienia w 2030 roku na poziomie 4,9 USD/gigadzul (GJ) końcowej energii ze źródeł odnawialnych w porównaniu do kosztów zastąpionych paliw konwencjonalnych w ujęciu rocznym. Koszt ten z perspektywy biznesowej zakłada 5% współczynnik dyskontowy i cenę węgla na poziomie od 3,6 USD/GJ dla sektora energii elektrycznej do 8,4 USD/GJ dla sektora gospodarstw domowych przy uwzględnieniu podatków. Węgiel to główne paliwo do zastąpienia w przypadku wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Koszty zastąpienia są najwyższe w sektorze ciepłownictwa komunalnego – szacuje się, że wynoszą 13,8 USD/GJ. Jest to wartość porównywalna z oszczędnościami sektora transportowego na poziomie 4,2 USD/GJ (wskazanych poprzez ujemne koszty zastąpienia). Z perspektywy biznesowej, która zakłada 10% współczynnik dyskontowy i cenę węgla na poziomie 2 USD/GJ, średni koszt zastąpienia zidentyfikowanych opcji jest szacowany na 10,3 USD/GJ. Powyższe oznacza, że całkowite przyrostowe koszty systemu netto w 2030 roku wyniosą 3,1 mld USD/rok.
- Całkowite emisje dwutlenku węgla (CO₂) w Polsce w 2030 roku według REmap 2030 będą o 17,3% niższe niż w Scenariuszu referencyjnym ze względu na całkowite redukcje na poziomie 52 megaton (Mt) CO₂ rocznie. To o 8% mniej niż w 2005 roku i o 22% mniej niż w 1990 roku. Kiedy uwzględnione zostaną efekty zewnętrzne związane ze zdrowiem ludzi i zmianami klimatycznymi, potencjał zidentyfikowanych odnawialnych źródeł energii może przynieść oszczędności na poziomie 2 mld USD rocznie do 2030 roku. Natomiast w przypadku wyłączenia efektów zewnętrznych, roczne koszty w 2030 będą sięgać 3,1 mld USD.
- Warunkiem rozwoju energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce jest rozwój przesyłu energii i rozbudowa sieci elektroenergetycznej. Połączenia z krajami sąsiednimi są dziś wystarczające, ale wykorzystywane poniżej ich zdolności przesyłowych. Ich efektywne wykorzystanie, Pierścień Bałtycki oraz inne podobne inicjatywy pomogłyby zarządzać zwiększoną zdolnością przesyłową związaną z odnawialnymi źródłami energii o zmiennej wydajności.
- Spośród innych niż biomasa odnawialnych źródeł energii największy potencjał w Polsce ma energia wiatrowa. Największym wyzwaniem w przypadku jej rozwoju jest ograniczona liczba miejsc o dużej sile wiatru. Na morzu siła wiatru jest większa niż na lądzie, jednak koszty kapitałowe są dwukrotnie wyższe.
- Zapewnienie przystępnych cenowo i zrównoważonych łańcuchów zaopatrzenia w paliwa jest podstawowym wyzwaniem dla rozwoju bioenergetyki. Obejmują one zbiór, sortowanie, wstępną obróbkę i logistykę materiałów.
- Jeżeli odnawialne źródła energii zastąpiłyby gaz ziemny na potrzeby ogrzewania w sektorach budowlanym i przemysłowym zamiast węgla, całkowite zapotrzebowanie na gaz ziemny spadłoby o 20% w stosunku do zużycia w Scenariuszu referencyjnym w 2030 roku. Zapotrzebowanie ustabilizowałoby się w latach 2010-2030 na poziomie ok. 11 mld metrów sześciennych (m³) rocznie, co pomogłoby Polsce ograniczyć swoją zależność od importowanego gazu ziemnego. Przyrostowe koszty systemu netto byłyby zatem niższe – wynosiłyby 2,6 mld USD rocznie w porównaniu do 3,1 mld USD rocznie. Wynika to z faktu, że ceny gazu ziemnego są niemal trzy razy wyższe niż węgla.

1 WPROWADZENIE

10 listopada 2009 roku polski rząd przyjął Politykę energetyczną Polski do 2030 roku, w której wsparł zrównoważone zużycie energii ze źródeł odnawialnych. Polityka ta przewiduje docelowy udział energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 15% do osiągnięcia w 2020 roku, obejmujący 10% udział biopaliw w sektorze transportowym. Szczegóły tych wiążących celów w zakresie energii ze źródeł odnawialnych zostały określone w KPD dla Polski, który jest częścią jej wkładu w cele UE 20/20/20 (Ministerstwo Gospodarki, 2010).

Program IRENA REmap to zestaw map drogowych w zakresie energetyki odnawialnej dla poszczególnych krajów. Pokazuje on, w jaki sposób mogą one zwiększyć wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w swoich krajach, przyczyniając się w ten sposób do podwojenia udziału odnawialnych źródeł energii w globalnym miksie energetycznym do około 36% do 2030 roku. Do czerwca 2014 roku badania REmap dla 26 krajów sugerowały, że jeżeli nie zostanie zwrócona specjalna uwaga na tę kwestię, przy obecnych warunkach i politykach osiągnięty zostanie zaledwie poziom 21%. To oznacza różnicę 15 procent (IRENA, 2014a). Zakres programu REmap poszerzał się od 2014 roku i w 2015 objął już 40 państw. Wśród nich znalazła się Polska. Państwo to spełnia ważną rolę w realizacji celów energetycznych i klimatycznych UE, ponieważ jest jednym z największych użytkowników energii na kontynencie. Aby zwiększyć wykorzystanie źródeł odnawialnych, Polska powinna zacząć wykorzystywać więcej swoich technologii wiatrowych oraz obfitą podaż biomasy na potrzeby sektora transportu oraz do produkcji energii cieplnej i elektrycznej.

W listopadzie 2014 roku polski rząd wnioskuje do IRENA o przygotowanie opracowania REmap, które analizowałoby, jakich potencjalnych zmian może dokonać Polska w zakresie odnawialnych źródeł energii, aby zrealizować swoją politykę i cele energetyczne do 2050 roku. Rząd poprosił IRENA o zwrócenie szczególnej uwagi na następujące obszary:

(i) Analizę możliwości i opcji dalszego rozwoju głównych technologii wykorzystywanych w Polsce w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

(biogaz, biomasa, energia geotermalna, słoneczna i wiatrowa).

- (ii) Konsekwencje odnawialnych źródeł energii dla miksu energetycznego Polski i koszt ich rozwoju.
- (iii) Analiza przyszłego rozwoju branży energii ze źródeł odnawialnych w Polsce według technologii i zastosowania (energia elektryczna, ciepła, chłodzenia, transport).

REmap 2030 jest wynikiem współpracy pomiędzy IRENA, polskimi ekspertami i innymi zainteresowanymi osobami. Niniejszy krótki raport zawiera szczegółowe dane kontekstowe i wyniki analizy REmap przeprowadzonej w odniesieniu do Polski. Sugeruje, w jaki sposób upowszechnienie się odnawialnych źródeł energii może zostać realnie przyspieszone. Niniejszy dokument roboczy wykorzystuje KPD przygotowany przez polski rząd jako punkt odniesienia w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do roku 2020 i 2030 (Ministerstwo Gospodarki, 2010) Dokument ten zawiera również prognozowany GFEC na lata 2020-2030¹. W dalszej części omawia realny potencjał odnawialnych źródeł energii w 2030 roku (tzw. opcje REmap) wykraczający poza poziom referencyjny. Opcje REmap są oparte na trendach obserwowanych na podstawie danych przekazanych przez polski rząd, a także na przeglądzie literatury. Koszty i korzyści dla polskiego systemu energetycznego związane z odnawialnymi źródłami energii są analizowane w kontekście różnych celów polityki Polski, takich jak redukcja emisji CO₂ oraz poprawa bezpieczeństwa energetycznego.

Sprostanie wyzwaniu energetycznemu przez Polskę będzie wymagać kompleksowego działania, w szczególności ukierunkowanego na zagwarantowanie stosowania zrównoważonych środowiskowo praktyk. Najbardziej prawdopodobne dla tego państwa jest wykorzystanie takich odnawialnych źródeł energii jak wiatr, woda, różne typy biomasy, energia geotermalna

¹ Dalsza część niniejszego dokumentu jako główny wskaźnik stosuje częściej TFEC niż GFEC. TFEC obejmuje zużycie w przemyśle (w tym wielkie piece, piece koksownicze, ale z wyłączeniem rafinerii naftowych i zużycia na cele inne niż produkcja energii), budownictwie (mieszkalnym i użytkowym), transporcie i rolnictwie.

i słoneczna. Odpowiedni miks tych opcji może pomóc zastąpić dużą część ogólnego zapotrzebowania Polski na paliwa kopalne.

Niniejszy raport rozpoczyna się od krótkiego opisu metodologii stosowanej przy REmap 2030 (Rozdział 2), a

następnie omawia wzrost całkowitego zużycia energii w Polsce do roku 2030 (Rozdział 3). W Rozdziale 4 opisano Scenariusz referencyjny i wybór Opcji REmap. Rozdział 5 omawia wyzwania pojawiające się podczas realizacji tego potencjału oraz propozycje ich rozwiązania.

2 OGÓLNA METODOLOGIA REMAP

Niniejszy rozdział wyjaśnia metodologię stosowaną przy tworzeniu REmap 2030 i podsumowuje szczegółowe dane kontekstowe wykorzystane na potrzeby analizy sytuacji Polski. Bardziej szczegółowe dane kontekstowe i wyniki przedstawiono w Załącznikach A i C.

REmap to podejście analityczne. Ocenia różnice pomiędzy scenariuszem, w którym państwa z całego świata realizowałyby swoje obecne plany krajowe, potencjalnymi dodatkowymi opcjami w zakresie technologii odnawialnych źródeł energii w 2030 roku oraz celem Zrównoważonej Energii dla Wszystkich (SE4All – ang. *Sustainable Energy for All*) zakładającym podwojenie globalnego udziału energii ze źródeł odnawialnych do 2030 roku.

Do czerwca 2014 roku w ramach REmap 2030 oceniono 26 państw: Australię, Brazylię, Kanadę, Chiny, Danię, Ekwador, Francję, Niemcy, Indie, Indonezję, Włochy, Japonię, Malezję, Meksyk, Maroko, Nigerię, Rosję, Arabię Saudyjską, Republikę Południowej Afryki, Koreę Południową, Tonga, Turcję, Ukrainę, Zjednoczone Emiraty Arabskie, Wielką Brytanię i Stany Zjednoczone. W latach 2014-2015 do REmap 2030 dołączyło 12 nowych państw: Argentyna, Belgia, Kolumbia, Republika Dominikany, Egipt, Etiopia, Iran, Kazachstan, Kenia, Polska, Szwecja i Urugwaj.

Analiza rozpoczyna się od podania danych krajowych dla wszystkich sektorów zużycia końcowego (budownictwo, przemysł, transport i rolnictwo) oraz sektorów elektroenergetycznego i ciepłownictwa komunalnego. Punktem wyjścia są obecne plany krajowe przyjmujące rok 2010 jako rok bazowy dla tej analizy. W zakresie, w jakim pozwalały na to dostępne dane, w wybranych przypadkach podano informacje na późniejsze lata (np. 2012 i 2013). W każdym raporcie funkcję Scenariusza referencyjnego pełnią przyjęte lub ustalane polityki, w tym zwiększenie oszczędności energii. Scenariusz referencyjny obejmuje TFEC dla każdego sektora zużycia końcowego, całkowitą produkcję sektorów elektroenergetycznego i ciepłownictwa komunalnego, a także rozbić według nośników energii na lata 2010-2030. Bilanse energetyczne dla 2010 roku – roku bazowego analizy – pochodzą z danych przekazanych przez

Międzynarodową Agencję Energetyczną (MAE, 2014a). W stosownych przypadkach dane zostały zaktualizowane na podstawie krajowych danych statystycznych dla sektora energetyki przekazanych przez polski Główny Urząd Statystyczny (GUS). Scenariusz referencyjny dla Polski został oparty na przyjętym przez ten kraj KPD (Ministerstwo Gospodarki, 2010). Uwzględnia on wzrosty GFEC i zużycia energii ze źródeł odnawialnych w Polsce do roku 2020 i 2030.

Po przygotowaniu Scenariusza referencyjnego ustalono dodatkowe opcje technologiczne i oznaczono je w raporcie jako Opcje REmap. Zastosowanie opcji w przeciwieństwie do podejścia opartego na scenariuszach jest zamierzone. REmap 2030 to opracowanie badawcze, a nie ćwiczenie polegające na ustalaniu celów. Podczas gdy Scenariusz referencyjny opiera się na KPD opracowanym przez Polskę, Opcje REmap dla Polski pochodzą z wielu źródeł. Należą do nich przegląd piśmiennictwa i trendy długookresowe wykraczające poza 2030 rok.

IRENA opracowała narzędzie REmap, które pozwala pracownikom i ekspertom zewnętrznym wprowadzać dane do bilansu energetycznego dla roku 2010, 2020 i 2030. Następnie oceniają oni opcje technologiczne do 2030 roku w przypadku intensyfikacji wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Szczegółowa lista tych technologii i powiązane dane kontekstowe zostały udostępnione *online* jako suplement do załączników do niniejszego raportu. Narzędzie to obejmuje koszty kapitałowe, operacyjne i konserwacyjne, a także parametry techniczne (moc referencyjna instalacji, współczynnik wykorzystania mocy brutto oraz efektywność konwersji) technologii odnawialnych źródeł energii i technologii konwencjonalnych dla każdego analizowanego sektora. Należą do nich przemysł, budownictwo, transport, sektor elektroenergetyczny i ciepłownictwa komunalnego. Za technologie konwencjonalne uznaje się paliwa kopalne, energię jądrową i tradycyjne zastosowania biomasy.

Każda technologia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych ma swój własny koszt, a koszt każdej Opcji REmap jest przedstawiany w postaci kosztów zastąpienia. Są one obliczane jako różnica pomiędzy

kosztem Opcji REmap w ujęciu rocznym a kosztem technologii konwencjonalnej wykorzystanej do wyprodukowania tej samej ilości energii. Wynik dzielony jest przez całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych pod kątem energii końcowej (rzeczywistych USD/GJ² końcowej energii ze źródeł odnawialnych w 2010 r.). Wskaźnik ten stanowi porównywalną miarę dla wszystkich technologii ze źródeł odnawialnych ustalonych w każdym sektorze. Koszty zastąpienia są kluczowymi wskaźnikami przy ocenie wykonalności ekonomicznej Opcji REmap. Zależą od rodzaju zastępowanej technologii konwencjonalnej, cen energii i charakterystyk Opcji REmap. Koszt ten może być dodatni (przyrostowy) lub ujemny (oszczędności). Dzieje się tak dlatego, że wiele technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych już powoduje lub mogłoby powodować oszczędności w porównaniu do technologii konwencjonalnych do 2030 roku ze względu na podniesienie poziomu wiedzy technologicznej i korzyści skali.

W oparciu o koszt zastąpienia i potencjał każdej Opcji REmap opracowano krajowe krzywe kosztów i podaży w roku 2030 z dwóch perspektyw: rządowej i biznesowej. W przypadku perspektywy rządowej szacowane koszty są takie, jak ukształtowałyby je rządy, z wyłączeniem podatków energetycznych i subwencji. Założono przy tym 10-procentowy koszt kapitałowy. Wybór analizy z perspektywy rządowej ma na celu zagwarantowanie porównania kosztów i korzyści we wszystkich państwach REmap. Perspektywa biznesowa opiera się na cenach krajowych zawierających podatki energetyczne i subwencje. Zakłada koszt kapitałowy na poziomie 5%. Oszacowując koszty z dwóch perspektyw, analiza pokazuje efekty uwzględnienia podatków energetycznych i subwencji przy utrzymaniu takich samych pozostałych parametrów. Z badania tego wykluczona jest ocena wszystkich dodatkowych kosztów związanych z infrastrukturą uzupełniającą, taką jak linie przesyłowe, potrzeby w zakresie energii zapasowej, magazynowanie energii lub stacje paliw. Analiza IRENA sugeruje, aby te koszty miały drugorzędne znaczenie dla krajów, które właśnie zaczęły przemiany w sektorze energetyki.

W całym niniejszym opracowaniu udział energii ze źródeł odnawialnych jest szacowany w odniesieniu do TFEC. Łączy ono wszystkie polskie sektory

zużycia końcowego lub może być obliczone oddzielnie dla każdego z nich (przemysłu, transportu, budownictwa mieszkaniowego i użytkowego i rolnictwa), z udziałem energii ze źródeł odnawialnych w sektorze elektroenergetycznym i ciepłownictwa komunalnego i bez niego. Oblicza się także udział energii elektrycznej i ciepłej na potrzeby komunalne wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.

Niniejszy raport omawia także potrzeby finansowe i uniknięte efekty zewnętrzne związane z większym zastosowaniem energii ze źródeł odnawialnych. Trzy wskaźniki finansowe to przyrostowe koszty systemowe netto, całkowite potrzeby inwestycyjne i potrzeby subwencyjne. Wskaźniki te zostały krótko zdefiniowane poniżej.

- i) Przyrostowe koszty systemowe netto to suma różnic pomiędzy całkowitym kapitałem a kosztami operacyjnymi (w USD w skali roku) dla wszystkich technologii energetycznych. Opiera się ona na skali ich wykorzystania w REmap 2030 i Scenariuszu referencyjnym w latach 2010-2030 dla każdego roku osobno.
- ii) Całkowite potrzeby inwestycyjne uwzględniają potrzeby inwestycyjne w skali roku wszystkich Opcji REmap oraz potrzeby inwestycyjne wynikające ze Scenariusza referencyjnego. Potrzeby inwestycyjne w zakresie pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych są szacowane poprzez pomnożenie całkowitego wykorzystania każdej technologii w GW do wyprodukowania energii na tym samym poziomie co konwencjonalne technologie przez koszty inwestycyjne w USD/kilowat (kW) dla lat 2010-2030. Ich roczną skalę uzyskuje się poprzez podzielenie przez liczbę lat ujętych w analizie.
- iii) Potrzeby subwencyjne to całkowite wymagania w zakresie subwencji w przypadku odnawialnych źródeł energii. Są szacowane jako różnica pomiędzy kosztem dostarczonej energii w przypadku Opcji REmap (w USD/GJ energii końcowej) w stosunku do jej odpowiednika konwencjonalnego pomnożonego przez jej wykorzystanie w danym roku w PJ/rok.

Ustalono zostały efekty zewnętrzne dotyczące redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) oraz poprawy jakości powietrza na zewnątrz z powodu zmniejszonego wykorzystania paliw kopalnych.

2 1 GJ = 0,0238 tony oleju ekwiwalentnego (toe) = 0,238 gigakalorii = 278 kilowatogodzin (kWh).

W 2010 roku 1 USD był wart średnio 3 PLN.

Oszacowanie emisji gazów cieplarnianych ze spalania paliw kopalnych jest pierwszą czynnością w przypadku każdego sektora i nośnika energetycznego. W tym celu pomnożono wartość energetyczną każdego rodzaju paliwa kopalnego przez standardowe wskaźniki emisji w oparciu o wartość opałową dolną określoną przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC – ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change*) (Eggleston i in., 2006). Poziomy emisji zostały oszacowane oddzielnie dla Scenariusza referencyjnego i REmap 2030. Różnica pomiędzy tymi dwiema wartościami daje całkowitą redukcję emisji gazów cieplarnianych netto ze spalania paliw kopalnych wynikającą ze zwiększonego zużycia energii ze źródeł odnawialnych. Aby ocenić koszty zewnętrzne związane z emisjami dwutlenku węgla, przyjęto zakres cen na poziomie 20-80 USD/tona CO₂ (IPCC, 2007)³. Ten zakres został zastosowany wyłącznie w odniesieniu do emisji CO₂, a nie innych gazów cieplarnianych. W raportach IPCC z 2007 roku wskazano, że cena emisji dwutlenku węgla powinna odzwierciedlać społeczny koszt złagodzenia skutków emisji jednej tony gazów cieplarnianych odpowiadających CO₂.

Zewnętrzne koszty związane ze zdrowiem ludzi zostały obliczone oddzielnie z wyłączeniem skutków emisji gazów cieplarnianych. Zanieczyszczenie powietrza na zewnątrz jest oceniane pod kątem dwóch źródeł. Pierwsze to emisja zewnętrzna dwutlenku siarki (SO₂), tlenku i dwutlenku azotu (NO_x) oraz pyłu zawieszonego poniżej 2,5 mikrometrów (PM_{2.5}) związana z działalnością elektrowni wykorzystujących paliwa kopalne. Drugie to emisja zewnętrzna tlenku i dwutlenku azotu oraz pyłu zawieszonego poniżej 2,5 mikrometrów z pojazdów drogowych. Przy ocenie kosztów zewnętrznych związanych z emisją zewnętrzną SO₂, NO_x i PM_{2.5} wynikającą z działalności elektrowni wykorzystującej paliwa kopalne zastosowano następujące parametry dla poszczególnych czynników zanieczyszczających:

- i) Wskaźnik emisji (tj. tona na kilowatogodzinę (kWh) dla lat 2010 i 2030 wzięty z bazy danych Interakcji i Synergii Gazów Cieplarnianych i Zanieczyszczeń Powietrza (GAINS) Międzynarodowego

Instytutu Stosowanej Analizy Systemów (IIASA) (scenariusz ECLIPSE (IIASA, 2014))

- ii) Jednostkowe koszty zewnętrzne, tj. średnia w EUR/tona dla Unii Europejskiej (UE), zaadaptowana dla Meksyku z programu UE Czyste powietrze dla Europy (CAFE – ang. *Clean Air for Europe*) (AEA Technology Environment, 2005). Potencjalne różnice w efektach zewnętrznych pomiędzy wartościami dla UE i Meksyku są uwzględnione na podstawie różnicy w wartości produktu krajowego brutto (PKB).

Pomiędzy tymi dwiema metodologiami zastosowanymi do obliczenia udziału energii ze źródeł odnawialnych zachodzi ważna różnica. REmap szacuje udział w TFEC, podczas gdy KPD używa GFEC. Miara GFEC jest stosowana przez Komisję Europejską (2009).

TFEC obejmuje całkowite zużycie energii ze spalania i innych procesów pozyskiwanej ze wszystkich nośników energetycznych jako paliwo (dla sektora transportu), do wytworzenia ciepła (dla przemysłu i budownictwa) oraz energii elektrycznej i ciepłej na potrzeby komunalne. Nie obejmuje ono zużycia na cele inne niż produkcja energii, tj. wykorzystania nośników energetycznych jako surowców do produkcji substancji chemicznych i polimerów. Obejmuje ono jednak zużycie w wielkich piecach i w piecach koksowniczych przez sektor hutnictwa żelaza i stali. W niniejszym raporcie wykorzystano TFEC jako wskaźnik mierzący udział energii ze źródeł odnawialnych zgodnie z raportem Global Tracking Framework (Bank Światowy, 2013).

GFEC obejmuje towary energetyczne dostarczane w celu wytworzenia energii dla przemysłu, transportu, gospodarstw domowych, usług publicznych, rolnictwa, leśnictwa i rybołówstwa. Obejmuje zużycie energii elektrycznej i ciepłej przez sektor energetyki na potrzeby wytworzenia energii elektrycznej i ciepłej oraz straty energii elektrycznej i ciepłej przy ich dystrybucji i przesyłach (Komisja Europejska, 2009). Z tego powodu zmiany w liczbach bezwzględnych w REmap są takie same jak w KPD, ale szacunki dotyczące udziału energii ze źródeł odnawialnych są różne.

³ Krajowa Agencja Poszanowania Energii (2013) sugeruje cenę emisji dwutlenku węgla odpowiednio na poziomie 17 i 33 USD/tona CO₂ w 2020 i 2030 roku. Aby zapewnić porównywalność z innymi państwami REmap, w niniejszym opracowaniu cenę tę ustalono na poziomie 20-80 USD/tona CO₂.

3 WZROST ZUŻYCIA ENERGII W SCENARIUSZU REFERENCYJNYM

Scenariusz referencyjny dla Polski (scenariusz utrzymujący dotychczasowe postępowanie) został przygotowany w oparciu o KPD (Ministerstwo Gospodarki, 2010). Został on przedłożony Komisji Europejskiej z uwagi na cele w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do roku 2020. Scenariusz referencyjny uwzględnia wzrosty w polskim KPD do 2020 roku z mniejszymi odchyleniami w zakresie zastosowania technologii. KPD zawiera także prognozy do 2030 roku z rozbiem według sektorów i wykorzystywanych technologii.

Dane na rok bazowy – 2010 – zostały zaczerpnięte z informacji podanych przez polski Główny Urząd Statystyczny (GUS, 2013) oraz bilansów energetycznych MAE (MAE, 2014a). Podstawę analizy przedstawionej w niniejszym badaniu stanowi wzrost w przypadku każdego nośnika energetycznego i sektora w latach 2010- 2030, uwzględniony w polskim KPD (zob. Tabela 1). W zależności od potrzeb wykorzystywano również dane Krajowej Agencji Poszanowania Energii (2013). Chociaż zachodzą pewne różnice pomiędzy niniejszym opracowaniem a KPD pod względem całkowitego

zapotrzebowania na energię, dane dotyczące zużycia energii ze źródeł odnawialnych są niemal takie same.

Jak pokazuje Tabela 1 TFEC dla Polski w roku 2010 wynosił 65 megaton oleju ekwiwalentnego (Mtoe) rocznie. To około 8 % więcej niż TFEC wskazany w polskim KPD (60,2 Mtoe w skali roku), który został przygotowany przed 2010 rokiem, zatem wskazane dane stanowiły jedynie prognozę. KPD prognozuje, że do 2020 i 2030 roku TFEC wzrośnie odpowiednio do 73,7 Mtoe i 78,9 Mtoe rocznie. Odpowiada to wzrostowi całkowitego zapotrzebowania na energię na poziomie 1% w skali roku w latach 2010-2030.

Całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastać szybciej niż TFEC na poziomie 1,9% rocznie w latach 2010-2030. Odpowiada to wzrostowi zapotrzebowania na energię elektryczną w zakresie zużycia końcowego z 120 TWh do 173 TWh rocznie. Dla porównania produkcja energii elektrycznej brutto wzrośnie do 216 TWh rocznie. Różnicę pomiędzy produkcją a zużyciem można wyjaśnić zużyciem przez

Tabela 1: Całkowite końcowe zużycie energii w poszczególnych sektorach gospodarki Polski

	2010* [Mtoe/rok]	2010** [Mtoe/rok]	2020* [Mtoe/rok]	2030* [Mtoe/rok]
Przemysł wytwórczy ¹	15,4	14,6	17,7	20,3
Transport	15,3	17,0	18,5	23,0
Rolnictwo	5,1	3,8	5,0	4,2
Budownictwo	24,4	29,6	27,0	31,4
Ogółem²	60,2	65,0	68,1	78,9
Paliwa i energia ze źródeł odnawialnych	43,8	47,6	47,8	53,3
Sektor elektroenergetyczny	9	10,3	11,1	14,9
Sektor ciepłownictwa komunalnego	7,4	7,1	9,1	10,7

* Ministerstwo Gospodarki, 2010

** GUS, 2013, MAE, 2014a

1 Dane nie obejmują energii zużywanej przez wielkie piece i piece koksownicze. Aby ją uwzględnić, w całkowitym zużyciu energii przez przemysł uwzględniono odpowiednio 2,2, 2,6 i 3,1 Mtoe w skali roku w latach 2010, 2020 i 2030.

