URZĄD MARSZAŁKOWSKI
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO

Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025

Gdańsk, 2010 r

SPIS TREŚCI

1. WSTĘP 4
2. ANALIZA AKTUALNEGO STANU GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO 7
2.1. CHARAKTERYSTYKA SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO 7
2.1.1. Elementy składowe sektora energetycznego 7
2.1.2. System przesyłowy 8
2.1.3. System dystrybucyjny 8
2.1.4. Lokalni wytwórcy energii elektrycznej 8
2.2. CHARAKTERYSTYKA SEKTORA ZAOPATRZENIA W CIEPŁO 10
2.2.1. Elementy składowe sektora zaopatrzenia w ciepło 10
2.2.2. Zapotrzebowanie na ciepło 11
2.3. CHARAKTERYSTYKA SEKTORA ZAOPATRZENIA W PALIWA GAZOWE 13
2.3.1. Elementy sektora zaopatrzenia w paliwa gazowe 13
2.3.2. Przesył paliw gazowych 13
2.3.3. Źródła gazu ziemnego 14
2.3.4. Plany budowy nowych gazociągów. 16
2.3.5. Dystrybucja gazu 19
2.3.6. Zużycie paliw gazowych 21
2.4. CHARAKTERYSTYKA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII 23
2.4.1. Energia słońca 23
2.4.2. Energia wiatru 25
2.4.3. Energia wód 26
2.4.4. Energia biomasy 28
2.4.5. Energia biogazu 31
2.4.6. Energia geotermalna 36
3. BILANS SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO 37
3.1. AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE MOCY ELEKTRYCZNEJ 37
3.2. AKTUALNE ZUŻYCIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ 41
4. ELEKTROENERGETYCZNE SYSTEMY PRZESYŁOWE I DYSTRYBUCYJNE – STAN TECHNICZNY INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ 47
4.1. SYSTEM PRZESYŁOWY 47
4.1.1. Elektroenergetyczne linie przesyłowe 400 kV 47
4.1.2. Elektroenergetyczne linie przesyłowe 220 kV 47
4.2. SYSTEM DYSTRYBUCYJNY 49
4.2.1. Linie elektroenergetyczne 110 kV 49
4.2.2. Sieci średniego napięcia 49
4.2.3. Sieci niskiego napięcia 49
4.2.4. Zbiorcza charakterystyka sieci 52
4.3. STAN TECHNICZNY INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ 53
5. ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 54
5.1. CHARAKTERYSTYKA NAJWIĘKSZYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WOJEWÓDZTWIE POMORSKIM 54
5.1.1. Elektrociepłownie Wybrzeże S.A. 54
5.1.2. Elektrociepłownia Władysławowo 57
5.1.3. Elektrociepłownia Matarnia 59
5.1.4. Elektrociepłownia Kwidzyn 60
5.1.5. Elektrociepłownia Lotos 61
5.1.6. Elektrociepłownia Starogard Gdański. 63
5.1.7. Elektrociepłownia Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych 65
5.2. BILANS ENERGETYCZNY ŹRÓDEŁ 66
5.3. MOŻLIWOŚCI PRZESYŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ ZE SKANDYNAWII 67
6. ANALIZA SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO W ŚWIETLE OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISÓW PRAWA POLSKIEGO I UNIJNEGO 69
6.1. EUROPEJSKA POLITYKA W ZAKRESIE ELEKTROENERGETYKI 69
6.2. POLSKIE PRZEPISY W ZAKRESIE ELEKTROENERGETYKI 71
7. PERSPEKTYWY ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO 75
7.1. MOŻLIWOŚĆ REALIZACJI PROGRAMU WZROSTU EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ 75

7.2. PRZEWIDYWANY WZROST ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ WYNIKAJĄCY Z ROZWOJU GOSPODARCZEGO 78
7.3. RACJONALIZACJA I OSZCZĘDNOŚCI ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 79
7.4. PROGNOZOWANY BILANS ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ 80
7.5. MOŻLIWOŚCI BUDOWY NOWYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ 81
7.5.1. Przesłanki za budową nowych elektrowni w Polsce 81
7.5.2. Wybór optymalnej technologii dla elektrowni konwencjonalnej 82
7.5.3. Propozycje projektów budowy nowych elektrowni konwencjonalnych i jądrowych w Województwie Pomorskim 91
7.6. MOŻLIWOŚCI ROZBUDOWY ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ 95
7.7. MOŻLIWOŚCI MODERNIZACJI I ROZBUDOWY LINII PRZESYŁOWYCH WYSOKICH NAPIĘĆ 101
7.8. MOŻLIWOŚCI BUDOWY NOWYCH GŁÓWNYCH PUNKTÓW ZASILAJĄCYCH 110/15 KV ORAZ MODERNIZACJI ISTNIEJĄCYCH 104
7.9. WPŁYW BUDOWY PRZYBRZEŻNYCH ŹRÓDEŁ ELEKTRYCZNYCH NA MORZU BAŁTYCKIM (OFF-SHORE) NA LĄDOWE SYSTEMY ELEKTROENERGETYCZNE WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO 107
7.10. ASPEKTY FINANSOWE REALIZACJI PROGRAMU 107
8. SZANSE I ZAGROŻENIA ORAZ SILNE I SŁABE STRONY SEKTORA ELEKTRO-ENERGETYCZNEGO - ANALIZA SWOT 109
8.1. BUDOWA ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ 109
8.1.1. Źródła konwencjonalne węglowe 109
8.1.2. Źródła konwencjonalne gazowe 110
8.1.3. Źródła jądrowe 111
8.1.4. Źródła odnawialne 112
8.2. BUDOWA I ROZBUDOWA SYSTEMÓW PRZESYŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ 113
8.2.1. Sieci przesyłowe 400 i 220 kV 113
8.2.2. Sieci rozdzielcze 110 kV 113
9. SCENARIUSZE ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO NA TERENIE WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO 114
9.1. ZAŁOŻENIA DO SCENARIUSZY 114
9.2. SCENARIUSZ NR I - SCENARIUSZ ZANIECHANIA (STAGNACJI) 120
9.2.1. Scenariusz zaniechania - założenia 120
9.2.2. Scenariusz zaniechania - bilans mocy i energii elektrycznej 120
9.2.3. Scenariusz zaniechania z uwzględnieniem przesyłu energii elektrycznej ze Szwecji – scenariusz nr I(A) 124
9.3. SCENARIUSZ NR II - SCENARIUSZ MAKSYMALNEGO ROZWOJU KONWENCJONALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ 128
9.3.1. Scenariusz nr II – założenia 128
9.3.2. Scenariusz nr II - bilans mocy i energii elektrycznej 129
9.4. SCENARIUSZ NR III - SCENARIUSZ MAKSYMALNYCH INWESTYCJI W ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII 134
9.4.1. Scenariusz nr III – założenia 134
9.4.2. Scenariusz nr III - bilans mocy i energii elektrycznej 135
9.5. SCENARIUSZ NR IV - SCENARIUSZ ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO 140
9.5.1. Scenariusz nr IV – założenia 140
9.5.2. Scenariusz nr IV - bilans mocy i energii elektrycznej 141
9.6. SCENARIUSZ NR V - SCENARIUSZ MAKSYMALNEGO ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO 147
9.6.1. Scenariusz nr V – założenia 147
9.6.2. Scenariusz nr V(A) - bilans mocy i energii elektrycznej 149
9.6.3. Scenariusz nr V(B) - bilans mocy i energii elektrycznej 151
10. WYBÓR OPTYMALNEGO SCENARIUSZA ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO NA TERENIE WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO 157
10.1. ANALIZA SCENARIUSZY Z UWZGLĘDNIENIEM KRYTERIÓW WYBORU 157
10.2. WYBÓR OPTYMALNEGO SCENARIUSZA 162
10.3. OCENA WYBORU OPTYMALNEGO SCENARIUSZA 172
11. REKOMENDACJA DZIAŁAŃ DLA SAMORZĄDU WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO ORAZ DLA LOKALNYCH SAMORZĄDÓW W ZAKRESIE REALIZACJI PROGRAMU ROZWOJU ELEKTROENERGETYKI 173
12. SPIS RYSUNKÓW I TABEL, BIBLIOGRAFIA 176

1. Wstęp

Zarząd Województwa Pomorskiego, w roku 2006, przystąpił do opracowania dokumentu pt. „*Regionalna strategia energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim na lata 2007÷2025”*. Dokument ten w brzmieniu „*Regionalna strategia energetyki ze szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych”*, określany dalej jako RSE, został przyjęty przez Sejmik Województwa Pomorskiego w dniu 23 października 2006 r.

W przytoczonym dokumencie określono następujące cele:

Cel nr 1: Wieloetapowa realizacja programu przedsięwzięć termomodernizacyjnych, ze szczególnym ukierunkowaniem na sektor budownictwa mieszkaniowego;

Cel nr 2: Obniżenie zużycia energii pierwotnej w paliwach poprzez realizację działań modernizacyjnych zmierzających do poprawy sprawności przetwarzania, przesyłania i dystrybucji energii;

Cel nr 3: Redukcja uzależnienia od tradycyjnych źródeł energii poprzez zwiększenie udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych do poziomu co najmniej 19% w 2025;

Cel nr 4: Poprawa regionalnego i lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, niezawodności dostaw energii oraz efektywności jej produkcji i wykorzystywania;

Cel nr 5 Tworzenie lokalnych rynków energii oraz konkurencyjności produkcji i dostaw energii.

W toku wdrażania RSE stwierdzono, że w sektorze elektroenergetycznym nastąpiły istotne zmiany wynikające z dynamicznie zmieniającej się sytuacji gospodarczej, a w szczególności z systematycznie powiększającego się deficytu energii elektrycznej. W związku z powyższym stwierdzono, że aktualizacja RSE jest niezbędna dla dalszego wdrażania kierunkowej polityki energetycznej w Województwie Pomorskim.

Podstawą rozpoczęcia prac nad aktualizacją stała się uchwała nr 80/179/09 podjęta przez Zarząd Województwa Pomorskiego w dniu 27 stycznia 2009. W uzasadnieniu do tej uchwały wskazano na następujące problemy związane z sektorem elektroenergetycznym, tj.:

- Województwo Pomorskie jest dużym importerem energii elektrycznej - aktualnie produkuje się jedynie około 30% całkowitego zapotrzebowania województwa na energię elektryczną;
- aktualny stan infrastruktury sieci elektroenergetycznych nie zapewnia efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej (ocena wg informacji uzyskanych od wiodących przedsiębiorstw energetycznych);
- należy analizować możliwość budowy stabilnych, systemowych źródeł energii, w tym również budowy elektrowni jądrowej.

Przyjęto założenie, że aktualizacja dokumentu „*Regionalna Strategia Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025 w zakresie elektroenergetyki"*, powinna zostać tak opracowana, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne województwa pomorskiego oraz umożliwić realizację, przyjętego w roku 2009, dokumentu pt. „*Polityka Energetyczna Polski do roku 2030"*.

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, określono następujące podstawowe cele, jakie powinna uwzględnić zaktualizowana RSE:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw energii elektrycznej – działanie realizowane poprzez rozwój sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych oraz budowę nowych wysokosprawnych źródeł energii elektrycznej);
- poprawę efektywności energetycznej;
- zwiększenie wielkości produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, - działanie realizowane poprzez budowę nowych OZE i likwidację barier dla ich rozwoju oraz poprzez odpowiednie inwestycje sieciowe.

Należy podkreślić również, że warunki naturalne preferują Województwo Pomorskie do tego, aby systematycznie rosła jego rola w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), jednocześnie tworząc dogodne warunki rozwoju gospodarczego i zapewniając wysoki standard życia mieszkańcom.

Dokument „*Aktualizacja Regionalnej Strategii Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025 w zakresie elektroenergetyki",* w jego wersji podstawowej, opracowała w roku 2009 firma Tractebel Engineering S.A. Opracowanie to zostało wykonane przez zespół projektowy pod kierownictwem mgr inż. Michała Niernsee i przekazane Urzędowi Marszałkowskiemu Województwa Pomorskiego pod koniec 2009 roku.

W toku prac nad dokumentem opublikowano znowelizowany, jednolity tekst ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 15 maja 2009 r. - Dz.U. Nr 84 z 2009, poz. 712). Zapisy tej ustawy spowodowały konieczność przekształcenia dokumentu mającego charakter „strategii" w dokument typu „program rozwoju". Powyższa nowelizacja stała się podstawą wykonania niniejszego dokumentu.

Dokument „***Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025"***, *określany dalej jako* ***Program RE****.,* obejmuje ocenę stanu aktualnego, w tym ocenę zagrożeń i szans wyróżniających Województwo Pomorskie na tle innych obszarów Polski oraz propozycje działań, ujętych w formie scenariuszy, zmierzających do wykorzystania tych szans przy zapewnieniu pełnego bezpieczeństwa energetycznego.

Program RE został przygotowany w **Departamencie Rozwoju Gospodarczego** Urzędu Marszałkowskiego Województwa Pomorskiego.

Autorzy dokumentu w obecnej formie:

dr inż. **Tadeusz Żurek** – Kierownik Referatu Planowania Energetycznego,

inż. **Jarosław Kumięga** – Referat Planowania Energetycznego,

inż. **Teresa Jakubowska** – Referat Planowania Energetycznego,

mgr inż. **Maria Olszewska** – Referat Planowania Energetycznego,

Współpraca przy tworzeniu dokumentu w zakresie ochrony środowiska - **Departament Środowiska, Rolnictwa i Zasobów Naturalnych** Urzędu Marszałkowskiego Województwa Pomorskiego

inż. **Magdalena Haas** – Referat Polityki Ekologicznej

2. Analiza aktualnego stanu gospodarki energetycznej Województwa Pomorskiego

2.1. Charakterystyka sektora elektroenergetycznego

2.1.1. Elementy składowe sektora energetycznego

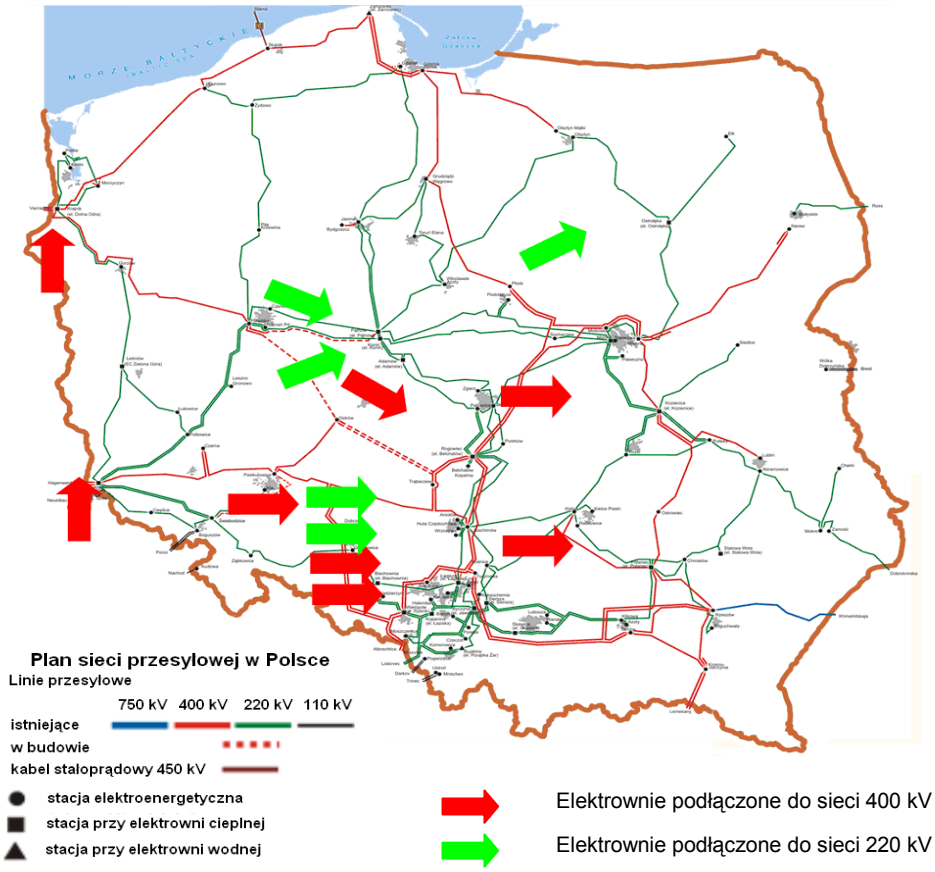
Na sektor elektroenergetyczny, analizowany w skali województwa, składają się następujące segmenty:

- System przesyłowy, umożliwiający przesył energii elektrycznej;
- Lokalny segment wytwórczy, obejmujący jednostki wytwórcze zlokalizowane na terenie województwa;
- System dystrybucyjny, służący zasilaniu odbiorców.

Województwo Pomorskie zasilane jest w energię elektryczną z krajowego systemu elektroenergetycznego oraz ze źródeł zlokalizowanych na obszarze województwa.

Rysunek 2-1 pokazuje przebieg sieci przesyłowej i miejsca, w których jest wprowadzona energia elektryczna pochodząca z dużych elektrowni systemowych.

Rysunek 2-1 Krajowy System Elektroenergetyczny



2.1.2. System przesyłowy

System przesyłowy obejmuje linie elektroenergetyczne pracujące na napięciach 400 kV i 220 kV. Operatorem tego systemu jest firma Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Operator S.A.

System przesyłowy został opisany w rozdziale 4.1.

2.1.3. System dystrybucyjny

Działalność dystrybucyjną w zakresie energii elektrycznej na terenie Województwa Pomorskiego prowadzą w zasadzie dwie firmy;

- ENERGA Operator S.A., działająca na niemal całym obszarze Województwa Pomorskiego (a także na terenie województw Zachodniopomorskiego, Warmińsko-Mazurskiego, Kujawsko-Pomorskiego, Wielkopolskiego, Mazowieckiego i Dolnośląskiego);
- ENEA - Operator S.A., działająca na tej części Województwa Pomorskiego, która w poprzednim podziale administracyjnym wchodziła w skład Województwa Bydgoskiego, a więc w powiecie chojnickim i człuchowskim (ENEA - Operator S.A. działa także na obszarze Województwa Wielkopolskiego, Zachodniopomorskiego, Lubuskiego, Kujawsko-Pomorskiego i Dolnośląskiego).

Działalność koncesjonowaną związaną z dystrybucją energii elektrycznej w bardzo ograniczonym zakresie prowadzi jeszcze kilka innych firm, będących administratorami określonych terenów. Są to firmy:

- Stocznia Gdynia S.A.,
- Grupa Lotos S.A.,
- Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.,
- Dalmor S.A.,
- PKP Energetyka S.A.

Spośród wymienionych firm, tylko PKP Energetyka prowadzi działalność w skali ogólnopolskiej.

System dystrybucyjny został opisany w rozdziale 4.2.

2.1.4. Lokalni wytwórcy energii elektrycznej

Źródła lokalne produkujące energię elektryczną w Województwie Pomorskim można pogrupować w sposób następujący:

- Duże elektrociepłownie zawodowe:
  - Obiekty EC Wybrzeże, w której skład wchodzą dwie elektrociepłownie: EC Gdańsk 2 oraz EC Gdynia 3, o łącznej osiągalnej mocy elektrycznej około 336,2 MW; w elektrociepłowniach z tej grupy chwilowe zdolności produkcyjne energii elektrycznej zależą od zapotrzebowania mocy cieplnej przez system ciepłowniczy, stąd ich możliwości produkcyjne są większe w zimie, a w lecie wyraźnie maleją;

- Małe elektrociepłownie komunalne:
  - Elektrociepłownia Władysławowo,
  - Elektrociepłownia Matarnia należąca do Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Sp. z o.o.,

  W elektrociepłowniach z tej grupy ekonomicznie uzasadnione zdolności produkcyjne energii elektrycznej zależą od zapotrzebowania mocy cieplnej przez system ciepłowniczy, jednak możliwa jest chwilowa praca z maksymalną mocą elektryczną. Paliwem dla obu wskazanych elektrociepłowni jest gaz sieciowy lub poza systemowy.
- Duże elektrociepłownie przemysłowe:
  - Elektrociepłownia rafinerii gdańskiej (Grupa Lotos S.A.),
  - Elektrociepłownia Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych FOSFORY Sp. z o.o.,
  - Elektrociepłownia w Starogardzie Gdańskim (zasilająca Polpharmę S.A. a także system ciepłowniczy Starogardu Gdańskiego),
  - Elektrociepłownia w Kwidzynie (zasilająca International Paper-Kwidzyn Sp. z o.o., a także system ciepłowniczy Kwidzyna),

  W elektrociepłowniach z tej grupy chwilowe zdolności produkcyjne energii elektrycznej zależą od zapotrzebowania mocy cieplnej ze względu na odbiór ciepła przez proces technologiczny, a nie tylko przez system ciepłowniczy (komunalny lub wewnątrzzakładowy), stąd ich możliwości produkcyjne są większe w zimie, a w lecie wyraźnie maleją. Zmiany te są na ogół mniejsze niż dla ciepłowni komunalnych. Z drugiej strony należy zauważyć, że znaczna część wyprodukowanej energii elektrycznej (a czasami całość) jest konsumowana przez zakład przemysłowy, w związku z czym elektrociepłownie te w niewielkim stopniu uczestniczą w „publicznym" obrocie energią elektryczną;
- elektrownie wodne, o łącznej mocy zainstalowanej około 745 MW, w tym Elektrownia Szczytowo-Pompowa Żarnowiec o mocy (turbinowej) 716 MW, oraz 82 Małe Elektrownie Wodne o łącznej mocy około 29 MW,
- elektrownie wiatrowe, o łącznej mocy zainstalowanej około 160 MW,
- elektrownie biogazowe: na składowiskach odpadów, przy oczyszczalniach ścieków oraz 4 biogazownie rolnicze o łącznej mocy zainstalowanej około 7,5 MW.