2 Dane nie obejmują zastosowań do celów innych niż produkcja energii w obszarze substancji chemicznych i w innych sektorach. Całkowite zapotrzebowanie na energię wskazane przez Ministerstwo Gospodarki (2010) obejmuje te wartości. Zużycie na cele inne niż produkcja energii wynosi 7-8% całkowitego końcowego zużycia w Polsce. Odpowiada to około 16% całkowitego końcowego zużycia energii w sektorze przemysłowym oraz ok. 2% całkowitego zużycia energii do celów nieprzemysłowych w Polsce. Wskazany udział odnosi się do danych za 2006 rok – rok bazowy dla polskiego KPD. Wartości te są wyłączone z niniejszej tabeli oraz z dalszej części tego opracowania.

przemysł energetyczny na własne potrzeby oraz stratami dystrybucyjnymi. Udział energii elektrycznej w TFEC będzie powoli rósł z 16% w roku 2010 do 19% w roku 2030. Zapotrzebowanie na energię ciepłą na potrzeby komunalne będzie rosło w tym samym szybkim tempie 2,1% rocznie. Jej udział w całkowitym

zapotrzebowaniu na energię sięgnie 14% w 2030 roku w porównaniu do 11% w 2010 roku. Udział zużycia energii przez sektor przemysłowy w TFEC wzrośnie z 22% w 2010 roku do 26% w 2030, natomiast udział sektora budownictwa zmniejszy się z 46% do 40% w tym samym okresie.

Ramka 1: Ustawa o odnawialnych źródłach energii, aukcje i taryfy gwarantowane

Ostatnie zmiany legislacyjne w Polsce wdrożone *Ustawą o odnawialnych źródłach energii* wprowadzają dwa nowe mechanizmy zachęcające do inwestycji w sektor produkcji energii ze źródeł odnawialnych począwszy od 2016 roku. Pierwszym z nich jest system aukcji mający na celu zastąpienie zielonych certyfikatów, a drugim taryfy gwarantowane stosowane w przypadku mikroinstalacji (do 10 kW).

Poprzedni polski system promocji energii ze źródeł odnawialnych oparty na zielonych certyfikatach doprowadził do rozwoju scentralizowanego współspalania biomasy. Spowodowało to wzrost cen biomasy oraz opóźniony rozwój innych technologii bioenergetycznych. Wspomniane zmiany w *Ustawie o odnawialnych źródłach energii* dadzą państwu niemal całkowitą kontrolę nad stopniem wykorzystania każdej technologii i wolumenem powiązanych inwestycji. Władze mogą teraz wziąć pod uwagę najświeższe tendencje gospodarcze i technologiczne, a także efekty zewnętrzne i pośrednie skutki gospodarcze powiązane z różnymi technologiami w zakresie odnawialnych źródeł energii. System aukcji jest ukierunkowany na najbardziej rentowne projekty i technologie. Dlatego zwycięskie projekty w zakresie energii ze źródeł odnawialnych powinny zapewniać stosunkowo tanią energię elektryczną.

Zachęty ekonomiczne pozwolą na rozwój w Polsce małych prywatnych mikroinstalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych. W przyszłości może to mieć wpływ na przyspieszone upowszechnienie produkcji energii ze źródeł odnawialnych w systemach rozproszonych. Mikrogeneracja stwarza możliwości inwestycjom prywatnym w energię ze źródeł odnawialnych, a tym samym innowacyjnym małym i średnim przedsiębiorstwom zajmującym się produkcją energii ze źródeł odnawialnych. Taryfy gwarantowane mogą być uważane za atrakcyjne, ale Ustawa przewiduje procedurę ich potencjalnej zmiany. Ograniczenia nałożone w *Ustawie o odnawialnych źródłach energii* ograniczą także oddziaływanie mikrogeneracji. Wykluczają one elektrownie powyżej 10 kW, ograniczają kwalifikowalny okres do lat 2016-2020 oraz ograniczają całkowitą energię wyprodukowaną w ramach programu do 800 MW.

Cele określone w KPD, a w szczególności w REmap 2030 wymagałyby systemu aukcji, który intensywnie zachęcałby do inwestycji, a także atrakcyjnych cen progowych. Te ostatnie musiałyby być na poziomie przyjętym w sąsiednich krajach o podobnym potencjale w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Jednak argumenty za intensywnym zachęcaniem do inwestowania w system aukcji mogą być umiarkowane i powinny być rozpatrzone w świetle całkowitych potrzeb Polski w zakresie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Zgodnie ze Scenariuszem referencyjnym i REmap 2030 oznacza to 2-4,5 mld USD rocznie w latach 2010-2030. Program taryf gwarantowanych dotyczy mocy ograniczonej do 800 MW do 2020. Po 2020 roku program może zostać przedłużony, a aktualizacje mogą pozwolić na dodatkową ilość energii. Jednak zależałoby to od wyników osiągniętych w pierwszej fazie programu w latach 2016-2020.

Zachęty mogłyby być stopniowo zmniejszane po tym, jak ceny energii ze źródeł odnawialnych i ceny na rynku krajowym staną się zbieżne oraz zostanie osiągnięta pożądana moc elektrowni wykorzystujących źródła odnawialne. System aukcji będzie kosztował rząd niewiele, ale nie jest jasne, czy przyniesie on optymalny system produkcji energii ze źródeł odnawialnych w dłuższej perspektywie oraz jak będą wyglądały inwestycje w okresie przejściowym z systemu zielonych certyfikatów. Kierunek, w którym rozwinie się produkcja energii ze źródeł odnawialnych w Polsce, jest ważny; do jego wsparcia potrzebny będzie trwały, rentowny system zapewniający niskie ceny energii w całym kraju.

4 REMAP 2030

W ramach REmap 2030 opracowano trzy przypadki, aby przedstawić polskim władzom szeroki zakres opcji dotyczących technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Każdy z tych przypadków zakłada wzrost w zakresie technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych wykraczający poza Scenariusz referencyjny. Jednak wykazują one różne poziomy ich wykorzystania. W niniejszym opracowaniu skupiono się na wynikach najambitniejszego z nich (Przypadek 2). Szczegółowe rezultaty wszystkich trzech Przypadków znajdują się w Załączniku B.

4.1 Wybór Opcji REmap

Opcje REmap to dodatkowe technologie do zastosowania ponad Scenariusz referencyjny w roku 2020 i 2030. Nie są one ograniczone ani pod względem technicznym, ani pod względem kosztowym. Możliwa jest produkcja energii ze źródeł odnawialnych wykraczająca poza Opcje REmap. Opcje te zostały w dużej mierze oszacowane na podstawie badań przewidujących szybsze upowszechnienie się energii ze źródeł odnawialnych w Polsce do roku 2020 i 2030, doświadczeń innych krajów oraz informacji ze strony specjalistów w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Poniżej przedstawiono argumenty przemawiające za poszczególnymi technologiami produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz krótkie porównanie przygotowane na podstawie dostępnej literatury w podziale na poszczególne technologie. Tabela 3 zawiera podsumowanie rozwoju technologii w latach 2010-2030 zgodnie ze Scenariuszem referencyjnym i REmap.

Energia wiatrowa

Największy potencjał rozwoju lądowych i morskich farm wiatrowych ma region Morza Bałtyckiego, gdzie obecnie mieści się najwięcej farm wiatrowych w Polsce. Średnia prędkość wiatru w regionie Morza Bałtyckiego jest o 2-3 m/s większa niż w głębi kraju.

Potencjał wykorzystania wiatru w Polsce był przedmiotem wielu badań. Polskie morze terytorialne ma powierzchnię 8682 kilometrów kwadratowych (km²),

natomiast polska wyłączna strefa ekonomiczna 22500 km². Z tego obszaru 2747 km² to morskie obszary chronione należące do sieci Natura 2000. Instytut Morski w Gdańsku wskazuje, że techniczny potencjał polskiego morza terytorialnego i polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej wynosi 20 GW. Jednak po uwzględnieniu stref należących do strefy Natura 2000 potencjał ten spada do 7,5 GW (South Baltic Off.E.R, brak daty) Badanie przygotowane przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów Rzeczypospolitej Polskiej wskazuje techniczny potencjał lądowej energetyki wiatrowej w 2030 roku na poziomie 31,5 GW. Potencjał gospodarczy lądowej energetyki wiatrowej wynosi według Instytutu Energetyki Odnawialnej (2010) 11,5 GW. Według prognoz Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) z 2010 roku potencjał lądowej energetyki wiatrowej w 2020 roku wynosi 10,9 GW. W 2014 roku Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (ESEW) sugerowało w odniesieniu do tego samego roku zakres 7-12 GW. Jeżeli chodzi o morską energetykę wiatrową, szacunki Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (2010) oraz Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (2014) kształtują się na poziomie 500-1500 MW w 2020 roku. Cetnarski (2014) szacuje potencjał morskiej energetyki wiatrowej na poziomie 3,5-6 GW w 2025 roku. Greenpeace/ Światowa Rada Energetyki Wiatrowej/ Europejska Rada Energii Odnawialnej (2013) szacują, że wzrost będzie dużo większy na poziomie 17 GW w przypadku lądowej energetyki wiatrowej oraz 10 GW dla morskiej energetyki wiatrowej.

W przypadku lądowej energetyki wiatrowej całkowita moc zainstalowana w 2013 sięgała 3390 MW, natomiast jeżeli chodzi o elektrownie wiatrowe na morzu, to nie zostały one jeszcze zainstalowane. Szacunkowe dane przedstawione w literaturze sugerowałyby tempo instalacji na poziomie 500-1230 MW rocznie dla elektrowni lądowych i 140-330 MW dla morskiej energetyki wiatrowej. Polski KPD (Ministerstwo Gospodarki, 2010) przewiduje tempo instalacji na poziomie 490 MW rocznie w latach 2010-2020. W latach 2020-2030 tempo spadnie do 120 MW rocznie. W przypadku morskiej energetyki wiatrowej tempo instalacji wyniesie odpowiednio 20 MW i 37 MW rocznie w latach 2010-2020 i 2020-2030.

REmap szacuje, że lądowa energetyka wiatrowa będzie rosła o około 675 MW rocznie w latach 2010-2030, tj. o 50% szybciej niż szacuje się w KPD. Jednak tempo to uzyskano w latach 2012-2013 i dlatego uznano, że jest realistyczne. W przypadku morskiej energetyki wiatrowej tempo instalacji wyniesie 110 MW rocznie w latach 2010-2030. Taki poziom rozwoju plasuje się na dolnej granicy zakresów wskazywanych w wielu badaniach, jednak mimo to wymaga znacznych wysiłków wykraczających poza prognozy przedstawione w KPD.

Pierwsze lądowe farmy wiatrowe w Polsce były bardzo małe. W 2012 roku średnia moc elektrowni wynosiła zaledwie 3,5 MW/farma (Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych, 2012). W 2030 roku farmy będą większe – 10-100 MW, a rozwijać będą się nawet większe parki wiatrowe o mocy do 500 MW. Morskie farmy wiatrowe będą większe niż lądowe, osiągając prawdopodobnie moce ok. 500 MW/farma. Oczekuje się, że w ramach systemu aukcji, uruchomienie pierwszych lądowych elektrowni wiatrowych nastąpi przed 2020 rokiem. Bardziej konkurencyjne cenowo morskie elektrownie wiatrowe zostaną włączone w przeważającej części po 2020 roku.

Roczny współczynnik wykorzystania mocy brutto dla lądowej energetyki wiatrowej w Scenariuszu referencyjnym jest zakładany na poziomie 26% (w oparciu o KPD, 2270 godzin) i 28% w REmap 2030 (w oparciu o dane Krajowej Agencji Poszanowania Energii, 2013, 2450 godzin). Są one wyższe niż roczny współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 22% (1930 godzin) oparty na 15 minutowych odstępach czasowych mierzony w 2013 roku przez operatora systemu przesyłowego (OSP) Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

Energia wodna

Szacuje się, że potencjał gospodarczy wykorzystania energii wodnej w skali roku utrzymuje się na poziomie 8,5 TWh (anonim, 2009). Poziom ten przekracza potencjał ustalony w REmap 2030 wynoszący 4,5 TWh. Przekłada się to na 1,5 GW mocy zainstalowanej w 2030 roku w porównaniu do 0,96 GW w 2010 roku.

Energetyka wodna jest dzisiaj kojarzona głównie z dwiema rzekami. Wisła odpowiada za 52%, natomiast Odra za 11% całkowitego potencjału technicznego energii wodnej (anonim, 2009). Dlatego oczekuje się, że

większość jej wykorzystania przewidzianego w REmap 2030 będzie związana z tymi dwiema rzekami.

Średnia moc elektrowni wodnych w 2012 roku wynosiła 1,2 MW (Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych, 2012). Średnia moc zainstalowana dla małej elektrowni wodnej wynosiła około 0,4 MW (Organizacja Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju Przemysłowego oraz Międzynarodowe Centrum Małych Elektrowni Wodnych, 2013). W przypadku dużych elektrowni wodnych było to około 20 MW. Do roku 2020 i 2030 nie są zakładane większe zmiany w zakresie średniej mocy zainstalowanej elektrowni wodnych.

Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne)

Wykorzystanie energii słonecznej (panele fotowoltaiczne) może podążać za trendem w Niemczech, jednak z pewnym opóźnieniem ze względu na raczej ograniczony potencjał w zakresie wykorzystania energii słonecznej i ograniczone zachęty ekonomiczne dla inwestorów w Polsce. Niemcy pokazały, że możliwe jest uzyskanie tempa instalacji na poziomie 5% całkowitego zapotrzebowania szczytowego w skali roku. REmap 2030 zakłada w przypadku energii słonecznej (panele fotowoltaiczne) roczne tempo instalacji na poziomie 1% całkowitego zapotrzebowania szczytowego (250 MW w 2010-2030). Obecnie szczytowe zapotrzebowanie w Polsce wynosi około 25 GW.

W REmap 2030 energia słoneczna (panele fotowoltaiczne) będzie zastosowana w 2020 roku, przy założeniu, że ostatnio wprowadzone taryfy gwarantowane dla mikroinstalacji napędzą inwestycje w panele fotowoltaiczne. Jeżeli wykorzystywana będzie skoncentrowana energia słoneczna (CSP), to będzie ograniczać się do jednej lub dwóch instalacji demonstracyjnych o małej mocy.

Wykorzystanie energii słonecznej (panele fotowoltaiczne) będzie równo rozkładać się w całym kraju, ponieważ średnie nasłonecznienie jest mniej więcej takie samo w całej Polsce. Na północy kraju nie ma elektrowni węglowych, dlatego ta część kraju w szczególności potrzebuje wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Lądowe/morskie elektrownie wiatrowe w pewnym stopniu odpowiedzą już na to zapotrzebowanie, ale wkład energii słonecznej (panele fotowoltaiczne) na skalę przemysłową może być także spodziewany.

W 2012 roku średnia moc zainstalowana systemów fotowoltaicznych wynosiła 156 kW/elektrownia. Elektrownie słoneczne działające na skalę przemysłową miałyby średnią moc zainstalowaną na poziomie 0,5 MW do 2030 roku. W obliczu nowo przyjętej przez Polskę *Ustawy o odnawialnych źródłach energii* w ciągu najbliższych lat pojawi się tendencja do posiadania mniejszych instalacji fotowoltaicznych powiązanych z rozproszonymi instalacjami dachowymi. System aukcji będzie wspierać większe instalacje, jednak większość projektów ma zostać zrealizowana po 2020 roku.

Energia geotermalna

Potencjał energii geotermalnej w Polsce jest głównie związany z wykorzystaniem jej do celów grzewczych, ponieważ większość źródeł geotermalnych jest niskotemperaturowa. REmap 2030 szacuje około 17 PJ dla sektora ciepłownictwa komunalnego, co będzie stanowić główne zastosowanie energii geotermalnej w Polsce (Dumas, Bartosik, 2014). Dodatkowo, nieco mniejszy potencjał wiąże się z rozwojem rekreacyjnych spa. Przewiduje się, że do roku 2030 nie rozwinie się produkcja energii elektrycznej z energii geotermalnej. Założenia te odpowiadają trendom w Europie, gdzie w krajach o podobnym potencjale geotermalnym do Polski rzadko wykorzystuje się energię geotermalną do produkcji energii elektrycznej. Dostępne w Polsce niskotemperaturowe źródła geotermalne nie mogą być wydajnie wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej, więc bez znaczących zachęt finansowych mało prawdopodobny jest rozwój pozyskiwania energii elektrycznej z geotermii do roku 2030.

Pompy ciepła

Potencjał wykorzystania pomp ciepła jest istotny w obszarze ogrzewania budynków. REmap 2030 szacuje, że poziom odnawialnej energii grzewczej pozyskanej za pomocą pomp ciepła w tym sektorze sięgnie 20 PJ. Odpowiada to około połowie miliona pomp ciepła zapewniających ciepło 1,9 miliona ludzi w Polsce⁴. W 2013 roku w Polsce użytkowano 15 000 pomp ciepła różnych

⁴ Zakładając 55,2 GJ energii cieplnej potrzebnej dla jednego gospodarstwa domowego w skali roku, w tym 41,8 GJ odnawialnej energii cieplnej, 1 kW_e średniej energii elektrycznej na pompę ciepła, 50% współczynnik wykorzystania mocy brutto, 350% sprawność konwersji energii cieplnej na elektryczną, 15% udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w miksie elektroenergetycznym i cztery osoby w gospodarstwie domowym.

typów (Lachman, 2014). Liczba ta może rosnąć o 22,5% każdego roku do 2030.

Biomasa

Polskie gospodarstwa domowe na terenach miejskich i wiejskich wykorzystują biomasę do ogrzewania pomieszczeń, podgrzewania wody oraz gotowania. W badaniu zużycia przeprowadzonym w 2009 roku ustalono, że 5,7 mln gospodarstw domowych stosowało drewno opałowe. Często jest ono stosowane wymiennie z węglem i zazwyczaj w cieplejszych miesiącach ze względu na niższą wartość energetyczną (GUS, 2012). Warto podkreślić, że ok. 11% wszystkich gospodarstw domowych (1,5 mln) korzysta z przestarzałych kuchni na paliwa stałe o średnim wieku 24 lat. Daje to duży potencjał w zakresie wymiany na nowe i wydajne sprzęty do gotowania, w tym na biomasę. Przemysł do produkcji ciepła technologicznego wykorzystuje również odpady przemysłowe i z gospodarstw domowych, a także biomasę. Odpowiada to około 10% TFEC tego sektora. Z kolei produkcję biogazu rozpoczęto dopiero niedawno. Istnieje około 200 biogazowni, które nie są równomiernie rozlokowane w całym kraju (Chodowska-Miszczuk, Szymańska, 2013).

Tabela 2 pokazuje lokalizację największych elektrowni opalanych biomasą oraz ich całkowite zużycie biomasy jako paliwa w 2012 roku. Niektóre z tych elektrowni wykorzystują wyłącznie biomasę, inne stosują miks biomasy i innych paliw. Do 2020 roku będą one odpowiadały za istotny udział w zapotrzebowaniu Polski na biomasę do celów produkcji energii elektrycznej oraz za część zapotrzebowania na energię grzewczą. Uruchomione zostaną jednak także nowe projekty bioenergetyczne takie jak Elektrociepłownia Tychy (EC). Występuje również kilka innych małych elektrowni demonstracyjnych, które wykorzystują gazyfikację biomasy i spalanie gazu syntezowego. Istnieje także kilka ciepłowni, które wykorzystują wyłącznie biomasę, ale są raczej małe i rozproszone po mniejszych miastach w Polsce.

Jako surowce są zazwyczaj wykorzystywane pozostałości leśne, rolnicze i inne odpady organiczne. Pozostałości leśne są zazwyczaj stosowane z małym udziałem pozostałości rolniczych. Niektóre elektrownie na biomasę wykorzystują importowaną biomasę przewożoną na dalsze odległości, czasem przekraczające 100 km/ przewóz. Dostawy biomasy już dziś stanowią istotny problem logistyczny i organizacyjny w Polsce

Tabela 2: Największe elektrownie wykorzystujące biomasę w Polsce, 2012

Lokalizacja	Całkowite zapotrzebowanie na biomasę (Mt rocznie)	Całkowita bioenergia (PJ rocznie)
Połaniec	1,5	26,3
ZE PAK	0,7	12,3
Ostrołęka	0,6	10,5
Białystok (EC)	0,5	8,9
Dalkia Łódź	0,4	7,0
Dalkia Poznań	0,4	7,0
Warszawa Siekierki (EC)	0,3	5,3
Bydgoszcz (EC)	0,3	5,3
Opole	0,3	5,3
Elbląg (EC)	0,3	5,3
Łącznie	5,3	95,4

Uwaga: Całkowite zapotrzebowanie na biomasę w przypadku elektrociepłowni obejmuje zapotrzebowanie do celów produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Biomasa w tonach została przeliczona na energię przy założeniu wartości opałowej dolnej na poziomie 17,5 MJ/kg.

W elektrowniach w Białymstoku, Połańcu oraz elektrowni ZE PAK znajdują się bloki, które są opalane w 100% biomasą. Inne wymienione tutaj elektrownie spalają mieszkankę biomasy i innych paliw.

Źródło: Towarowa Giełda Energii (2012)

(Rogulska, Krasuska, 2012). Dlatego jej efektywność kosztowa będzie nadal ważnym wyzwaniem.

Oczekuje się, że biomasa będzie znajdować wiele zastosowań w szerokim zakresie – od sektora elektroenergetycznego i ciepłownictwa komunalnego do sektorów zużycia końcowego takich jak budownictwo, przemysł i transport. Stała biomasa będzie musiała być w większym stopniu wykorzystywana lokalnie, aby uniknąć transportu na dalsze odległości. Wykorzystywane będą również bardziej scentralizowane obiekty, szczególnie w miastach o stałym zapotrzebowaniu. Obiekty te używają bloków wytwarzających energię elektryczną z biomasy w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych biomasą.

Według ENDS (2014) w polskich elektrociepłowniach wykorzystanych mogłoby być do 30 Mt biomasy i odpadów. To sześć razy więcej niż obecne całkowite zapotrzebowanie na biomasę do celów produkcji energii elektrycznej. Suma ta obejmowałaby 12 Mt odpadów, 10 Mt pozostałości leśnych i 8 Mt biomasy z dedykowanych plantacji. 30 Mt biomasy i odpadów może zastąpić około 15 Mt węgla.

Dane szacunkowe REmap dotyczące aktualnego dedykowanego spalania wielopaliwowego (współspalania) bazują na danych GUS (2013). Opracowanie

to szacowało 5,6 TWh całkowitej energii elektrycznej pochodzącej ze spalania wielopaliwowego w 2010 roku. Hansson i in. (2009) oraz Rogulska i Krasuska (2012) wskazali podobne liczby. REmap 2030 zakłada, że współspalanie będzie stopniowo wycofywane do 2030 roku i zastępowane innymi, głównie lokalnymi zastosowaniami energii z biomasy (np. ciepłownie i niewielkie elektrociepłownie). Dzięki temu więcej biomasy będzie dostępne dla innych sektorów. Możliwe będzie również zapewnienie większej ilości biomasy o lepszych właściwościach dla celów fermentacji anaerobowej. Dodatkowo na większej dostępności biomasy skorzysta sektor biopaliw płynnych. Oznacza to intensywniejsze wykorzystanie technologii konwersji takich jak etanol, biodiesel, pyroliza czy synteza Fischera-Tropscha.

REmap 2030 wskazuje odpowiednio do 3,8 GW i 5,2 GW całkowitej mocy wytwórczej w 2020 i 2030 roku. Całkowita roczna produkcja energii elektrycznej w 2030 roku jest szacowana na poziomie 16,5 TWh w przypadku stałej biomasy oraz 12 TWh w przypadku biogazu.

REmap zakłada rozwój systemów kogeneracji wykorzystujących stałą biomasę i biogaz. To pozytywnie wpłynie na przemysł energetyczny i sektory dostarczające ciepło (ciepłownictwo komunalne i przemysł). Różne opracowania sugerują różne liczby

dotyczące potencjału kogeneracji opierającej się na biomase i jej wykorzystaniu do produkcji energii elektrycznej. Jak wynika z przeprowadzonego w 2009 roku przez Instytut na rzecz Ekorozwoju badania, do roku 2030 może być produkowane około 22 TWh energii elektrycznej ze stałej biomasy i 24 TWh z biogazu. Dane szacunkowe REmap 2030 są nieco niższe niż te wskazania. Greenpeace/ Światowa Rada Energetyki Wiatrowej/ Europejska Rada Energetyki Wiatrowej (2013) przewiduje moc wytwórczą energii elektrycznej na poziomie 4 GW do 2020 roku i 6 GW do 2030 roku, co jest zbliżone do ustaleń REmap. W opublikowanej ostatnio mapie drogowej kogeneracji dodatkowy potencjał Polski w tym zakresie do 2030 roku został oszacowany na poziomie co najmniej 4 GW (Jozef Stefan Institute, 2014). Około 3 GW z tej sumy dotyczą biomasy (1,5 GW stałej biomasy i 1,5 GW biogazu). Pozostałe 1,2 GW dotyczy mocy kogeneracji gazowej i węglowej. REmap 2030 ma ambitniejsze założenia i przewiduje, że biomasa może zastąpić paliwa kopalne w jeszcze większym stopniu.

Fermentacja anaerobowa służąca wytworzeniu biogazu będzie opierać się głównie na różnych organicznych materiałach odpadowych. Jako następna preferowana opcja produkcji biogazu w razie potrzeby wykorzystana może zostać mieszanka szybko dojrzewających zbóż energetycznych (Budzianowski, 2012). W przypadku kogeneracji wykorzystującej fermentację anaerobową stosunek energii elektrycznej do ciepła będzie wyższy niż w przypadku stałej biomasy (0,5 – 0,6), bliski 2 – co odpowiada dzisiejszemu poziomowi.

REmap 2030 zakłada, że udział biomasy w generowaniu energii cieplnej pozostanie na wysokim poziomie, ponieważ rozwój urządzeń wykorzystujących energię słoneczną do podgrzewania wody oraz pomp ciepła będzie ograniczony.

Dodatkowo, biomasa mogłaby być wykorzystywana w indywidualnych systemach grzewczych w budynkach i zakładach przemysłowych. Sektor przemysłowy może odpowiadać za 750 MW, co jest tożsame z liczbą 400-1500 bloków o mocy cieplnej 0,5-2 MW. Średnia moc ciepłowni opalanych biogazem w 2012 roku wynosiła 0,65 MW. Do produkcji takiej ilości energii potrzeba byłoby 1 mld m³ biogazu.

REmap 2030 wskazuje również potencjał budownictwa na poziomie 560 MW lub do 6 000 bloków. Założenie

to opiera się na maksymalnej mocy bloku wynoszącej 100 kW. Do produkcji takiej ilości energii potrzeba byłoby 0.8 mld m³ biogazu. Jeśli chodzi o zastosowanie stałej biomasy w kotłach grzewczych, szacuje się, że dodatkowy potencjał w niewielkim stopniu przekracza Scenariusz referencyjny, ponieważ główną opcją technologiczną w zakresie dostawy ciepła są elektrociepłownie komunalne i przemysłowe.