Charakterystyka głównych lokalnych źródeł energii elektrycznej została podana w rozdziale 5.1.

2.2. Charakterystyka sektora zaopatrzenia w ciepło

2.2.1. Elementy składowe sektora zaopatrzenia w ciepło

Sektor zaopatrzenia w ciepło obejmuje następujące segmenty:

- Podmioty prowadzące koncesjonowane wytwarzanie ciepła (ewentualnie w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej);
- Podmioty prowadzące koncesjonowany przesył i dystrybucję ciepła sieciami ciepłowniczymi;
- Podmioty zaspokajające swoje potrzeby cieplne we własnym zakresie.

W przypadku systemów ciepłowniczych, możliwe są różne powiązania pomiędzy podmiotami prowadzącymi wytwarzanie ciepła oraz jego przesył i dystrybucję:

- Wytwarzanie oraz przesył i dystrybucja prowadzone są przez różne podmioty (sytuacja ta ma miejsce w głównych systemach ciepłowniczych Gdańska, Gdyni z Rumią, Starogardu Gdańskiego, Kwidzyna);
- Wytwarzanie oraz przesył i dystrybucja prowadzone są przez ten sam podmiot (ten przypadek dotyczy pozostałych systemów ciepłowniczych w Województwie Pomorskim).

Według danych URE z lipca 2009 r na obszarze Województwa Pomorskiego działa:

- 28 przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła:
- 28 przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła;
- 4 przedsiębiorstwa prowadzące koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie obrotu ciepłem.

Powyższe ilości obejmują także przedsiębiorstwa mające siedzibę poza Województwem Pomorskim, a prowadzące na jego terenie działalność.

Sektor ciepłowniczy w Polsce i na terenie Województwa Pomorskiego jest stosunkowo rozdrobniony, zwłaszcza w porównaniu z gazownictwem i elektroenergetyką.

Z punktu widzenia sektora elektroenergetycznego, interesujące są te podmioty zajmujące się zaspokojeniem potrzeb cieplnych, które mogłyby powiększyć lub rozpocząć działalność związaną ze skojarzonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej.

W tym zakresie należy wskazać:

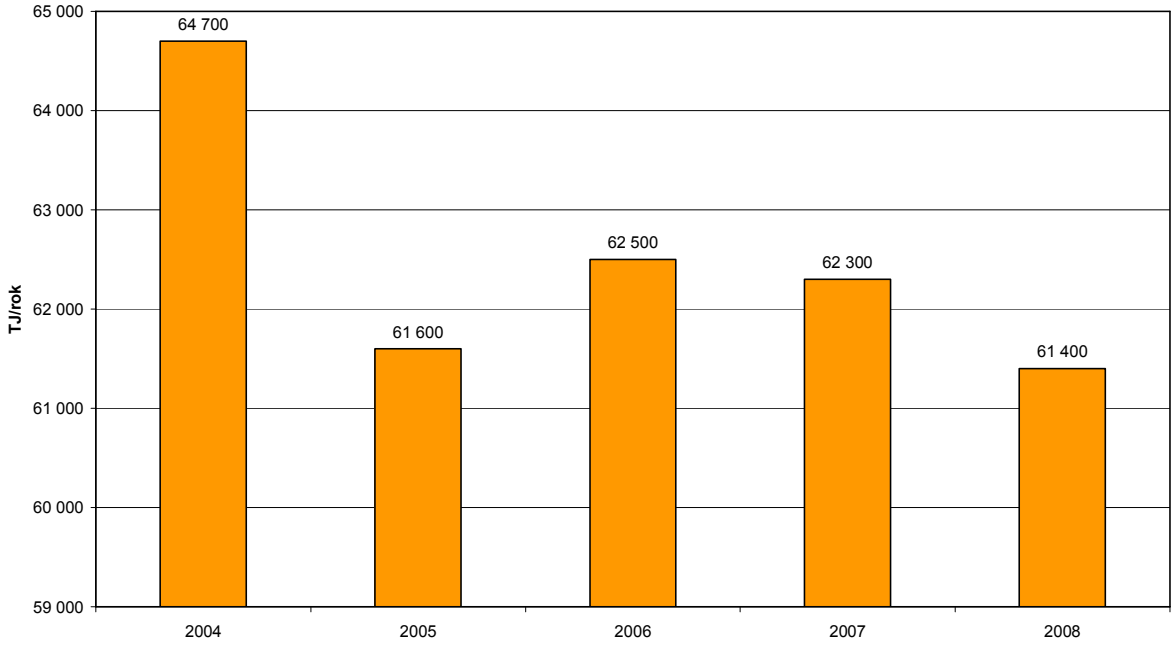
- duże i średnie systemy ciepłownicze zasilane z już istniejących elektrociepłowni (systemy ciepłownicze Gdańska, Gdyni z Rumią, Kwidzyna, Starogardu Gdańskiego), w których dalszy rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła powinien przebiegać głównie poprzez przejmowanie nowych odbiorców ciepła, kompensując tym samym skądinąd bardzo pożyteczny efekt termomodernizacji;

- duże i średnie systemy ciepłownicze zasilane z ciepłowni (systemy ciepłownicze Słupska, Tczewa, Malborka, Chojnic, Wejherowa), w których dalszy rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła powinien przebiegać głównie poprzez przejmowanie nowych odbiorców ciepła, kompensując tym samym skądinąd bardzo pożyteczny efekt termomodernizacji oraz sprawdzenie celowości zastosowania gospodarki skojarzonej;
- odbiorcy przemysłowi o dużym zapotrzebowaniu ciepła o nietypowych parametrach odbiegających od parametrów miejscowych systemów ciepłowniczych (układy technologiczne rafinerii Lotosu w Gdańsku, zakładów papierniczych w Kwidzynie czy zakładów farmaceutycznych w Starogardzie Gdańskim), gdzie należy dążyć do zwiększenia współczynnika skojarzenia i do modernizacji obecnych urządzeń zarówno pod kątem wskaźników emisyjnych, jak i osiąganych sprawności (jak to się dzieje w związku z budową nowej elektrociepłowni przy rafinerii Lotosu);
- lokalne „wyspowe" systemy ciepłownicze zlokalizowane w sąsiedztwie większych systemów ciepłowniczych (zwłaszcza zasilanych z elektrociepłowni), gdzie ważnym elementem będzie dokonanie analizy celowości połączenia tych systemów z większymi systemami zamiast modernizacji obecnych źródeł. W przypadku braku takiej celowości powinno zastosować się do zasad obowiązujących w przypadku małych odosobnionych systemów ciepłowniczych;
- małe odosobnione systemy ciepłownicze. Koniecznym jest przeanalizowanie celowości zastosowania małych jednostek pracujących w skojarzeniu, opalanych gazem, lub alternatywnie tam gdzie jest to uzasadnione – podzielenie obecnego systemu ciepłowniczego na mniejsze części i zasilenie każdej z nich z jednostek mikrokogeneracyjnych;
- odbiorcy o dużym zapotrzebowaniu: przeanalizowanie celowości zastosowania mikrokogeneracji albo trigeneracji (skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i chłodu).

2.2.2. Zapotrzebowanie na ciepło

Na przestrzeni ostatnich lat w Województwie Pomorskim, podobnie jak w całej Polsce, notowany jest systematyczny spadek zapotrzebowania i zużycia (sprzedaży) ciepła u odbiorców zasilanych ze scentralizowanych sieci cieplnych. Wynika to ze spadku zapotrzebowania spowodowanego działaniami termomodernizacyjnymi u odbiorców, racjonalizacją zachowań, spadkiem zapotrzebowania na ciepło technologiczne ze strony przemysłu (wprowadzanie nowych technologii, ekonomiczna eliminacja najbardziej energochłonnych technologii), a także z odłączenia odbiorców od sieci ciepłowniczej i przechodzenia na indywidualne źródła ciepła (to ostatnie powoduje nie tyle spadek zapotrzebowania ciepła w ogólności, ale zmianę sposobu zasilania). Konsekwencją dalszego spadku zapotrzebowania może być wystąpienie problemów ekonomicznych przedsiębiorstw ciepłowniczych i wzrost technicznych opłat taryfowych.

Rysunek 2-2 Roczne zapotrzebowanie na ciepło [TJ/rok] na terenie Województwa Pomorskiego w latach 2004 – 2008



Sprzedaż ciepła w Województwie Pomorskim

Informacje na temat wielkości sprzedaży ciepła odbiorcom (z uwzględnieniem strat przesyłu) zawiera Tab. 2.1.

Tab. 2.1 Sprzedaż ciepła w Województwie Pomorskim odbiorcom (z uwzględnieniem strat przesyłu)

Odbiorcy	2005	2006	2007
	GJ		
Urzędy i instytucje	2 000 637	2 338 869	2 223 871
Budynki mieszkalne	10 807 489	10 744 381	10 103 017
Ogółem	**12 808 126**	**13 083 250**	**12 326 888**

Źródło: GUS- Bank Danych Regionalnych

Z powyższej tabeli wynika, że największy udział w ogólnej sprzedaży ciepła ma budownictwo mieszkaniowe – jest to około 83%.

2.3. Charakterystyka sektora zaopatrzenia w paliwa gazowe

2.3.1. Elementy sektora zaopatrzenia w paliwa gazowe

Sytuacja w zakresie sektora gazowniczego w Polsce jest nieco skomplikowana. Podmiotem, który został powołany do zajmowania się przesyłem gazu jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Podmiot ten dysponuje jednak tylko częścią sieci gazowej w Polsce, pełniącej funkcje przesyłowe. Zakres jego działalności został omówiony w rozdziale 2.3.2.

Do sieci takiej należałoby zaliczyć gazociągi wysokiego ciśnienia. W rzeczywistości część tych gazociągów jest własnością spółek gazowniczych, wchodzących w skład grupy PGNiG S.A. Na terenie Polski działa 6 takich spółek, a na terenie Województwa Pomorskiego jest to Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o. o.

2.3.2. Przesył paliw gazowych

Spółka Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. jest strategicznym podmiotem odpowiedzialnym za przesył gazu w Polsce. Zajmuje się ona przesyłem gazu z punktów wejścia do systemu przesyłowego (punkty te są zlokalizowane na granicach Polski, w miejscach wyjścia z gazociągu jamajskiego, na wylotach z podziemnych magazynów gazu i w miejscach podłączenia gazu pochodzącego z polskich złóż) do punktów wyjścia (którymi są stacje redukcyjne I stopnia, punkty wejścia do sieci należącej do spółek dystrybucyjnych oraz wloty do podziemnych magazynów gazu).

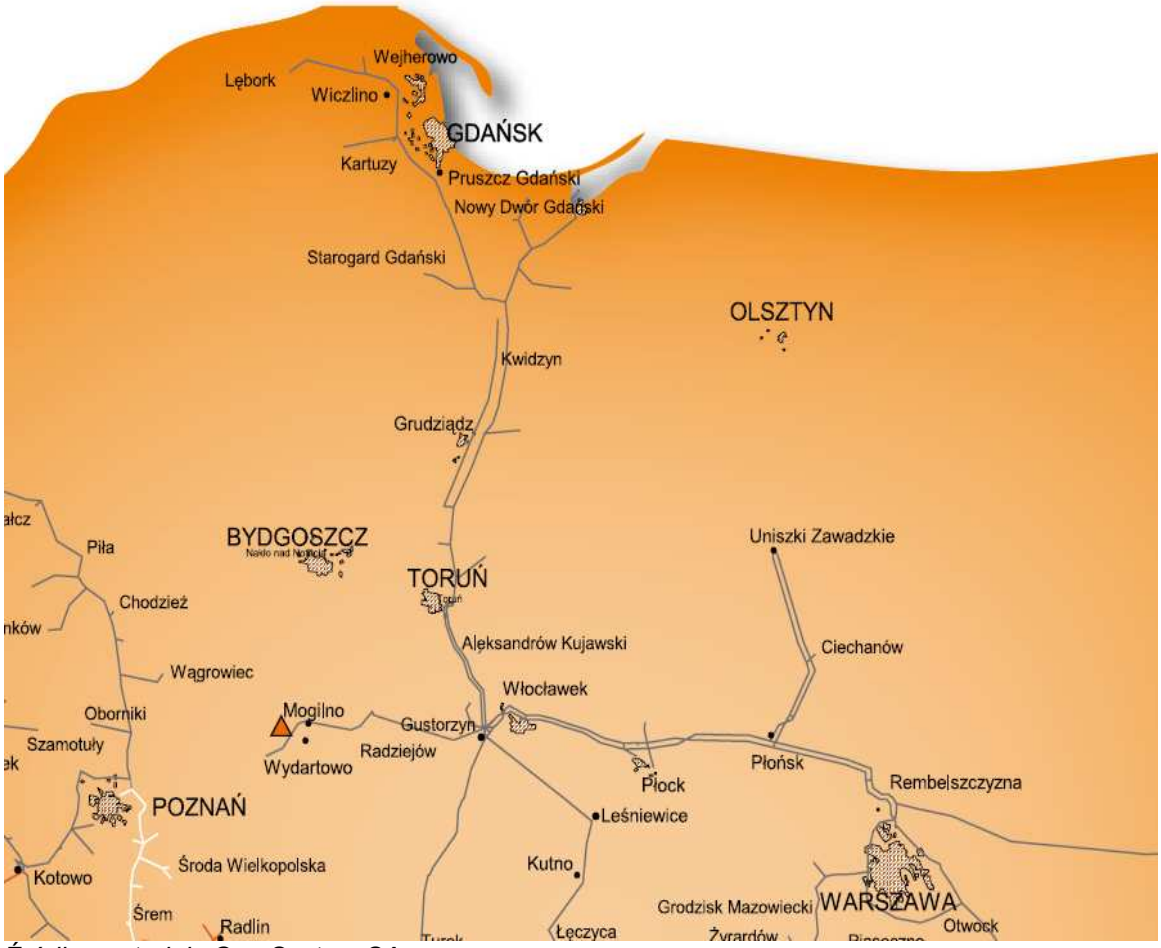
Sieć przesyłowa obejmuje gazociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa i 8,0 MPa.

Z punktu widzenia rozwoju systemów elektroenergetycznych sieć przesyłowa gazu ma znaczenie z dwóch powodów:

- może być źródłem dostatecznych ilości gazu dla średnich i dużych źródeł energii elektrycznej opalanych gazem,
- pozwala na zasilanie turbin gazowych, gazem o odpowiednim ciśnieniu (turbiny gazowe wymagają zasilania gazem o stałym ciśnieniu rzędu 3,0 do 4,5 MPa w zależności od konkretnego rozwiązania technicznego).

Rysunek 2-3 przedstawia system przesyłowy gazu w północnej Polsce. Widać na nim powiązania systemu gazowniczego Województwa Pomorskiego z resztą kraju.

Rysunek 2-3 System przesyłowy gazu w północnej Polsce



Źródło: materiały Gaz-System SA

2.3.3. Źródła gazu ziemnego

Gaz ziemny zużywany w Polsce pochodzi ze złóż krajowych (gaz ziemny zaazotowany oraz gaz ziemny wysokometanowy) oraz z importu (wyłącznie gaz ziemny wysokometanowy).

Gaz importowany pochodzi (pierwotnie) z Rosji, nawet jeśli jest to gaz kupowany bezpośrednio z Niemiec.

Rysunek 2-4 Punkty wejścia do polskiego systemu gazowniczego

Gaz importowany jest aktualnie dostarczany na dwa sposoby:

- poprzez bezpośrednie połączenia z systemami przesyłowymi państw sąsiednich (Białoruś, Ukraina i Niemcy) zlokalizowane na granicach Polski: cztery punkty wejścia:
  - Wysokoje (na granicy z Białorusią),
  - Bobrowniki (na granicy z Białorusią),
  - Drozdowicze (na granicy z Ukrainą),
  - Lasów (na granicy z Niemcami).

- poprzez gazociąg jamalski przebiegający przez terytorium Polski z dwoma punktami wejścia:
  - Włocławek
  - Lwówek Wielkopolski.

Oprócz tego jest kilka mniejszych punktów połączenia z systemami gazowniczymi krajów sąsiednich, ale z racji swojej przepustowości mają one znaczenie wyłącznie lokalne, dlatego zostały pominięte.

Rysunek 2-4 pokazuje lokalizację tych punktów na tle krajowego systemu przesyłowego gazu.

Na rysunku zaznaczono również znajdujący się w budowie terminal skroplonego gazu ziemnego LNG w Świnoujściu.

Należy zauważyć, że w momencie wyboru lokalizacji tego obiektu pod uwagę były brane dwa miejsca: port w Świnoujściu oraz Port Północny w Gdańsku. W przypadku budowy drugiego terminala gazu ziemnego Port Północny w Gdańsku staje się oczywiście nasuwającą się oczywistą lokalizacją takiego terminala, również w technologii sprężonego gazu ziemnego CNG.

Z punktu widzenia budowy potencjalnych elektrowni gazowych optymalne lokalizacje powinny znajdować się w pobliżu punktów wejścia i powinny być powiązane z nimi gazociągami o wysokiej przepustowości.

Z tego punktu widzenia Województwo Pomorskie położone jest umiarkowanie korzystnie, biorąc pod uwagę stan po zrealizowaniu gazociągów Włocławek – Gdynia oraz Goleniów – Gdańsk. Gazociągi te będą posiadały odpowiednią przepustowość, ale Województwo Pomorskie położone jest jednak w dość znacznej odległości od punktów wejścia do systemu przesyłowego (Włocławek i budowany terminal LNG w Świnoujściu). Plusem jest rozwijający się podziemny magazyn gazu w Kosakowie.

W przypadku powstania nowego terminala gazowego w porcie w Gdańsku, zagadnienie uwarunkowań ekonomicznych dla zasilania elektrowni gazowych na terenie Województwa Pomorskiego będzie wymagało ponownego przeanalizowania w oparciu o dane dotyczące terminala i dostarczanego do niego gazu.

2.3.4. Plany budowy nowych gazociągów.

Aktualnie realizowany jest program rozwoju sieci przesyłowej gazu ziemnego w Polsce. Rysunek 2-5 pokazuje najważniejsze projekty wchodzące w skład tego programu.

Na terenie Województwa Pomorskiego będą realizowane dwa z nich:

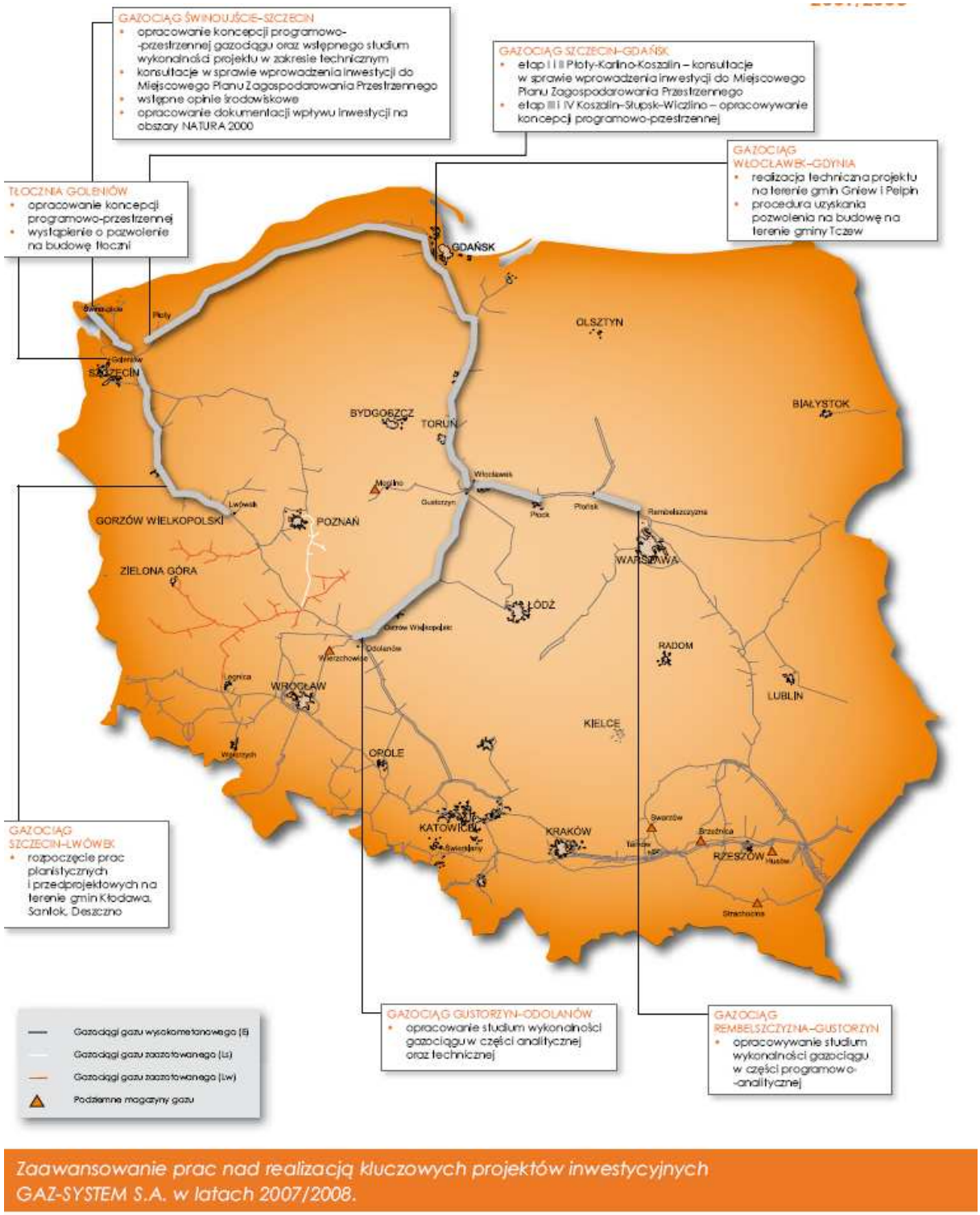
- gazociąg Włocławek – Gdynia (a właściwie dokończenie budowy na odcinku około 75 km już zaczętego gazociągu), o średnicy DN 500 mm i ciśnieniu MOP 8,3 MPa. Gazociąg ten ma powiązać węzeł gazowniczy w Gustorzynie (punkt rozdzielczy związany z punktem wejścia Włocławek) z podziemnym magazynem gazu w Kosakowie. Termin realizacji: połowa roku 2011;

- gazociąg Szczecin – Gdańsk (a właściwie Goleniów – Gdynia), o długości około 272 km, średnicy DN 700 mm i ciśnieniu MOP 8,3 MPa. Gazociąg ten ma powiązać węzeł gazowniczy w Goleniowie (związany z terminalem LPG w Świnoujściu i mającym powstać gazociągiem norweskim) z rejonem Trójmiasta (powiązanie z PMG Kosakowo) i z gazociągiem Włocławek – Gdynia. Termin realizacji: rok 2012.

Dla zasilania Województwa Pomorskiego istotne znaczenie będą miały także projekty realizowane na terenie innych województw:

- gazociąg Gustorzyn – Rembielszczyzna: wpłynie on na pewność zasilania gazociągu Gustorzyn – Gdańsk;
- gazociąg Gustorzyn – Odolanów; w nieco mniejszym stopniu, ale również wpłynie na pewność zasilania gazociągu Gustorzyn – Gdańsk;
- gazociąg Świnoujście – Szczecin; będzie źródłem zasilania gazociągu Szczecin – Gdańsk od strony budowanego terminala LNG w Świnoujściu;
- gazociąg Szczecin – Lwówek; pozwoli na buforowanie zasilania w gaz pomiędzy terminalem LNG a gazociągiem jamajskim.

Rysunek 2-5 Trasy przebiegów planowanych nowych gazociągów przesyłowych



Źródło: materiały Gaz System S.A.

2.3.5. Dystrybucja gazu

Dystrybucją gazu na obszarze Województwa Pomorskiego zajmuje się przede wszystkim (99% rynku) Pomorska Spółka Gazownictwa w Gdańsku, która zarządza systemem poprzez trzy oddziały:

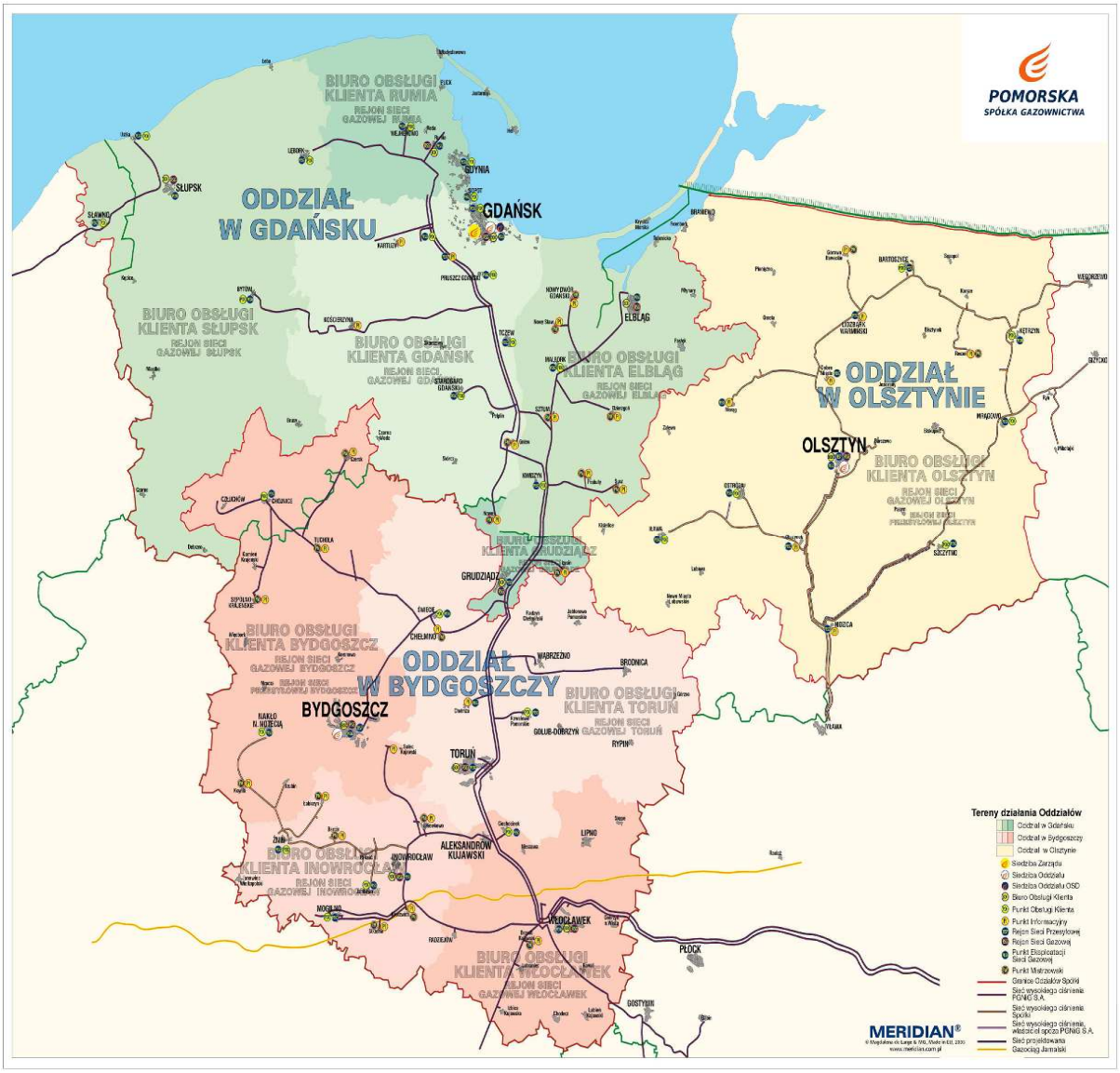
- w Gdańsku – obejmujący obszar dawnego Województwa Gdańskiego oraz części dawnego Województwa Słupskiego włączonego do Województwa Pomorskiego,
- w Olsztynie - obejmujący obszar dawnego Województwa Elbląskiego, który został włączony do Województwa Pomorskiego,
- w Bydgoszczy - obejmujący obszar dawnego Województwa Bydgoskiego, który został włączony do Województwa Pomorskiego.

Rysunek 2-6 pokazuje obszar działania Pomorskiej Spółki Gazownictwa.

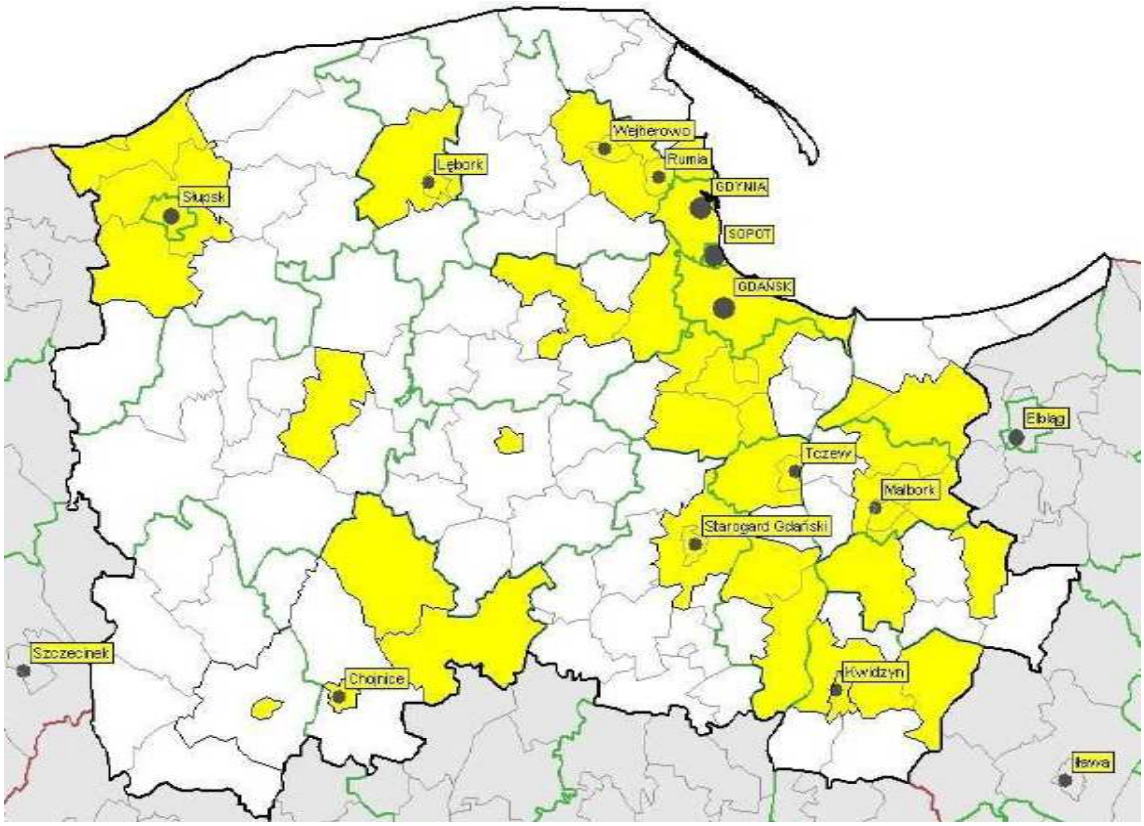
Gaz ziemny wysokiego ciśnienia zasila sieci rozdzielcze poprzez 32 stacje redukcyjno-pomiarowe pierwszego stopnia o zróżnicowanej przepustowości nominalnej. Większość odbiorców komunalnych zasilana jest poprzez gazociągi niskiego ciśnienia w wyniku redukcji w stacjach redukcyjno-pomiarowych drugiego stopnia. Długość gazowej sieci rozdzielczej (stan na rok 2007) wynosi 4 481,6 km i w porównaniu z rokiem 2006 wzrosła o 235,7 km to jest o 5,6 %. Z sieci gazowej korzystało w 2007 roku 51,6 % mieszkańców Województwa Pomorskiego.

Z punktu widzenia rozwoju systemów elektroenergetycznych sieć dystrybucyjna gazu może być źródłem gazu dla małych źródeł energii elektrycznej wykorzystujących silniki gazowe, gdyż potrzebują one niższego ciśnienia gazu.

Rysunek 2-6 Obszar działania Pomorskiej Spółki Gazownictwa



Rysunek 2-7 Gminy zaopatrywane w gaz



2.3.6. Zużycie paliw gazowych

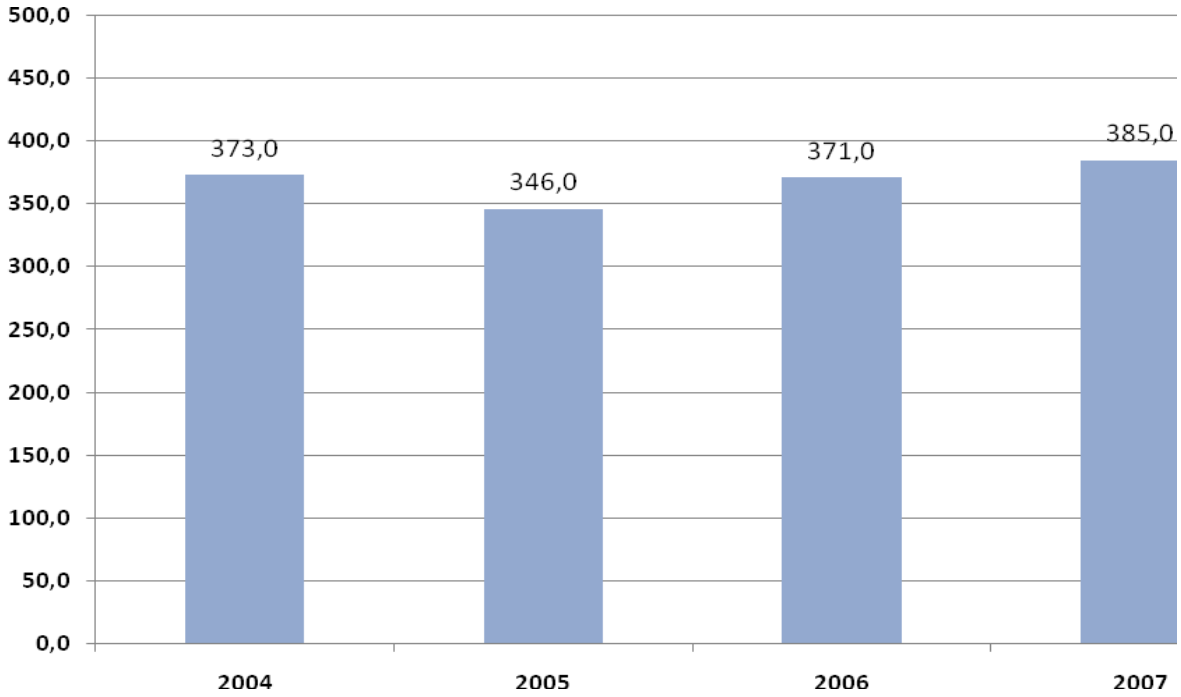
W roku 2007 zużycie gazu ziemnego w Województwie Pomorskim wyniosło 385 mln m^3 (13 258 TJ), przy czym należy zauważyć systematyczny wzrost zużycia w porównaniu do lat poprzednich. Wynika to z faktu gazyfikowania kolejnych miejscowości, szczególnie w rejonach wiejskich gdzie w 2007 roku doprowadzono 1 548 nowych połączeń, co stanowi wzrost o 1,8% w stosunku do roku poprzedniego, jak również modernizacji kotłowni węglowych na gazowe. Szczegółowe dane dotyczące zużycia gazu ziemnego przez poszczególne podmioty zawiera Tab. 2.2, natomiast tendencje w zużyciu gazu ziemnego w latach 2004 – 2007 pokazuje Rysunek 2-8.

Tab. 2.2 Zużycie gazu ziemnego przez poszczególne kategorie odbiorców (2007)

Wyszczególnienie	Zużycie gazu ziemnego [mln m^3/rok]
Zużycie ogółem, w tym:	**385**
Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	12,8
Elektrociepłownie przemysłowe	7,3
Kotły ciepłownicze energetyki zawodowej	0,8
Ciepłownie niezawodowe	2,4
Ciepłownie zawodowe	17,4
Rafinerie	-
Przemysł i budownictwo	67,5
Transport	0,6
Sektor drobnych odbiorców, w tym:	276,2
Gospodarstwa domowe	209,1
Pozostali odbiorcy	67,1

Źródło: dane GUS

Rysunek 2-8 Roczne zużycie paliw gazowych [mln m^3] na terenie Województwa Pomorskiego w latach 2004 – 2007



Źródło: Dane GUS

2.4. Charakterystyka odnawialnych źródeł energii

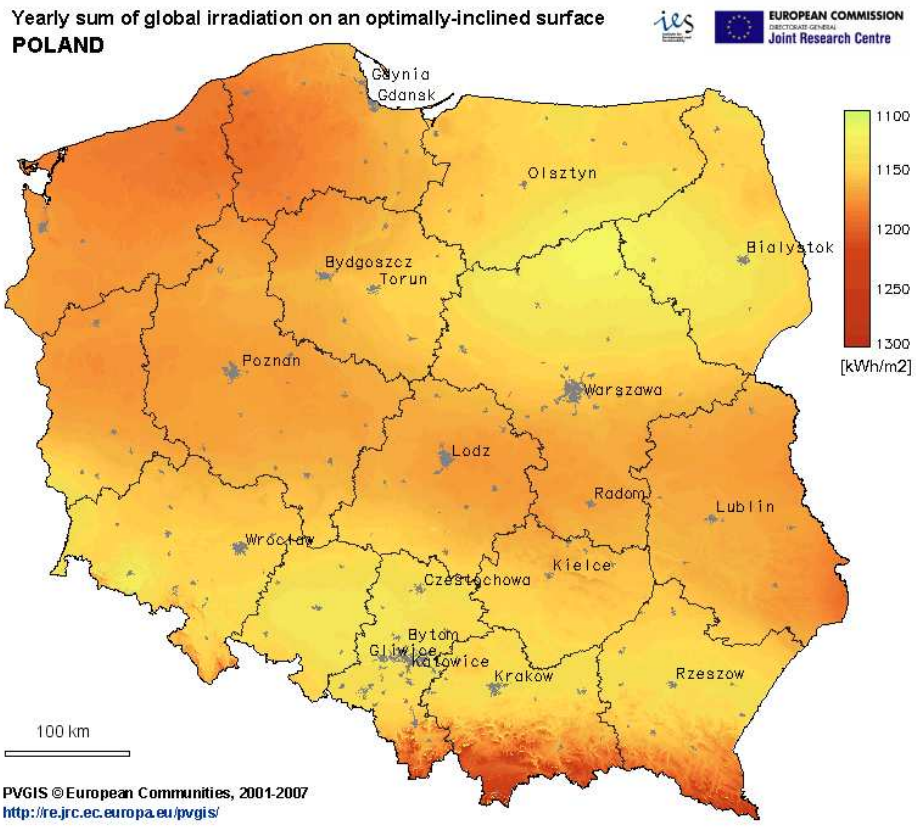
2.4.1. Energia słońca

Możliwości wykorzystania energii promieniowania słonecznego w różnych miejscach na Ziemi nie są jednakowe. Różnice wynikają z rocznej wartości nasłonecznienia oraz usłonecznienia. Wartość nasłonecznienia to roczna dawka energii przypadającej na jednostkę powierzchni (kWh/m^{2}rok), a usłonecznienie to czas, podczas którego na określone miejsce na powierzchni Ziemi dociera promieniowanie słoneczne bezpośrednie.

Graniczną mocą, jaką można uzyskać bezpośrednio z energii słonecznej na jeden metr kwadratowy jest tzw. stała słoneczna, która wynosi średnio 1367 W/m^2 i jest mocą promieniowania słonecznego docierającego do zewnętrznej warstwy atmosfery.

Województwo Pomorskie, w skali kraju charakteryzuje się korzystnymi warunkami nasłonecznienia (zbliżającymi się do wartości 1200 kWh/m^2/rok), szczególnie w pasie nadmorskim (Rysunek 2-9). Wartości nasłonecznienia dla poszczególnych powiatów Województwa Pomorskiego przedstawia Tab. 2.3.