Biogazownie nie są rozmieszczone równomiernie – przeważnie są zlokalizowane w Polsce północno-zachodniej i centralnej. Chociaż inwestorzy będą nadal szukać lokalizacji zapewniających dostęp do taniej biomasy, logistyka będzie musiała zostać rozwinięta.

W 2012 roku średnia moc elektrowni opalanych biomasą wynosiła ok. 23 MW. Średnia moc elektrociepłowni przemysłowych może sięgać 5-10 MW, w zależności od przemysłu. W przypadku ciepłownictwa komunalnego oczekuje się, że większe bloki elektrociepłownicze będą miały moc ok. 50 MW w zależności od lokalnego zapotrzebowania. Dedykowane spalanie wielopaliwowe (współspalanie) i dedykowane kotły na biomasę będą funkcjonować obok siebie w obecnych i nowo budowanych elektrociepłowniach.

Biomasa jest kojarzona z leśnictwem i obecną ziemią rolną lub ziemią, która może zostać przekształcona na potrzeby rolne lub leśne. Jest ona dostępna w większości miejsc w Polsce, ale różni się lokalnie. Dlatego zarówno elektrownie opalane paliwami stałymi, jak i elektrociepłownie opalane biomasą i biogazem będzie można znaleźć w obszarach, gdzie lokalny potencjał biomasy jest najwyższy. Elektrociepłownie przemysłowe mogą być potrzebne w sektorach przemysłu wykorzystujących intensywnie ciepło technologiczne, jak np. producenci substancji chemicznych, pulpy i papieru oraz w innych sektorach przemysłu wytwórczego, które wykorzystują ciepło technologiczne o niskich i średnich temperaturach.

IRENA (2014b) przewiduje, że polski potencjał podaży biomasy do 2030 roku osiągnie poziom 1196 – 1541 PJ w skali roku. Można go podzielić na zboża energetyczne (394-431 PJ), resztki poźniwne (99-167 PJ), pozostałości z przetwórstwa (70-141 PJ), biogaz (ok. 200 PJ), drewno opałowe (0-221 PJ), pozostałości drzewne (*ang. wood residue*, 218-271 PJ) i odpady drzewne (*ang. wood waste*, ok. 165 PJ). Całkowite zapotrzebowanie na biomasę w REmap utrzymuje się poniżej tych poziomów (820 PJ).

Tabela 3: Zużycie energii ze źródeł odnawialnych w roku bazowym, Scenariuszu referencyjnym i REmap, 2010-2030

Sektor/technologie	Jednostka	2010	Scenariusz referencyjny 2020	Scenariusz referencyjny 2030	REmap 2020	REmap 2030	
1. Sektor elektroenergetyczny							
Moc elektryczna	Całkowita moc energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	GW _e	3,4	10,6	15,6	13,8	28,3
	Energia wodna ¹	GW _e	1,0 ¹	1,1	1,2	1,1	1,4
	Energia wiatrowa ²	GW _e	0,8	5,9	7,5	8,4	16,4
	Lądowa energetyka wiatrowa	GW _e	0,8	5,7	6,9	7,7	14,3
	Morska energetyka wiatrowa	GW _e	0,0	0,2	0,6	0,7	2,2
	Bioenergia	GW _e	1,7	3,6	4,3	3,8	5,2
	Dedykowane spalanie wielopaliwowe (energia elektryczna) ³	GW _e	1,4	1,7	0,9	1,2	0,0
	Stała biomasa (wyłącznie energia elektryczna) ³	GW _e	0,0	0,5	1,1	0,5	1,1
	Stała biomasa (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne) ⁴	GW _e	0,2	0,2	1,0	1,1	1,0
	Stała biomasa (kogeneracja – przemysł) ⁴	GW _e	0,0	0,4	0,3	0,5	0,7
	Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne) ⁴	GW _e	0,1	0,8	1,4	0,9	2,1
	Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne) ⁵	GW _e	0,0	0,001	2,7	0,5	5,0
	Skala przemysłowa	GW _e		0,0	2,4	0,3	3,0
	Instalacje dachowe	GW _e		0,0	0,3	0,2	2,0
	Skoncentrowana energia słoneczna (CSP)	GW _e	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Produkcja energii elektrycznej	Całkowita produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	TWh	11,0	31,2	41,6	44,9	83,5
	Energia wodna	TWh	2,9	3,2	3,2	3,5	4,5
	Energia wiatrowa	TWh	1,7	13,7	32,5	21,5	43,0
	Lądowa energetyka wiatrowa	TWh	1,7	13,0	15,8	19,0	35,0
	Morska energetyka wiatrowa	TWh	0,0	0,7	2,0	2,5	8,0
	Bioenergia	TWh	6,4	14,3	18,5	19,4	28,5
	Dedykowane spalanie wielopaliwowe (energia elektryczna)	TWh	5,6	7,0	3,5	5,0	0
	Stała biomasa (wyłącznie energia elektryczna)	TWh	0,0	2,0	4,8	2,2	5,0
	Stała biomasa (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne)	TWh	0,4	0,5	2,5	5,0	8,5
	Stała biomasa (kogeneracja – przemysł)	TWh	0,0	0,8	0,8	2,0	3,0
	Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne)	TWh	0,4	4,0	6,9	5,2	12,0
	Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne)	TWh	0,0	0,0	2,1	0,5	5,0
	Skala przemysłowa	TWh	0,0	0,001	1,9	0,3	3,0
	Instalacje dachowe	TWh	0,0	0,000	0,2	0,2	2,0
	Skoncentrowana energia słoneczna (CSP)	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
2. Ciepłownictwo komunalne							
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ _{th}	12,8	23,6	55,1	75,6	124,6	
Ciepło geotermalne	PJ _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ciepło geotermalne	PJ _{th}	0,6	9,1	14,2	12,0	17,0	
Bioenergia	PJ _{th}	12,8	14,5	40,9	63,6	107,6	
Dedykowane spalanie wielopaliwowe (energia cieplna)	PJ _{th}	1,4	1,5	1,6	2,0	2,7	
Stała biomasa (ciepło)	PJ _{th}	0,3	0,5	1,0	15,0	20,0	
Stała biomasa (kogeneracja)	PJ _{th}	10,3	3,6	18,0	36,0	61,2	
Biopaliwa płynne i gazowe (ciepło)	PJ _{th}	0,0	0,0	0,5	1,0	1,5	
Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja)	PJ _{th}	0,7	7,4	12,8	9,6	22,2	
3. Przemysł i inne sektory (w tym budownictwo, rolnictwo/leśnictwo)							
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ _f	82,1	92,8	102,9	123,0	157,0	
Ciepło geotermalne	PJ _f	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Bioenergia	PJ _f	82,1	92,8	102,9	119,0	147,0	
Stała biomasa (ciepło)	PJ _f	81,9	82,0	90,0	90,0	100,0	
Stała biomasa (kogeneracja)	PJ _f	0,0	7,2	7,2	18,0	27,0	
Biopaliwa płynne i gazowe	PJ _f	0,2	3,6	5,7	11,0	20,0	
Pompy ciepła	PJ _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Całkowite zużycie energii elektrycznej (miks)	TWh	43,5	47,2	62,0	47,2	62,0	

Sektor/technologie	Jednostka	2010	Scenariusz referencyjny 2020	Scenariusz referencyjny 2030	REmap 2020	REmap 2030
4. Budownictwo (mieszaniowe i użytkowe)	PJ_f	123,5	151,6	188,4	189,2	235,3
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ _f	0,4	5,3	26,1	24,0	45,0
Ciepło geotermalne	PJ _f	0,6	0,2	0,3	0,2	0,3
Bioenergia	PJ _f	121,7	140,0	155,0	155,0	170,0
Stała biomasa (ciepło)	PJ _f	120,7	130,0	140,0	145,0	155,0
Biopaliwa płynne i gazowe (ciepło)	PJ _f	1,0	10,0	15,0	10,0	15,0
Pompy ciepła	PJ _{th}	0,9	6,2	7,0	10,0	20,0
Całkowite zużycie energii elektrycznej (miks)	TWh	72,3	78,6	103,2	78,6	103,2
5. Sektor transportowy	PJ_f	37,1	63,2	71,4	79,5	108,5
Biopaliwa płynne i gazowe	PJ _f	37,1	63,2	71,4	79,5	108,5
Etanol (konwencjonalny) ⁶	PJ _f	7,9	17,8	20,5	20,0	23,0
Etanol (zaawansowany) ⁶	PJ _f	0,0	8,8	10,5	11,0	15,0
Biodiesel	PJ _f	29,2	33,9	37,4	45,0	62,0
Biometan	PJ _f	0,0	2,8	3,0	3,5	8,0
Biowodór	PJ _f	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Zużycie energii elektrycznej (ze źródeł odnawialnych)	TWh	0,2	0,6	0,9	0,8	1,2
Transport kolejowy	TWh	0,2	0,4	0,6	0,5	0,8
Transport drogowy (prywatny)	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport drogowy (publiczny)	TWh	0,0	0,2	0,3	0,3	0,4
Zużycie energii elektrycznej (miks)	TWh	3,3	3,6	4,8	4,2	5,5
6. Całkowita produkcja energii elektrycznej	TWh	157,1	166,1	216,2	166,1	216,2
Udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii	%	7	18,8	19,2	27,0	37,7
7. TFEC (IRENA)	PJ_f	2 816	2 933	3 417	2 933	3 417
7. TFEC (KPD)	PJ_f	2 521	2 852	3 302	2 852	3 302
Paliwa ze źródeł odnawialnych na potrzeby sektora ciepłownictwa i transportu	PJ _f	243	308	363	392	501
Zużycie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	PJ _f	30	89	120	128	235
Zużycie energii cieplnej ze źródeł odnawialnych	PJ _f	11	21	48	68	109
Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych	PJ_f	284	417	531	587	845
Udział odnawialnych źródeł energii w TFEC (IRENA)	%	10,1	14,2	15,5	20,0	25,6
Udział odnawialnych źródeł energii w TFEC (KPD)	%	11,3	14,6	16,1	20,6	24,7
8. GFEC (IRENA)	PJ_f	2 814	2 897	3 373	2 897	3 373
8. GFEC (KPD)	PJ_f	2 567	2 897	3 392	2 897	3 392
Zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych	PJ _f	39	112	150	162	292
Zapotrzebowanie brutto na energię cieplną ze źródeł odnawialnych	PJ _f	217	262	339	374	487
Zapotrzebowanie brutto na biopaliwa transportowe ze źródeł odnawialnych	PJ _f	37	61	69	76	100
Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych	PJ_f	294	436	558	612	879
Udział odnawialnych źródeł energii w GFEC (IRENA)	%	10,4	15,0	16,4	21,1	25,9
Udział odnawialnych źródeł energii w GFEC (KPD)	%	11,5	15,0	16,5	21,1	26,1

Uwaga: e: elektryczne; f: końcowa ilość paliwa; th: wytworzona energia cieplna.

TFEC (IRENA) odnosi się do granic systemu energetycznego zgodnie z definicją TFEC IRENA. GFEC (IRENA) zostało przeliczone z TFEC zgodnie z definicją IRENA.

- Małe i duże elektrownie wodne razem. Współczynnik wykorzystania mocy brutto w 2006 roku wynosił 25%; zgodnie z KPD wzrośnie do ok. 32% do 2020 i 2030 roku.
- Współczynnik wykorzystania mocy brutto określony w KPD wzrośnie z 24% w 2010 roku do 26% do 2020 i 2030 roku. W przypadku REmap założono współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 28% na podstawie danych Krajowej Agencji Poszanowania Energii (2013). Brak określonego współczynnika wykorzystania mocy brutto dla morskiej energetyki wiatrowej. Niniejsze opracowanie zakłada współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 40% i 42% odpowiednio dla Scenariusza referencyjnego i REmap.
- KPD nie obejmuje rozwoju mocy zainstalowanej dla współspalania. Współczynniki wykorzystania mocy brutto są szacowane na poziomie 47% w 2006 roku w oparciu o dane dla elektrowni opalanych węglem kamiennym (zarówno elektrowni, jak i elektrociepłowni). Podobny współczynnik wykorzystania mocy brutto – 50% – został przyjęty dla systemów energetycznych opalanych biomasą, których KPD również nie uwzględnia.
- Współczynniki wykorzystania mocy brutto w przypadku kogeneracji wykorzystującej biomasę są szacowane na podstawie produkcji i mocy zainstalowanej certyfikowanych źródeł energii wykorzystujących biogaz (57%) i biomasę (24%) w latach 2007-2009. W przypadku REmap 2020/2030 założono współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 50%.
- KPD wskazuje współczynnik wykorzystania mocy brutto dla energii słonecznej (paneli fotowoltaicznych) na poziomie 9%. W REmap 2020/2030 przyjęto współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 11,5%.
- Bioetanol konwencjonalny i zaawansowany mają równy udział w zużyciu energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportowym.

Według IRENA (2014b) koszty podaży biomasy w 2030 roku będą kształtować się w zakresie 3-4 USD/GJ (biogaz i pozostałości rolnicze) oraz 10-12 USD/GJ (pozostałości leśne i zboża energetyczne). Ceny pelletu drzewnego w Polsce we wrześniu 2013 roku oscylowały w granicach 6-8 USD/GJ dla użytkowników domowych (w tym podatek VAT), przy cenie małego worka na poziomie 8-9 USD/GJ. W przypadku zastosowań przemysłowych ceny pelletu drzewnego wynosiły 4-6 USD/GJ (bez podatku VAT).

Transport

Prognozy dotyczące biopaliw dla sektora transportu pokrywają się z opracowaniem przygotowanym przez Greenpeace/ Światową Radę Energetyki Wiatrowej/ Europejską Radę Energetyki Wiatrowej (2013), które przewiduje około 80 PJ biopaliw w sektorze transportu do 2030 roku. REmap 2030 szacuje 108,5 PJ. Pod uwagę brany jest także rozwój zastosowań biometanu jako paliwa w sektorze transportu. Potencjał zastosowania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w sektorze transportowym będzie głównie ograniczał się do kolei i miejskich sieci elektroenergetycznych, natomiast do 2020 roku nie jest spodziewany większy rozwój w zakresie pojazdów elektrycznych poza dużymi miastami.

4.2 Prognozy dotyczące zużycia energii ze źródeł odnawialnych do 2030 roku

Scenariusz referencyjny

Zgodnie z KPD udział energii ze źródeł odnawialnych w polskim GFEC musi sięgnąć 15% do 2020 roku. To oznacza całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w wysokości 435 PJ (10 381 ktoe) w skali roku. W Scenariuszu referencyjnym w 2030 roku szacowane roczne zużycie energii ze źródeł odnawialnych będzie sięgać 558 PJ (13 320 ktoe). Odpowiadałoby to 16,5% rocznego GFEC na poziomie 3 392 PJ. Zakłada się, że GFEC w Polsce wzrośnie o 31% w latach 2010-2030, natomiast całkowite zużycie energii odnawialnej podskoczy o 190%.

Przewiduje się, że udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze elektroenergetycznym w TFEC wzrośnie

ponad dwukrotnie z 7% w 2010 roku do 19,2% w 2030, przy czym wzrosty będą obserwowane we wszystkich kategoriach. W przypadku przemysłu i rolnictwa udział ten wzrośnie z 12,3% do 15,0%, natomiast w budownictwie z 12,1% do 22,5%. Ten sam wskaźnik dla transportu wzrośnie z 5,3% do 7,7%. Udziały te obejmują ilości zużytej energii elektrycznej i ciepła komunalnego pozyskanych ze źródeł odnawialnych.

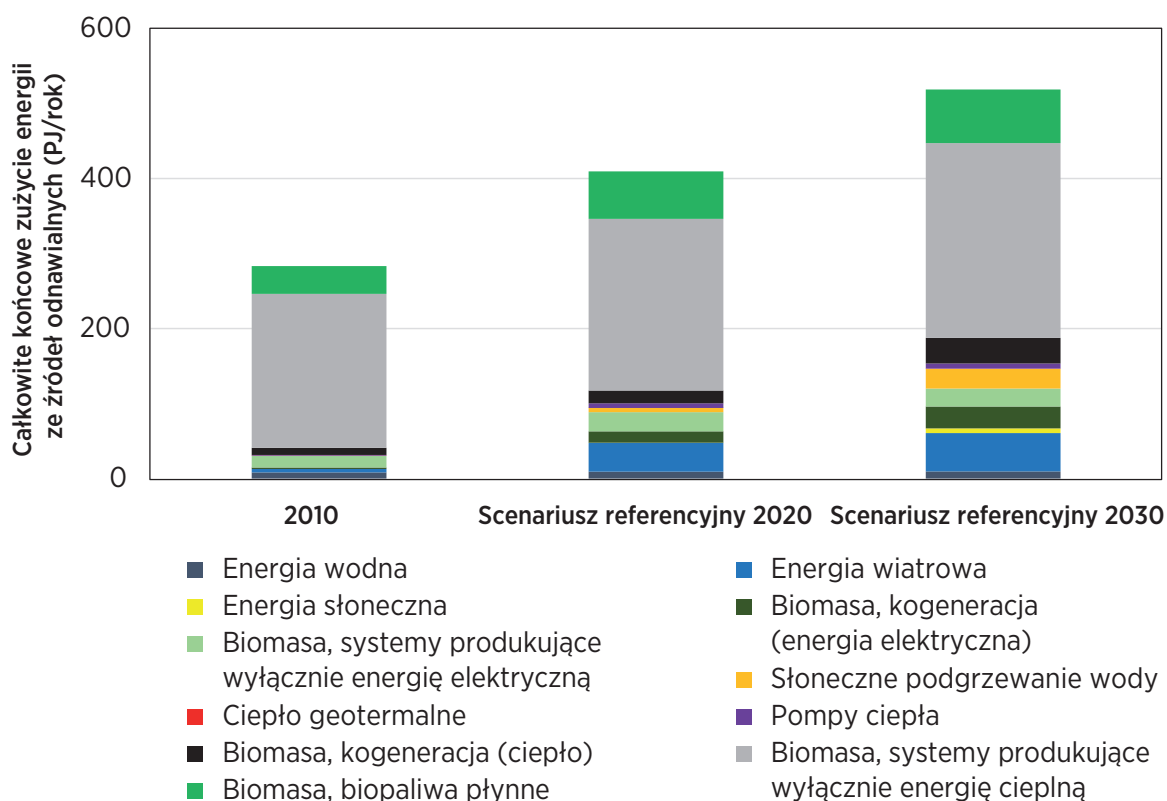
Prognozuje się, że końcowe zużycie energii ze źródeł odnawialnych wzrośnie z 284 PJ w 2010 do 531 PJ w 2030 (Wykres 1). Bioenergia nadal będzie dominować w miksie, chociaż oczekuje się, że jej udział spadnie z 95% w 2010 roku do 78% w 2030. Udział energii wodnej spadnie z 3,5% do 2% ze względu na rozwój energii wiatrowej. W sektorze elektroenergetycznym energia wodna i wiatrowa odpowiadają za połowę produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Druga połowa to stała i zgazowana biomasa. Biomasa będzie stanowić główne źródło w przypadku sektora ciepłowniczego i transportowego.

REmap 2030

Przy wdrożeniu wszystkich Opcji REmap całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w polskim TFEC osiągnie 845 PJ w REmap 2030. Z tego 28% będzie przypadło na zużycie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (235 PJ) oraz 72% dla gazu, energii cieplnej i paliw ze źródeł odnawialnych (610 PJ). Zgodnie z REmap 2030 całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w polskim TFEC sięgnie 24,7% w porównaniu do 10,1% w 2010 i 15,5% w Scenariuszu referencyjnym 2030. Moc zainstalowana dla energii ze źródeł odnawialnych wzrośnie z 15,6 GW w Scenariuszu referencyjnym do 28,3 GW, tj. o 12,7 GW. Za wzrost ten odpowiedzialna jest głównie energia wiatrowa (dodatkowe 8,9 GW), słoneczna (2,3 GW) i energia z biomasy (0,9 GW). Zakłada się, że dodatkowa moc w przypadku energii z biomasy w REmap 2030 będzie wykorzystywana przez elektrociepłownie przemysłowe. Zakłada się również nieznaczne zwiększenie mocy w przypadku energii wodnej i skoncentrowanej energii słonecznej.

W wyniku tego rozwoju całkowita roczna produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wzrośnie do 81,5 TWh w porównaniu do Scenariusza referencyjnego na poziomie 41,6 TWh. Odpowiada to udziałowi energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 37,7% w sektorze

Wykres 1: Wzrost zużycia energii ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym 2010-2030



produkcji energii elektrycznej w Polsce i jest ponad pięciokrotnie wyższa niż w 2010 roku.

Znacząca ilość nowej mocy zostanie dodana również w sektorach ciepłownictwa i transportu. Za największym wzrostem będzie stała biomasa. Całkowite końcowe zapotrzebowanie na biomasę w skali roku w przypadku sektora paliw i ciepłownictwa, w tym ciepłownictwa komunalnego, podskoczy o 45% do 533 PJ w ramach Opcji REmap w porównaniu do 370 PJ w Scenariuszu referencyjnym.

Tabela 4 przedstawia wzrost energii ze źródeł odnawialnych dla poszczególnych sektorów w latach 2010-2030 oraz całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych dla poszczególnych sektorów w ramach Opcji REmap. W porównaniu do ich TFEC, sektory budownictwa i przemysłu będą miały największy udział energii ze źródeł odnawialnych na poziomie około 15-18%, nie włączając energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego opartych na odnawialnych źródłach energii. Kiedy zostaną one uwzględnione, udział energii ze

źródeł odnawialnych dla każdego z tych sektorów jest szacowany odpowiednio na poziomie 34,8% i 25,3%. Energia ze źródeł odnawialnych w sektorze transportu wzrośnie do 11,9% z około 5% w 2010 roku.

Biomasa będzie najważniejszym odnawialnym źródłem energii w Polsce, stanowiąc 73% całkowitego zużycia energii ze źródeł odnawialnych w REmap 2030 (zob. Wykres 2). Energia słoneczna i wiatrowa będzie odpowiadać odpowiednio za 8% i 15%. Udział energii wodnej spadnie do 1,5% do 2030 roku ze względu na znaczący rozwój innych odnawialnych źródeł energii w latach 2010-2030.

Całkowite zapotrzebowanie na biomasę pierwotną w skali roku w REmap 2030 wyniesie 820 PJ (Wykres 3). To sugeruje, że wykorzystane zostanie 55-70% krajowego potencjału. Wynosi on 1,2-1,5 eksadżula (EJ). Ponad trzy czwarte tej wartości będzie pochodzić z dwóch źródeł: pozostałości produkcji rolnych i odpadów rolnych (278 PJ) oraz produktów leśnych (w tym pozostałości) (343 PJ).

Wykres 2: Zużycie energii ze źródeł odnawialnych w TFEC w latach 2010-2030

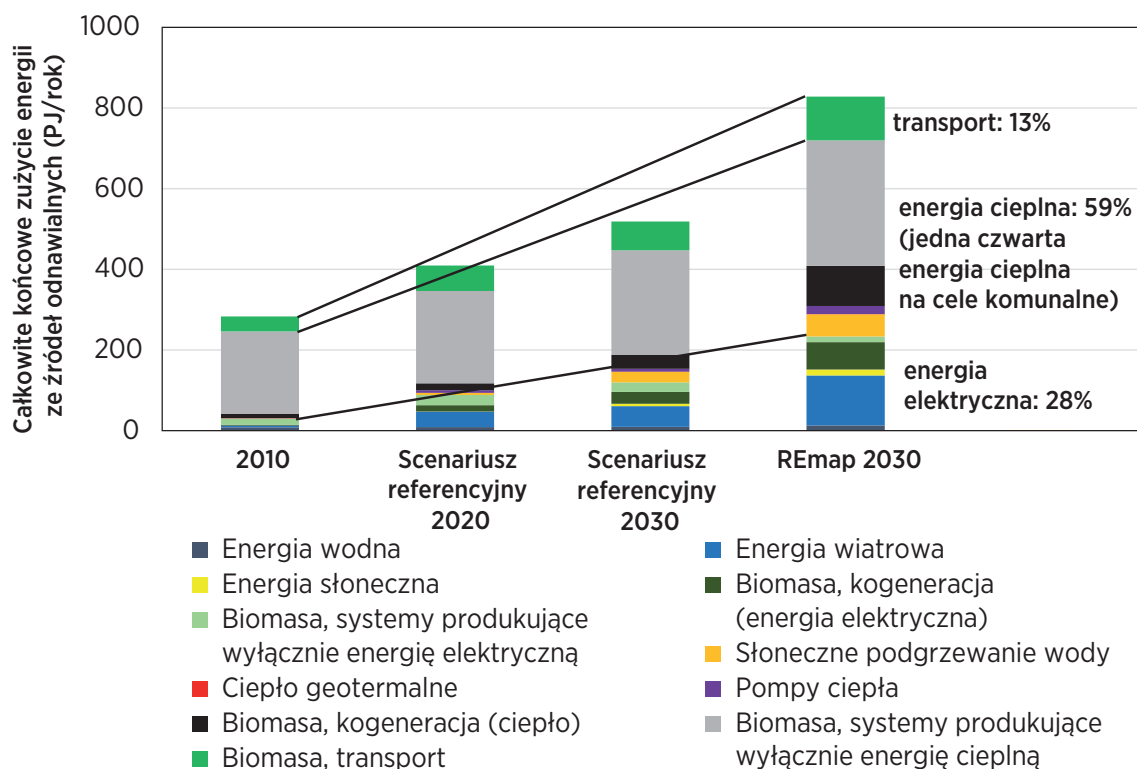
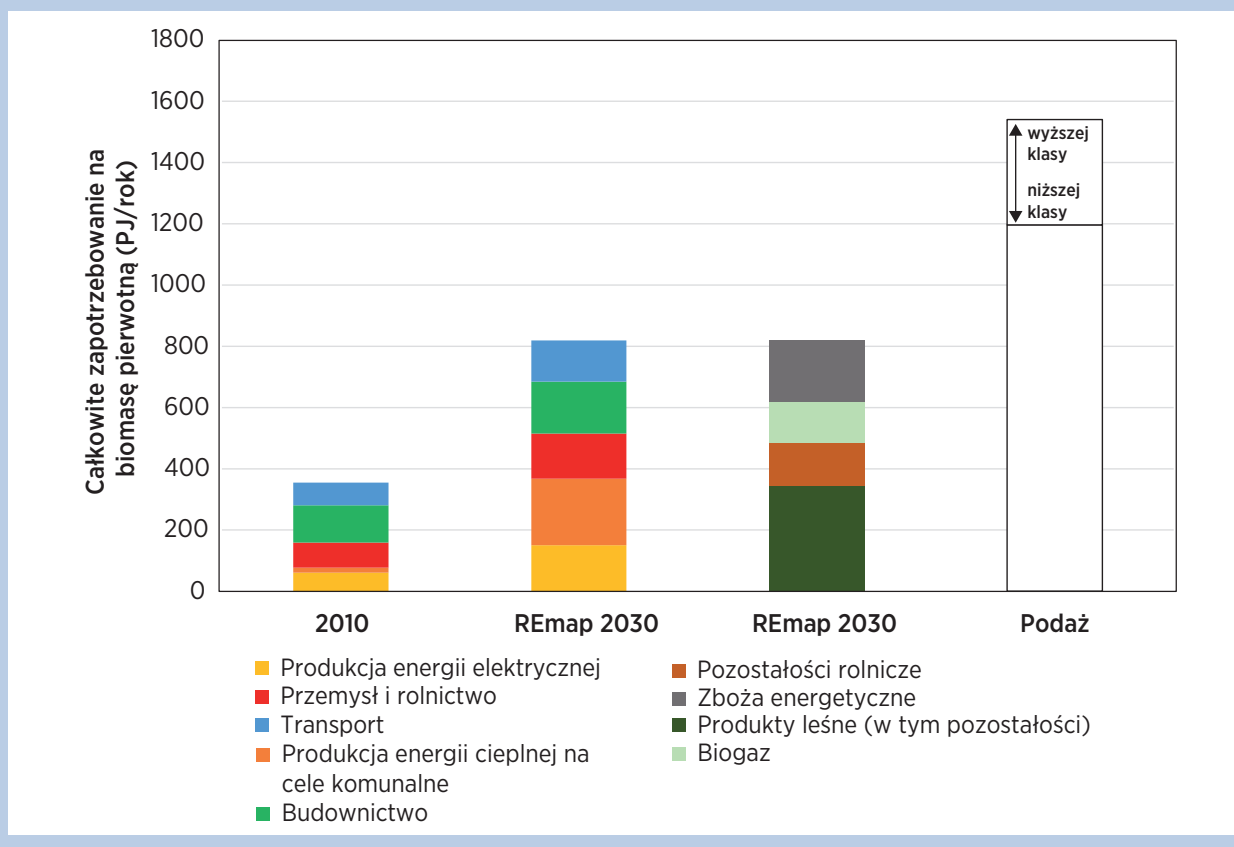


Tabela 4: Udział energii ze źródeł odnawialnych i całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych według sektorów, 2010-2030

		Udział energii ze źródeł odnawialnych (%)		
		2010	Scenariusz referencyjny 2030	REmap 2030
Przemysł i rolnictwo	Z wyłączeniem energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego	10,6	10,0	15,3
	Przy uwzględnieniu energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego	12,3	14,7	25,3
Budownictwo	Z wyłączeniem energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego	9,9	15,9	17,9
	Przy uwzględnieniu energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego	12,1	21,8	34,8
Transport	Z wyłączeniem energii elektrycznej	5,2	7,4	11,2
	Przy uwzględnieniu energii elektrycznej	5,3	7,7	11,9
Produkcja energii elektrycznej		7,0	19,2	37,7
Produkcja ciepła komunalnego		3,7	8,0	24,3
TFEC	Przy uwzględnieniu energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego	10,1	15,5	24,7

Wykres 3: Rozbicie zużycia biomasy pierwotnej w Polsce w 2030 roku.