Rysunek 2-9 Roczna suma promieniowania słonecznego w Polsce dla optymalnego kąta nachylenia powierzchni absorbera [kWh/m^2]



Źródło: The European Database of Daylight and Solar Radiation

Tab. 2.3 Wartość nasłonecznienia w powiatach Województwa Pomorskiego

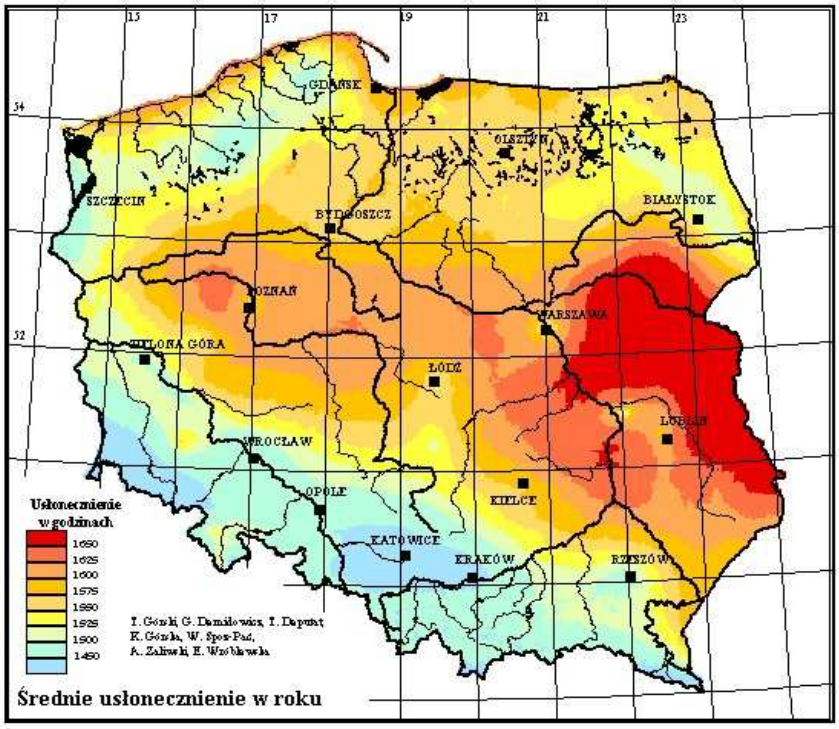
Powiat	Nasłonecznienie [kWh/m^2/rok]
p. słupski	1189
p. bytowski	1186
p. człuchowski	1182
p. chojnicki	1182
p. kościerski	1183
p. lęborski	1176
p. kartuski	1182
p. wejherowski	1168
p. pucki	1165
p. nowodworski	1163
p. malborski	1163
p. sztumski	1165
p. kwidzyński	1161
p. gdański	1167
p. tczewski	1166
p. starogardzki	1173
m. Gdańsk	1166
m. Gdynia	1168
m. Sopot	1169
ŚREDNIA	**1172**

Źródło: European Commission, DG - Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit,

Wartości średnie usłonecznienia na terenie naszego kraju mieszczą się w granicach od 1450 do 1600 h/rok (Rysunek 2-10). Średnia wartość usłonecznienia dla Województwa Pomorskiego jest wyższa od średniej krajowej i wynosi ok. 1700 h/rok.

Potencjalnym obszarem największych zastosowań wykorzystania energii promieniowania słonecznego w warunkach polskich i w województwie pomorskim są instalacje z kolektorami słonecznymi podgrzewającymi wodę (konwersja fototermiczna pasywna i aktywna) oraz instalacje o małej mocy elektrycznej z ogniwami fotowoltaicznymi (konwersja fotowoltaiczna).

Rysunek 2-10 Średnie roczne usłonecznienie w Polsce [h/rok]



Źródło: Zakład Agrometrologii i Zastosowań Informatyki

Z uwagi na duży koszt i uzyskiwane małe moce, fotowoltaiczne systemy solarne w warunkach polskich znajdują zastosowanie niemal wyłącznie do zasilania odbiorników zlokalizowanych w znacznym oddaleniu od źródeł zasilania i o niewielkich, okresowych zużyciach energii, takich jak nocne podświetlanie znaków drogowych, przystanków autobusowych lub miejsc niebezpiecznych.

Ograniczone możliwości techniczne magazynowania energii powodują, że instalacje solarne wytwarzające energię elektryczną lub ciepło mogą być wykorzystywane jedynie jako instalacje uzupełniające dla innych źródeł energii. Ograniczenie to wynika z uzależnienia pracy instalacji solarnej od aktualnych warunków nasłonecznienia.

2.4.2. Energia wiatru

Terenami uprzywilejowanymi pod względem zasobów energii wiatru w polskich warunkach są: wybrzeże Bałtyku, Suwalszczyzna, środkowa Wielkopolska, Beskid Żywiecki i Śląski, Podgórze Dynowskie i Bieszczady.

W przypadku energetyki wiatrowej, oprócz prędkości wiatru na danym terenie występuje więcej kryteriów, które należy rozpatrzyć przy tego typu inwestycjach. Ograniczenia dotyczące lokalizacji farm wiatrowych przedstawione zostały w Załączniku 2.

Moc nominalna zainstalowanych turbin wiatrowych w Województwie Pomorskim wynosi około 160 MW.

Tab. 2.4 Istniejące farmy wiatrowe w Województwie Pomorskim

Lokalizacja źródła	Moc zainstalowana [MW]
Lisewo	10,80
Puck	22,00
Starbienino	0,25
Swarzewo	0,60
Zwartowo	0,32
Opalino	10,80
Zwarcienko	0,50
Słajkowo	0,075
Bogatka	0,90
Połczyno	1,60
Łebcz	3,20
Luzino	0,015
Wałdowo	1,10
Zespół el. wiatrowych Zajączkowo	48,00
Kisielice	40,50
Farma Wiatrowa Koniecwałd	18,00
Suma	**164,06**

Źródło: Materiały przekazane przez Energa Operator S.A.

Największa liczba elektrowni wiatrowych zlokalizowana jest w pasie nadmorskim. Większość z nich przyłączona jest do sieci 110 kV.

Łączna moc elektrowni wiatrowych, dla których już wydano warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej ENERGA Operator S.A. i ENEA Operator S.A. (rzędu 1000 MW) zbliża się do poziomu, którego osiągnięcie spowoduje wyczerpanie zdolności przesyłowych sieci.

2.4.3. Energia wód

Województwo Pomorskie należy do regionów Polski o stosunkowo dużych zasobach energii wód płynących. Z uwagi na fakt, że poziom wykorzystania energii kinetycznej mas wody na terenie Województwa Pomorskiego jest wysoki, nie przewiduje się znaczącego wzrostu wykorzystania tego rodzaju energii w przyszłości.

W Województwie Pomorskim obecnie pracują dwie elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW.

Elektrownia Żarnowiec jest największą w Polsce elektrownią szczytowo-pompową zlokalizowaną w miejscowości Czymanowo nad Jeziorem Żarnowieckim. Górny zbiornik wodny elektrowni stanowi zbiornik Czymanowo - sztuczne jezioro o powierzchni 122 ha i pojemności 13 milionów metrów sześciennych, dolny zbiornik elektrowni stanowi Jezioro Żarnowieckie.

Elektrownia wyposażona jest w cztery odwracalne, usytuowane diagonalnie hydrozespoły (turbiny typu Francis, generatory synchroniczne). Poszczególne zespoły pracują w układzie blokowym (poza nielicznymi wyjątkami w zakresie układów pomocniczych) stanowiąc cztery niezależne ciągi technologiczne i wyprowadzenia mocy z niezależnym sterowaniem dla poszczególnych zespołów. Indywidualna praca tych zespołów ustala globalny charakter pracy elektrowni decydując o jej znaczących dla systemu elektroenergetycznego funkcjach, jakimi są:

- łagodzenie krzywej dobowego obciążenia systemu,
- pokrywanie nagłych ubytków i występujących przyrostów mocy w systemie,
- optymalizowanie pracy krajowego systemu elektroenergetycznego przez prowadzenie szybkiej i stałej regulacji dostarczanej do systemu mocy czynnej,
- regulowanie rozpływów mocy biernej w systemie (regulacja napięcia szczególnie w węźle północnym), a przede wszystkim utrzymywanie wysokiego współczynnika dyspozycyjności ogólnej elektrowni.

Drugą elektrownią o mocy większej niż 5 MW, jest elektrownia wodna Bielkowo na rzece Raduni. Elektrownia ta zlokalizowana jest na 27 kilometrze rzeki, pomiędzy stopniami energetycznymi Straszyn i Łapino. Jest to elektrownia zbiornikowa.

Podstawowe parametry elektrowni wodnych (o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW) w Województwie Pomorskim zawiera Tab. 2.5.

Tab. 2.5 Podstawowe parametry elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW

Powiat	Lokalizacja	Nazwa obiektu	Rodzaj elektrowni	Moc zainstalowana	
gdański	Bielkowo	EW Bielkowo	zbiornikowa	7,2 MW	
wejherowski	Czymanowo	ESP Żarnowiec	szczytowo-pompowa	dla pracy turbinowej	716 MW
				dla pracy pompowej	800 MW

Obecnie w Województwie Pomorskim zlokalizowanych jest 81 małych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej mniejszej niż 5 MW (Załącznik nr 3). Sumaryczna moc obiektów Małej Energetyki Wodnej wynosi powyżej 22 MW.

2.4.4. Energia biomasy

Według polskich aktów legislacyjnych i normatywnych, jako biomasę uważa się *stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów oraz pozostałości z produkcji rolnej i leśnej, a także z przemysłu przetwarzającego ich produkty, oraz z części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji.*

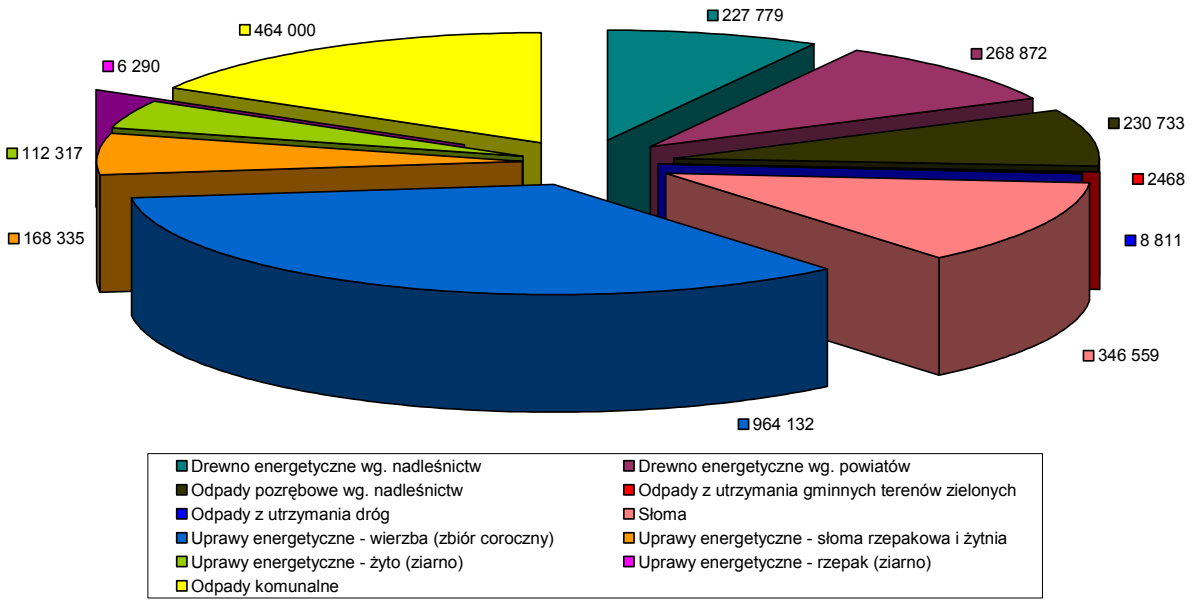
Na potrzeby niniejszego dokumentu wprowadzone zostało pojęcie *biopaliwo stałe*, które oznacza substancje stałe pochodzenia zwierzęcego lub roślinnego, pochodzące z pozostałości produkcji rolnej, odpadów oraz produktów ulegających biodegradacji, które mogą być zużywane na cele energetyczne w procesach bezpośredniego spalania, zgazowania, karbonizacji lub w procesie pirolizy.

W warunkach polskich podstawowymi *biopaliwami stałymi* mającymi zastosowanie w celach energetycznych są:

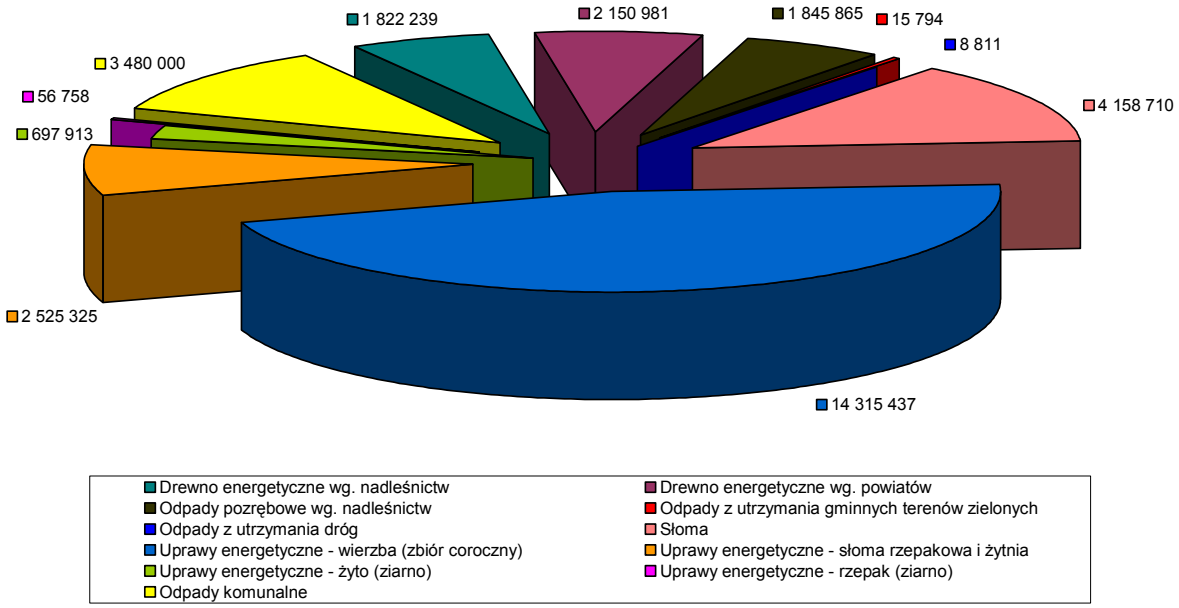
- drewno i odpady drzewne z lasów, sadów, zieleni miejskiej, z przemysłu drzewnego oraz opakowania drewniane,
- słoma i ziarna ze zbóż, roślin oleistych i roślin strączkowych oraz siano,
- plony z upraw roślin energetycznych,
- odpady komunalne.

Zasoby energii możliwe do uzyskania w Województwie Pomorskim z *biopaliw stałych* przedstawiają Rysunek 2-11 oraz Rysunek 2-12.

Rysunek 2-11 Potencjalne zasoby biopaliw stałych w Województwie Pomorskim [t/rok]



Rysunek 2-12 Potencjalne zasoby biopaliw stałych w Województwie Pomorskim [GJ/rok]



W Załącznikach 4 i 5 przedstawione zostały szczegółowe informacje dotyczące zasobów energii pochodzącej z wykorzystania *biopaliw stałych*, z podziałem na poszczególne powiaty Województwa Pomorskiego.

Można zauważyć, że:

- teoretyczne zasoby drewna energetycznego z lasów Województwa Pomorskiego wynoszą 268,8 tys. ton. Największe zasoby znajdują się w powiatach: bytowskim, chojnickim, człuchowskim wejherowskim, starogardzkim i kościerskim;
- w 2007 roku ze wszystkich nadleśnictw Regionalnych Dyrekcji Lasów Państwowych województwa pozyskanych zostało ok. 227,7 tys. ton drewna sprzedanego na cele opałowe bądź energetyczne. Taka ilość drewna równoważna jest z około 1 820 TJ energii chemicznej;
- w nadleśnictwach Województwa Pomorskiego (według ankiet rozesłanych do poszczególnych RDLP) pozyskano ponad 2,5 mln ton drewna wszystkich sortymentów (grubizna, średniowymiarowe, małowymiarowe itd.). Dla takiej ilości drewna, szacunkowa ilość odpadów powstałych w wyniku przeróbki w przemyśle drzewnym wynosi około 230 tys. ton;
- dodatkowe zasoby drewna, które mogą zostać przeznaczone na cele energetyczne, stanowi drewno odpadowe z utrzymania gminnych terenów zielonych oraz z utrzymania dróg. W skali województwa można je szacować na około 11 tys. ton;
- istotnym składnikiem w ogólnym bilansie zasobów biopaliw stałych dostępnych w Województwie Pomorskim jest słoma. Produkcja słomy zbożowej w województwie w 2002 wyniosła 1,16 mln ton. Jednakże ze względu na zaporzebowanie słomy do celów rolniczych, szacunkowa ilość słomy do zagospodarowania energetycznego (założono 30 % całkowitej produkcji słomy) wynosi około

346 tys. ton. Wielkość ta pozwala na uzyskanie energii w ilości około 4,2 mln GJ rocznie.

- przewiduje się, że w najbliższej przyszłości istotnym uzupełnieniem bilansu podaży biopaliw stałych na rynku energetycznym będą plantacje roślin energetycznych (głównie wierzba energetyczna, rzepak i żyto), zakładane na gruntach ornych gorszej jakości a w szczególności na nieużytkach i ugorach.
- szacuje się, że corocznie z upraw roślin energetycznych można będzie uzyskać:
  - ponad 964 tys. t/rok *biopaliwa stałego* z upraw wierzby energetycznej, co odpowiada 17,8 mln GJ,
  - około 6,3 tys. t ziarna rzepaku oraz ponad 112 tys. ton ziarna żyta, z których można wyprodukować odpowiednio; 42,7 mln l/rok bioetanolu (697 tys. GJ) oraz 2,14 mln l/rok bioestru rzepakowego (56,7 tys. GJ),
  - około 168,3 tys. ton/rok słomy rzepakowej i żytniej.

Należy zaznaczyć, że równolegle z niniejszym *Programem RE* Wojewódzkie Biuro Planowania Przestrzennego w Słupsku realizuje opracowanie mające na celu określenie potencjału biopaliw w Województwie Pomorskim. W przypadku biomasy pochodzenia rolniczego, w niniejszym *Programie RE*, oceny zasobów dokonano w takim zakresie, jaki wynika z możliwości wykorzystania jej na cele wytwarzania energii elektrycznej

2.4.5. Energia biogazu

Biogaz z oczyszczalni ścieków powstaje w wyniku fermentacji nadmiernego osadu czynnego uzyskanego ze ścieków pochodzenia komunalnego, z przemysłu mięsnego i rolno-spożywczego.

Fermentacja przeprowadzana jest w wydzielonych komorach fermentacyjnych. Komory te są najczęściej zbudowane z betonu, zaizolowane i odpowiednio uszczelnione. Wytworzony w komorach fermentacyjnych biogaz charakteryzuje się zawartością metanu w przedziale od 55 – 65% i wartością opałową około 21,6 MJ/m^3.

Najlepsze efekty produkcji biogazu uzyskuje się w oczyszczalniach biologicznych. Oczyszczalnie ścieków mają stosunkowo duże zapotrzebowanie na energię cieplną oraz elektryczną, dlatego też produkcja biogazu oraz jego energetyczne wykorzystanie w układach kogeneracyjnych z silnikiem gazowym może poprawić rentowność zakładu.

Obecnie w Województwie Pomorskim biogaz wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej i ciepła jedynie w oczyszczalni ścieków należącej do firmy Wodociągi Słupsk Sp. z o.o. W oczyszczalni ścieków „Dębogórze" w gminie Kosakowo produkowana jest tylko energia cieplna. Oczyszczalnia ścieków w Słupsku oczyszcza ścieki komunalne z miasta Słupska oraz gmin ościennych Słupsk i Kobylnica. Jest oczyszczalnią mechaniczno-biologiczną przystosowaną do głębokiego usuwania związków biogennych w trójfazowym, modyfikowanym procesie Bardenpho, uzupełnionym komorą predenitryfikacji. Obciążenie ładunkowe oczyszczalni odpowiada 180 000 RLM. Średni przepływ dobowy wynosi ok. 23 300 m^3/d, odpowiednio dla pogody suchej - około 20 500 m^3/d, przy opadach atmosferycznych około – 3 300 m^3/h.

Tab. 2.6 Oczyszczalnie ścieków w Województwie Pomorskim, w których prowadzona jest produkcja energii elektrycznej i ciepła ze ścieków

Lokalizacja obiektu	Moc zainstalowanych generatorów	Produkcja energii elektrycznej [MWh/rok]	Produkcja ciepła [GJ/rok]
Wodociągi Słupsk Sp. z o.o.	Silnik Waukesha F18 GLD Moc elektryczna - 257 kW Moc cieplna - 365 kW	1 600	11 000
„Dębogórze", gmina Kosakowo	Moc cieplna – 3,5 MW	-	34 000

Źródło: Infoeko

Gaz wysypiskowy powstaje w wyniku biologicznego rozkładu substancji organicznej zawartej w odpadach komunalnych. Jednym z głównych składników odpadów komunalnych deponowanych na składowiskach są odpady zawierające związki

organiczne, które po pewnym okresie czasu w sposób naturalny ulegają rozkładowi na związki proste.

W przypadku złoża gazu wysypiskowego, które jest dobrze utworzone i eksploatowane, powstaje gaz o składzie: 45 – 58% metanu, 32 – 45% dwutlenku węgla, 0 – 5% azotu, 1 – 2% wodoru, 2% tlenu oraz śladowych ilości innych związków. Ilość wytwarzanego gazu wysypiskowego wynosi w granicach od 60 do 180 m^3/tonę deponowanych odpadów.

Gaz ze składowiska odpadów, może być pozyskiwany nawet jeszcze przez 10 – 15 lat po zakończeniu jego eksploatacji. Wartość opałowa gazu wysypiskowego wynosi od 16 – 23 MJ/m^3. Charakterystyka gazu wysypiskowego (jego skład oraz wartość opałowa) zmieniają się w czasie.

W chwili obecnej w Województwie Pomorskim gaz wysypiskowy jest wykorzystywany na 4 składowiskach opadów (Tab. 2.7).

Tab. 2.7 Składowiska odpadów w Województwie Pomorskim, na których następuje energetyczne wykorzystanie biogazu

Lokalizacja obiektu	Moc zainstalowanych generatorów [kW]	Produkcja energii elektrycznej [MWh]	Produkcja ciepła [GJ/rok]	Produkcja biogazu [m^3/rok]
Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. Gdańsk Szadółki	2 x 200	2900	b.d	900 000
Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Słupsku, Bierkowo	2 x 100	41,34	901	525 756
Eko Dolina Sp. z o.o. Koleczkowo	ok. 2000	5, 59	18 588	4 302 804
Zakład Utylizacji Odpadów w Kwidzynie, Bądki	b.d	265	b.d	b.d

Źródło: Infoeko,

Biogaz rolniczy powstaje w wyniku fermentacji odpadów pochodzących z gospodarstw rolnych. Mogą to być odchody zwierzęce i odpady po produkcji rolnej. Uwarunkowania ekonomiczne wskazują, że realizacja biogazowni rolniczych możliwa jest tylko w rejonach koncentracji gospodarstw hodowlanych lub w dużych gospodarstwach hodowlanych.

Obecnie w Województwie Pomorskim zlokalizowane są 4 biogazownie rolnicze, wszystkie należące do firmy Poldanor S.A. Dane techniczne biogazowni (według danych firmy Poldanor S.A.) przedstawia Załącznik 6.

Szczegółowe dane dotyczące produkcji energii elektrycznej w roku 2008 w dwóch biogazowniach Pawłówko i Płaszczyca zawiera Tab. 2.8.

Tab. 2.8 Dane dotyczące produkcji biogazu w dwóch biogazowniach rolniczych należących do firmy Poldanor S.A.

Okres	Produkcja	Sprzedaż	Wydajność silnika gazowego
	kWh		%
Produkcja energii elektrycznej w biogazowni Pawłówko			
1 kwartał 2008	1 102 137	906 210	70
2 kwartał 2008	1 318 849	1 086 030	83
3 kwartał 2008	1 266 802	1 028 430	79
4 kwartał 2008	1 271 458	1 070 190	79
Łącznie w roku	**4 959 246**	**4 090 860**	**78**
Produkcja energii elektrycznej w biogazowni Płaszczyca			
1 kwartał 2008	141 984	89 300	11
2 kwartał 2008	811 536	539 814	59
3 kwartał 2008	1 096 460	779 198	79
4 kwartał 2008	1 282 310	922 086	93
Łącznie w roku	**3 332 290**	**2 330 398**	**61**

Źródło: materiały Poldanor S.A.

Około 15 do 30 % produkowanej energii elektrycznej jest zużywane bezpośrednio na potrzeby biogazowni oraz znajdujących się w ich pobliżu ferm, warsztatów itp. Pozostała część energii elektrycznej jest sprzedawana do odbiorców zewnętrznych, m.in. do sieci energetycznej.

Rysunek 2-13 Biogazownia w Pawłówku

Źródło: materiały Poldanor S.A.

Potencjał produkcji biogazu

Podstawą oceny wielkości możliwej produkcji biogazu związanego z gospodarką hodowlaną jest znajomość właściwości substancji poddawanych fermentacji (Tab. 2.9).

Tab. 2.9 Dane dotyczące produkcji biogazu rolniczego z odchodów zwierzęcych

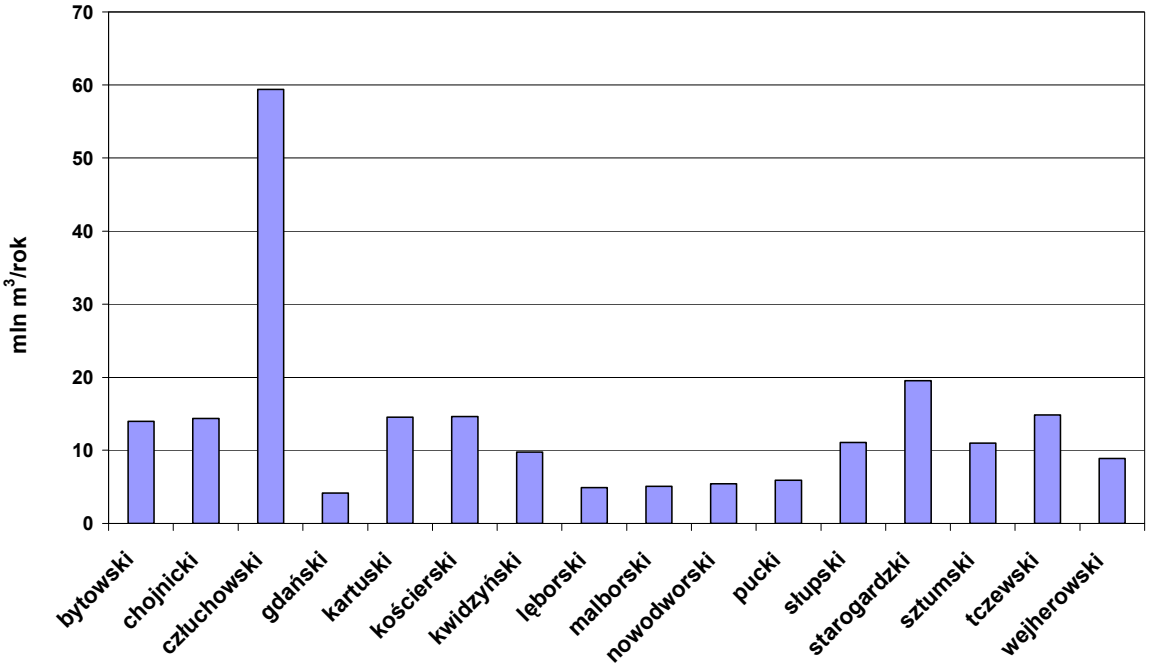
Parametr		Zawartość suchej masy	Zawartość suchej masy organicznej w stosunku do suchej masy	Zawartość s.m.o. w przeliczeniu na sztuki duże	Produkcja biogazu	Produkcja biogazu
Jednostka		t s.m/ t odpadów	t s.m.o/t s.m	kg s.m.o/SD/d	m^3/t s.m.o	m^3/SD/d
Bydło	**Obornik**	0,23	0,8	4,2	347	2,2
	Gnojowica	0,1	0,8			1,03
Trzoda	**Obornik**	0,2	0,9	3,3	428	0,93
	Gnojowica	0,07	0,82			
Drób	**Pomiot kurzy**	0,15	0,76	7,78	524	3,75

Potencjał teoretyczny produkcji biogazu w Województwie Pomorskim został obliczony dla całej ilości bydła i trzody chlewnej z podziałem na powiaty i poszczególne gminy Województwa Pomorskiego w oparciu o dane przekazane przez Agencję Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa (Załącznik 7).

W związku z rozwiniętą hodowlą Województwo Pomorskie posiada duży potencjał produkcji biogazu z odchodów zwierzęcych. Dla oceny możliwości wykorzystania tego

potencjału ważny jest aspekt dotyczący rozmieszczenia poszczególnych zwierząt na obszarze województwa oraz koncentracja zwierząt w dużych gospodarstwach, w których pozyskiwanie biogazu jest ekonomicznie opłacalne. Na podstawie danych przesłanych przez ARiMR na obszarze województwa znajduje się 56 gospodarstw o liczbie bydła powyżej 200 sztuk, oraz 76 gospodarstw powyżej 2000 sztuk trzody chlewnej. Najwięcej dużych gospodarstw, w których hodowane jest bydło znajduje się w powiecie malborskim, natomiast w powiecie człuchowskim znajduje się najwięcej gospodarstw, w których prowadzona jest hodowla trzody chlewnej. Liczbę dużych gospodarstw hodowlanych w Województwie Pomorskim, z podziałem na poszczególne powiaty przedstawia Załącznik 8.

Rysunek 2-14 Potencjał produkcji biogazu dla poszczególnych powiatów Województwa Pomorskiego



Powiatem, w którym znajduje się najwięcej gospodarstw hodowlanych, a tym samym, który posiada największy potencjał produkcji biogazu jest powiat człuchowski. W powiecie tym znajduje się 740 815 sztuk trzody chlewnej, z czego duża część hodowli zlokalizowana jest w 14 dużych gospodarstwach. Potencjał produkcji biogazu z odpadów z hodowli bydła i trzody chlewnej dla poszczególnych powiatów przedstawia Rysunek 2-14.

Z powyższych danych wynika, że:

- Województwo Pomorskie posiada duży potencjał produkcji i wykorzystania biogazu, głównie pochodzenia rolniczego na cele energetyczne. Potencjał ten można szacować na około 217 mln. m^3/rok co odpowiada około 5000 TJ energii rocznie.
- na obszarze województwa zlokalizowane są 133 gospodarstwa rolne (Załącznik 8) zajmujące się produkcją zwierzęcą, w których pogłowie zwierząt (w przeliczeniu na

SD) a w konsekwencji ilość powstających odpadów (głownie odchodów, gnojowicy oraz poprodukcyjnych odpadów roślinnych) predysponuje je do lokalizacji w ich obrębie biogazowni rolniczych.

- analiza wielkości potencjalnych zasobów produkcji biogazu w Województwie Pomorskim wykazała, że potencjalnie najlepszymi powiatami do lokalizacji biogazowni są powiaty:
  - człuchowski – 14 gospodarstw hodowlanych trzody chlewnej w ilości powyżej 2000 sztuk,
  - malborski – 10 gospodarstw hodowli bydła (powyżej 200 szt.) oraz 3 hodowle trzody chlewnej (>2000 szt.),
  - starogardzki – 10 dużych gospodarstw hodowlanych trzody chlewnej,
  - tczewski – 4 gospodarstwa hodowli bydła i 7 gospodarstw hodowli trzody,
  - bytowski – 5 gospodarstw hodowli bydła i 6 gospodarstw hodowli trzody chlewnej,
  - słupski – 5 gospodarstw hodowli bydła i 7 gospodarstw hodowli trzody chlewnej.

  W przypadku planowanej inwestycji konieczne jest przeprowadzenie szczegółowych analiz technicznych i ekonomicznych lokalizacji biogazowni.
- Najlepszym rozwiązaniem będzie utworzenie biogazowni scentralizowanych przetwarzających i utylizujących odpady produkcyjne z terenów o dużym zagęszczeniu gospodarstw hodowlanych. Takie biogazownie mogłyby obsługiwać gospodarstwa w promieniu kilkunastu kilometrów.
- Za dynamicznym rozwojem produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem biogazu rolniczego przemawiają udane inwestycje w Pawłówku, Płaszczycy, Kujankach i Koczale.

2.4.6. Energia geotermalna

Energia geotermalna jest to energia wnętrza Ziemi zawarta w utworach skalnych, płynach oraz w parze. Jest jednym z rodzajów odnawialnych źródeł energii, którego zasoby praktycznie są niewyczerpalne, ponieważ są stale uzupełniane przez strumień ciepła przenoszącego się z gorącego wnętrza Ziemi ku powierzchni. Energetyka geotermalna bazuje przede wszystkim na wykorzystaniu potencjału cieplnego wód geotermalnych i par (zasoby hydrogeotermalne) występujących w półprzepuszczalnych warstwach skalnych poniżej 1000 m, a także na geotermii niskotemperaturowej, czyli geotermii niskiej entalpii.

W polskich warunkach dostępne zasoby geotermalne oznaczają się temperaturami, które czyni je bardzo mało atrakcyjnymi z punktu widzenia wytwarzania energii elektrycznej.

Przy obecnym etapie rozwoju techniki zasoby geotermalne w polskich warunkach, powinny być wykorzystywane jedynie do celów ciepłowniczych.

3. Bilans sektora elektroenergetycznego

3.1. Aktualne zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Aktualne zapotrzebowanie mocy w Województwie Pomorskim charakteryzują następujące wielkości:

- Szczyt zimowy około 1600 MW
- Szczyt letni około 1350 MW
- Dolina zimowa i letnia 1100 MW

Dla zapotrzebowania mocy w Województwie Pomorskim charakterystyczne są dwie cechy:

- Proporcja mocy w szczycie letnim do mocy w szczycie zimowym jest nieco wyższa niż w innych obszarach Polski (co należy wiązać z silnym rozwojem turystyki letniej),
- Wartość mocy w szczycie letnim wzrasta szybciej niż w szczycie zimowym

Tab. 3.1 przedstawia bilans mocy dla Województwa Pomorskiego w okresie letnim oraz w okresie zimowym, w którym zostały uwzględnione wszystkie źródła energii elektrycznej z pominięciem wpływu pracy Elektrowni Szczytowo - Pompowej Żarnowiec.

Dla źródeł energii elektrycznej zlokalizowanych w Województwie Pomorskim posłużono się pojęciem mocy efektywnej. Jest to wartość oczekiwana mocy, która jest w danych warunkach wytwarzana przez poszczególne jednostki wytwórcze.

Dla elektrowni wiatrowych stosunkowo niska moc osiągalna wynika z rozkładu zmienności wiatru. W tym przypadku przyjęto moc efektywną na poziomie 25% mocy zainstalowanej, co odpowiada przeciętnym warunkom dla elektrowni wiatrowych w Polsce. Dla elektrociepłowni (bez możliwości pracy kondensacyjnej) osiągalna moc elektryczna wynika z zapotrzebowania mocy cieplnej. Przyjęto, że szczyt zimowy zapotrzebowania mocy elektrycznej pokrywa się ze szczytem ciepłowniczym, natomiast szczyt letni odpowiada letniemu zapotrzebowaniu ciepła.

Dodatkowo w poniższej tabeli uwzględniono transfer energii elektrycznej do sąsiednich województw (nazywany dalej w uproszczeniu „eksportem”) wynoszący od 140 MW w okresie letniego szczytu do 270 MW w okresie szczytu zimowego.

Wielkość mocy, która musi być przesłana do Województwa Pomorskiego, aby zapewnić zrównoważenie bilansu mocy, nazwano w uproszczeniu „importem”.

Tab. 3.1 Aktualny bilans mocy w Województwie Pomorskim (MW)

	Bilans mocy (MW)			
	Zima		Lato	
	Szczyt	Dolina	Szczyt	Dolina
Zapotrzebowanie mocy	1600	1100	1350	1100
Osiągalna moc elektryczna ze źródeł w województwie	542	542	230	230
Eksport do innych województw	270	200	140	180
Import z innych województw	**1328**	**758**	**1260**	**1050**

Z analizy powyższej tabeli wynika, że do Województwa Pomorskiego konieczny jest znaczący przesył energii elektrycznej na poziomie od około 760 MW (okresy dolin w zimie) do około 1330 MW (w okresie szczytu w zimie).

Przedstawiony bilans mocy dla Województwa Pomorskiego został oszacowany bez uwzględnienia wpływu pracy Elektrowni Szczytowo-Pompowej Żarnowiec. Elektrownia ta w skali Krajowego Systemu Elektroenergetycznego pełni przede wszystkim funkcje regulacyjno-interwencyjne, poprzez:

- spłaszczanie dobowych obciążeń Krajowego Systemu Elektroenergetycznego;
- pokrywanie nagłych ubytków i kompensację nagłych przyrostów mocy;
- regulację rozpływów mocy biernej w systemie.

Praca elektrowni szczytowo-pompowej w ujęciu lokalnym (w tym przypadku należy to rozumieć nie tylko jako Województwo Pomorskie, ale także jako część Województwa Warmińsko-Mazurskiego a nawet jeszcze nieco szerzej) wpływa jednak niekorzystnie na bilans elektroenergetyczny, przekładając się na rozpływy w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych.

Sprawność akumulacji energii elektrycznej powoduje, że na terenie Województwa Pomorskiego dochodzi do dodatkowej konsumpcji energii elektrycznej związanej z pracą elektrowni szczytowo-pompowej.

Praca pompowa ESP Żarnowiec powoduje, że w okresach dolin konieczny jest znacząco wyższy przesył energii elektrycznej z pozostałej części kraju, niż wynika z bilansu mocy, który pokazuje Tab. 3.1. Odwrotnie w okresach szczytu, turbiny ESP Żarnowiec są dodatkowym źródłem mocy elektrycznej.

Tab. 3.2 przedstawia bilans mocy z uwzględnieniem wpływu mocy pompowej (w dolinie) i mocy turbinowej (w szczycie) ESP Żarnowiec.

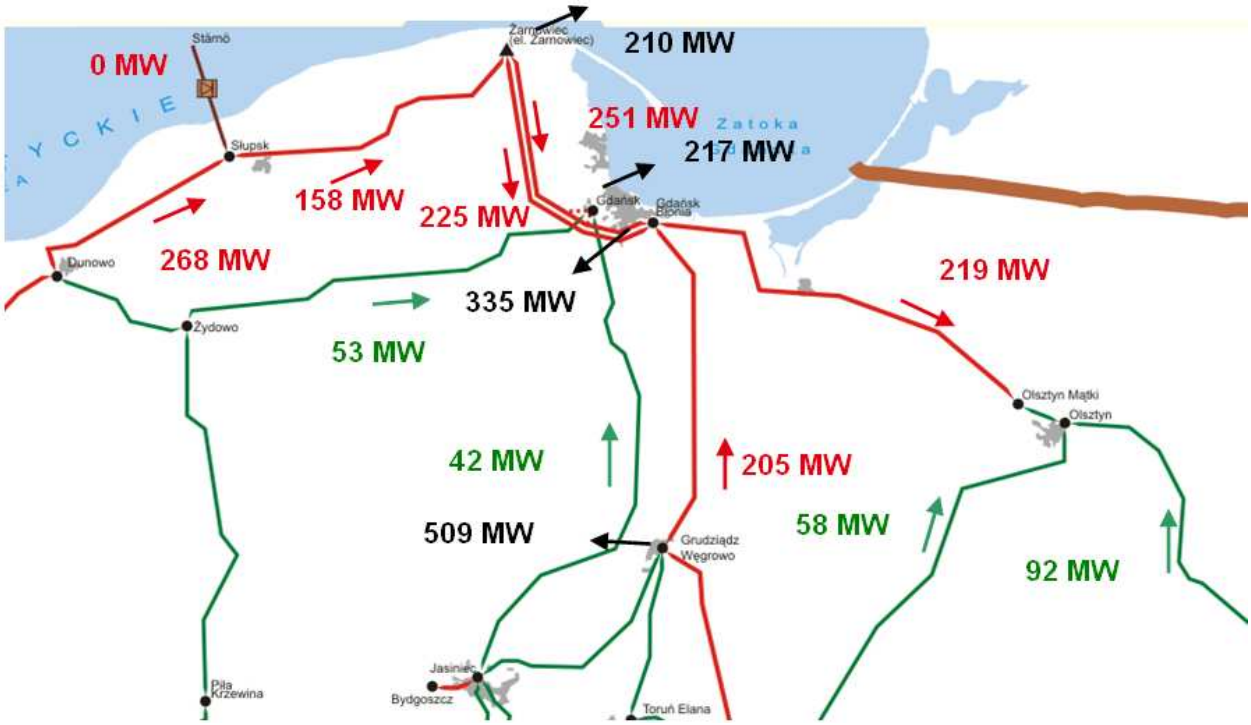
Tab. 3.2 Aktualny bilans mocy w Województwie Pomorskim (z uwzględnieniem wpływu ESP Żarnowiec (MW)

	Bilans mocy (MW)			
	Zima		Lato	
	Szczyt	Dolina	Szczyt	Dolina
Zapotrzebowanie szczytowe	1600	1100	1350	1100
Osiągalna moc elektryczna ze źródeł w województwie	1072	335	401	22
Eksport do innych województw	270	200	140	180
Import z innych województw	**798**	**965**	**1089**	**1258**

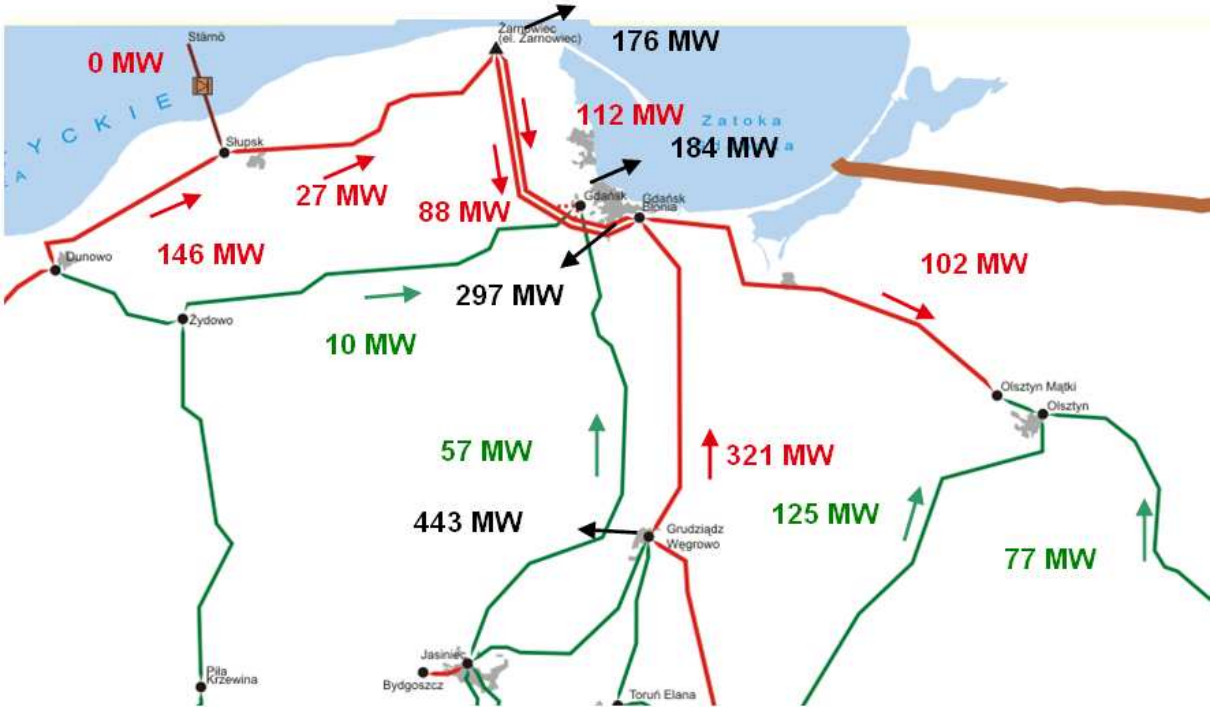
Z analizy powyższych tabel (Tab. 3.1 i Tab. 3.2) wynika, że na obszarze Województwa Pomorskiego występuje stały deficyt mocy. W przypadku występowania niekorzystnych wiatrów, deficyt mocy na obszarze województwa powiększa się jeszcze bardziej. Sytuacja w Województwie Pomorskim silnie zależy również od pracy ESP Żarnowiec, która w okresie dolin wymaga dużej mocy do napędu pomp.