Sektor ciepłownictwa będzie odpowiadać w 2030 roku za 65% całkowitego zapotrzebowania na biomase, pozostała część rozłoży się natomiast na transport (17%) i produkcję energii elektrycznej (18%). Około jednej czwartej całkowitego zużycia biomasy do celów produkcji energii cieplnej będzie związane z procesami przemysłowymi i rolniczymi, natomiast pozostała część z budownictwem i ciepłownictwem komunalnym.

Całkowite zapotrzebowanie na biogaz do wszystkich zastosowań osiągnie poziom 135 PJ (5,9 mld m³). Można to porównać do szacowanego potencjału podaży w Polsce w skali roku na poziomie 200 PJ w roku 2030.

4.3 Koszty energii ze źródeł odnawialnych i korzyści z niej płynące

Koszty odnawialnych źródeł energii w Polsce

Tabela 5 przedstawia przegląd kosztów zastąpienia według sektorów dla roku 2030 w oparciu o perspektywy biznesowe i rządowe. Ceny krajowe są oparte na stopie

dyskontowej w wysokości 5% i uwzględniają podatek energetyczny i subwencje w Polsce. Ceny międzynarodowe są oparte na stopie dyskontowej w wysokości 10% i nie obejmują podatku i subwencji.

W perspektywie biznesowej najbardziej rentowne opcje to te w sektorze transportu, zważywszy na fakt, że benzyna i olej napędowy są wysoko opodatkowane w Polsce. Zaspokojenie zapotrzebowania na ciepło będzie kosztowniejsze, ponieważ drogie produkty leśne konkurują z tanim węglem. W sektorze budownictwa można dokonać oszczędności poprzez stosowanie słonecznego ogrzewania wody zamiast drogiego gazu naturalnego. Opalane pelletem drzewnym kotły na biomase do ogrzewania pomieszczeń są także bliskie osiągnięcia konkurencyjności pod względem kosztów w stosunku do węgla. W przemyśle do produkcji ciepła technologicznego wykorzystywane są niedrogie pozostałości produkcji rolnej, które są bardziej konkurencyjne pod względem cenowym. W perspektywie rządowej średni koszt zastąpienia wybranych opcji technologicznych w każdym sektorze jest wyższy niż w perspektywie biznesowej. Wynika to ze standardowej ceny węgla dla Polski założonej

Tabela 5: Średnie koszty zastąpienia dla Opcji REmap według sektorów w roku 2030

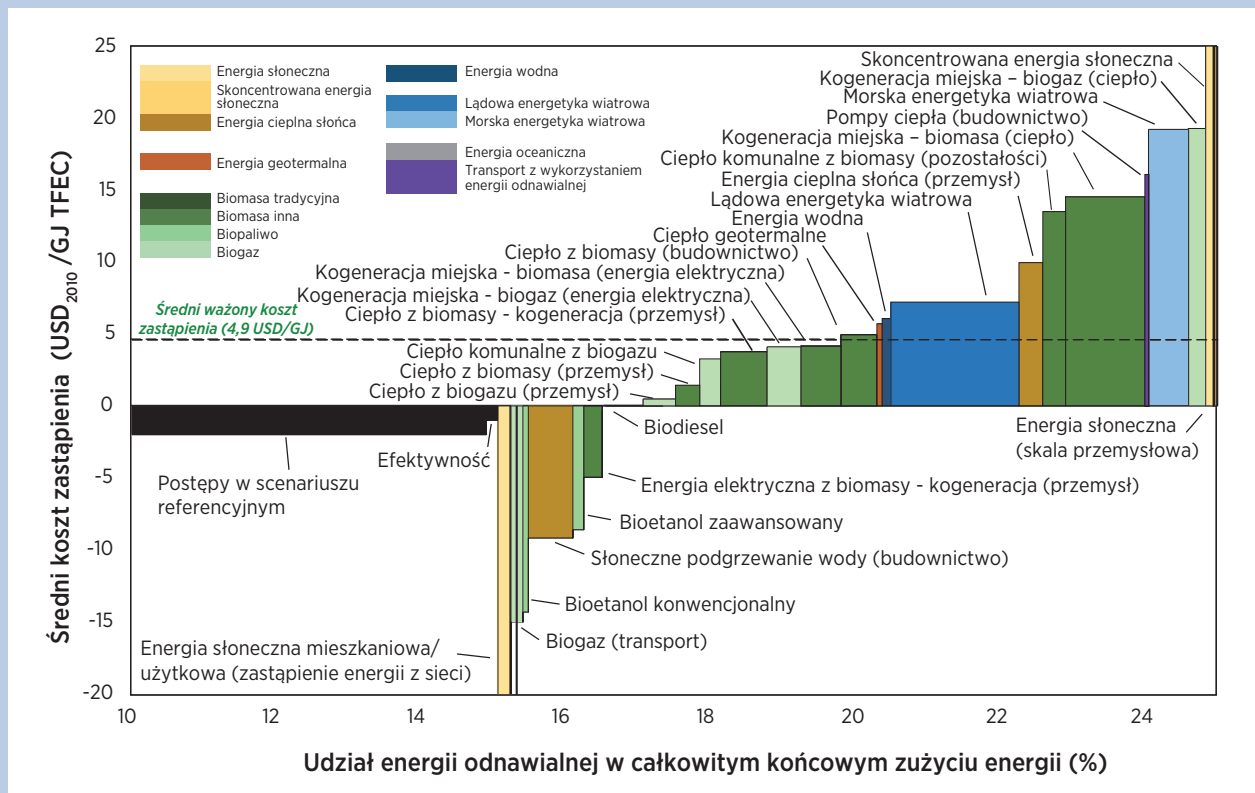
	Perspektywa biznesowa (ceny krajowe) (USD/GJ)	Perspektywa rządowa (ceny międzynarodowe) (USD/GJ)
Przemysł	3,6	8,2
Budownictwo	-2,3	5,2
Transport	-4,2	-4,6
Energia elektryczna	6,3	13,3
Ciepłownictwo komunalne	13,8	12,5
Średnia dla wszystkich sektorów	4,9	10,3

na poziomie 2 USD/GJ i wyłączenia podatków oraz subsydiów z ceny energii.

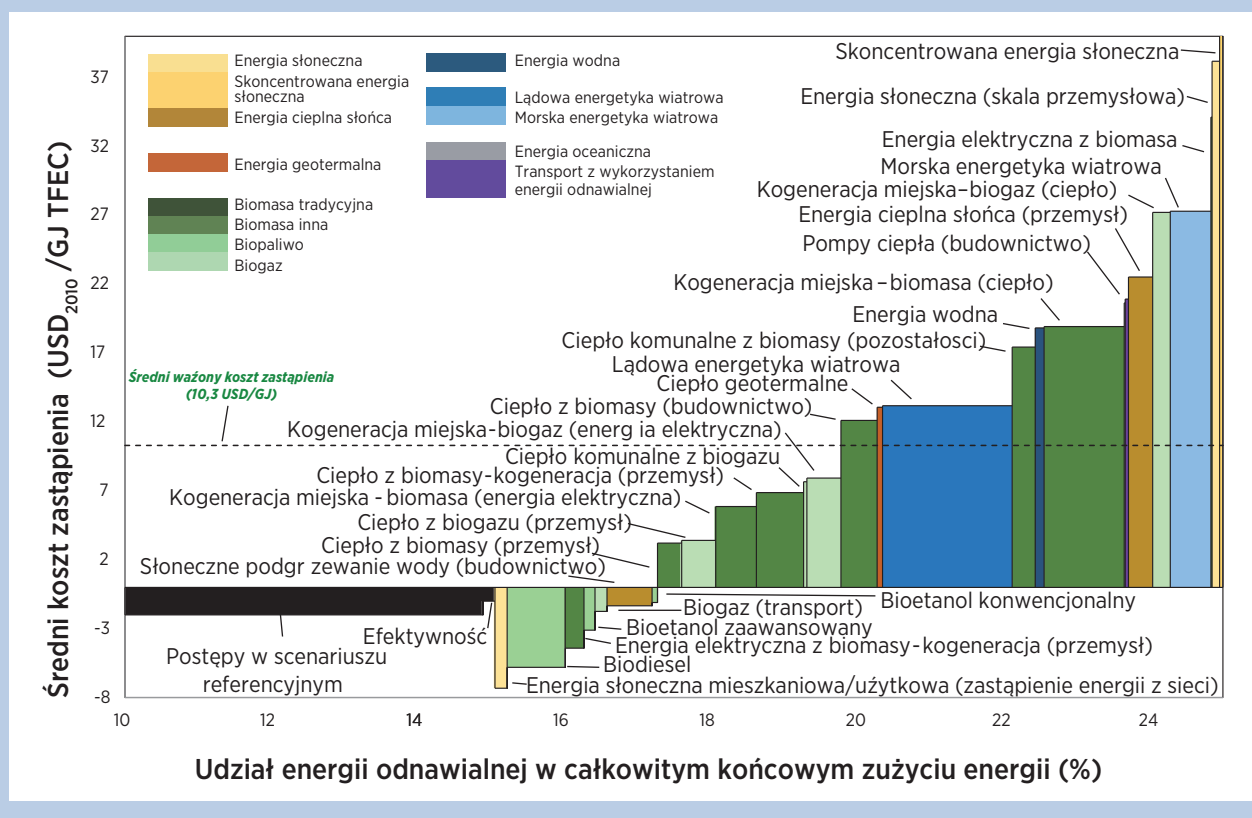
Koszt Opcji REmap jest nieco niższy w 2030 roku niż w 2020. W dużym stopniu można to wyjaśnić podniesieniem poziomu wiedzy technologicznej i wyższym współczynnikom wykorzystania mocy brutto, która sprawia, że odnawialne źródła energii stają się bardziej opłacalne niż paliwa kopalne. Ważną rolę odgrywa także bardziej rentowny miks rodzajów energii odnawialnej.

Wykres 4 i Wykres 5 klasyfikują koszty zastąpienia Opcji REmap i pokazują ich wkład w potencjalnie zwiększony udział energii ze źródeł odnawialnych. Tabela 6 przedstawia koszty zastąpienia Opcji REmap dla Polski w 2030 roku (ta sama informacja uwzględniona w Wykres 4 i Wykresie 5) Koszt opcji sięga od -30 USD do nawet +30 USD za GJ w perspektywie biznesowej – koszty opcji w perspektywie rządowej wynoszą natomiast od -7 USD do +40 USD za GJ. W obu przypadkach około 20% wszystkich opcji jest konkurencyjne pod

Wykres 4: Koszt energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do podaży według źródeł energii odnawialnej w 2030 roku z perspektywy biznesowej



Wykres 5: Koszt energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do podaży według źródeł energii odnawialnej w 2030 roku z perspektywy rządowej



względem cenowym i dlatego ma ujemny koszt zastąpienia. W perspektywie biznesowej spośród wszystkich technologii najniższy koszt zastąpienia w produkcji energii elektrycznej jest odnotowywany w przypadku elektrociepłowni przemysłowych opalanych stałą biomasą. Można to wyjaśnić niskimi cenami pozostałości produkcji rolnej wykorzystywanych jako surowiec przy kogeneracji. Dla porównania elektrociepłownie w sektorze ciepłownictwa komunalnego wykorzystujące droższe produkty leśne dostarczają droższą energię. Panele fotowoltaiczne montowane na dachach stanowią wyjątek w sektorze, ponieważ LCOE dla tej technologii zastępuje cenę użytkownika końcowego energii elektrycznej, którą płacą konsumenci. Ogrzewanie i chłodzenie słoneczne w przemyśle są najdroższymi opcjami w porównaniu do technologii spalania taniej biomasy. Słoneczne podgrzewacze wody w sektorze budownictwa z wyższymi współczynnikami wykorzystania mocy brutto i niższymi kosztami kapitałowymi są najbardziej konkurencyjne pod względem kosztów w porównaniu do systemów zainstalowanych w sektorze przemysłowym. W przypadku produkcji energii cieplnej w sektorze budownictwa i ciepłownictwa komunalnego wykorzystywana jest droższa biomasa, co obniża ich

konkurencyjność cenową względem technologii wykorzystujących biomasę stosowanych do produkcji ciepła technologicznego w przemyśle. Technologie biopaliw w sektorze transportowym są w porównaniu do benzyny i oleju napędowego najbardziej konkurencyjne pod względem kosztowym spośród wszystkich Opcji REmap. Z perspektywy rządowej, jedynie kilka technologii w sektorach transportu i energii elektrycznej osiągnęło konkurencyjność pod względem kosztów.

Korzyści płynące z Opcji REmap

Wykres 6 przedstawia zmiany w zakresie zapotrzebowania na paliwa kopalne w Polsce w latach 2010-2030 w Scenariuszu referencyjnym i w REmap2030. Opcje REmap obniżyłyby zapotrzebowanie na paliwa kopalne o 14,9% w porównaniu do Scenariusza referencyjnego. Oszczędności wahają się pomiędzy 3,6% w przypadku produktów ropopochodnych do 6,3% w przypadku gazu ziemnego.

Całkowite zapotrzebowanie na węgiel w REmap 2030 będzie o 22,3% niższe niż w 2010 roku. Dla porównania odnawialne źródła energii ograniczą wzrost

Tabela 6: Koszt zastąpienia Opcji REmap według technologii w 2030 roku w oparciu o perspektywę rządową i biznesową oraz potencjał według technologii

Opcja REmap według sektora	Perspektywa biznesowa	Perspektywa rządowa	Potencjał Opcji REmap
	(USD/GJ)	(USD/GJ)	(PJ/rok)
Zużycie energii elektrycznej (przetworzenie energii)			
Energia wodna	7,0	18,8	3,6
Lądowa energetyka wiatrowa	7,2	13,2	54,5
Morska energetyka wiatrowa	19,2	27,3	17,3
Stała biomasa (wyłącznie energia elektryczna)	28,2	26,0	0,6
Stała biomasa (kogeneracja) – ciepłownictwo komunalne	4,2	5,9	17,0
Stała biomasa (kogeneracja) – przemysł	-5,0	-4,4	7,9
Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja) – ciepłownictwo komunalne	4,1	7,9	14,5
Skala przemysłowa	25,2	38,2	3,1
Instalacje dachowe	-44,9	-7,3	5,1
Zużycie energii cieplnej na cele komunalnej (przetworzenie energii)			
Geotermia	6,0	13,1	2,2
Stała biomasa (wyłącznie energia cieplna)	13,5	17,4	9,8
Stała biomasa (kogeneracja)	14,5	18,9	33,7
Biopaliwa płynne i gazowe (wyłącznie energia cieplna)	3,5	7,7	1,2
Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja)	19,3	27,2	7,5
Przemysł i rolnictwo			
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	10,0	22,5	10,0
Stała biomasa (wyłącznie energia cieplna)	1,4	3,2	10,0
Stała biomasa (kogeneracja)	3,8	6,9	19,8
Biopaliwa płynne i gazowe	0,5	3,4	14,3
Sektor budownictwa (mieszkaniowego i użytkowego) (końcowe zużycie energii)			
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	-9,2	-1,3	18,9
Stała biomasa (wyłącznie energia cieplna)	5,0	8,9	15,0
Pompy ciepła	16,1	20,9	1,2
Sektor transportowy (końcowe zużycie energii)			
Etanol konwencjonalny	-14,3	-1,1	2,5
Etanol zaawansowany	-8,6	-3,1	4,5
Biodiesel	0	-5,8	24,6
Inne	-15,0	-2,0	5,5

zapotrzebowania na ropę i gaz ziemny w latach 2010-2030 w Scenariuszu referencyjnym z 23% do 17%.

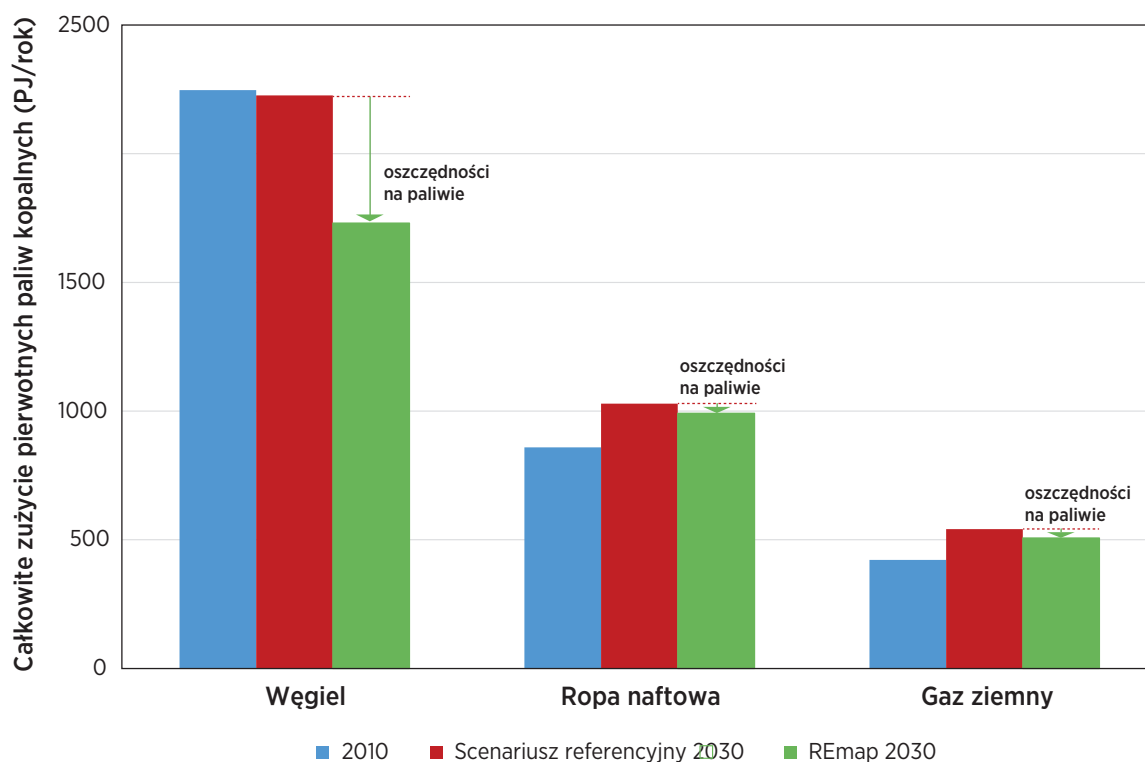
Niższe zużycie paliw kopalnych ogranicza emisje CO₂. Oddolne oszacowanie sektorów ujętych w niniejszej analizie stanowi 301 Mt CO₂ rocznie, tj. 91% całkowitych emisji CO₂ w Polsce w roku 2010 (330 Mt). Pozostałe 9% pochodzi z wydobycia i przeróbki paliw kopalnych (górnictwo, rafinerie itp.). Tabela 7 pokazuje, że w Scenariuszu referencyjnym całkowita emisja CO₂ w Polsce wzrosła z 330 Mt w 2010 roku do 313 Mt w 2020 roku i 349 Mt w 2030 roku. Jeżeli wdrożone zostaną wszystkie

Tabela 7: Szacowane zmiany w całkowitej emisji CO₂ w Polsce

	Emisja CO ₂ w skali roku (Mt CO ₂)
1990	375
2005	318
2010	330
2020	313
2030	349
REmap 2030	292

Uwaga: Lata 1990-2010 na podstawie danych UNFCCC (2015).

Wykres 6: Oszczędności w zakresie paliw kopalnych w latach 2010-2030



Opcje REmap wskazane w niniejszym opracowaniu, zgodnie z REmap 2030 całkowita emisja spadnie do 292 Mt. Odpowiada to redukcji o 16,3% w porównaniu do Scenariusza referencyjnego w 2030 roku (w wartościach bezwzględnych – 57 Mt CO₂). W porównaniu do 1990 i 2005 roku odnawialne źródła energii mogą obniżyć całkowitą emisję CO₂ w Polsce odpowiednio o 22% i 8%. Wysokie redukcje będą wymagały szybszego skojarzonego wykorzystania odnawialnych źródeł energii i zastosowania środków ukierunkowanych na większą efektywność energetyczną.

Tabela 8 przedstawia kilka wskaźników finansowych dla Polski. Opcje REmap wymagają dodatkowych kosztów na poziomie 3,1 mld USD/rok w 2030 roku. Efekty zewnętrzne związane ze zdrowiem ludzi mogą ograniczyć te koszty o 0,4-1,0 mld USD rocznie. Przy zakresie cen 20-80 USD za tonę CO₂ powiązane efekty zewnętrzne mogą każdego roku oszczędzić kolejne 1,0-4,1 mld USD. Z tego powodu po uwzględnieniu efektów zewnętrznych Opcje REmap mogą przynieść ogółem oszczędności na poziomie 2 mld USD/rok w 2030 roku.

Tabela pokazuje także, że Polska może ograniczyć swoje wydatki na energię pozyskiwaną z paliw kopalnych o 1,4 mld USD rocznie, wdrażając Opcje REmap wykorzystujące mniej paliw kopalnych. 1,8 mld USD (85%) tych oszczędności będzie pochodzić z ograniczonego popytu na węgiel. Jednak Opcje REmap zwiększą roczne koszty dostawy biomasy o 2,5 mld USD. Włączenie oszczędności sektora transportu wynikające z niższego zużycia produktów ropopochodnych (w oparciu o międzynarodowe ceny benzyny i oleju napędowego w 2030 roku) przyniesie w 2030 roku oszczędności netto na paliwie w wysokości 0,4 mld USD w skali roku.

Wyniki te zakładają, że w celu maksymalizacji redukcji emisji CO₂ w ramach produkcji energii elektrycznej i ciepłej zastąpiony zostanie sam węgiel. Obecnie wykorzystuje się również duże ilości importowanego gazu ziemnego do produkcji energii ciepłej w sektorze budownictwa i przemysłu. Odpowiada to niemal 40% całkowitego miks paliw kopalnych w obydwu sektorach. Odnawialne źródła energii mogą zostać wykorzystane do zastąpienia importowanego gazu ziemnego w celu poprawy bezpieczeństwa dostaw energii. Jeżeli

Tabela 8: Wskaźniki finansowe dla zastosowania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce z perspektywy rządowej

Roczne koszty i korzyści systemu energetycznego w 2030 roku (mld USD)	
Przyrostowe koszty systemu w 2030 roku	3,1
ograniczone efekty zewnętrzne związane ze zdrowiem ludzi	od 0,4 do 1,0
ograniczone efekty zewnętrzne CO ₂	od 1,0 do 4,1
Koszty systemu z efektami zewnętrznymi w 2030 roku	od -2,0 do 1,7
Przyrostowe potrzeby w zakresie subwencji w 2030 roku	3,1
Korzyści wynikające z oszczędności paliw kopalnych (w porównaniu do Scenariusza referencyjnego w 2030 roku)	
Całkowite oszczędności węgla w skali roku (Mt)	20,7
Całkowite oszczędności gazu ziemnego w skali roku (mld m ³)	0,9
Redukcja kosztów węgla i gazu ziemnego w skali roku (mld USD)	1,4
Dodatkowe koszty związane z biomasą w skali roku (mld USD)	2,1

tak się stanie, będą bardziej konkurencyjne pod względem kosztowym niż gaz ziemny i dlatego całkowite koszty systemu spadną z 3,1 mld USD do 2,6 mld USD w 2030. Co więcej, całkowite roczne oszczędności gazu ziemnego wzrosną z 0,9 mld m³ do 2,9 mld m³ w 2030 roku. Odpowiada to 20% oszczędności w zakresie gazu ziemnego w porównaniu do Scenariusza referencyjnego w 2030 roku i wskazuje na stabilizację zapotrzebowania w latach 2010-2030. Całkowite roczne oszczędności w

zakresie emisji CO₂ osiągnęłyby wtedy 54 Mt. Można to porównać do 57 Mt w sytuacji, gdy węgiel byłby głównym substytutem. Spadek ten wynika z niższej emisji CO₂ z gazu ziemnego niż węgla (0,056 kontra 0,095 ton CO₂/GJ). Mniejsza jest tylko redukcja emisji związanych z produkcją energii cieplnej, a zastępowanym paliwem jest nadal głównie węgiel. To oznacza, że ogólne oszczędności w zakresie emisji nie zmienią się znacząco.