Typowe rozpływy mocy w szczytach zimowym i letnim przedstawia odpowiednio Rysunek 3-1 oraz Rysunek 3-2.

Rysunek 3-1 Typowe rozpływy mocy – szczyt zimowy



Rysunek 3-2 Typowe rozpływy mocy – szczyt letni



3.2. Aktualne zużycie energii elektrycznej

W roku 2007 całkowite zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło 139 593 GWh, z czego w Województwie Pomorskim 7 899,3 GWh, co stanowiło 5,72% całkowitego zużycia energii elektrycznej w skali kraju. Zużycie w roku 2008 nieznacznie spadło (co miało związek z pojawieniem się oznak kryzysu gospodarczego) i wyniosło w Województwie Pomorskim 7 763,7 GWh. W okresie od stycznia do sierpnia 2008 r utrzymywał się wzrost zużycia, natomiast w od września do grudnia spadek, w stosunku do roku 2007 (do poziomu zbliżonego do roku 2006).

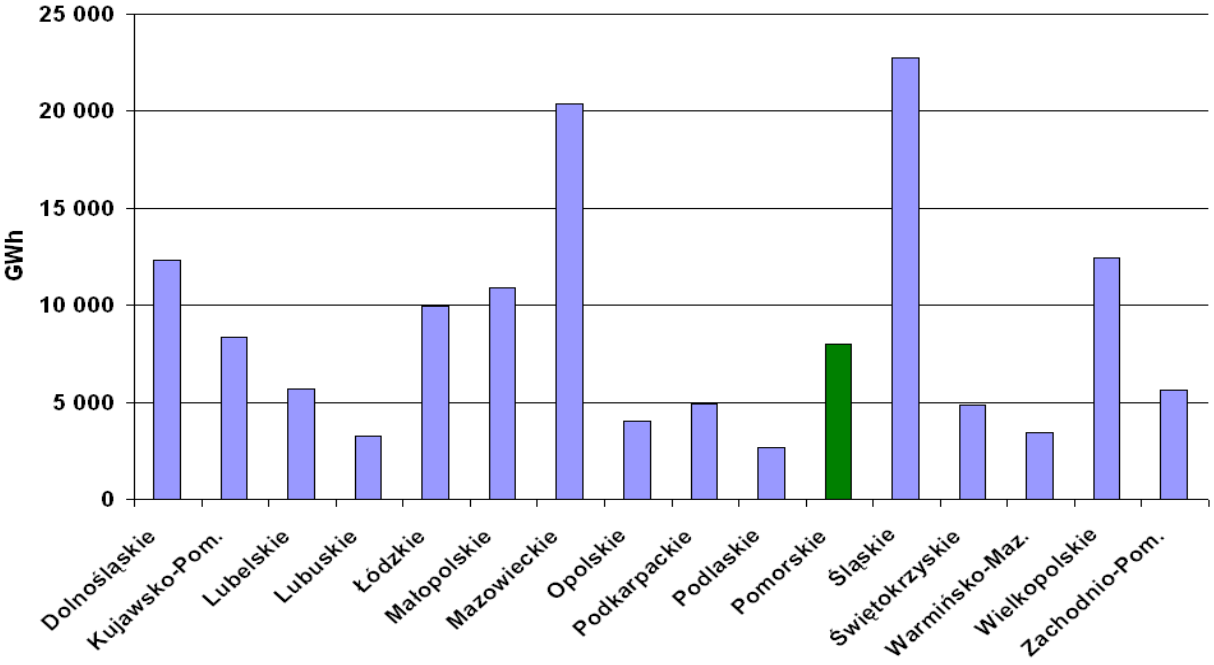
Tab. 3.3 oraz Rysunek 3-3 przedstawiają zużycie energii elektrycznej w poszczególnych województwach oraz całkowite zużycie energii elektrycznej w skali kraju.

Tab. 3.3 Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych województwach

Województwo	Całkowite zużycie energii elektrycznej [GWh]	
	2007r.	2008r.
Dolnośląskie	12 664,1	12 408,6
Kujawsko-Pomorskie	8 376,2	7 877,3
Lubelskie	5 802,1	5 487,8
Lubuskie	3 387,6	3 272,4
Łódzkie	9 964,5	10 098,9
Małopolskie	10 860,4	11 468,9
Mazowieckie	19 943,4	19 735,8
Opolskie	4 153,6	4 685,3
Podkarpackie	5 044,4	4 700,8
Podlaskie	2 846,3	2 673,6
Pomorskie	**7 899,3**	**7 763,7**
Śląskie	22 524,3	25 070,4
Świętokrzyskie	4 949,4	5 591,4
Warmińsko-Mazurskie	3 541,6	3 416,2
Wielkopolskie	12 264,0	13 418,5
Zachodnio-Pomorskie	5 662,3	5 347,0
Ogółem KRAJ	**139 593,0**	**143 016,4**

Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2008, Warszawa 2009

Rysunek 3-3 Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych województwach w Polsce (2007)



Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2007, Warszawa 2008

Z całkowitej ilości energii elektrycznej zużytej w Województwie Pomorskim, 6 395,3 GWh (80,9%) stanowiła energia przesłana do odbiorców końcowych. Na pracę pomp w ESP Żarnowiec zostało zużyte ok. 6,2 TWh energii elektrycznej. Tab. 3.4 zawiera dane dotyczące zużycia energii elektrycznej w Województwie Pomorskim w 2008 roku.

Tab. 3.4 Zużycie brutto energii elektrycznej w Województwie Pomorskim (2008) [GWh]

Całkowita ilość zużytej energii (GWh)		7 899,3
w tym	Energia przesłana do odbiorców końcowych **	6 395,3
	Zużycie w elektroenergetyce zawodowej *	819,5
	Zużycie z produkcji elektrowni przemysłowych i niezależnych odnawialnych	542,7

* - elektrownie + elektrociepłownie + sieć

** - bezpośrednio i przez małych dystrybutorów lokalnych

Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2008, Warszawa 2009

W gospodarstwach domowych i rolnych całkowite zużycie energii elektrycznej w Województwie Pomorskim w 2008 roku wyniosło 1 790,4 GWh, z czego 1 247,2 GWh energii elektrycznej zostało zużyte w miastach, a 543,2 GWh zostało zużyte na wsiach. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe i rolne z podziałem na miasta i wsie zawiera Tab. 3.5.

Tab. 3.5 Zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe i rolne w mieście i na wsi w Województwie Pomorskim w latach 2006, 2007 i 2008

Lata			2006	2007	2008
Zużycie energii elektrycznej w miastach	Ogółem	GWh	1 183,1	1 184,7	1 247,2
	Na jednego odbiorcę	kWh	2 004,4	1 988,7	2013,0
Zużycie energii elektrycznej na wsi	Ogółem	GWh	531,8	538,0	543,2
	Na jednego odbiorcę	kWh	2 550,1	2 445,2	2 621,9

Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2008, Warszawa 2009

Województwo Pomorskie potrzebuje dostawy energii elektrycznej ze źródeł zlokalizowanych w innych częściach Polski. Z własnej produkcji pokrywana jest jedynie około jedna trzecia całkowitego zużycia energii elektrycznej w Województwie Pomorskim. Jest to jeden z niższych wskaźników w Polsce. Gorzej jest tylko w 4 województwach:

- Warmińsko-Mazurskie 9%,
- Podlaskie 21%,
- Lubelskie 30%,

Produkcja brutto energii elektrycznej w Województwie Pomorskim wyniosła w 2007 roku 2 948,2 GWh (w roku 2008 - 2 916,5 GWh), z czego 398,7 GWh zostało wyprodukowane w elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu.

Wielkość produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych grup wytwórców w Województwie Pomorskim przedstawia Tab. 3.6. Tab. 3.7 przedstawia wielkość produkcji energii elektrycznej z poszczególnych kategorii źródeł odnawialnych.

Tab. 3.6 Produkcja brutto energii elektrycznej w Województwie Pomorskim [GWh/rok]

Produkcja energii elektrycznej:	Produkcja		
	2006	2007	2008
ze źródeł wodnych	633	510	468
ze źródeł odnawialnych (bez wodnych)	27	137	304
ze źródeł cieplnych elektrownie zawodowe	1 714	1 716	1 597
ze źródeł cieplnych elektrownie przemysłowe	595	585	547
Całkowita produkcja	**2 969**	**2 948**	**2 916**

Źródło: GUS- Bank Danych Regionalnych

Tab. 3.7 Produkcja brutto energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii w Województwie Pomorskim [GWh/rok]

Lata		2006	2007
Elektrownie	**Wodne***	85,92	111,08
	Wiatrowe	19,83	127,13
	Biogazowe	9,12	10,04
	Na biomasę **	-	-
Współspalanie	**Biogazu**	-	-
	Biomasy	277,97	267,66
Całkowita produkcja		392,84	515,91

* - w tym produkcja z przepływu w elektrowniach szczytowo-pompowych
** - łącznie z turbozespołami na biomasę wyodrębnionymi w elektrociepłowniach przemysłowych
Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2007, Warszawa 2008

W oparciu o dane dotyczące mocy zainstalowanej (we wszystkich źródłach na terenie danego województwa) oraz wielkość produkcji energii elektrycznej, określono średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej. Dane na temat czasu wykorzystania mocy zainstalowanej zawiera Tab. 3.8. Kolorem zielonym zaznaczono czasy wykorzystania wyraźnie odbiegające w górę, a kolorem pomarańczowym – w dół.

Tab. 3.8 Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej w poszczególnych województwach

Województwo	Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h/rok]
Dolnośląskie	5 415
Kujawsko-Pomorskie	3 824
Lubelskie	4 031
Lubuskie	5 043
Łódzkie	5 631
Małopolskie	3 969
Mazowieckie	4 417
Opolskie	5 442
Podkarpackie	3 216
Podlaskie	2 921
Pomorskie	2 238
Śląskie	4 610
Świętokrzyskie	3 404
Warmińsko-Mazurskie	3 598
Wielkopolskie	5 173
Zachodnio-Pomorskie	3 342
Średnio dla Polski	**4 533**

Źródło: Obliczenia własne wg danych Statystyki Elektroenergetyki Polskiej 2007, Warszawa 2008

Wartość dla Województwa Pomorskiego jest najniższa w Polsce i jest niemal o połowę gorsza niż średnia krajowa.

Tak niski wskaźnik wynika z kilku przyczyn:

- duży udział energetyki wiatrowej w mocy zainstalowanej;
- elektrociepłownie zasilające systemy ciepłownicze nie mają członów ciepłowniczych;
- całkowity brak systemowych elektrowni kondensacyjnych;
- wpływ ESP Żarnowiec.

Niska wartość średniorocznego wykorzystania mocy zainstalowanej powoduje, że energia elektryczna produkowana w Województwie Pomorskim jest relatywnie droga (znaczny udział kosztów stałych w jednostce energii). Sieci przesyłowe (a tę rolę pełnią de facto nie tylko sieci 400 kV i 220 kV, ale także 110 kV muszą być zwymiarowane na parametry maksymalne, a nie średnioroczne, natomiast przychody taryfowe za usługi przesyłowe wynikają z tych ostatnich.

Rysunek 3-4 pokazuje bilans energii elektrycznej dla poszczególnych województw (suma dla wszystkich województw daje różnicę bilansową, która odpowiada wielkości eksportu). Kolorem czerwonym pokazano województwa o przewadze zużycia, a zielonym o przewadze produkcji. Kolorem czarnym zaznaczono województwa zbilansowane (w każdym razie z grubsza).

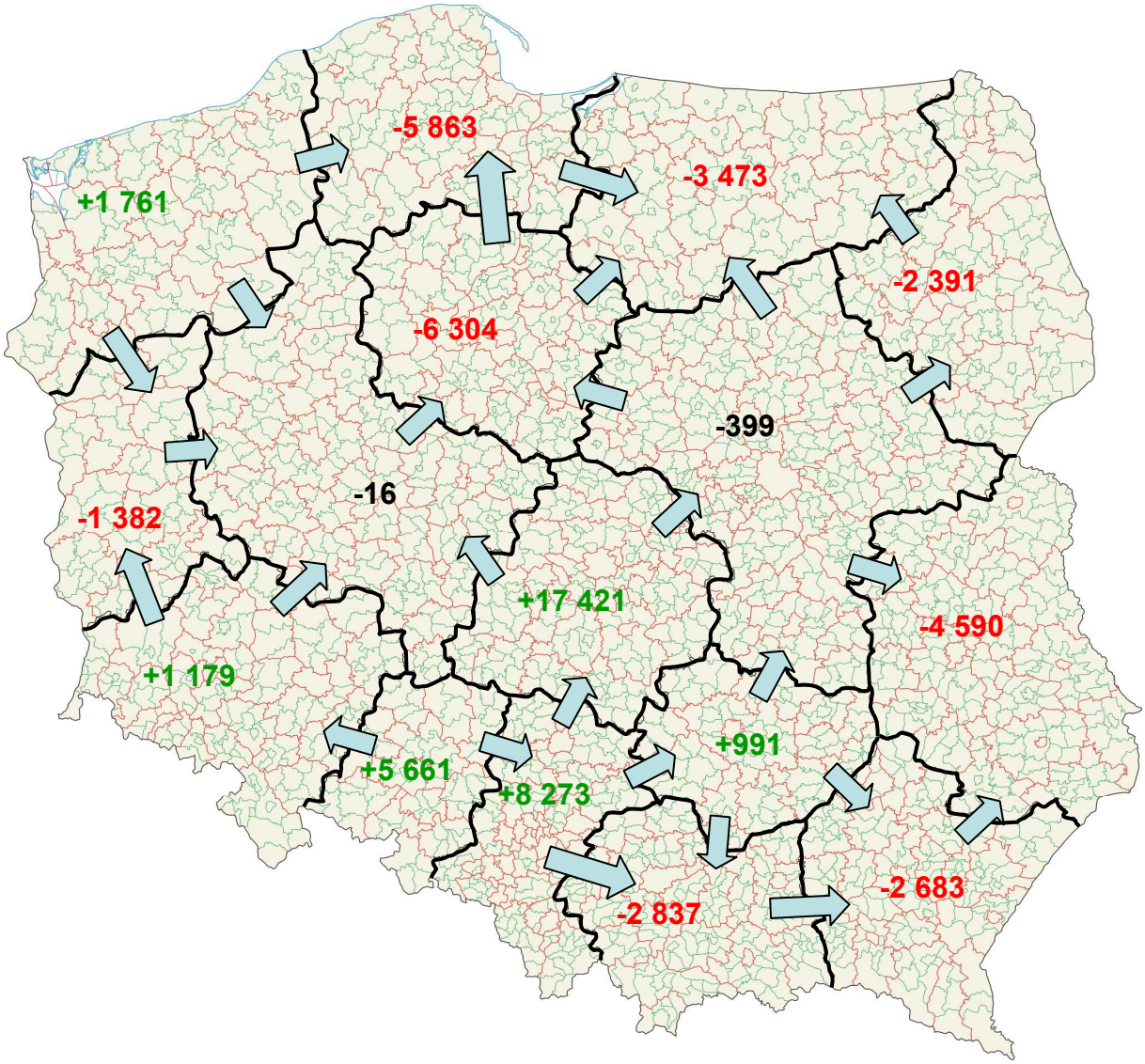
Rysunek ten uwzględnia ponadto straty sieciowe i potrzeby własne elektrowni, które są alokowane nie w miejscu ich powstawania, a proporcjonalnie do zużycia energii, co jest uzasadnione, gdyż wielkość tych strat zależy od wielkości zapotrzebowania.

Strzałkami pokazano przepływy energii elektrycznej pomiędzy województwami. Pewnym paradoksem jest to, że bilans przepływu pomiędzy dwoma sąsiednimi województwami nie zależy tylko od sytuacji w tych województwach, ale także od sytuacji w innych województwach i od infrastruktury sieciowej.

Województwo Pomorskie jest obszarem silnie deficytowym. Jest to drugie w kolejności w kraju (po sąsiednim Kujawsko-Pomorskim) pod względem deficytu energii elektrycznej.

Sąsiedztwo „dodatniego" Województwa Zachodniopomorskiego nie jest w stanie w pełni pomóc, gdyż moce wytwórcze w tym województwie to przede wszystkim Elektrownia Dolna Odra, zlokalizowana przy zachodniej granicy, która uczestniczy w bardzo silnym stopniu w zasilaniu województw Lubuskiego i Wielkopolskiego.

Rysunek 3-4 Bilans energii elektrycznej w poszczególnych województwach



4. Elektroenergetyczne systemy przesyłowe i dystrybucyjne – stan techniczny infrastruktury sieciowej

4.1. System przesyłowy

4.1.1. Elektroenergetyczne linie przesyłowe 400 kV

Aktualnie elektroenergetyczne linie przesyłowe 400 kV przebiegają po trasach:

- (Krajnik) – (Dunowo) – Słupsk - Żarnowiec - Gdańsk Błonia (na odcinku Żarnowiec –Gdańsk Błonia linia dwutorowa),
- Gdańsk Błonia – (Grudziądz) – (Płock) – dalej w kierunku na Rogowiec,
- Gdańsk Błonia – (Elbląg).

Na terenie Województwa Pomorskiego linie 400 kV są powiązane z trzema stacjami elektroenergetycznymi:

- Słupsk – Wierzbięcino,
- Żarnowiec,
- Gdańsk – Błonia.

Obecnie trwają prace nad wprowadzeniem jednego toru linii 400 kV do stacji Gdańsk I.

Linia 400 kV współpracuje również z układem przesyłowym prądu stałego o napięciu 450 kV, pomiędzy Polską a Szwecją. Wspomniany układ przesyłowy składa się (po stronie polskiej) z następujących elementów:

- stacja przekształtnikowa początkowa zlokalizowana w Szwecji,
- podmorski kabel prądu stałego oraz kablowa linia przesyłowa po stronie polskiej na trasie od brzegu morza poprzez Gminę Ustka do Wierzbięcina gm. Słupsk,
- stacja przekształtnikowa w Słupsku.