Tabela 9: Średnie roczne potrzeby inwestycyjne w latach 2010-2030 (mln USD rocznie)

Sektor	Scenariusz referencyjny	REmap 2030
Produkcja energii elektrycznej i ciepłownictwa komunalnego (w tym kogeneracja)	1535	3267
Przemysł	20	242
Budownictwo	358	725
Transport	129	219
Ogółem	2041	4452
Źródło		
Energia wodna	29	78
Energia wiatrowa	650	1578
Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne)	209	491
Podgrzewanie wody energią solarną	286	779
Ciepło geotermalne	44	123
Pompy ciepła	18	54
Biomasa	806	1347
Kogeneracja	442	811
Systemy produkujące wyłącznie energię elektryczną	135	120
Systemy produkujące wyłącznie energię cieplną	101	198
Produkcja biopaliw płynnych	129	219
Ogółem	2041	4452

Całkowite roczne potrzeby inwestycyjne w zakresie odnawialnych źródeł energii osiągną do 2030 roku średni poziom 4,5 mld USD (zob. Tabela 9). Do realizacji Scenariusza referencyjnego potrzebne będzie 2 mld USD rocznie, natomiast do spełnienia założeń Opcji REmap potrzebne będzie dodatkowe 2,5 mld USD w skali roku. Większość dodatkowych potrzeb inwestycyjnych pojawi się w sektorze energii elektrycznej (1,7 mld USD rocznie), w szczególności energii wiatrowej

(0,9 mld USD rocznie). Technologie w zakresie biomasy (uwzględniając moce wytwórcze do produkcji biopaliw dla sektora transportu) również wymagają rocznie dodatkowych 0,5 mld USD ponad Scenariusz referencyjny. Same technologie kogeneracji wykorzystującej biomasę będą wymagać ogółem średnio 0,8 mld USD inwestycji rocznie. Inwestycje w urządzenia wykorzystujące energię słoneczną do podgrzewania wody będą wymagać średnio 0,8 mld USD rocznie.

Ramka 2: Porównanie z sąsiednimi krajami

Niektóre państwa europejskie mają wyższe cele na 2020 rok dotyczące energii ze źródeł odnawialnych niż Polska. Na przykład cel Niemiec kształtuje się na poziomie 18,7%, podczas gdy Szwecja dąży do 50,2%. Celem Danii jest 28%⁵, a Estonii 25,1%. Niektóre państwa są obecnie nieco za Polską pod względem ich celów na 2020 rok w zakresie odnawialnych źródeł energii. Słowacja ustaliła je na poziomie 15,2%, a Węgry na poziomie 13%. Daje to Polsce perspektywę w zakresie odnawialnych źródeł energii zarówno na kraje zaawansowane, jak i rozwijające się. Szczególny nacisk kładziony jest na to, w jaki sposób energia ze źródeł odnawialnych w Polsce różni się od innych państw i czego kraj ten może nauczyć się od innych. Współpraca pomiędzy państwami polega na silnych powiązaniach gospodarczych w regionie (handel, przepływ wykwalifikowanej siły roboczej, bezpieczeństwo energetyczne) oraz na regionalnej perspektywie wykorzystania biomasy na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepłej (technologie, logistyka, najlepsze zrównoważone praktyki). Główne przyczyny różnic pomiędzy Polską i innymi krajami w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz najważniejsze wnioski wynikające z przeprowadzonych porównań przedstawiono w skrócie poniżej.

- Szwecja wdrożyła polityki prowadzące do wysokich cen krajowych paliw kopalnych, aby wykorzystanie odnawialnych źródeł energii było wysoce opłacalne. Sektor ciepłownictwa komunalnego, gdzie 70% energii pochodzi z biomasy (biopaliwa, odpady i torf) a 8% z pomp ciepła, odgrywa obecnie ważną rolę w całkowitym końcowym miksie energetycznym tego kraju. Biomasa i energia wiatrowa zwiększają swój udział w miksie paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej w Szwecji. Polska ma potencjał, aby zrealizować podobny mikś odnawialnych źródeł energii, więc może skorzystać z doświadczeń tego kraju.
- Dania przewiduje, że do 2035 uzyska niemal 100% udział energii ze źródeł odnawialnych, przy czym energia elektryczna będzie wytwarzana wyłącznie z wiatru i biomasy. Sektor ciepłownictwa komunalnego będzie polegał na biomase wykorzystywanej w kogeneracji wraz z pompami ciepła. Strategia ta będzie stanowiła wyzwanie dla Polski ze względu na mniej opłacalne pozyskiwanie energii z wiatru. Jednak Polska może podnieść swój udział energii ze źródeł odnawialnych, zdając się na mikś biomasy i energii wiatrowej z pewnym udziałem energii wodnej (nieistniejącej w Danii) oraz kogenerację biogazową w przypadku ciepłownictwa komunalnego.
- W Niemczech atrakcyjne taryfy gwarantowane stanowiły bodziec dla wielu projektów w zakresie pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych należących do prywatnych inwestorów i deweloperów projektowych. Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej posiadają zaledwie 12% mocy w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Natomiast subwencje przyznawane w przypadku współspalania w Polsce wspierały krajowe duże przedsiębiorstwa energetyczne opierające swoją działalność na węglu. Nowy system aukcyjny prawdopodobnie również wesprze duże krajowe przedsiębiorstwa energetyczne oraz energetykę wiatrową (obecnie należącą głównie do obcego kapitału). Jeśli chodzi

5 IRENA wstępnie przygotowała lub ukończyła analizy REmap dla Danii, Niemiec i Szwecji.

o potencjał w zakresie krajowej prywatnej własności w branży odnawialnych źródeł energii w Polsce, jest on i nadal będzie ograniczony. Jest to podstawowa różnica pomiędzy polską i niemiecką polityką dotyczącą energii ze źródeł odnawialnych. Niemcy zrealizowały 7 GW mocy wytwórczej energii elektrycznej opartej na biogazie, natomiast morską energetykę wiatrową wzrosła o 2 GW w 2015 roku. Polska ma dostęp do podobnych zasobów dla tych technologii jak Niemcy i są one równie ważne dla tego kraju przy osiągnięciu wyższego udziału odnawialnych źródeł energii. Polska może skorzystać z doświadczeń Niemiec dotyczących osiągnięcia wyższej mocy biogazu i morskiej energetyki wiatrowej.

- Doświadczenie Słowacji pokazało, że kraj ten pozyskał dużą ilość energii z wody dzięki stosunkowo niewielkiej liczbie projektów o dużej skali. Chociaż Polska ma niski potencjał ekonomiczny w przypadku energii wodnej, możliwych jest na przykład kilka dużych projektów elektrowni wodnych w południowej Polsce. Jednak najpierw musiałyby zostać rozwiązane problemy hydrologiczne.
- Węgry charakteryzują się najwyższym udziałem biomasy (59%). Polska mogłaby się uczyć pod tym względem. Na drugim miejscu na Węgrzech znajdują się źródła geotermalne. Jednak Polska nie może czerpać z tych doświadczeń, ponieważ jej potencjał w tym zakresie jest mniej oczywisty. Lądowa energetyka wiatrowa na Węgrzech rozwija się bardzo powoli, podobnie do południowej Polski.
- Polska spodziewa się umiarkowanego wzrostu całkowitego końcowego zapotrzebowania na energię. To inaczej niż w przypadku krajów o wysokich dochodach takich jak Niemcy, Szwecja i Dania. W państwach tych efektywność energetyczna wystarczy, aby zaspokoić zapotrzebowanie rozwijającej się gospodarki. Polska może potrzebować wyższego TFEC w dodatku do efektywności energetycznej. Dlatego może wykorzystać potrzebę instalacji nowych mocy i zacząć wykorzystywać energię ze źródeł odnawialnych szybciej niż Niemcy, Szwecja i Dania. Pojawiające się tutaj ograniczenia wynikają z wysokich nakładów kapitałowych i niepewności cen rynkowych.

5 OMÓWIENIE WYNIKÓW

5.1 Szanse i wyzwania odnawialnych źródeł energii

Obecnie zastosowanie każdej technologii pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych napotyka wiele wyzwań. Taki stan rzeczy będzie się utrzymywać bez względu na to, czy Polska będzie dążyć do wykorzystania potencjału przedstawionego w REmap 2030, czy ograniczy się do swoich prognoz ujętych w KPD. Z drugiej strony ustalono już szanse wiążące się z takimi technologiami. Niniejszy rozdział krótko omawia te szanse i wyzwania.

REmap przewiduje zwiększoną konkurencję pomiędzy różnymi rodzajami odnawialnych źródeł energii. To może skutkować bardziej zbilansowanym portfelem technologii w krajowym miksie energetycznym. Przyszłe wysokosprawne technologie wiatrowe (np. wyższe turbiny) mogą jeszcze poprawić rentowność tego sektora energetyki. Morska energetyka wiatrowa może wykorzystywać największe prędkości wiatru w obszarze Morza Bałtyckiego, więc jest to interesująca droga naprzód dla technologii wiatrowej. Niekorzystne naturalne warunki wietrzne (np. niskie średnie prędkości wiatrów), konkurencja z innymi rodzajami energii (np. biomasa i energia słoneczna - panele fotowoltaiczne przyszłości) oraz struktury inwestycyjne obejmujące głównie kapitał zewnętrzny to trzy czynniki, które mogą ograniczać szerszą ekspansję energii wiatrowej.

Główne przedsiębiorstwa energetyczne wykazują coraz większe zainteresowanie projektami w zakresie morskiej energetyki wiatrowej. Dodatkowo Polska ma znaczący potencjał przemysłowy pozwalający na rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej dzięki swojej branży stoczniowej ulokowanej wzdłuż wybrzeża Morza Bałtyckiego. Branża ta, wraz z branżami wspierającymi, działa w Gdańsku, Gdyni i Szczecinie. Ich profil spełnia potrzeby sektora morskiej energetyki wiatrowej pod kątem budowy komponentów turbin wiatrowych, prac instalacyjnych i produkcji dedykowanych okrętów służących transportowi i instalacji morskich turbin wiatrowych. Morska energetyka wiatrowa daje dlatego atrakcyjną szansę dywersyfikacji tradycyjnemu wyspecjalizowanemu sektorowi stoczniowemu w Polsce (SouthBaltic Off.E.R., brak daty).

Jednak polski sektor energetyki wiatrowej już teraz staje wobec wielu wyzwań. Problemy i dodatkowe koszty przy uzyskiwaniu warunków technicznych dla połączeń do sieci to tylko jeden przykład. Zły stan infrastruktury w obszarach wiejskich, przedłużające się procedury administracyjne i terminy wydawania zezwoleń to kolejny (Departament Rolnictwa Stanów Zjednoczonych, 2012). W minionych latach duża część mocy sieciowej w północnej Polsce była wykorzystywana przez deweloperów projektowych, którzy zawarli umowy o przyłączeniu do sieci, ale nie wybudowali jeszcze projektów (Instytut Energetyki Odnawialnej, 2010).

Energia wodna w Polsce może być obiecująca w horyzoncie czasowym wykraczającym poza rok 2030, jeżeli powstanie odpowiednia infrastruktura. Jednak przedtem Polska musi rozwiązać problem niewielkich zasobów wody i kwestie ekologiczne. Dlatego inwestycje hydrologiczne muszą być zaplanowane w holistyczny sposób, aby możliwe było przezwyciężenie wszystkich tych problemów.

Koszty inwestycyjne w przypadku paneli fotowoltaicznych istotnie maleją na całym świecie. Trend ten może w końcu przynieść istotną szansę dla Polski, jeżeli zostanie odzwierciedlony w politykach tego kraju.

Kluczowym odnawialnym źródłem energii w Polsce jest biomasa. Zgodnie z REmap 2030 źródło to utrzyma swoją pozycję także w przyszłości. Dotychczas biomasa była wykorzystywana głównie na potrzeby współspalania z węglem. Jeżeli Opcje REmap mają być wdrożone, konieczne będzie uruchomienie licznych bloków wytwarzających energię elektryczną i ciepłą z samej biomasy. Rozwój elektrowni wykorzystujących samą biomasę w ramach sieci zrównoważonego i rentownego łańcucha dostaw będzie stanowić wyzwanie. Potrzebna będzie duża powierzchnia magazynowa, aby możliwe było zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowca, natomiast transport na większe odległości podniesie cenę biomasy, z czym już teraz zmagają się sektor biomasy.

Jeżeli wszystkie Opcje REmap zostaną wdrożone, popyt na biopaliwa płynne w REmap 2030 wzrośnie do ok.

3,7 mld litrów w 2030 roku. Produkcja etanolu w Polsce wynosi obecnie około 0,2 mld litrów, a większość zapotrzebowania jest właśnie pokrywana importowanym etanolem (EurObserv'ER, 2013). Lokalne źródła biomasy są wystarczające, aby pokryć to rosnące zapotrzebowanie, nawet jeżeli uwzględnimy jej konkurencyjne zastosowania w innych sektorach. Jednak będzie to wymagać dużych inwestycji w moc produkcyjną. W przeciwnym wypadku Polska będzie musiała nadal polegać na imporcie, jak to się dzieje obecnie. Aby sprostać temu potencjalnemu popytowi przy wykorzystaniu krajowej produkcji i handlu, planowanie podaży biomasy musi zacząć się już dziś.

Pewien potencjał w zakresie lokalnego wykorzystania biomasy, produkcji energii cieplnej ze źródeł odnawialnych oraz technologii wyspowych/mini sieci energetycznych wykazują tereny wiejskie i słabo zaludnione z dużym dostępem do biomasy (biogaz, biomasa leśna, pozostałości produkcji rolnej). Istnieje zainteresowanie wykorzystaniem biopaliw płynnych w przypadku wielu rodzajów transportu w rolnictwie, np. traktorów. Zainteresowaniem cieszy się również produkcja energii cieplnej ze źródeł odnawialnych. Można byłoby ją wykorzystać np. w sektorze ciepłownictwa komunalnego, lokalnym przemyśle, do gotowania w gospodarstwach domowych oraz na potrzeby rolnictwa i ogrodnictwa, np. szklarni. Potencjał technologii wyspowych/mini sieci energetycznych jest ograniczony ze względu na powszechność sieci energetycznych w Polsce. Mimo to mogą się one rozwijać w odległych lokalizacjach ze słabym dostępem do sieci. Mogą sprawdzić się w słabo zaludnionych regionach wschodniej Polski, gdzie potencjał biomasy jest wysoki, a zasięg sieci jest niższy niż średnia krajowa. Rozwiązania tego rodzaju mogłyby służyć lokalnym biznesom zajmującym się biomasą i w ten sposób przyspieszyć rozwój biogospodarki.

5.2 Sieć elektroenergetyczna

Kontekst

W Polsce działa jeden OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). Spółka ta w pełni należy do państwa. Dopełnienie dla niej stanowi siedmiu dużych operatorów systemu dystrybucji. W czterech z nich państwo ma większość udziałów. Trzy pozostałe należą do inwestorów zagranicznych. Dodatkowo istnieje ok. 200 mniejszych jednostek o marginalnym obszarze działalności, głównie

w zakładach przemysłowych. PSE są właścicielem sieci wysokiego napięcia w Polsce i są odpowiedzialne za eksploatację sieci energetycznej i dyspozycję mocy (Global Energy Network Institute, 2007).

Przesył energii elektrycznej zależy od sieci przesyłowej należącej do PSE i przez nie zarządzanej. Spółka ta działa jako OSP, bazując na swojej sieci najwyższego napięcia. Na dzień 31 grudnia 2013 roku składała się ona z 246 linii o całkowitej długości 13 519 km. Obejmowała 1 linię o napięciu 750 kV długości 114 km, 77 linii o napięciu 400 kV o długości 5 383 km, 168 linii 220 kV o długości 8 022 km. Istnieją 103 rozdzielnie najwyższego napięcia oraz jedna podwodna linia prądu stałego o napięciu 450 kV o całkowitej długości 254 km.

Istniejące połączenia z sąsiednimi krajami

Polska sieć energetyczna jest połączona z sieciami niemal wszystkich sąsiadów. Tabela 10 przedstawia zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych z krajami sąsiednimi. Są one już wykorzystywane lub mają taki potencjał.

Połączenia te odpowiadają za 11 139 gigawoltoamperów (GVA) w zimie i 9 684 GVA w lecie. Liczby te uzyskano po zsumowaniu zdolności przesyłowych wszystkich linii i nie należy ich rozumieć jako dostępnej zdolności wymiany transgranicznej. Co więcej, zdolność przesyłowa wyłączonych połączeń wynosi 2 178 GVA w zimie i 2 107 GVA w lecie. Istniejące połączenia transgraniczne mogą spełnić wymagania ustalone przez UE (10% krajowej mocy energii elektrycznej).

Aby chronić interesy gospodarcze krajowego przemysłu energetycznego budowane są przesuwniki fazowe pomiędzy Niemcami a Polską na potrzeby ograniczonego importu energii ze źródeł odnawialnych. Pomimo obecnych zmian, polska polityka energetyczna przewiduje połączenia z sąsiednimi krajami do 2030 roku. PSE planuje rozwijać wewnętrzną sieć przesyłową w zachodniej Polsce. Rozważa się również budowę trzeciego połączenia pomiędzy Polską i Niemcami, jednak nie przed 2030 rokiem. Ostateczny termin i zakres realizacji zostanie ustalony po zapoznaniu się z analizą uzasadniającą potrzebę realizacji takiego projektu i dokonaniu ustaleń z niemieckim partnerem.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych, szczególnie w północnej Polsce, planują wiele inwestycji. Należą do

Tabela 10: Połączenia z sąsiednimi krajami

Nazwa połączenia	Napięcie robocze (KV)	Moc		Pora roku
		(A)	(MVA)	
Chmielnicka -Rzeszów	750	1500	1949	Zima/Lato
Stamo AC/DC -Słupsk Wierzbęcino AC/DC DC-LINK	450	1333	600	Zima/Lato
Albrechtice -Dobrzeń	400	2000	1386	Zima
		1680	1164	Lato
Hagenwerder-Mikułowa tor 1	400	2500	1732	Zima
		1980	1372	Lato
Hagenwerder-Mikułowa tor 2	400	2500	1732	Zima
		1980	1372	Lato
Krosno Iskrzynia - Lemieszany tor 1	400	1500	1039	Zima/Lato
Krosno Iskrzynia - Lemieszany tor 2	400	1500	1039	Zima/Lato
Noszowice -Wielopole	400	2000	1386	Zima
		1680	1164	Lato
Białystok - Roś	220	600	229	Zima/Lato
		415	158	Zima/Lato
Bujaków - Liskowiec	220	1050	400	Zima/Lato
Dobrotwór - Zamość	220	1000	381	Zima
		776	296	Lato
Kopanina -Liskowiec	220	1050	400	Zima/Lato
		1370	522	Zima
Krajnik -Vierraden tor 1	220	1100	419	Lato
		1370	522	Zima
Krajnik -Vierraden tor 2	220	1100	419	Lato

Źródło: PSE S.A.

Uwagi: kV : kilowolt ; A : amper ; MVA : megawoltamper

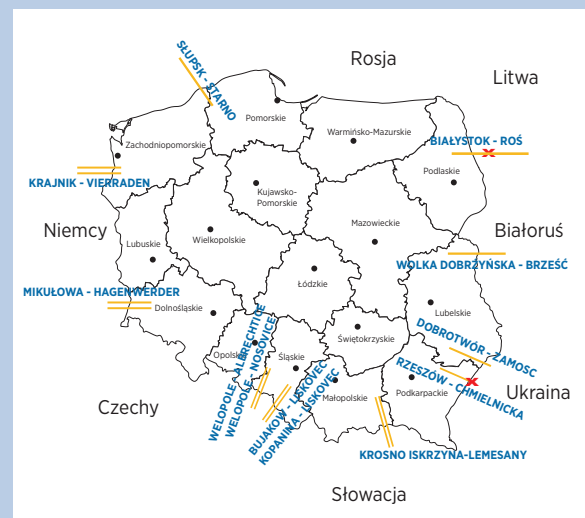
1. Tabela przedstawia zdolność przesyłową każdej linii w zależności od sezonu.
2. Jeżeli dla danego połączenia podano tylko jedną wartość, dotyczy ona obydwu sezonów.
3. Połączenia zaznaczone na żółto są obecnie wyłączone.

nich modernizacja istniejącej i wybudowanie nowej infrastruktury. Celem tych działań jest podłączenie nowych użytkowników do sieci energetycznej, poprawa dostępu sieci energetycznej do odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie niezawodności dostaw, w tym połączenia z sąsiednimi państwami. To pozwoli na wymianę przynajmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w Polsce do 2015 roku, 20% do 2020 roku i 25% do 2030. Jeżeli perspektywy te dojdą do skutku, będą wystarczające na potrzeby Opcji REmap, w szczególności gdy równocześnie nastąpią większe inwestycje w systemy magazynowania energii i sieci inteligentne (Ministerstwo Gospodarki, 2009).

Bariery w integracji z siecią elektroenergetyczną w Polsce

Badanie przeprowadzone w 2011 roku przez Eclareon i Instytut OEKO podsumowuje bariery w integracji energii

Wykres 7: Transgraniczne połączenia w polskim systemie energetycznym



Źródło: Ministerstwo Gospodarki, 2010

ze źródeł odnawialnych, które obecnie napotyka Polska. Należą do nich skomplikowany i niejasny proces przyłączenia do sieci, niejednoznaczne regulacje w zakresie rozkładu kosztów. Elektrownie wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych są podłączone do poziomu sieci dystrybucyjnej, na którym istnieje najwięcej barier. Jak wynika z doświadczeń stron zainteresowanych reprezentujących przemysł, istnieje ogólny brak pewności w zakresie inwestycji skutkujący ograniczoną budową mocy energii odnawialnej. Także istniejąca sieć wymaga modernizacji i rozbudowy. Brak zdolności przesyłowej sieci jest jedną z głównych barier. W północnej Polsce, gdzie dostępne są duże zasoby energii wiatrowej i słonecznej, sieć nadal wymaga rozbudowy.

Udział i potrzeby rozwojowe energii ze źródeł odnawialnych o zmiennej wydajności

W REmap 2030 szacuje się, że udział energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej może do 2030 roku sięgnąć 38%. Udział energii ze źródeł odnawialnych o zmiennej wydajności w całkowitej produkcji energii elektrycznej może sięgnąć 23% w związku z dużym znaczeniem energii wiatrowej. Duży udział w pozostałej części mają biomasa i węgiel, charakteryzujące się wysokimi współczynnikami wykorzystania mocy brutto w skali roku, a tym samym nieszczególnie nadszające się na zapasowe źródła energii. Z tego powodu sieć energetyczna w Polsce wymaga rozwoju, aby możliwa stała się dalsza integracja zmiennej energii ze źródeł odnawialnych. Do 2030 roku konieczna jest modernizacja przestarzałego sektora elektrowni ciepłych, co stwarza ważną szansę. Nowe elektrownie zaprojektowane w sposób umożliwiający większą elastyczność pomogą przyjąć rosnący udział odnawialnych źródeł energii o zmiennej wydajności.

Duży udział w pozostałych 77% należy do biomasy i węgla charakteryzujących się wysokimi współczynnikami wykorzystania mocy brutto – odpowiednio 45% i 75%. Według PSE moc zainstalowana w energetyce wiatrowej wynosząca ok. 9 GW jest nadal bezpieczna pod względem działania systemu. W 2020 roku przyjęte może zostać do 12 GW energii wiatrowej, przy założeniu współpracy z elektrociepłowniami, elektrowniami gazowymi dla zbilansowania i bardziej elastycznymi elektrowniami opalanymi węglem. Wzrost ten odpowiada szacunkom przedstawionym w REmap 2030. Problem nowej mocy zapasowej pojawia się tak dłużej, jak rozważany jest dalszy wzrost udziału energii

ze źródeł odnawialnych o zmiennej wydajności. Aby każdego roku wyprodukować 43 TWh przy wykorzystaniu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na poziomie 16 GW, udział energii wiatrowej (produkcja energii elektrycznej z wiatru względem całkowitego zużycia) wynosi około 25% w REmap 2030. Na podstawie badań analizujących integrację odnawialnych źródeł energii o zmiennej wydajności w innych krajach, zakłada się że przy takim udziale energii wiatrowej wskaźnik zagwarantowanej mocy (kredyt mocy) wynosi ok. 10% (1,6 GW ciągłej zdolności wytwórczej) (Holtinen i in., 2011). Oznacza to udział mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej, który można uznać za ograniczający moc wytwórczą energii konwencjonalnej bez wpływu na bezpieczeństwo dostaw. Całkowita ciągła zdolność wytwórcza ze źródeł odnawialnych i konwencjonalnych wynosi ok. 34,5 GW. Obciążenie szczytowe w 2030 roku jest szacowane na poziomie 35 GW. Obecnie OSP określa poziom rezerwy mocy na 13% i nie zakłada się jego zmiany do 2030 r. (Rączka i in., 2014). Przyjmując, że całkowite obciążenie szczytowe i poziom rezerwy mocy będą pokryte wyłącznie przez moce wytwórcze, całkowita moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii (głównie wiatru) będzie wymagała całkowitej mocy zapasowej na poziomie ok. 5 GW. Jeśli założy się budowę elektrowni gazowych w celu pokrycia tego zapotrzebowania, będzie to wiązało się ze średnimi rocznymi potrzebami inwestycyjnymi w wysokości 0,3 mld USD od dzisiaj do 2030 r. (nie zostało to wzięte pod uwagę w analizie kosztów i korzyści w REmap 2030). Część z tych potrzeb inwestycyjnych jest już uwzględniona w Scenariuszu referencyjnym w ramach wprowadzania nowych mocy wytwórczych w energetyce wiatrowej.

Jednak rezerwowa zdolność przesyłowa sieci elektroenergetycznej w Polsce nie jest obecnie wystarczająca. Krajowa sieć elektroenergetyczna musi być rozbudowana i zmodernizowana. Udoskonalenia techniczne związane np. z sieciami inteligentnymi, technologią power-to-gas i systemami magazynowania energii będą bardzo ważne dla zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii o zmiennej wydajności. Ponieważ elektrownie wiatrowe można znaleźć głównie w regionie Morza Bałtyckiego, rozwijać należy przede wszystkim sieci w północnej Polsce. W dodatku do systemów magazynowania energii i rozwiązań w zakresie sieci inteligentnych potrzebnych może być około 6000 km nowych linii sieci energetycznej. Aby podłączyć farmy wiatrowe do sieci energetycznej, Polska potrzebuje do 2015 roku 660 km linii przesyłowych o napięciu 440 kV.

Wraz z ekspansją takich farm po 2015 roku konieczny będzie dalszy intensywny rozwój linii przesyłowych o napięciu 400 kV (PSE, 2010).

Pierścień Bałtycki i supersieć

Pierścień Bałtycki to planowana sieć przesyłowa łącząca Norwegię, Szwecję, Finlandię, Danię, Niemcy, Polskę, Litwę, Łotwę i Estonię (ABB, 2001). Projekt ten mógłby oznaczać stworzenie dużego zsynchronizowanego systemu energetycznego. Dywersyfikacja źródeł poprawiłaby bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. W szczególności zapewniłoby to dostęp do energii odnawialnej z farm wiatrowych i elektrowni wodnych w Szwecji, Norwegii i Danii. Zakładany termin ukończenia tego projektu to rok 2020 (Komisja Europejska, 2014). Kraje bałtyckie są tym zainteresowane; w krótkiej perspektywie zwiększyłyby swoje bezpieczeństwo energetyczne (Landsberg, 2007).