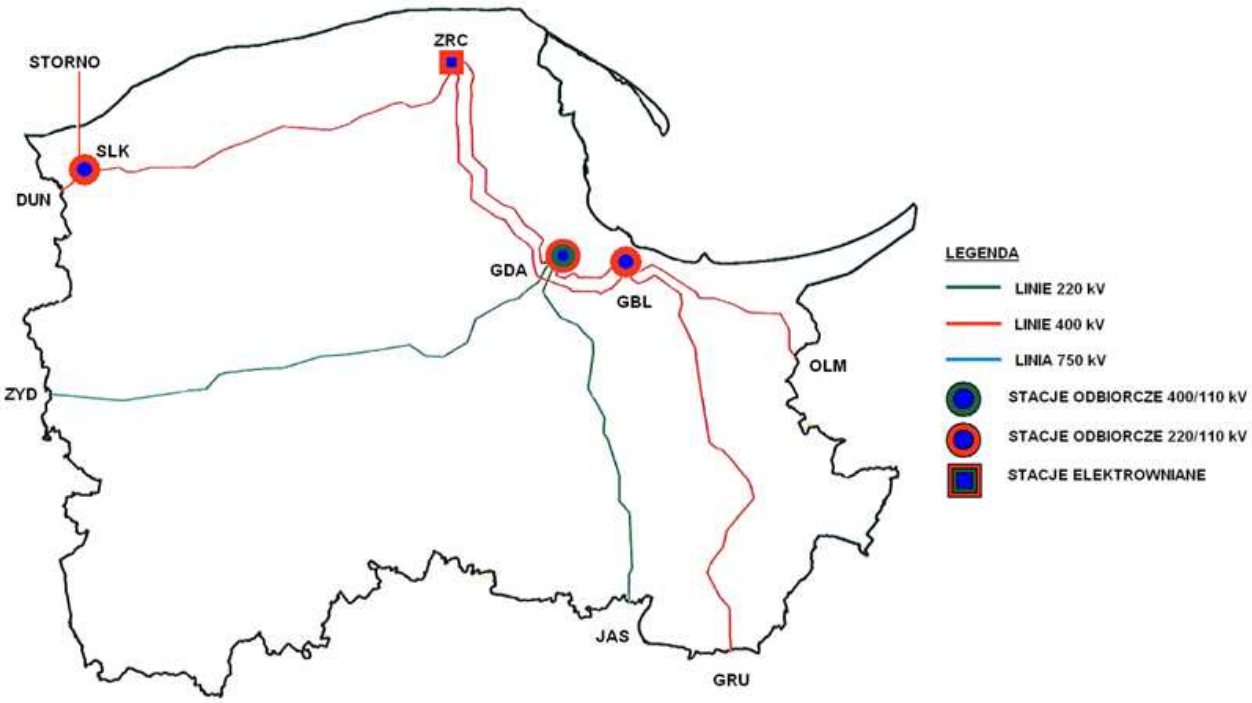
4.1.2. Elektroenergetyczne linie przesyłowe 220 kV

Aktualnie linie te przebiegają po trasie:

- (Żydowo)- Gdańsk I,
- Gdańsk I - (Jasiniec).

Stacja Gdańsk I, w roku 2003-2005, przeszła gruntowną modernizację rozdzielni 220 kV. Obecnie trwają prace nad jej dodatkowym powiązaniem z siecią 400 kV.

Rysunek 4-1 Aktualny przebieg linii energetycznych na obszarze Województwa Pomorskiego



Źródło: materiały PSE - Operator

4.2. System dystrybucyjny

4.2.1. Linie elektroenergetyczne 110 kV

Sieci 110 kV pełnią w Polsce rolę nie tylko dystrybucyjną, ale także i przesyłową. Z tego względu energia elektryczna dopływa na teren Województwa Pomorskiego sieciami 110 kV od strony stacji energetycznej w Grudziądzu, natomiast wypływa głównie w kierunku Elbląga.

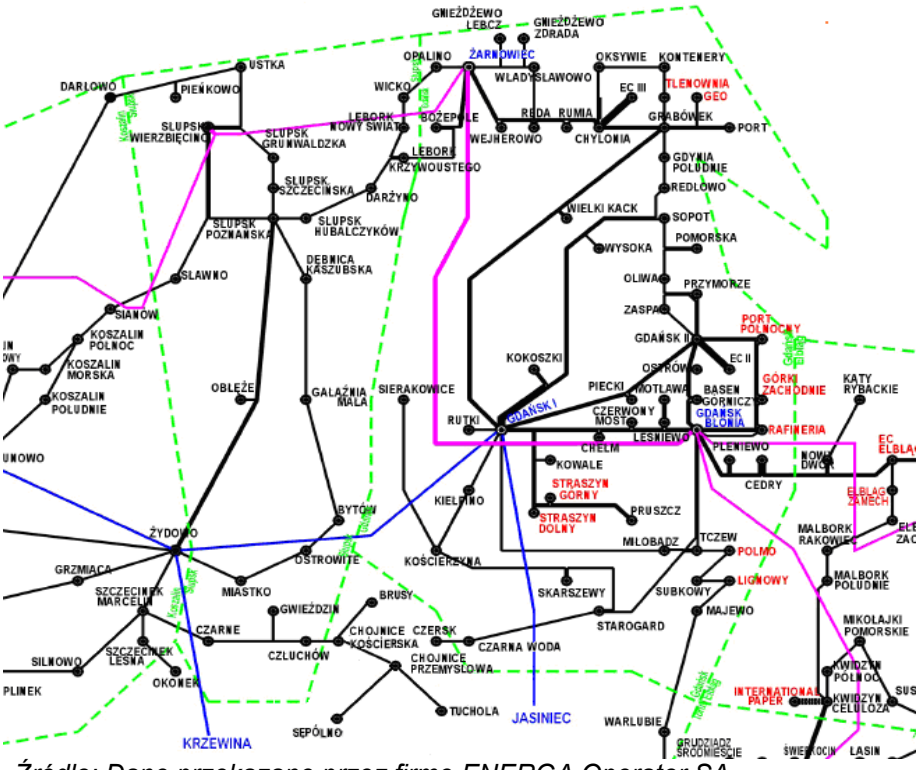
4.2.2. Sieci średniego napięcia

W Województwie Pomorskim, zarówno na terenie obsługiwanym przez firmy ENERGA Operator jak i ENEA Operator istnieje jednolity poziom napięcia sieci średniego napięcia (15 kV). Jedynie na Półwyspie Helskim oraz w powiecie starogardzkim istnieją sieci pracujące na napięciu 30 kV.
Sieci 6 kV i transformatory 110/6 kV służą wyłącznie do zasilania dużych odbiorców przemysłowych i nie mają znaczenia dla dystrybucji energii elektrycznej.

4.2.3. Sieci niskiego napięcia

Sieci 0,4 kV wykonane są jako kablowe (głównie na terenach zurbanizowanych) lub jako napowietrzne (głównie na terenach wiejskich). Ich wiek i stan techniczny są mocno zróżnicowane.

Rysunek 4-2 Schemat sieci 110 kV w Województwie Pomorskim

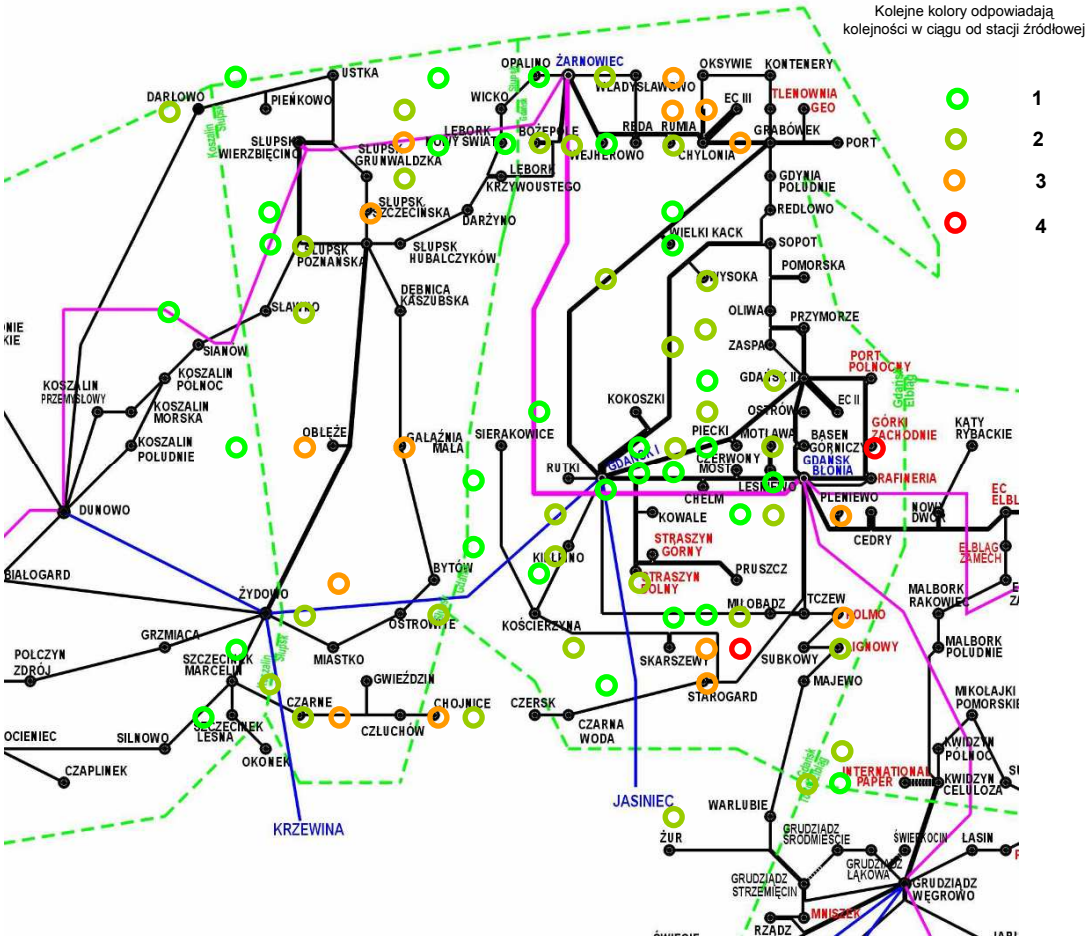


Źródło: Dane przekazane przez firmę ENERGA Operator SA

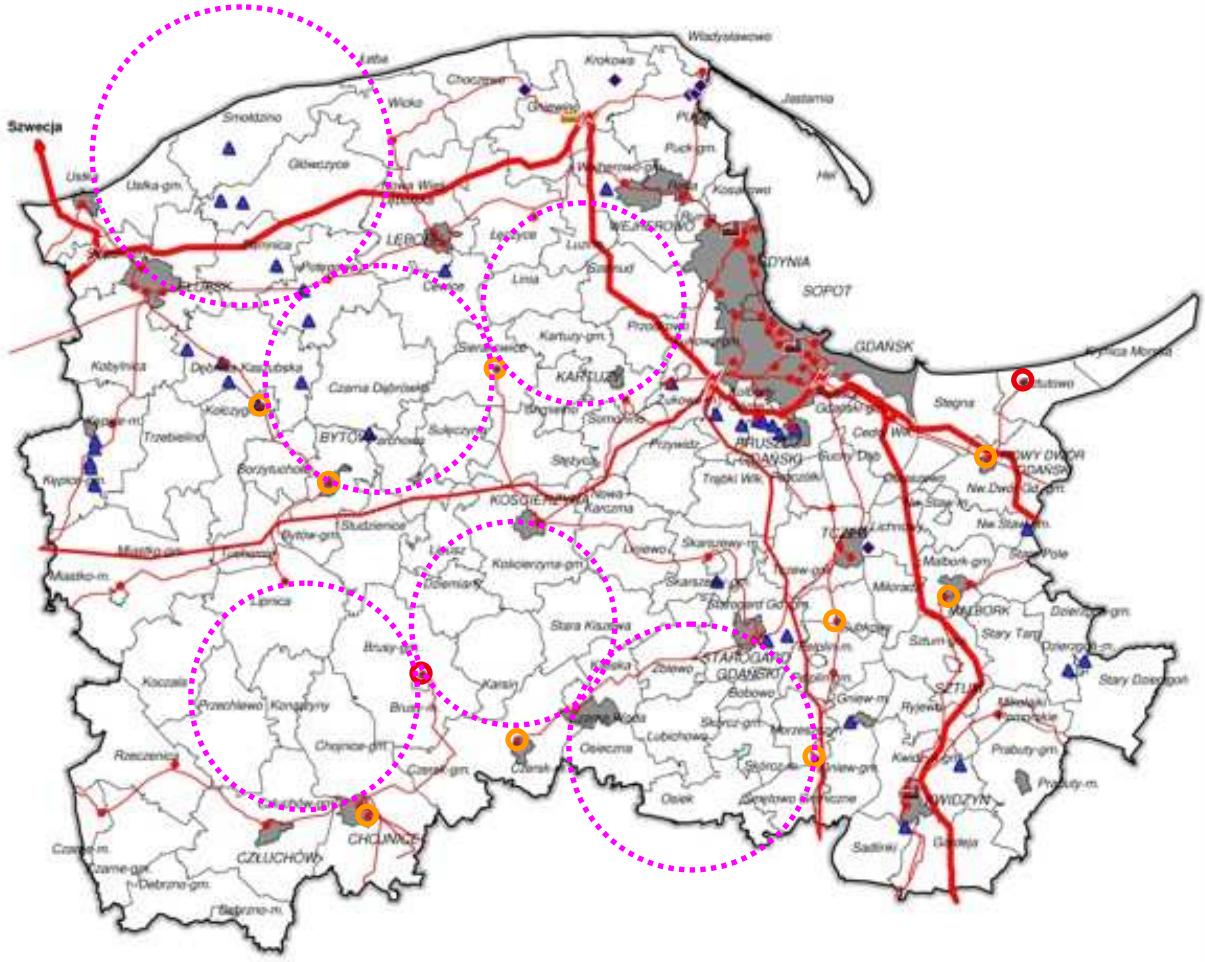
W sieci 110 kV należy zwrócić uwagę na kilka problemów:

- stosunkowo długie ciągi liniowe prowadzące do niektórych stacji energetycznych 110/15 kV (pokazuje to Rysunek 4-3) mogą powodować zwiększanie ryzyka wystąpienia przerw w zasilaniu,
- istnienie linii promieniowych, powodujących jednostronne zasilanie niektórych stacji 110/15 kV (w Szczególności Brusy i Sierakowice),
- konieczność zasilania obszarów znacznie oddalonych od najbliższych stacji 110/15 kV - Rysunek 4-4 (problem dotyczy wprawdzie sieci średniego napięcia, ale powinien być rozwiązany poprzez rozwój sieci 110 kV)

Rysunek 4-3 Względne dystanse od stacji źródłowych



Rysunek 4-4 Obszary o znacznej odległości od stacji 110/15 kV



4.2.4. Zbiorcza charakterystyka sieci

Linie 110, 15 i 0,4 kV eksploatowane są przez zamiejscowy Oddział w Bydgoszczy firmy ENEA w Poznaniu, oraz koncern energetyczny ENERGA w Gdańsku (Rysunek 2.1.1.2-1). ENEA Oddział w Bydgoszczy eksploatuje linie na obszarze należącym do dawnego województwa bydgoskiego, ENERGA natomiast na pozostałym obszarze Województwa Pomorskiego. Tab. 4.1 zawiera zestawienie długość linii 110 kV, SN i nN należących do ENERGA Operator S.A.

Tab. 4.1 Zestawienie długości linii 110 kV, SN, nN należących do ENERGA-OPERATOR S.A.

Oddział	Zakład dystrybucji	Odległość [km]			
		110 kV	15 kV	30 kV	0,4 kV
Gdańsk	Gdańsk	876	1 204		1 936
	Gdynia		783		2 066
	Tczew		1 171		1 713
	Starogard Gdański		1 728	51	2 438
	Kartuzy		1 817		3 058
	Wejherowo		1 582	55	2 955
Elbląg	Kwidzyn	90	1 020		1 213
	Malbork	73	1 164		1 561
Słupsk	Słupsk	526	1 452		2 081
	Człuchów		95		992
	Lębork		1 123		1 111
	Bytów		1 481		1 354
Całkowita długość linii		**1 565**	**14 619**	**106**	**22 477**

Źródło: Dane przekazane przez ENERGĘ Operator SA

4.3. Stan techniczny infrastruktury sieciowej

Stan techniczny sieci przesyłowych w Województwie Pomorskim jest zróżnicowany. Głównym problemem jaki występuje w województwie nie jest jednak stan techniczny, ale niedostateczna ilość sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, co bardzo niekorzystnie wpływa na bezpieczeństwo energetyczne regionu. W obecnej sytuacji w razie jakiejkolwiek awarii jednej z linii wysokich napięć, bardzo możliwa jest sytuacja, w której bardzo szybko dojdzie do przeciążenia, a tym samym do awarii, w wyniku której prądu może zabraknąć w rejonie od Słupska nawet aż po Olsztyn.

W przypadku sieci dystrybucyjnych głównym problemem jest również ich stan techniczny, który jest najczęstszą przyczyną podejmowania działań naprawczych lub modernizacyjnych.

Stan sieci dystrybucyjnych jest monitorowany i sprawdzany, a wszelkie wykryte usterki są korygowane i naprawiane na bieżąco. Zestawienie sieci dystrybucyjnych, dla których konieczne było podjęcie działań zawiera Załącznik 9.

5. Źródła energii elektrycznej

5.1. Charakterystyka największych źródeł energii elektrycznej w Województwie Pomorskim

5.1.1. Elektrociepłownie Wybrzeże S.A.

Elektrociepłownie Wybrzeże S.A. to największa firma energetyczna na Pomorzu. W skład Spółki wchodzą dwie Elektrociepłownie: Elektrociepłownia Gdańsk (EC2) i Elektrociepłownia Gdynia (EC3) o łącznej mocy cieplnej ponad 1 GW i elektrycznej około 336,2 MW.

Poniżej przedstawiono zbiorczą charakterystykę obu elektrociepłowni.

	EC Gdańsk (EC 2)	EC Gdynia (EC 3)	j.m.
Rodzaj paliwa podstawowego:	węgiel kamienny, biomasa		
Liczba kotłów energetycznych:	6	2	
Wydajność znamionowa kotłów energetycznych:	1060	460	Mg/h
Wydajność osiągalna kotłów energetycznych:	1060	460	Mg/h
Moc osiągalna kotłów energetycznych:	758	330	MW
Liczba turbozespołów:	5	2	
Moc znamionowa turbozespołów:	243,1	110,0	MW
Moc osiągalna turbozespołów:	231,0	105,2	MW
Moc osiągalna elektryczna brutto:	231,0	105,2	MW
Moc osiągalna elektryczna netto:	203,0	90,2	MW
Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	221	292	MW
Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	235	255	MW
Moc osiągalna cieplna:	766	470	MW
Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	531	225	MW
Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	754	462	MW
Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	207,3	97,8	MW

Elektrociepłownia Gdańsk

EC Gdańsk jest elektrociepłownią blokową (z tym, że turbina T1 pracuje w tzw. układzie duo-bloku, tzn. jest zasilana przez dwa kotły parowe).

Wszystkie turbiny pracują bez możliwości pracy kondensacyjnej, w związku z czym wielkość produkcji energii elektrycznej ściśle zależy od zapotrzebowania ciepła.

Szczytowe potrzeby energetyczne pokrywają kotły wodne.

Poniżej przedstawiono charakterystykę głównych urządzeń wytwórczych.

Tab. 5.1 EC Gdańsk - charakterystyka kotłów energetycznych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna		
1	1970	OP	510	9,8	49	49	70	70	T1	RAFAKO
2	1971	OP	510	9,8	49	49	70	70	T1	RAFAKO
5	1973	OP	540	13,6	165	165	230	230	T2	RAFAKO
7	1978	OP	540	13,6	165	165	230	230	T3	RAFAKO
9	1983	OP	540	13,6	165	165	230	230	T4	RAFAKO
10	1993	OP	540	13,6	165	165	230	230	T5	RAFAKO

Tab. 5.2 EC Gdańsk - charakterystyka turbin parowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Układ pracy z kotłem	Producent	
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna		turbiny	generatora
1	1971	UP	500	9,0	22,5	19,2	K1-2	ZAMECH	DOLMEL
2	1973	UP	535	12,8	55,6	52,8	K3	ZAMECH	DOLMEL
3	1978	UP	535	12,8	55,0	54,0	K4	ZAMECH	DOLMEL
4	1983	UP	535	12,8	55,0	57,5	K5	ZAMECH	DOLMEL
5	1994	UP	535	12,8	55,0	53,0	K6	ZAMECH	DOLMEL

Tab. 5.3 EC Gdańsk - charakterystyka kotłów ciepłowniczych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry wody		Moc kotła (MW)		Producent
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	
4	1972	WP	155	1,5	81	81	RAFAKO
6	1975	WP	155	2,0	140	154	RAFAKO

Elektrociepłownia Gdynia

EC Gdynia 3 jest elektrociepłownią blokową.

Wszystkie turbiny pracują bez możliwości pracy kondensacyjnej, w związku z czym wielkość produkcji energii elektrycznej ściśle zależy od zapotrzebowania ciepła.

Szczytowe potrzeby energetyczne pokrywają kotły wodne.

Poniżej przedstawiono charakterystykę głównych urządzeń wytwórczych.

Tab. 5.4 EC Gdynia - charakterystyka kotłów energetycznych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Układ pracy z turbiną	Producent
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna		
6	1980	OP	540	13,8	165	165	230	230	T1	RAFAKO
7	1990	OP	540	13,8	165	165	230	230	T2	RAFAKO

Tab. 5.5 EC Gdynia - charakterystyka turbin parowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Układ pracy z kotłem	Producent	
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna		turbiny	generatora
1	1980	UP	535	13,2	55,0	52,6	K6	ZAMECH	DOLMEL
2	1990	UP	535	13,2	55,0	52,6	K7	ZAMECH	DOLMEL

Tab. 5.6 EC Gdynia - charakterystyka kotłów ciepłowniczych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry wody		Moc kotła (MW)		Producent
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	
1	1975	OO	220	1,5	47	32	FAKOP
2	1974	OO	220	1,5	47	42	FAKOP
4	1975	WO	155	2,5	58	50	DOROGOBURSK
5	1976	WP	155	2,0	140	131	RAFAKO

Tab. 5.7 Sprzedaż ciepła i energii elektrycznej w EC Wybrzeże

Rok	2005	2006	2007
Całkowita ilość sprzedanego ciepła [TJ]	11 738	11 440	10 932
Całkowita ilość sprzedanej energii elektrycznej [GWh]	1 512	1 469	1 475

Źródło: dane EC Wybrzeże

5.1.2. Elektrociepłownia Władysławowo

Elektrociepłownia Władysławowo firmy Energobaltic zlokalizowana jest na terenie przemysłowo-portowym u nasady Półwyspu Helskiego. Elektrociepłownia wykorzystuje surowy gaz ziemny, który towarzyszy ropie naftowej wydobywanej z podmorskiego złoża B3, eksploatowanego przez firmę PETROBALTIC. Gaz w ilości około 100 000 m^3/dobę dostarczany jest na ląd rurociągiem podmorskim.