Europejska supersieć to inny ciekawy projekt, który może ułatwić zastosowanie w Polsce odnawialnych źródeł energii elektrycznej o zmiennej wydajności. Ograniczając się do zaledwie dwóch przykładów, sieć ta połączy krajowe sieci energetyczne w całej Europie ze źródłami energii wiatrowej znajdującymi się w Europie Zachodniej wykorzystującymi wiatry na Oceanie Atlantyckim oraz źródłami energii słonecznej w Afryce Północnej. Najważniejszą korzyścią płynącą z tego projektu jest jego duża skala, która ułatwi bilansowanie energii elektrycznej w krajowych sieciach energetycznych oraz stworzy w przyszłości lepsze warunki do wprowadzenia energii ze źródeł odnawialnych o zmiennej wydajności.

Krajowe rynki energii elektrycznej stają się coraz bardziej międzynarodowe ze względu na lepsze połączenia transgraniczne i inicjatywy takie jak Pierścień Bałtycki lub supersieć. Będzie to miało konsekwencje ekonomiczne dla perspektyw rozwoju energii ze źródeł odnawialnych w Polsce. Na pewno pojawi się konkurencja pomiędzy różnymi odnawialnymi źródłami energii, nie tylko w poszczególnych państwach, ale również pomiędzy krajami o bardzo różnym czasie potencjału w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. W rezultacie przyspieszenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce może nieść ze sobą pewne ryzyko ekonomiczne, dlatego inwestycje w energię ze

źródeł odnawialnych muszą być ostrożnie zaplanowane i bardzo opłacalne. Inwestorzy muszą brać pod uwagę realne szanse produkcji taniej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce i w innych miejscach w Europie i poza nią. Wykonalność ekonomiczna krajowych projektów dotyczących energii ze źródeł odnawialnych musi zostać oceniona w szerszym, europejskim i międzynarodowym, kontekście.

5.3 Sugestie dotyczące szybszego upowszechnienia energii odnawialnej

- Stworzenie środków dających pewność inwestycyjną co do ciągłości wzrostu mocy energii ze źródeł odnawialnych przy zmianie polityki zielonych certyfikatów na aukcje.
- Połączenie odnawialnych źródeł energii z efektywnością energetyczną na potrzeby realizacji celów dotyczących zapobiegania zmianom klimatu i poprawy bezpieczeństwa energetycznego.
- Zapewnienie wykorzystania miksu technologii pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych poprzez koncentrację na odnawialnych źródłach energii innych niż biomasa, np. elektryfikacja w sektorze ciepłownictwa oraz transport połączony z produkcją energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.
- Uwzględnienie efektów zewnętrznych paliw kopalnych w ocenie kosztów energii ze źródeł odnawialnych.
- Zagwarantowanie spokojnego przejścia z konwencjonalnej produkcji energii wytwarzanej z węgla oraz zapewnienie niezawodności i odporności systemu energetycznego.
- Stworzenie planów dla systemu sieciowego i przesyłowego przewidujących integrację niemal 20% całkowitej produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o zmiennej wydajności szczególnie energii wiatrowej.
- Zaplanowanie działań napędzających zrównoważoną i opłacalną podaż biomasy.
- Wzmocnienie krajowego sektora produkującego instalacje do pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, w szczególności poprzez współpracę z inwestorami w sektorze energetyki wiatrowej i bioenergii.

BIBLIOGRAFIA

- ABB (2001), *The Making of the Baltic Ring*, ABB Review t. 2. Zuerich. [http://www09.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/30641aa1cc265a0dc1256ddd00346da6/\\$file/44-48%20M673%20.pdf](http://www09.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/30641aa1cc265a0dc1256ddd00346da6/$file/44-48%20M673%20.pdf).
- AEA Technology Environment (2005), Damages per Tonne Emissions of PM2.5, NH3, SO2, NOx and VOCs from each EU25 Member State (Excluding Cyprus) and Surrounding Seas, AEA Technology Environment, Didcot, www.doc88.com/p-476118345143.html.
- Anonim (2009), *Potencjał hydroenergetyczny*, <http://www.sznuj-energie.pl/files/file/Potencja%C5%82%20hydroenergetyczny.pdf>.
- Bank Światowy (2013), *Global tracking framework*. Bank Światowy, Waszyngton, DC. <http://documents.worldbank.org/curated/en/2013/05/17765643/global-tracking-framework-vol-3-3-main-report>.
- Budzianowski, W.M. (2012), "Sustainable Biogas Energy in Poland: Prospects and Challenges", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (1), s. 342-349.
- Cetnarski, W.P. (2014), *Potential and Implementation Plans for Offshore Wind Energy*. 21 października 2014, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Szczecin. http://www.eclareon.eu/sites/default/files/04_psew_potential_and_implementation_plans_for_offshore_windenergy.pdf.
- Chodkowska-Miszczuk, J., Szymańska D. (2013), "Agricultural biogas plants – a chance for diversification of agriculture in Poland", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20, s. 514-518.
- Departament Rolnictwa Stanów Zjednoczonych (USDA) (2012), *Renewable Energy and Bio-fuel Situation in Poland*, USDA, Waszyngton DC.
- Deutsche Gesellschaft fuer Internationale Zusammenarbeit (GIZ) (2012), *International Fuel Prices 2010/2011*. 7th Edition. GIZ, Bonn/Eshcborn. <http://www.giz.de/expertise/downloads/giz2012-en-ifp2010.pdf>.
- Dumas, P., Bartosik A. (2014), *Geothermal DH potential in Europe*, raport z projektu GeoDH, Europejska Rada Energii Geotermalnej, Bruksela. http://geodh.eu/wp-content/uploads/2014/08/GEODH.potential_NA.pdf.
- Eclareon/Instytut OEKO (2011), *Integration of Electricity from Renewables to the Electricity Grid and the Electricity Market – RES-INTEGRATION*. 13 marca 2012, Eclareon/Instytut OEKO, Berlin. <http://www.oeko.de/oeko-doc/1378/2012-012-en.pdf>.
- Eggleston H.S. i in. (2006), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Programy krajowej inwentaryzacji gazów cieplarnianych, IPCC (Międzynarodowy Zespół ds. Zmian Klimatu – ang. Intergovernmental Panel on Climate Change), IGES, Kanagawa, www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html.
- ENDS (2014), *Poland could eliminate coal from co-generation*. 21 listopada 2014 Environmental Data Services, Teddington. <http://www.endswasteandbioenergy.com/article/1323071/poland-eliminate-coal-co-generation>.
- EurObserv'ER (2013), *The State of Renewable Energies in Europe*. Observ'ER, Paryż. http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan-13-gb.pdf.
- Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (EWEA) (2014), *Wind Energy Scenarios for 2020*, EWEA, Bruksela. <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/scenarios/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf>.
- Eurostat (2015), *Energy price statistics*. European Commission, Eurostat, Luxembourg. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_price_statistics.
- Global Energy Network Institute (GENI) (2007), *National Energy Grid Poland*. Czerwiec 2007. GENI, San Diego, CA. http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/poland/index.shtml.
- Główny Urząd Statystyczny (GUS) (2012), *Zużycie energii w gospodarstwach domowych 2009*, GUS, Warszawa. http://www.google.pl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CCgQFjABahUKEwj-p5OXzvIrGAhUKB9sKHRV5ANk&url=http%3A%2F%2Fstat.gov.pl%2Fcps%2Ffrde%2Fxbcr%2Fgus%2FSE_zuzycie_energii_gosp_dom_2009.pdf&ei=ZPt6VemiO4qO7AaV8oHIDQ&usq=AFQjCNH-7ogQ0Tu1TmDcOECMBKRdUXRtvgw&sig2=hL_RXxr-d-MptXSocQHQiaQ&bvm=bv.95515949,d.ZGU&cad=rja.

- Greenpeace/Światowa Rada Energetyki Wiatrowej/Europejska Rada Energetyki Wiatrowej (2013), *[R]ewolucja energetyczna dla Polski*, Greenpeace Polska/Światowa Rada Energetyki Wiatrowej/Europejska Rada Energetyki Wiatrowej, Warszawa/Bruksela. http://www.greenpeace.org/poland/PageFiles/559373/Greenpeace_Rewolucja_Energetyczna.pdf.
- GUS (2013), *Energia ze źródeł odnawialnych w 2012 roku*, GUS, Warszawa. http://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/3/7/2/se_energia_zrodla_odnawialne_2012.pdf.
- Hansson, J. i in. (2009), *The Potential for Biomass Co-firing with Coal for EU-27*, Chalmers University of Technology, Goteborg. <http://www.bioenergytrade.org/downloads/potentialforbiomasscofiringjuliahansson.pdf>.
- Holttinen, H. i in. (2011), *Impacts of Large Amounts of Wind Power on Design and Operation of Power Systems, results of IEA Collaboration*, Wind Energy 2011(14), 179-192.
- Instytut Energetyki Odnawialnej (2010), *Energia wiatrowa w Polsce*, BiznesPolska.pl, Warszawa.
- Instytut na rzecz Ekorozwoju (InE) (2009) *Alternatywna Polityka Energetyczna Polski do 2030*. grudzień 2009, IZR, Warszawa. http://www.ine-isd.org.pl/theme/UploadFiles/File/publikacje/broszury/ine_alternatywna_polityka_teknika.pdf.
- IPCC (2007), *Summary for Policymakers, Climate Change 2007: Mitigation, Fourth Assessment Report*, IPCC, Cambridge University Press, Cambridge i Nowy Jork, www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-spm.pdf.
- IRENA (2014b), *Global Bioenergy Supply and Demand Projections, a Working Paper for REmap 2030*, wrzesień 2014, IRENA, Abu Dhabi, Zjednoczone Emiraty Arabskie.
- Jozef Stefan Institute (JSI) (2014), *Final Cogeneration Roadmap: Poland*. listopad 2014, JSI, Ljubljana. http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D5.1-Roadmap-Poland_Summary_20141223.pdf.
- Komisja Europejska (2009), *Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE*, L 140/16, 5.6.2009, WE, Bruksela.
- Komisja Europejska (2014), *Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i dostaw energii dla Polski – most energetyczny Polska-Litwa*. 16 grudnia 2014, Komisja Europejska, Bruksela. http://ec.europa.eu/regional_policy/pl/projects/poland/boosting-polands-energy-security-and-supply-linking-poland-and-lithuanias-power-grid.
- Krajowa Agencja Poszanowania Energii (KAPE) (2013), *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku*, KAPE, Warszawa.
- Lachman, P. (2014), "Analiza rynku pomp ciepła," *Czysta Energia* t. 11, s. 1-8.
- Landsberg, M. (2007), *Baltic Ring 2025*, Baltso Development WG, Riga. <http://www.eees.ee/FAILID/PDFid/Erialapaev111207/Baltic%20grid%202025.pdf>.
- MAE (2014b), *Energy Prices and Taxes (quarterly)*. OECD/IEA, Paris.
- MAE (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) (2014a), *Energy Balances*, Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju/MAE, Paryż.
- Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) (2014a), *REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap, czerwiec 2014*, IRENA, Abu Dhabi, Zjednoczone Emiraty Arabskie.
- Międzynarodowy Instytut Stosowanej Analizy Systemów (IIASA) (2014), "GAINS GLOBAL (Greenhouse Gas – Air Pollution Interactions and Synergies)", IIASA, Laxenburg, <http://gains.iiasa.ac.at/gains/GOD/index.login?logout=1>.
- Ministerstwo Gospodarki (2010), *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPDOZE)*. MG, Warszawa. http://www.ebb-eu.org/legis/ActionPlanDirective2009_28/national_renewable_energy_action_plan_poland_pl.pdf.
- Ministerstwo Gospodarki (MG) (2009), *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. MG, Warszawa. <http://www.mg.gov.pl/files/upload/8134/Polityka%20energetyczna%20ost.pdf>.
- Organizacja Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju Przemysłowego (UNIDO), Międzynarodowe Centrum Małych Elektrowni Wodnych (ICSHP) (2013), *World Small Hydropower Development Report 2013 – Poland*. UNIDO i ICSHP, Wiedeń/Hangzhou. http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/WSHPDR_2013_Final_Report-updated_version.pdf.

Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych (PAIIIZ) (2012), *Sektor energetyczny w Polsce*. PAIIIZ, Warszawa. www.paiz.gov.pl/files/?id_plik=19609

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) (2010), *Plan rozwoju na lata 2010-2025*. marzec 2010, PSE, Konstancin-Jeziorna. http://www.pse.pl/uploads/kontener/Plan_Rozwoju_2010_2025.pdf.

Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej (PSEW) (2010), *Wind Power in Poland*. PSEW, Szczecin.

Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) (2015), GHG data from UNFCCC. UNFCCC, Bonn. http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/items/4146.php

Rączka, J. i in. (2014), *Ryzyko wystąpienia niedoborów mocy w polskim systemie energetycznym do roku 2020*,

Forum Analiz Energetycznych, Agora, RAP (Regulatory Assistance Project) i WISE (Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych). http://www.fae.org.pl/files/file_add/file_add-5.pdf

Rogulska, M., Krasuska, E. (2012), *National Targets for Bioenergy in Poland*, prezentacja na 4 Biomass Final Conference, marzec 2012, Berlin. http://www.4biomass.eu/document/file/1_6-rogulska-berlin.pdf.

South Baltic Off.E.R. (brak daty), *Morska energetyka wiatrowa w Polsce*. South Baltic Off.E.R., Rostock. <http://www.southbaltic-offshore.eu/pl/regions-poland.html>.

Towarowa Giełda Energii (TGE) (2012), *The Biomass Trading Floor*. TGE, Warszawa. http://www.tge.pl/fm/upload/Parkiet-Biomasy/Parkiet_Biomasy_1.pdf.

LISTA SKRÓTÓW

a	amper	kW	kilowat
CAFÉ	Czyste powietrze dla Europy (Clean Air for Europe)	kWh	kilowatogodzina
CHP	kogeneracja	LCOE	uśredniony koszt energii elektrycznej
CO ₂	dwutlenek węgla	m ³	metr sześcienny
CSP	skoncentrowana energia słoneczna	MEA	Międzynarodowa Agencja Energetyczna
e	elektryczne	mld m ³	miliard metrów sześciennych
EJ	eksadżul	Mt	milion ton
ESEW	Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	Mtoe	megatony oleju ekwiwalentnego
f	końcowa ilość paliwa	MVA	megawoltoamper
FiT	taryfa gwarantowana (ang. <i>Feed-in-Tariff</i>)	MW	megawat
GAINS	Interakcja i Synergia Gazów Ciężkich i Zanieczyszczeń Powietrza	MWh	megawatogodzina
GFEC	końcowe zużycie energii brutto (ang. <i>gross final energy consumption</i>)	NO _x	tlenek/dwutlenek azotu
GHG	gaz cieplarniany (ang. <i>greenhouse gas</i>)	OSP	operator systemu przesyłowego
GJ	gigadżul	PJ	petadżul
GUS	Główny Urząd Statystyczny	PKB	produkt krajowy brutto
GVA	gigawoltoamper	PM	pyły zawieszone
GW	gigawat	PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
IIASA	Międzynarodowy Instytut Stosowanej Analizy Systemów (ang. <i>International Institute for Applied Systems Analysis</i>)	PSEW	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
IPCC	Międzynarodowy Zespół ds. Zmian Klimatu (ang. <i>International Panel on Climate Change</i>)	PV	fotowoltaiczny
IRENA	Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (ang. <i>International Renewable Energy Agency</i>)	SO ₂	dwutlenek siarki
KAPE	Krajowa Agencja Poszanowania Energii	TFEC	całkowite końcowe zużycie energii (ang. <i>total final energy consumption</i>)
km	kilometr	th	wytworzona energia cieplna
KPD	Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych	toe	tona oleju ekwiwalentnego (ang. <i>tonne of oil equivalent</i>)
ktoe	tysiąc ton oleju ekwiwalentnego	TWh	terawatogodzina
kV	kilowolt	UE	Unia Europejska
		USD	dolar amerykański

ZAŁĄCZNIK A:

Porównanie danych szacunkowych REmap z KPD

Tabela 11: Porównanie danych szacunkowych IRENA z KPD na 2020 rok, końcowe zużycie energii ze źródeł odnawialnych brutto

	Dane szacunkowe IRENA z Tabeli 3 (Mtoe rocznie)	KPD (Mtoe rocznie)
Energia elektryczna	2 680	2 686,6
Stała biomasa	885,6	892,3
Biogaz	344,5	344,5
Energia wiatrowa	1178,4	1178,4
Energia wodna	271,4	271,4
Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne)	0,1	0,1
Energia ciepła	6 254,5 (z wyjątkiem pomp ciepła)	6 255,9
Stała biomasa	5 405,1	5 405,9
Biogaz	503,1	503,1
Energia geotermalna	220,9	221,5
Energia słoneczna	125,4	125,4
Transport	1 444,1	1 444,1
Bioetanol z surowców zawierających cukier i skrobię	425,2	425,2
Biodiesel	808,9	696,8+112,1=808,9
Bioetanol drugiej generacji	210	210
Biowodór	0	0
Biometan (wyłączony z KPD)	2,8	0
Ogółem	10 381,4	10 387
GFEC według KPD	69 200 Mtoe	69 200 Mtoe
Udział energii ze źródeł odnawialnych w GFEC	15,0%	15,0%

Tabela 12: Porównanie danych szacunkowych IRENA z KPD na 2020 rok, moc wytwórcza w zakresie energii elektrycznej

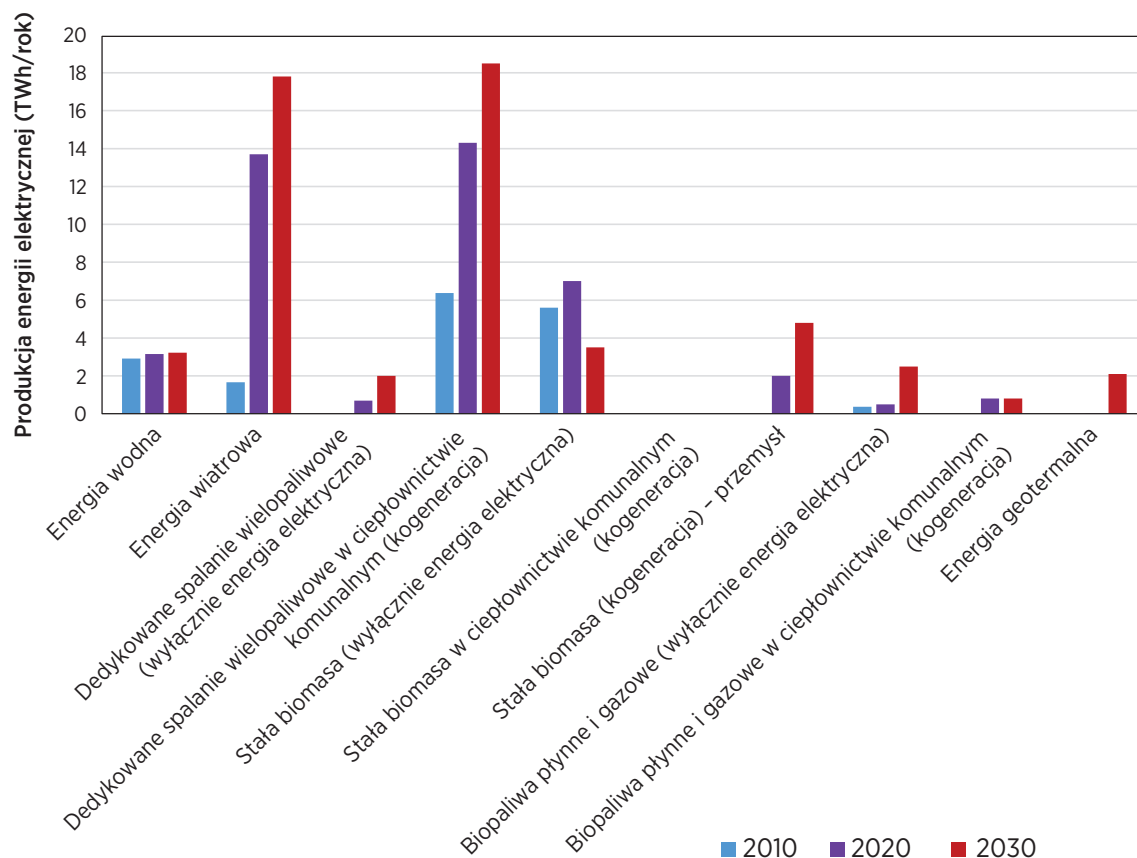
	Dane szacunkowe IRENA z Tabeli 3 (MW)	KPD (MW)
Energia wodna (duże + małe elektrownie)	1135	1135
Energia wiatrowa	5910	6089
Stała biomasa kogeneracja	620	623
Biogaz kogeneracja	805	802
Biomasa współspalanie	1700	N/A
Biomasa inna niż do celów kogeneracji	457	N/A
Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne)	2	2
Ogółem	10 629	8 651
Ogółem (z wyłączeniem współspalania i biomasy do celów innych niż kogeneracja)	8 472	

nd. = niedostępne

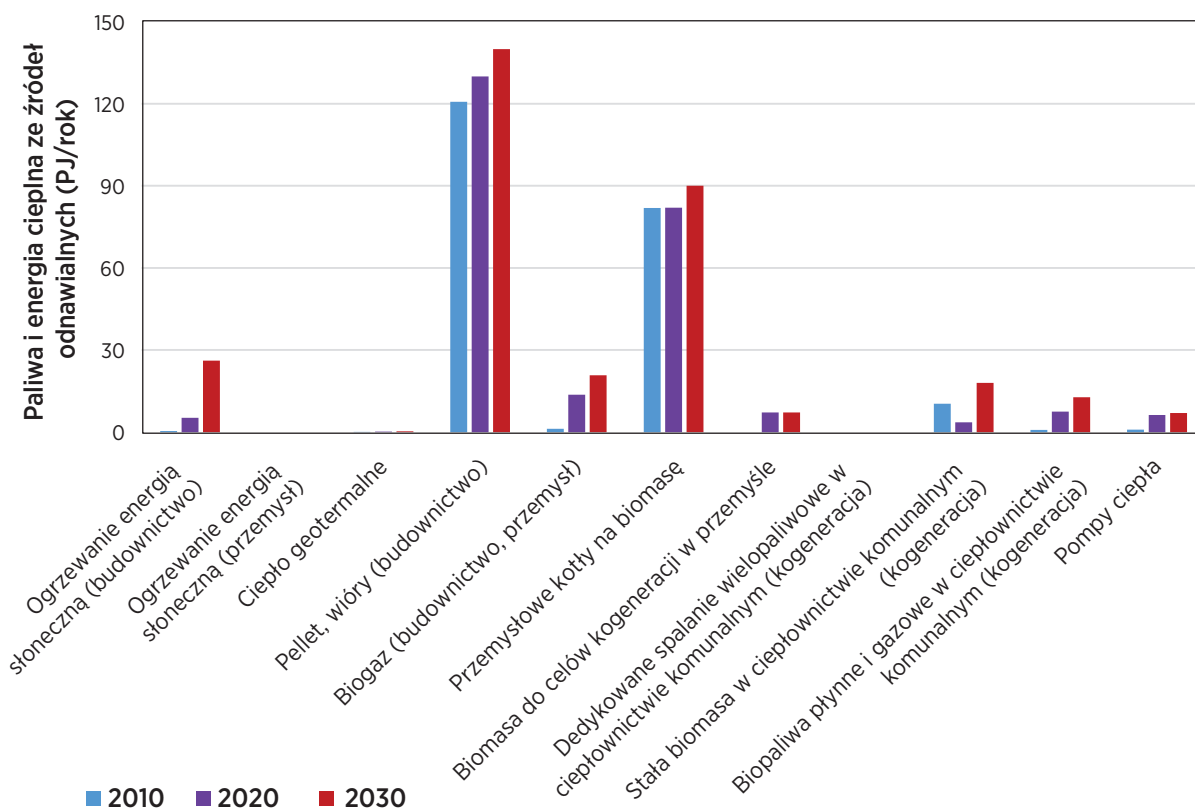
ZAŁĄCZNIK B:

Szczegółowe wyniki

Wykres 8: Wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym w latach 2010-2030



Wykres 9: Wzrost udziału paliwa i energii cieplnej ze źródeł odnawialnych w Scenariuszu referencyjnym w latach 2010-2030 (przemysł, budownictwo i ciepłownictwo komunalne)



Wykres 10: Wzrost udziału paliwa ze źródeł odnawialnych dla transportu w Scenariuszu referencyjnym 2010-2030

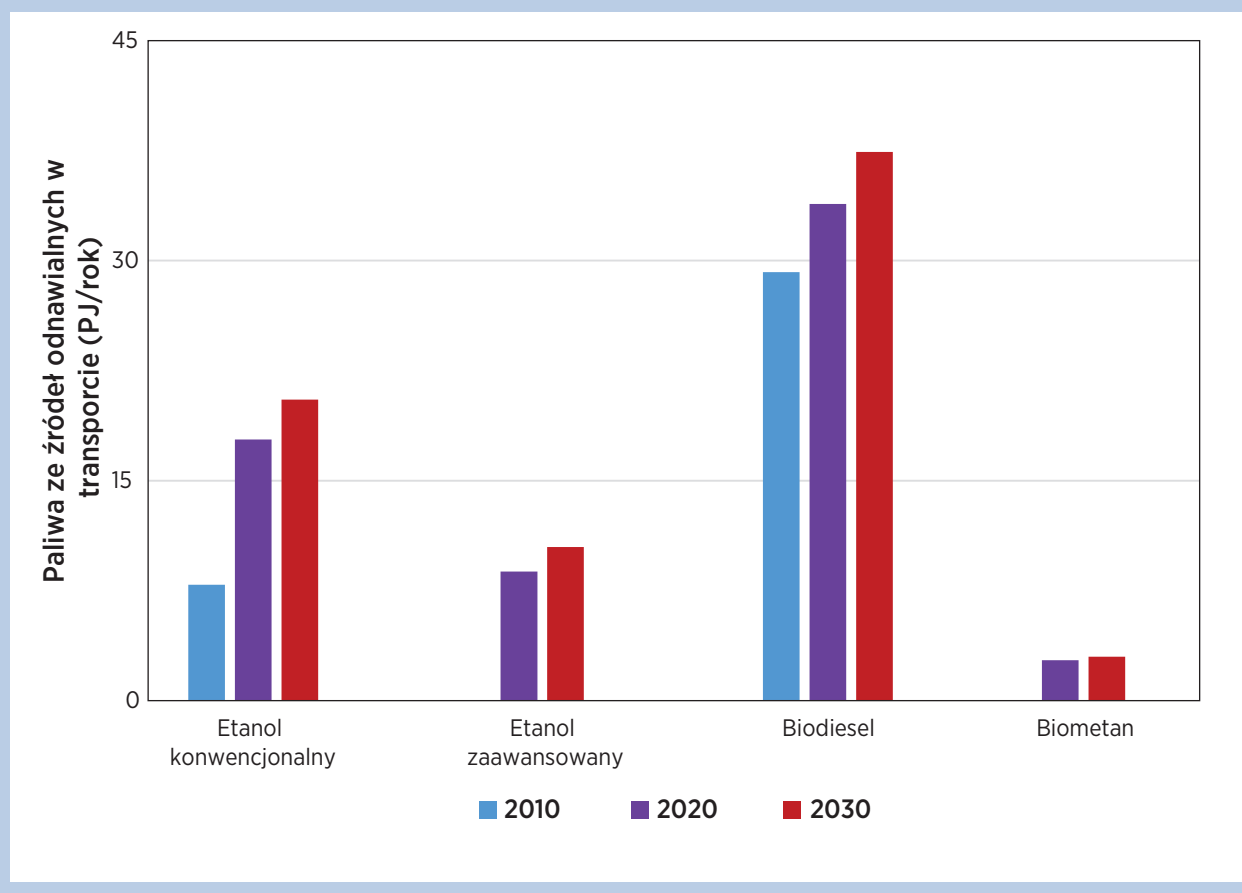
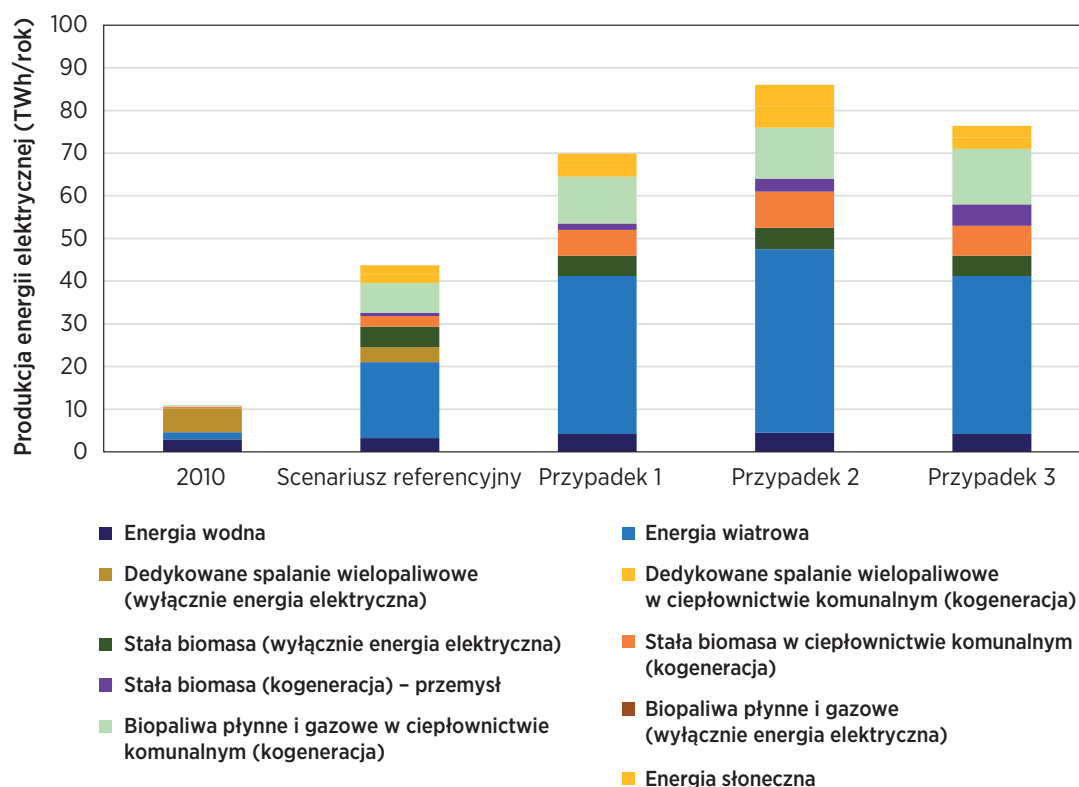


Tabela 13: Udział energii ze źródeł odnawialnych w TFEC w Scenariuszu referencyjnym według sektorów

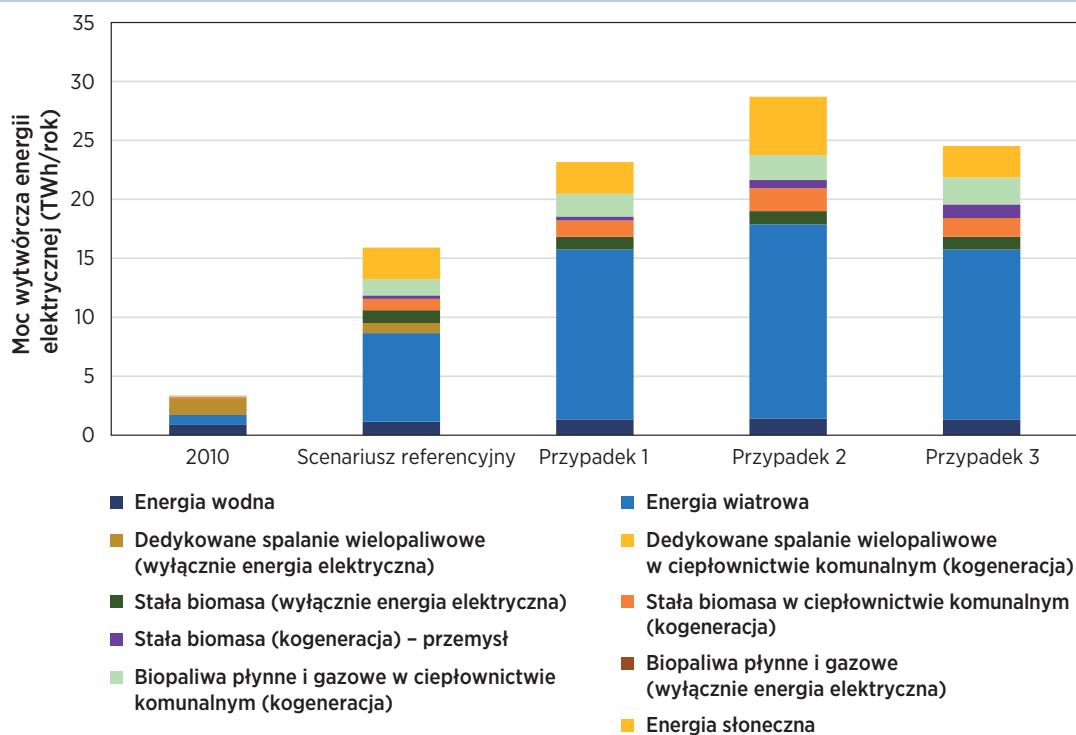
	2010	2020	2030
Produkcja energii elektrycznej	7,0%	18,8%	19,2%
Produkcja ciepła komunalnego	3,9%	5,5%	10,7%
Przemysł wytwórczy	12,3%	13,5%	15,0%
Budownictwo	12,1%	19,6%	22,5%
Transport	5,2%	8,2%	7,4%
TFEC	10,1%	14,2%	15,5%

Uwaga: sektory zużycia końcowego (przemysł wytwórczy, budownictwo, transport) obejmują zużycie energii elektrycznej i ciepła komunalnego ze źródeł odnawialnych w dodatku do paliw ze źródeł odnawialnych.

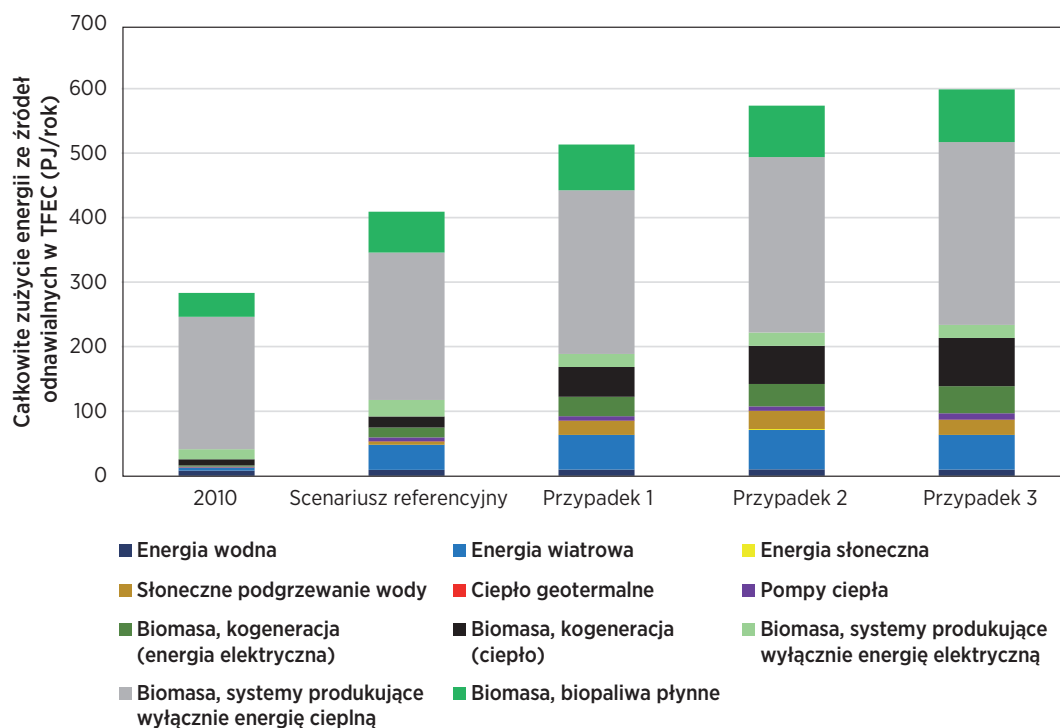
Wykres 11: Całkowita produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030



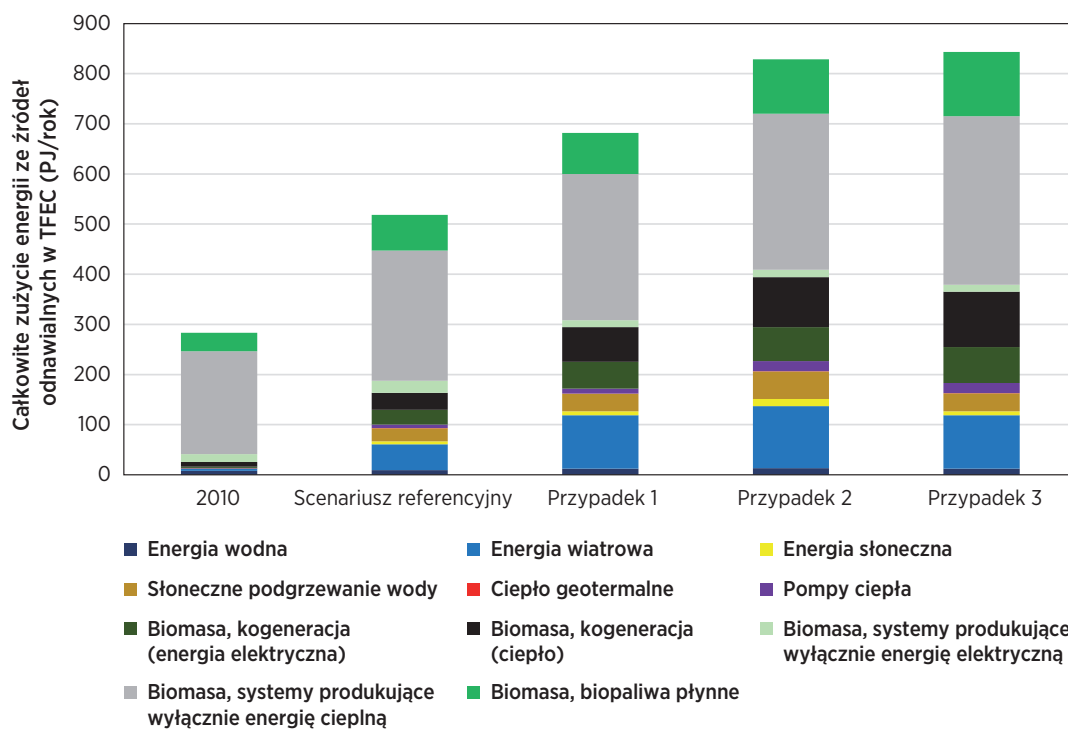
Wykres 12: Całkowita moc wytwórcza w przypadku energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030



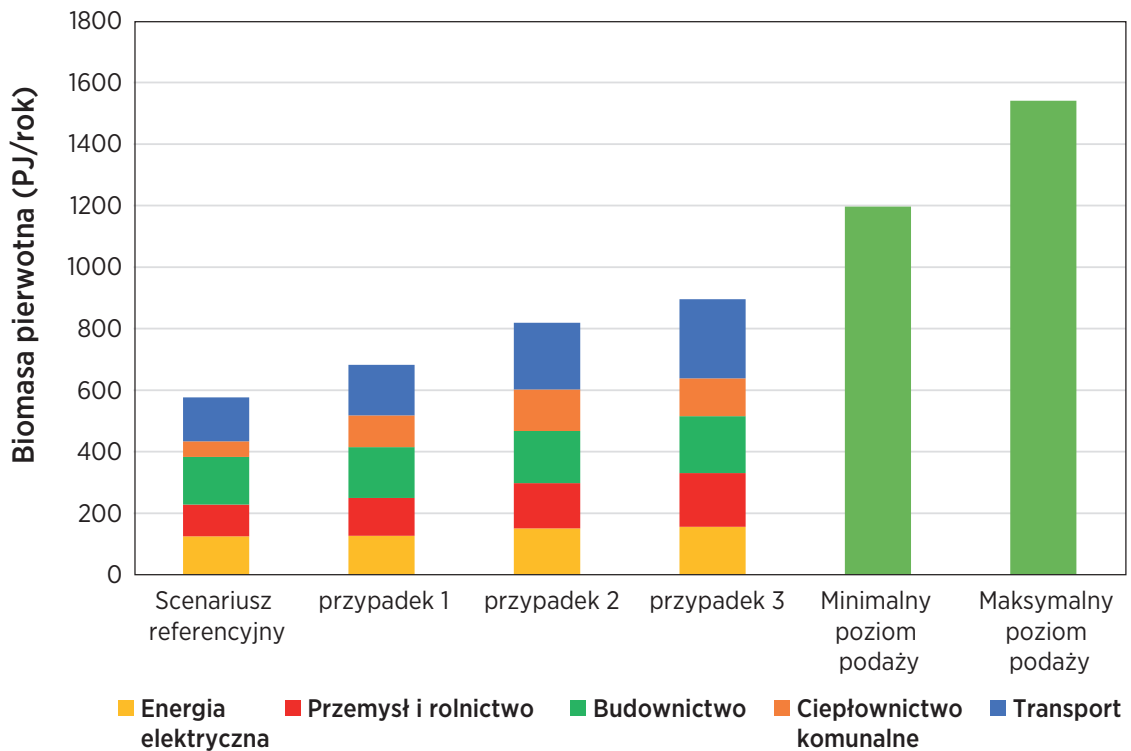
Wykres 13: Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030 (energia elektryczna, ciepła i transport)



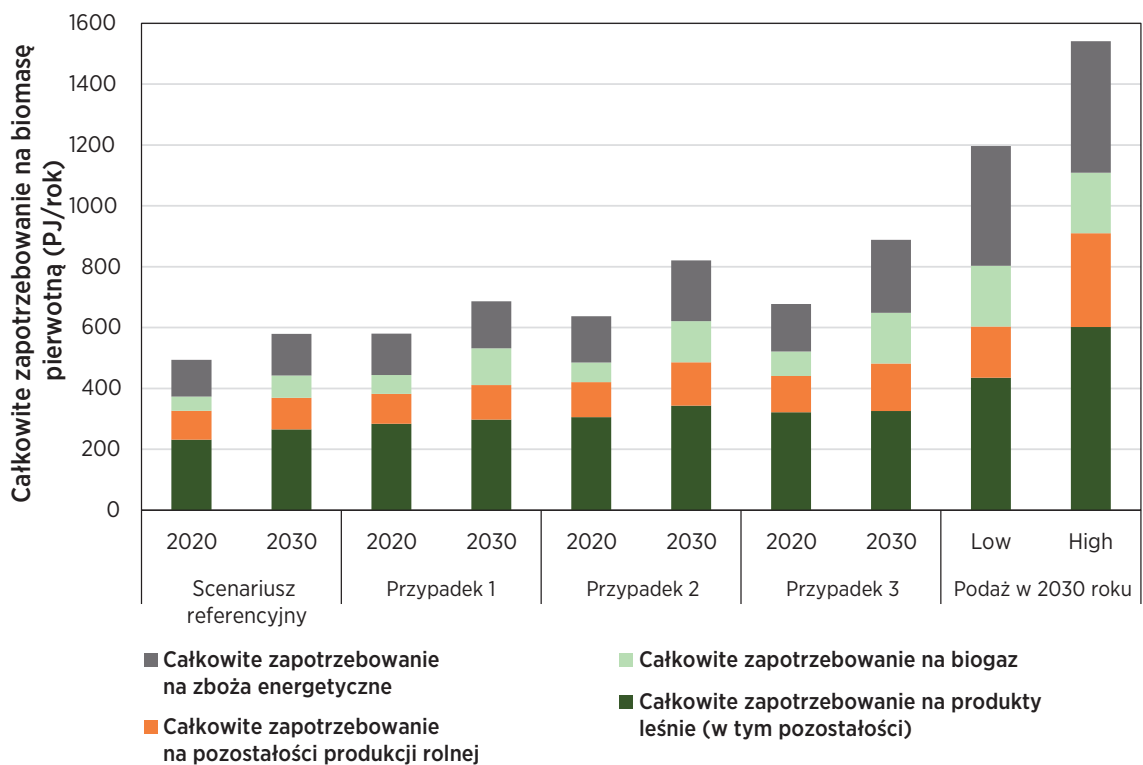
Wykres 14: Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych w latach 2010 i 2030 (energia elektryczna, ciepła i transport)



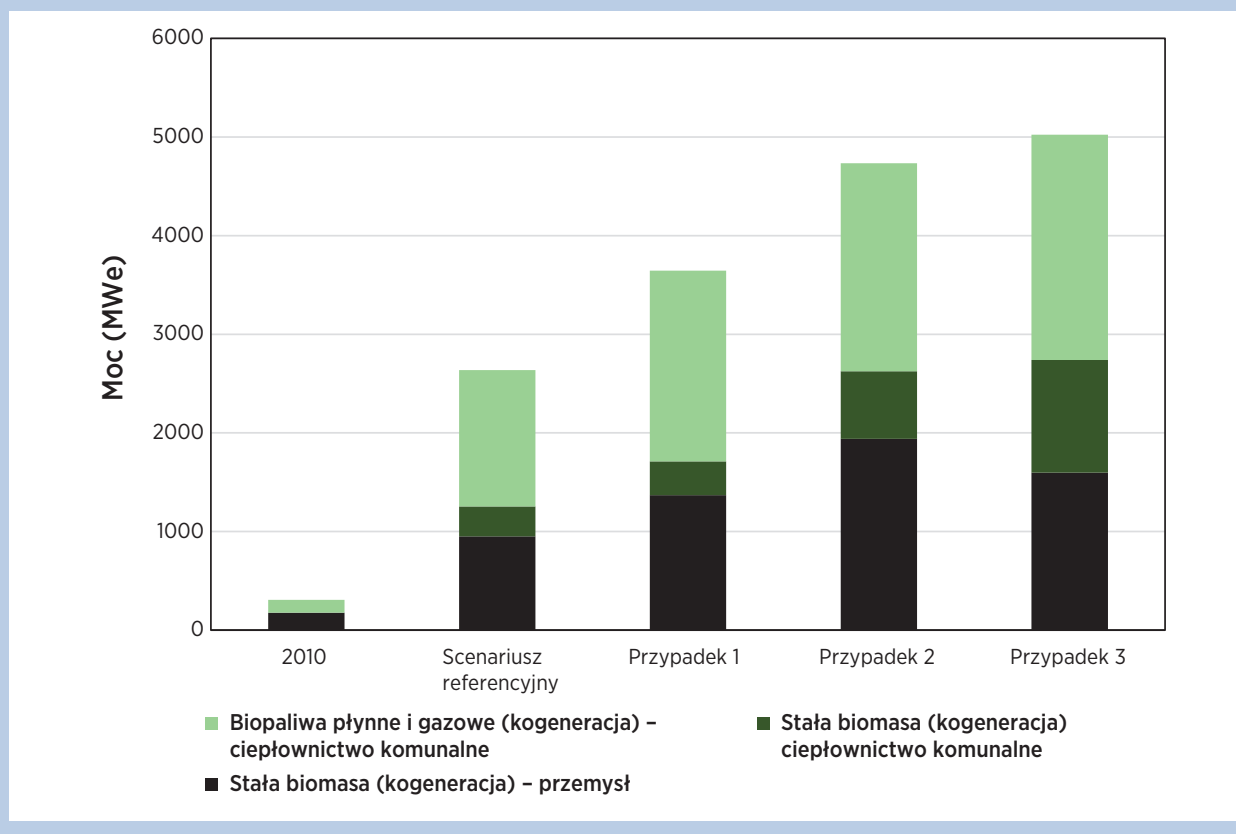
Wykres 15: Całkowite zapotrzebowanie na biomasę pierwotną według sektora w latach 2010 i 2030



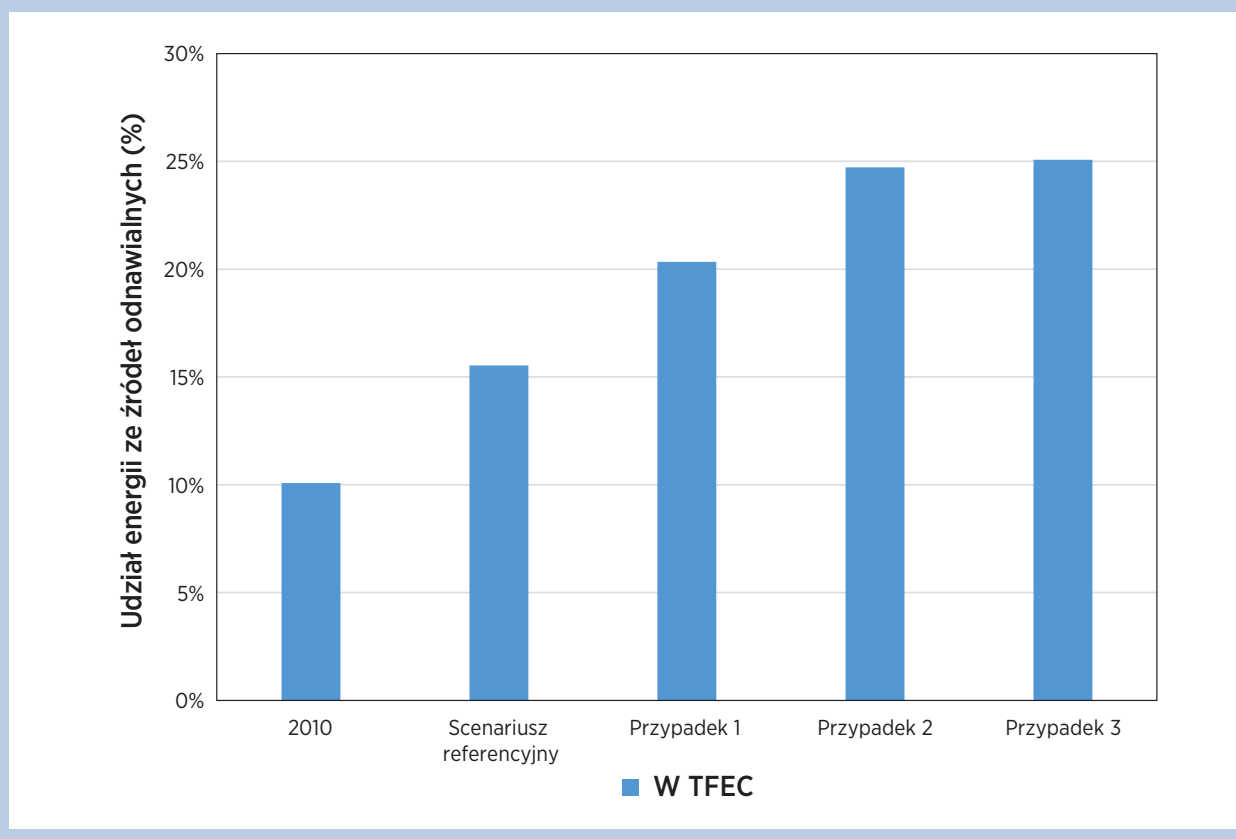
Wykres 16: Całkowite zapotrzebowanie na biomasę pierwotną według rodzaju surowca w latach 2020 i 2030



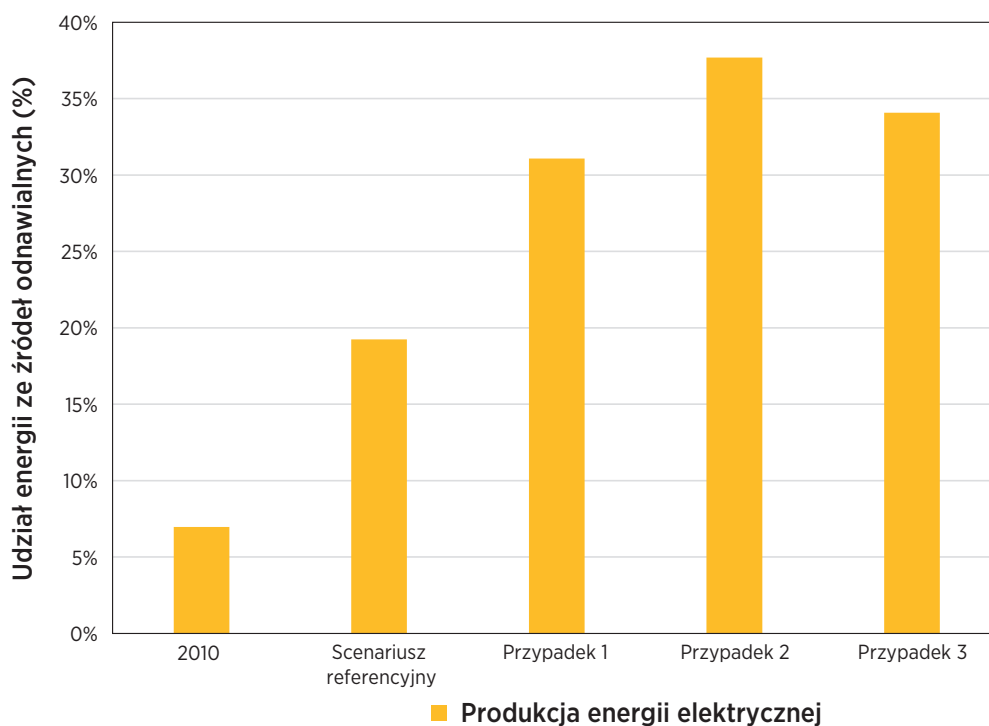
Wykres 17: Całkowita moc zainstalowana dla kogeneracji wykorzystującej biomasę w latach 2010 i 2030



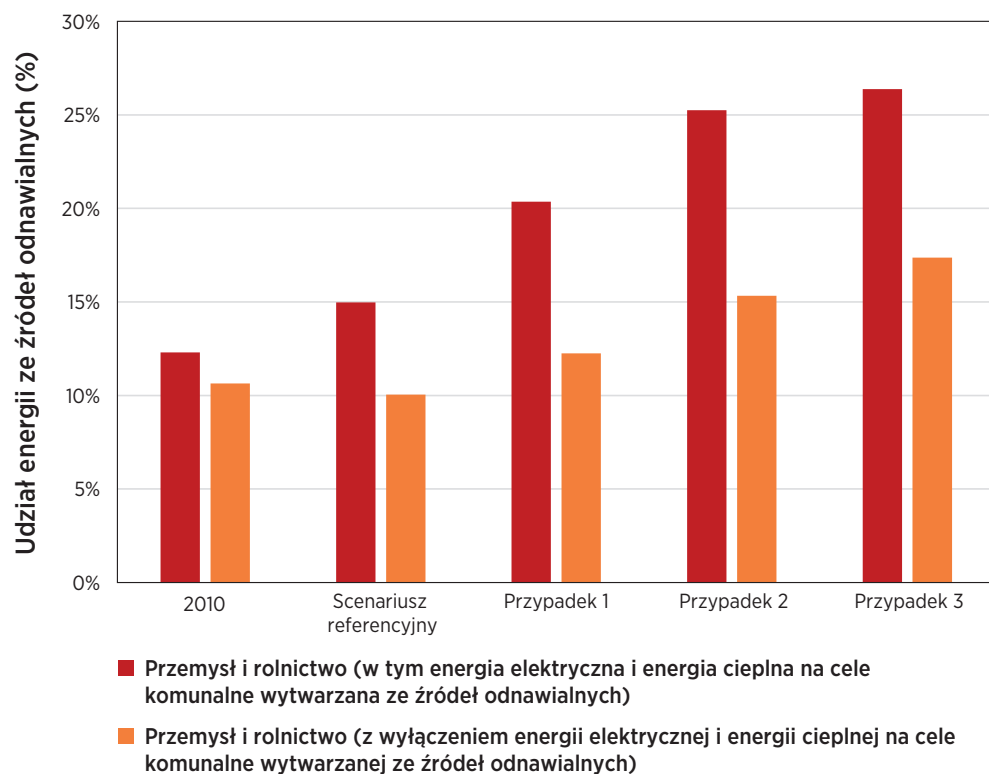
Wykres 18: Udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym końcowym zużyciu energii w latach 2010 i 2030



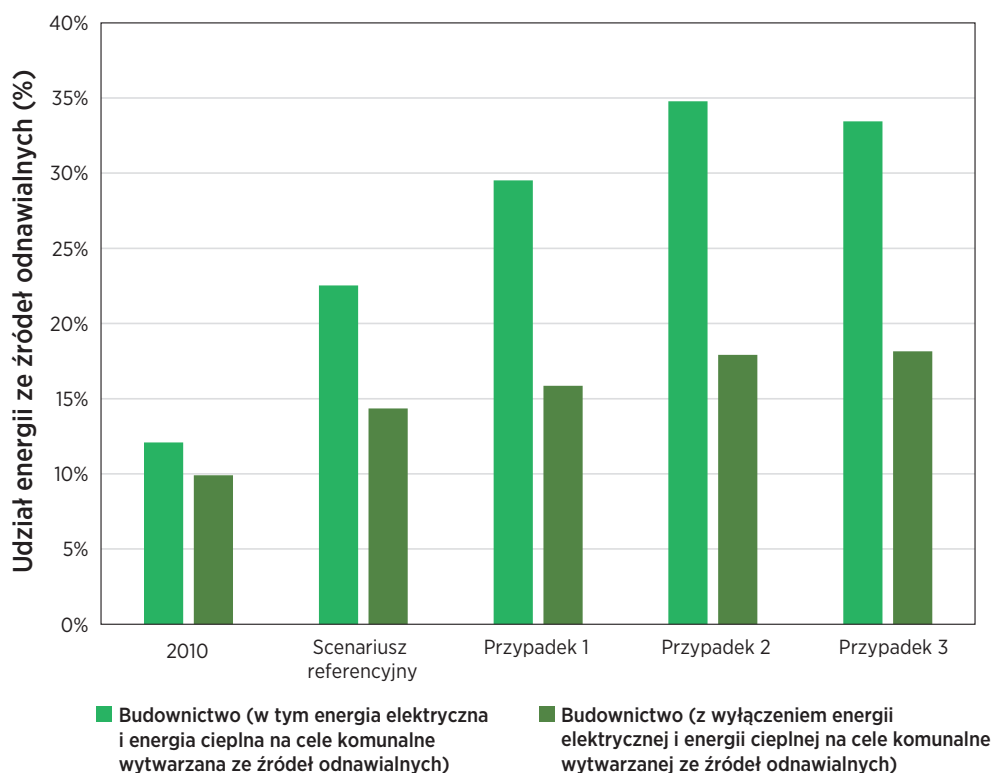
Wykres 19: Udział energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w latach 2010 i 2030



Wykres 20: Udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze przemysłu i rolnictwa w latach 2010 i 2030



Wykres 21: Udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze budownictwa w latach 2010 i 2030



Wykres 22: Udział energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportu w latach 2010 i 2030

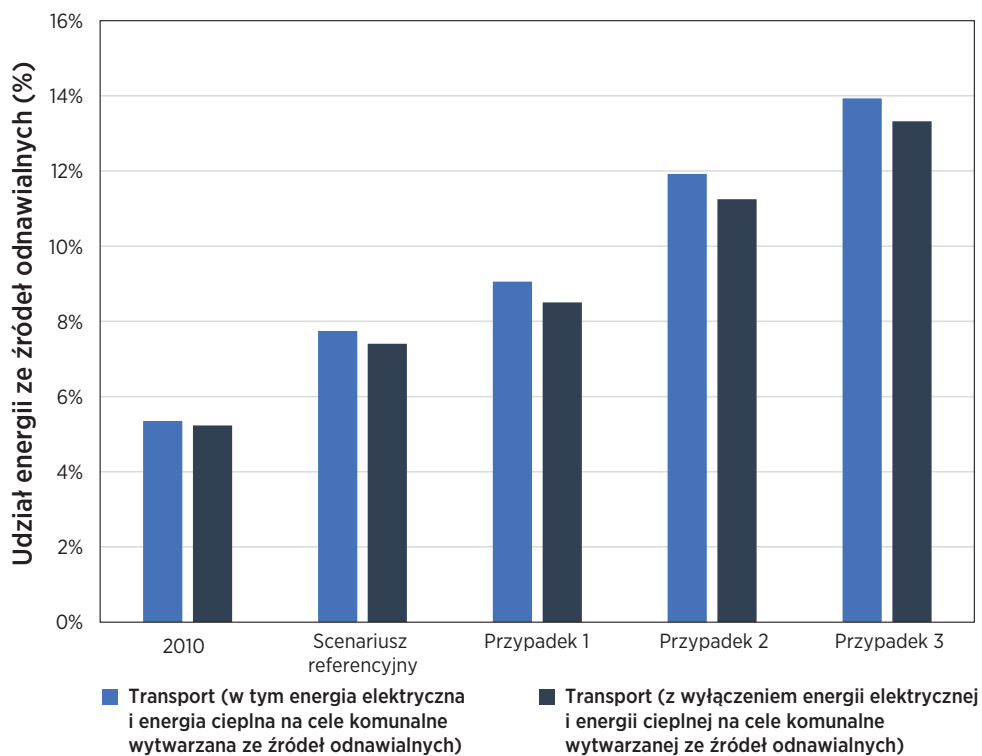


Tabela 14: Przegląd REmap 2030

Sektor/technologie	Jednostka	2010	Scenariusz referencyjny 2020	Scenariusz referencyjny 2030	Przypadek 1		Przypadek 2		Przypadek 3		
					RE-map 2020	RE-map 2030	RE-map 2020	RE-map 2030	RE-map 2020	RE-map 2030	
1. Sektor elektroenergetyczny											
Moc elektryczna	Całkowita moc energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	GW_e	3,4	10,6	15,6	12,1	22,8	13,8	28,3	12,6	23,4
	Energia wodna ¹	GW _e	1,0 ¹	1,1	1,2	1,0	1,3	1,1	1,4	1,0	1,3
	Energia wiatrowa ²	GW _e	0,8	5,9	7,5	7,5	14,4	8,4	16,4	7,5	14,4
	Lądowa energetyka wiatrowa	GW _e	0,8	5,7	6,9	6,9	13,0	7,7	14,3	6,9	13,0
	Morska energetyka wiatrowa	GW _e	0,0	0,2	0,6	0,5	1,4	0,7	2,2	0,5	1,4
	Bioenergia	GW _e	1,7	3,6	4,3	3,6	4,4	3,8	5,2	4,1	5,0
	Dedykowane spalanie wielopaliwowe (energia elektryczna) ³	GW _e	1,4	1,7	0,9	1,2	0,0	1,2	0,0	1,2	0,0
	Stać biomasa (wyłącznie energia elektryczna) ³	GW _e	0,0	0,5	1,1	0,5	1,1	0,5	1,1	0,5	1,1
	Stać biomasa (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne) ⁴	GW _e	0,2	0,2	1,0	1,0	1,4	1,1	1,9	1,3	1,6
	Stać biomasa (kogeneracja – przemysł) ⁴	GW _e	0,0	0,4	0,3	0,2	0,3	0,5	0,7	0,7	1,1
	Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne) ⁴	GW _e	0,1	0,8	1,4	0,9	1,9	0,9	2,1	1,1	2,3
	Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne) ⁵	GW _e	0,0	0,001	2,7	0,0	2,7	0,5	5,0	0,0	2,7
	Skala przemysłowa	GW _e		0,0	2,4	0,0	2,2	0,3	3,0	0,0	2,2
	Instalacje dachowe	GW _e		0,0	0,3	0,0	0,5	0,2	2,0	0,0	0,5
	Skoncentrowana energia słoneczna (CSP)	GW _e	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
Produkcja energii elektrycznej	Całkowita produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	TWh	11,0	31,2	41,6	39,8	67,2	44,9	81,5	44,3	73,7
	Energia wodna	TWh	2,9	3,2	3,2	3,3	4,2	3,5	4,5	3,3	4,2
	Energia wiatrowa	TWh	1,7	13,7	32,5	19,0	37,0	21,5	43,0	19,0	37,0
	Lądowa energetyka wiatrowa	TWh	1,7	13,0	15,8	17,0	32,0	19,0	35,0	17,0	32,0
	Morska energetyka wiatrowa	TWh	0,0	0,7	2,0	2,0	5,0	2,5	8,0	2,0	5,0
	Bioenergia	TWh	6,4	14,3	18,5	17,5	23,3	19,4	28,5	22,0	29,8
	Dedykowane spalanie wielopaliwowe (energia elektryczna)	TWh	5,6	7,0	3,5	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0
	Stać biomasa (wyłącznie energia elektryczna)	TWh	0,0	2,0	4,8	2,0	4,8	2,2	5,0	2,2	4,8
	Stać biomasa (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne)	TWh	0,4	0,5	2,5	4,5	6,0	5,0	8,5	5,8	7,0
	Stać biomasa (kogeneracja – przemysł)	TWh	0,0	0,8	0,8	1,0	1,5	2,0	3,0	3,0	5,0
	Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja – ciepłownictwo komunalne)	TWh	0,4	4,0	6,9	5,0	11,0	5,2	12,0	6,0	13,0
	Energia słoneczna (panele fotowoltaiczne)	TWh	0,0	0,0	2,1	0,0	2,7	0,5	5,0	0,0	2,7
	Skala przemysłowa	TWh	0,0	0,001	1,9	0,0	2,2	0,3	3,0	0,0	2,2
	Instalacje dachowe	TWh	0,0	0,000	0,2	0,0	0,5	0,2	2,0	0,0	0,5
	Skoncentrowana energia słoneczna (CSP)	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
2. Ciepłownictwo komunalne											
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ_{th}	12,8	23,6	55,1	64,7	97,8	75,6	124,6	80,9	113,7	
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ciepło geotermalne	PJ _{th}	0,6	9,1	14,2	10,0	15,0	12,0	17,0	10,0	15,0	

Sektor/technologie	Jednostka	2010	Scenariusz referencyjny 2020	Scenariusz referencyjny 2030	Przypadek 1		Przypadek 2		Przypadek 3	
					RE-map 2020	RE-map 2030	RE-map 2020	RE-map 2030	RE-map 2020	RE-map 2030
Bioenergia	PJ _{th}	12,8	14,5	40,9	54,7	82,8	63,6	107,6	70,9	98,7
Dedykowane spalanie wielopaliwowe (energia ciepła)	PJ _{th}	1,4	1,5	1,6	2,0	2,7	2,0	2,7	2,0	2,7
Stała biomasa (ciepło)	PJ _{th}	0,3	0,5	1,0	10,0	15,0	15,0	20,0	15,0	20,0
Stała biomasa (kogeneracja)	PJ _{th}	10,3	3,6	18,0	32,4	43,2	36,0	61,2	41,8	50,4
Biopaliwa płynne i gazowe (ciepło)	PJ _{th}	0,0	0,0	0,5	1,0	1,5	1,0	1,5	1,0	1,5
Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja)	PJ _{th}	0,7	7,4	12,8	9,3	20,4	9,6	22,2	11,1	24,1
3. Przemysł i inne sektory (w tym budownictwo, rolnictwo/leśnictwo)	PJ_f	82,1	92,8	102,9	103,5	125,5	123,0	157,0	126,0	178,0
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ _f	0,0	0,0	0,0	0,5	2,0	4,0	10,0	2,0	3,0
Ciepło geotermalne	PJ _f	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bioenergia	PJ _f	82,1	92,8	102,9	103,0	123,5	119,0	147,0	124,0	175,0
Stała biomasa (ciepło)	PJ _f	81,9	82,0	90,0	83,0	90,0	90,0	100,0	85,0	95,0
Stała biomasa (kogeneracja)	PJ _f	0,0	7,2	7,2	9,0	13,5	18,0	27,0	27,0	45,0
Biopaliwa płynne i gazowe	PJ _f	0,2	3,6	5,7	11,0	20,0	11,0	20,0	12,0	35,0
Pompy ciepła	PJ _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Całkowite zużycie energii elektrycznej (miks)	TWh	43,5	47,2	62,0	47,2	62,0	47,2	62,0	47,2	62,0
4. Budownictwo (mieszkania i użytkowe)	PJ_f	123,5	151,6	188,4	176,5	208,3	189,2	235,3	201,5	238,3
Ogrzewanie/chłodzenie słoneczne	PJ _f	0,4	5,3	26,1	21,3	33,0	24,0	45,0	21,3	33,0
Ciepło geotermalne	PJ _f	0,6	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3
Bioenergia	PJ _f	121,7	140,0	155,0	148,0	165,0	155,0	170,0	170,0	185,0
Stała biomasa (ciepło)	PJ _f	120,7	130,0	140,0	138,0	150,0	145,0	155,0	150,0	160,0
Biopaliwa płynne i gazowe (ciepło)	PJ _f	1,0	10,0	15,0	10,0	15,0	10,0	15,0	20,0	25,0
Pompy ciepła	PJ _{th}	0,9	6,2	7,0	7,0	10,0	10,0	20,0	10,0	20,0
Całkowite zużycie energii elektrycznej (miks)	TWh	72,3	78,6	103,2	78,6	103,2	78,6	103,2	78,6	103,2
5. Sektor transportowy	PJ_f	37,1	63,2	71,4	71,0	82,0	79,5	108,5	81,5	128,5
Biopaliwa płynne i gazowe	PJ _f	37,1	63,2	71,4	71,0	82,0	79,5	108,5	81,5	128,5
Etanol (konwencjonalny) ⁶	PJ _f	7,9	17,8	20,5	19,0	21,0	20,0	23,0	20,0	30,0
Etanol (zaawansowany) ⁶	PJ _f	0,0	8,8	10,5	9,0	11,0	11,0	15,0	11,0	15,0
Biodiesel	PJ _f	29,2	33,9	37,4	40,0	45,0	45,0	62,0	47,0	75,0
Biometan	PJ _f	0,0	2,8	3,0	3,0	5,0	3,5	8,0	3,5	8,0
Biowodór	PJ _f	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5
Zużycie energii elektrycznej (ze źródeł odnawialnych)	TWh	0,2	0,6	0,9	0,7	1,0	0,8	1,2	0,7	1,0
Transport kolejowy	TWh	0,2	0,4	0,6	0,4	0,7	0,5	0,8	0,4	0,7
Transport drogowy (prywatny)	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport drogowy (publiczny)	TWh	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3
Zużycie energii elektrycznej (miks)	TWh	3,3	3,6	4,8	3,6	4,8	3,6	4,8	3,6	4,8
6. Całkowita produkcja energii elektrycznej	TWh	157,1	166,1	216,2	166,1	216,2	166,1	216,2	166,1	216,2
Udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii	%	7	18,8	19,2	24,0	31,1	27,0	37,7	26,7	34,1
7. TFEC (IRENA)	PJ_f	2 816	2 933	3 417	2 933	3 417	2 933	3 417	2 933	3 417
7. TFEC (KPD)	PJ_f	2 521	2 852	3 302	2 852	3 302	2 852	3 302	2 852	3 302
Paliwa ze źródeł odnawialnych na potrzeby sektora ciepłownictwa i transportu	PJ _f	243	308	363	351	416	392	501	409	545
Zużycie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	PJ _f	30	89	120	113	194	128	235	126	213
Zużycie energii cieplnej ze źródeł odnawialnych	PJ _f	11	21	48	58	85	68	109	73	99
Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych	PJ_f	284	417	531	522	695	587	845	608	857
Udział odnawialnych źródeł energii w TFEC (IRENA)	%	11,3	14,6	16,1	17,8	20,3	20,0	24,7	20,7	25,1

Sektor/technologie	Jednostka	2010	Scenariusz referencyjny 2020	Scenariusz referencyjny 2030	Przypadek 1		Przypadek 2		Przypadek 3	
					RE-map 2020	RE-map 2030	RE-map 2020	RE-map 2030	RE-map 2020	RE-map 2030
Udział odnawialnych źródeł energii w TFEC (KPD)	%	10,1	14,2	15,5	18,3	21,0	20,6	25,6	21,3	25,9
8. GFEC (IRENA)	PJ _e	2 567	2 897	3 392	2 897	3 392	2 897	3 392	2 897	3 392
8. GFEC (KPD)	PJ _e	2 814	2 897	3 373	2 897	3 373	2 897	3 373	2 897	3 373
Zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych	PJ _f	39	112	150	143	242	162	292	160	265
Zapotrzebowanie brutto na energię cieplną ze źródeł odnawialnych	PJ _{th}	217	262	339	337	420	374	487	396	507
Zapotrzebowanie brutto na biopaliwa transportowe ze źródeł odnawialnych	PJ _f	37	61	69	68	77	76	100	78	120
Całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych	PJ_f	294	436	558	549	739	612	879	634	893
Udział odnawialnych źródeł energii w GFEC (IRENA)	%	10,4	15,0	16,4	18,9	21,8	21,1	25,9	21,9	26,3
Udział odnawialnych źródeł energii w GFEC (KPD)	%	11,5	15,0	16,5	18,9	21,9	21,1	26,1	21,9	26,5

Uwaga: e: elektryczne; f: końcowa ilość paliwa; th: wytworzona energia cieplna.

TFEC (IRENA) odnosi się do granic systemu energetycznego zgodnie z definicją TFEC IRENA. GFEC (IRENA) zostało przeliczone z TFEC zgodnie z definicją IRENA.

- Małe i duże elektrownie wodne razem. Współczynnik wykorzystania mocy brutto w 2006 roku wynosił 25%; zgodnie z KPD wzrośnie do ok. 32% do 2020 i 2030 roku.
- Współczynnik wykorzystania mocy brutto określony w KPD wzrośnie z 24% w 2010 roku do 26% do 2020 i 2030 roku. W przypadku REmap założono współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 28% na podstawie danych Krajowej Agencji Poszanowania Energii (2013). Brak określonego współczynnika wykorzystania mocy brutto dla morskiej energetyki wiatrowej. Niniejsze opracowanie zakłada współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 40% i 42% odpowiednio dla Scenariusza referencyjnego i REmap.
- KPD nie obejmuje rozwoju mocy zainstalowanej dla spalania wielopaliwowego (współspalania). Współczynniki wykorzystania mocy brutto są szacowane na poziomie 47% w 2006 roku w oparciu o dane dla elektrowni opalanych węglem kamiennym (zarówno elektrowni, jak i elektrociepłowni). Podobny współczynnik wykorzystania mocy brutto – 50% – został przyjęty dla systemów energetycznych opalanych biomasą, których KPD również nie uwzględnia.
- Współczynniki wykorzystania mocy brutto w przypadku kogeneracji wykorzystującej biomasę są szacowane na podstawie produkcji i mocy zainstalowanej certyfikowanych źródeł energii wykorzystujących biogaz (57%) i biomasę (24%) w latach 2007-2009. W przypadku REmap 2020/2030 założono współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 50%.
- KPD wskazuje współczynnik wykorzystania mocy brutto dla energii słonecznej (paneli fotowoltaicznych) na poziomie 9%. W REmap 2020/2030 przyjęto współczynnik wykorzystania mocy brutto na poziomie 11,5%.
- Bioetanol konwencjonalny i zaawansowany mają równy udział w zużyciu energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportowym.

ZAŁĄCZNIK C:

Koszty i założenia w zakresie cen energii

Tabela 15: Założenia w zakresie kosztów kapitałowych i współczynników wykorzystania mocy brutto w przypadku różnych technologii

Opcje REmap	Jednostka	Koszt kapitałowy w 2030 roku	Współczynnik wykorzystania mocy brutto w przypadku REmap (%)
Technologie produkcji energii elektrycznej			
Energia wodna	USD/kW _e	3 000	36% (KAPE, 2013)
Lądowa energetyka wiatrowa	USD/kW _e	1 688 (KAPE, 2013)	28% (KAPE, 2013)
Morska energetyka wiatrowa	USD/kW _e	3 279 (KAPE, 2013)	42% (KAPE, 2013)
Dedykowane spalanie wielopaliwowe (wyłącznie energia elektryczna)	USD/kW _e	500	47% (KAPE, 2013)
Dedykowane spalanie wielopaliwowe (kogeneracja) ciepłownictwo komunalne	USD/kW _e	3 195 (KAPE, 2013)	50% (KAPE, 2013)
Stała biomasa (wyłącznie energia elektryczna)	USD/kW _e	2 642	50% (KAPE, 2013)
Stała biomasa (kogeneracja) ciepłownictwo komunalne	USD/kW _e	3 195 (KAPE, 2013)	50% (KAPE, 2013)
Stała biomasa (kogeneracja) przemysł	USD/kW _e	3 195 (KAPE, 2013)	50% (KAPE, 2013)
Biopaliwa płynne i gazowe (wyłącznie energia elektryczna)	USD/kW _e	1 952	65% (KAPE, 2013)
Biopaliwa płynne i gazowe (kogeneracja) - ciepłownictwo komunalne	USD/kW _e	3 541 (KAPE, 2013)	65% (KAPE, 2013)
Energia słoneczna (panele słoneczne) skala przemysłowa	USD/kW _e	1 375 (KAPE, 2013)	11.5%
Panele słoneczne dachowe	USD/kW _e	1 754 (KAPE, 2013)	11.5%
Technologie produkcji energii cieplnej			
Dedykowane spalanie wielopaliwowe (wyłącznie energia cieplna), ciepłownictwo komunalne	USD/kW _{th}	1 500	85%
Stała biomasa (wyłącznie energia cieplna), ciepłownictwo komunalne	USD/kW _{th}	1 500	85%
Biopaliwa płynne i gazowe (wyłącznie energia cieplna), ciepłownictwo komunalne	USD/kW _{th}	1 500	85%
Kotły na stałą biomasę, przemysł	USD/kW _{th}	750	85%
Kotły na stałą biomasę, budownictwo	USD/kW _{th}	774	85%
Kotły na biogaz, przemysł	USD/kW _{th}	800	85%
Kotły na biogaz, budownictwo	USD/kW _{th}	1 000	85%
Pompy ciepła, budownictwo	USD/kW _{th}	800	80%
Ogrzewanie energią słoneczną, przemysł	USD/kW _{th}	720	9%
Ogrzewanie energią słoneczną, budownictwo	USD/kW _{th}	480	9%
Energia geotermalna, budownictwo	USD/kW _{th}	1 500	30%
Technologie sektora transportu			
Produkcja etanolu konwencjonalnego	USD/l	0.6	N/A
Produkcja etanolu zaawansowanego	USD/l	1.5	N/A
Produkcja biodiesla	USD/l	0.5	N/A
Produkcja biometanu	USD/Nm ³	1.2	N/A

Uwaga: Jeżeli nie wskazano inaczej, dane opierają się na IRENA

Tabela 16: Założenia dotyczące cen energii, 2030

	Jednostki	Perspektywa biznesowa	Perspektywa rządowa 2030	Bibliografia	
Węgiel					
Elektroenergetyka	USD/GJ	3,6	2	KAPE (2013); Eurostat (2015); IEA (2014b)	
Przemysł	USD/GJ	4,1			
Gospodarstwa domowe	USD/GJ	8,4			
Gaz ziemny					
Przemysł	USD/GJ	12,2	11,1		
Gospodarstwa domowe	USD/GJ	23,3	22,2		
Cena energii elektrycznej					
Przemysł	USD/kWh	0,20	0,19		
Gospodarstwa domowe	USD/kWh	0,33	0,25		
Ważony średni koszt zaopatrzenia w biomasę					
Uprawy energetyczne	USD/GJ	10,1	8,3-12,8	IRENA (2014b)	
Pozostałości rolnicze i odpady	USD/GJ	3,1-5,3	3,4		
Produkty leśne	USD/GJ	7,9-11,5	8,3-11,6		
Etanol konwencjonalny	USD/GJ	57,3	27		
Etanol zaawansowany	USD/GJ	63	25		
Biodiesel	USD/GJ	68,3	23		
Biometan	USD/GJ	44	15		
Benzyna	USD/GJ	73,5	28,8	GIZ (2012); KAPE (2013)	
Diesel	USD/GJ	68,3	28,8		

Tabela 17: Założenia dotyczące efektów zewnętrznych

Ceny dwutlenku węgla	USD/t CO ₂	-	20-80
Jednostkowe koszty zewnętrzne w zakresie zdrowia ludzkiego			
Sektor elektroenergetyczny			
Węgiel	USD/kWh	0,008-0,022	
Ropa naftowa	USD/kWh	0,014-0,039	
Gaz ziemny	USD/kWh	0,002-0,004	
Przemysł			
Węgiel	USD/GJ	0,9-2,5	
Gaz ziemny	USD/GJ	0,2-0,5	
Transport			
Benzyna	USD/GJ	0,5	
Diesel	USD/GJ	0,3	

Źródło: IRENA (2014a)

ZAŁĄCZNIK D:

Obecny koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce

Tabela 18: Obecny koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce

Rodzaj jednostki produkcyjnej	Całkowity koszt produkcji (zł/MWh)	
	2013	Q3 2014
Elektrownia opalana węglem kamiennym	233,8	204,5
Elektrociepłownia opalana węglem kamiennym	180,9	-
Elektrownia opalana węglem brunatnym	161,6	153,3
Elektrociepłownia opalana gazem ziemnym	305,9	368,1
Elektrociepłownia opalana biomasą	444,5	424,5
Lądowa energetyka wiatrowa	374,4	379,1
Energia wodna	178,8	209,1

Źródło: Agencja Rynku Energii



www.irena.org

Copyright © IRENA 2015