Jednostkami wytwórczymi są dwie stosunkowo niewielkie turbiny gazowe. Spaliny z turbin kierowane są na kotły odzysknicowe. Oprócz tego w elektrociepłowni zainstalowane są 3 szczytowe kotły ciepłownicze.

Elektrociepłowni towarzyszy instalacja do oczyszczania surowego gazu ziemnego, będąca źródłem produktów ubocznych: LNG i kondensatów wyższych węglowodorów.

Charakterystyka obiektu.

○ Liczba kotłów energetycznych:	2	
○ Moc osiągalna kotłów energetycznych:	17	MW
○ Liczba turbozespołów:	2	
○ Moc znamionowa turbozespołów:	11,0	MW
○ Moc osiągalna turbozespołów:	11,0	MW
○ Moc osiągalna elektryczna brutto:	11,0	MW
○ Moc osiągalna elektryczna netto:	10,5	MW
○ Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	15	MW
○ Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	15	MW
○ Moc osiągalna cieplna:	32	MW
○ Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	17	MW
○ Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	32	MW
○ Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	10,8	MW

Struktura produkcji:

○ Energia elektryczna	76 000	MWh/rok
○ Energia cieplna	160 000	GJ/rok
○ LPG	16 000	Mg/rok
○ Kondensaty gazu naturalnego	2 000	Mg/rok

Tab. 5.8 EC Władysławowo - charakterystyka turbin gazowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Producent	
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	turbiny	generatora
1	2003	TG	-	-	5,5	5,5	CENTRAX	LEROY-SOMER
2	2003	TG	-	-	5,5	5,5	CENTRAX	LEROY-SOMER

Tab. 5.9 EC Władysławowo - charakterystyka kotłów odzysknicowych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Producent
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
4	2003	OI	-	-	9	9	-	-	LOOS
5	2003	OI	-	-	9	9	-	-	LOOS

Tab. 5.10 EC Władysławowo - charakterystyka kotłów ciepłowniczych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry wody		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Producent
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
1	2003	WGO	155	1,1	5	5	-	-	LOOS
2	2003	WGO	155	1,1	5	5	-	-	LOOS
3	2003	WGO	155	1,1	5	5	-	-	LOOS

5.1.3. Elektrociepłownia Matarnia

Elektrociepłownia Matarnia należy do Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. Powstała w roku 2004 w miejscu przestarzałej kotłowni węglowej w Gdańsku Matarni. Eksploatowane dotychczas kotły węglowe zostały zastąpione silnikami gazowymi opalanymi gazem ziemnym, które umożliwiają produkcję ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Elektrociepłownia zasila w ciepło lokalny system ciepłowniczy a produkowana energia elektryczna jest sprzedawana do sieci należącej do Energii S.A.

Charakterystyka obiektu.

○ Rodzaj paliwa:	Gaz ziemny GZ-50 Olej opałowy lekki	
○ Liczba turbozespołów:	2	
○ Moc znamionowa silników:	2,2	MW
○ Moc osiągalna elektryczna brutto:	2,2	MW
○ Moc osiągalna elektryczna netto:	2,0	MW
○ Liczba kotłów ciepłowniczych:	2	
○ Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	8	MW
○ Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	8	MW
○ Moc osiągalna cieplna:	10	MW
○ Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	3	MW
○ Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	3	MW
○ Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	2,0	MW

5.1.4. Elektrociepłownia Kwidzyn

W Elektrociepłowni Kwidzyn wchodzącej w skład zakładów International Paper Kwidzyn Sp. z o.o. zainstalowanych jest siedem kotłów parowych (sześć energetycznych i jeden ciepłowniczy) wytwarzających energię cieplną dla potrzeb produkcji celulozy, papieru, ogrzewania zakładu i ogrzewania miasta.

Spośród kotłów energetycznych, cztery to klasyczne kotły węglowe (z palnikami pyłowymi), jeden to kocioł fluidalny opalany korą (stanowiącą produkt uboczny papierni) i drewnem odpadowym, a jeden to kocioł sodowy spalający (i tym samym regenerujący) ług powarzelny.

Para z kolektora kierowana jest do upustowo-przeciwprężnych turbin parowych i do stacji redukcyjno-schładzających.

Turbiny nie mają możliwości pracy kondensacyjnej, jednak praca na cele technologiczne pozwala na stosunkowo wysoką produkcję w okresie letnim.

Para o ciśnieniu 0,5 MPa z wylotów turbin i para o ciśnieniu 1,2 MPa z upustów turbin (a także para o ciśnieniu 1,2 MPa z kotła ciepłowniczego) kierowana jest do wydziałów produkcyjnych zakładu na potrzeby technologiczne i grzewcze.

Elektrociepłownia zasila także system ciepłowniczy Kwidzyna.

Charakterystyka obiektu.

o Liczba kotłów energetycznych:	6	
o Wydajność znamionowa kotłów energetycznych:	940	Mg/h
o Wydajność osiągalna kotłów energetycznych:	720	Mg/h
o Liczba turbozespołów:	3	
o Moc znamionowa turbozespołów:	84,3	MW
o Moc osiągalna elektryczna brutto:	69,0	MW
o Moc osiągalna elektryczna netto:	67,0	MW
o Liczba kotłów ciepłowniczych:	1	
o Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	7	MW
o Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	7	MW
o Moc osiągalna cieplna:	531	MW
o Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	525	MW
o Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	531	MW
o Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	69,0	MW

Tab. 5.11 EC Kwidzyn - charakterystyka kotłów energetycznych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Rodzaj odżużlania	Rozmieszczenie palników	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Producent
					ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
1	1980	OP	PC	A	440	6,4	102	102	140	140	RAFAKO
2	1981	OP	PC	A	440	6,4	102	102	140	140	RAFAKO
3	1981	OF	-	-	440	6,4	73	73	100	100	BABCOCK**
4	1981	ŁS	-	SC	440	6,4	204	204	280	280	BABCOCK**
5	1985	OP	PC	A	440	6,4	102	102	140	140	RAFAKO
6	1985	OP	PC	A	440	6,4	102	102	140	140	RAFAKO

Tab. 5.12 EC Kwidzyn - charakterystyka turbin parowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Producent	
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	turbiny	generatora
1	1982	UP	435	6,4	25,0	25,0	ZAMECH	BBC
2	1984	UP	435	6,4	34,3	34,3	ZAMECH	Ahlstom
3	1986	UP	435	6,4	25,0	25,0	ZAMECH	BBC

Tab. 5.13 EC Kwidzyn - charakterystyka kotłów ciepłowniczych

Lp.	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Rodzaj kotła i odżużlania	Rozmieszczenie palników	Parametry pary (wody)		Moc (MW)		Producent
					ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	
7	2001	OOG	-	S.C.	204	1.2	7	7	HOYRYTYSOY VAPOR WORKS FIN

5.1.5. Elektrociepłownia Lotos

Jest to elektrociepłownia rafinerii w Gdańsku, należącej do grupy LOTOS SA. Paliwem są ciężkie frakcje oleju opałowego powstające w procesach produkcyjnych rafinerii. Oleje te są stosunkowo mocno zasiarczone, stąd kotły te są źródłami stosunkowo dużej emisji SO_2. Poziom emisji przekracza dopuszczalne standardy i kotły elektrociepłowni znalazły się na liście derogacyjnej Traktatu Akcesyjnego.

Obecnie rozpoczęto budowę nowej elektrociepłowni gazowej, która pozwoli zapewnić wymagane standardy emisyjne.

Turbiny nie mają możliwości pracy kondensacyjnej, jednak praca na cele technologiczne pozwala na wysoką produkcję w okresie letnim.

Charakterystyka obiektu.

o Rodzaj paliwa podstawowego:	olej opałowy (ciężkie frakcje);	
o Liczba kotłów energetycznych:	4	
o Wydajność znamionowa kotłów energetycznych:	610	t/h
o Wydajność osiągalna kotłów energetycznych:	586	t/h
o Liczba turbozespołów:	2	
o Moc znamionowa turbozespołów:	30,0	MW
o Moc osiągalna elektryczna brutto;	30,0	MW
o Moc osiągalna elektryczna netto:	29,6	MW
o Liczba kotłów ciepłowniczych:	-	
o Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	-	MW
o Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	-	MW
o Moc osiągalna cieplna:	448	MW
o Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	164	MW
o Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	245	MW
o Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	30,0	MW

Tab. 5.14 EC LOTOS - charakterystyka kotłów energetycznych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Rodzaj odżużlania	Rozmieszczenie palników	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Producent
					°C	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
1	1973	OO	-	SC	510	7,5	116	102	160	140	LENTJES
2	1974	OO	-	SC	510	7,5	116	102	160	140	LENTJES
3	1994	OO	-	SC	510	7,5	116	122	145	153	RAFAKO
4	1998	OO	-	SC	510	7,5	116	122	145	153	RAFAKO

Tab. 5.15 EC LOTOS - charakterystyka turbin parowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Producent	
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	turbiny	generatora
1	1973	UP	500	7.5	15,0	15,0	CREUSOT	JEUMONT
2	1974	UP	500	7.5	15,0	15,0	CREUSOT	JEUMONT

5.1.6. Elektrociepłownia Starogard Gdański.

Elektrociepłownia Starogard Gdański firmy Starogard Sp. z o.o. rozpoczęła swoją samodzielną działalność z dniem 1 stycznia 2002 roku. Spółka została powołana na bazie majątku i zasobów dawnego Oddziału Cieplnego Zakładów Farmaceutycznych POLPHARMA SA w Starogardzie Gdańskim.

Elektrociepłownia pracuje w układzie kolektorowym: para z obu kotłów kierowana jest częściowo na turbinę, a częściowo na cele technologiczne zakładów.

Elektrociepłownia poza zakładami ciepłowniczymi zasila także system ciepłowniczy Starogardu Gdańskiego.

Turbina nie ma pracy kondensacyjnej, jednak praca na cele technologiczne pozwala na stosunkowo wysoką produkcję w okresie letnim.

Charakterystyka obiektu.

○ Rok uruchomienia elektrociepłowni:	1998	
○ Rok uruchomienia ostatniego turbozespołu:	1998	
○ Rodzaj i parametry paliwa podstawowego:	węgiel kamienny	
○ Liczba kotłów energetycznych:	2	
○ Wydajność znamionowa kotłów energetycznych:	150	Mg/h
○ Wydajność osiągalna kotłów energetycznych:	150	Mg/h
○ Liczba turbozespołów:	1	
○ Moc znamionowa turbozespołów:	6,2	MW
○ Moc osiągalna elektryczna brutto:	6,2	MW
○ Moc osiągalna elektryczna netto:	6,0	MW
○ Liczba kotłów ciepłowniczych:	-	
○ Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	-	MW
○ Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	-	MW
○ Moc osiągalna cieplna:	120	MW
○ Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	42	MW
○ Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	116	MW
○ Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	6,2	MW

Tab. 5.16 EC Starogard - charakterystyka kotłów energetycznych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Rodzaj odżużlania	Rozmieszczenie palników	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Producent
					ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
1	1998	OF	Pneumat.	-	455	4.5	60	60	75	75	RAFAKO
2	1998	OF	Pneumat.	-	455	4.5	60	60	75	75	RAFAKO

Tab. 5.17 EC Starogard - charakterystyka turbin parowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Producent	
			ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	turbiny	generatora
1	1998	UP	450	4.0	6.2	6.2	ABB BRNO	ABB Industrial Systems AB

5.1.7. Elektrociepłownia Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych

W elektrociepłowni znajdują się dwa kotły: jeden opalany olejem opałowym, drugi opalany siarką i służący do wytwarzania SO_2 na cele technologiczne (po dalszym utlenieniu do produkcji kwasu siarkowego). Dwa inne kotły zostały wcześniej wycofane z eksploatacji.

Elektrociepłownia zasila w parę jedynie obiekty zakładów.

Charakterystyka obiektu.

○ Rok uruchomienia elektrociepłowni:	1966	
○ Rok uruchomienia ostatniego turbozespołu:	1991	
○ Rodzaj i parametry paliwa podstawowego:	olej opałowy 3, siarka;	
○ Liczba kotłów energetycznych:	2	
○ Wydajność znamionowa kotłów energetycznych:	33	t/h
○ Wydajność osiągalna kotłów energetycznych:	33	t/h
○ Liczba turbozespołów:	1	
○ Moc znamionowa turbozespołów:	4,0	MW
○ Moc osiągalna elektryczna brutto:	3,1	MW
○ Moc osiągalna elektryczna netto:	2,1	MW
○ Liczba kotłów ciepłowniczych:	-	
○ Moc znamionowa kotłów ciepłowniczych:	-	MW
○ Moc osiągalna kotłów ciepłowniczych:	-	MW
○ Moc osiągalna cieplna:	28	MW
○ Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu:	25	MW
○ Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej:	25	MW
○ Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej:	3,1	MW

Tab. 5.18 EC GZNF - charakterystyka kotłów energetycznych

Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Rodzaj odżużlania	Rozmieszczenie palników	Parametry pary		Moc kotła (MW)		Wydajność (t/h)		Producent
					ºC	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
1	1966	CU	-	SC	420	3,8	11	14	13	17	RAFAKO
4	1975	OO	-	SC	450	4,0	17	14	20	16	FAKOP

Tab. 5.19 EC GZNF - charakterystyka turbin parowych

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu (MW)		Producent	
			^{0}C	MPa	znamionowa	osiągalna	turbiny	generatora
1*	1991	C	420	3,5	4,0	3,1	ZAMECH	DOLMEL

5.2. Bilans energetyczny źródeł

Całkowita zainstalowana moc elektryczna w województwie pomorskim wyniosła w 2008 roku 1408 MW. Największy udział w mocy zainstalowanej posiada Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec, której całkowita moc zainstalowana dla pracy turbinowej wynosi 716 MW, choć należy podkreślić, że jej rola jako producenta jest swoista. Dane na temat poszczególnych kategorii jednostek wytwórczych zawiera Tab. 5.20.

Tab. 5.20 Zainstalowana moc elektryczna w Województwie Pomorskim [MW]

Lata	Ogółem	w tym		
		Cieplne		Wodne i odnawialne
		Elektrownie zawodowe	Elektrownie przemysłowe	
2006	1264	364	148	751
2007	1310	364	148	797
2008	1408	364	148	896

Źródło: Gospodarka paliwowo-energetyczna 2007-2008 GUS

Wszystkie wymienione źródła, w roku 2008, wyprodukowały w sumie 2 916 GWh. Wielkość produkcji energii z zaznaczonym podziałem na poszczególne źródła przedstawia Tab. 5.21.

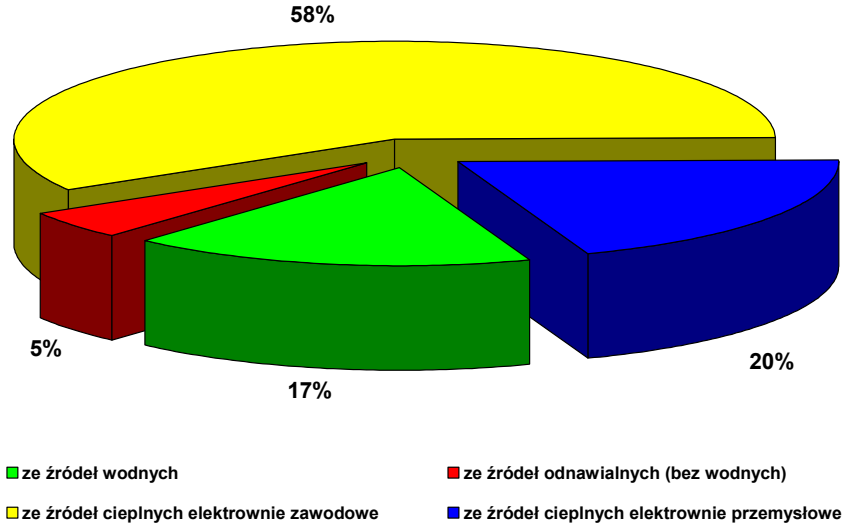
Tab. 5.21 Produkcja energii elektrycznej w Województwie Pomorskim wg źródeł [GWh/rok]

Produkcja energii elektrycznej:	Produkcja		
	2006	2007	2008
ze źródeł wodnych	633	510	468
ze źródeł odnawialnych (bez wodnych)	27	137	304
ze źródeł cieplnych elektrownie zawodowe	1 714	1 716	1 597
ze źródeł cieplnych elektrownie przemysłowe	595	585	547
Całkowita produkcja	**2 969**	**2 948**	**2 916**

Źródło: GUS- Bank Danych Regionalnych

Rysunek 5-1 przedstawia wielkość produkcji energii elektrycznej z poszczególnych źródeł. Największy udział energii został wyprodukowany w elektrociepłowniach zawodowych.

Rysunek 5-1 Produkcja energii elektrycznej w Województwie Pomorskim w 2007



Struktura zużycia paliw zużywanych do produkcji energii elektrycznej w Województwie Pomorskim z podziałem na źródła cieplne zawodowe oraz źródła cieplne przemysłowe, przedstawia Tab. 5.22. Przy wywarzaniu energii elektrycznej w Województwie Pomorskim najwięcej zużywa się węgla kamiennego.

Tab. 5.22 Struktura zużycia paliw zużywanych do produkcji energii elektrycznej w Województwie Pomorskim

	Produkcja energii elektrycznej [GWh]	Zużycie paliw			
		Węgiel kamienny [tys. Mg]	Gaz ziemny GZ-50 [mln m^3]	Olej opałowy lekki [tys. Mg]	Olej opałowy ciężki [tys. Mg]
Elektrociepłownie zawodowe	1716,0	960,0	12,8	0,0	5,0
Elektrociepłownie przemysłowe	585,0	63,0	7,3	0,8	91,0
SUMA	2301,0	1023,0	20,1	0,8	96,0

Źródło: Zużycie paliw i nośników energii w 2007 r. GUS Warszawa 2008

5.3. Możliwości przesyłu energii elektrycznej ze Skandynawii

Istniejące połączenie prądu stałego ze Skandynawią pozwala na postawienie pytania na temat zasadności wykorzystania tego połączenia (lub nawet jego rozbudowy) do zaopatrzenia w energię elektryczną Województwa Pomorskiego

Tab. 5.23 zawiera dane dotyczące bilansu mocy w systemie energetycznym krajów skandynawskich. Wyznaczona suma odnosi się do wszystkich krajów oprócz Islandii, gdyż nie ma ona połączenia elektrycznego z resztą Europy.

Jak widać, w warunkach pracy szczytowej nadwyżka mocy dyspozycyjnej (w warunkach szczytu) ponad potrzeby, wynosi około 10% i należy ją uznać za ledwie

wystarczającą dla bezpieczeństwa tego systemu. Najbardziej napięty bilans występuje w Finlandii (wręcz deficyt w warunkach szczytowych), stosunkowo najlepszy w Szwecji. Jest jednak wątpliwe, aby w normalnych warunkach operatorzy skandynawskich systemów przesyłowych zgodzili się na przesył energii do Polski.

Natomiast inną sprawą może być „podpieranie się" dostawami ze Skandynawii w warunkach, jeśli systemy te dysponują chwilowymi nadwyżkami mocy, a sytuacja w Polsce północnej jest zła.

Tab. 5.23 Bilans mocy w krajach NORDEL, 2008 [MW]

	Dania	Finlandia	Islandia	Norwegia	Szwecja	Suma bez Islandii
Moc zainstalowana	12 618	17 036	2 575	30 789	34 181	94 624
Moc dyspozycyjna	7 300	13 220	2 561	24 600	28 500	73 620
Moc szczytowa	6 307	13 245	2 060	21 884	24 900	66 336

Rysunek 5-2 Bilans wymiany energii elektrycznej krajów skandynawskich, 2008 [GWh/rok]

6. Analiza sektora elektroenergetycznego w świetle obowiązujących przepisów prawa polskiego i unijnego

6.1. Europejska polityka w zakresie elektroenergetyki

Podstawowym dokumentem Unii Europejskiej dotyczącym rynku energii jest Europejska Karta Energetyczna podpisana w Hadze w grudniu 1991 roku przez 46 państw, w tym przez Polskę oraz władze UE. Karta ma charakter deklaracji gospodarczo-politycznej.

Podstawowymi zadaniami zawartymi w polityce energetycznej Unii Europejskiej są:

- walka ze zmianami klimatycznymi,
- potęgowanie wzrostu gospodarczego i rozwój rynku,
- ograniczenie zależności UE od zewnętrznych dostaw gazu i ropy.

Polityka Unii Europejskiej w zakresie energetyki wyznaczona jest przede wszystkim przez:

- Zieloną Księgę - Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego z 2000 r., której celem było otwarcie debaty o bezpieczeństwie energetycznym, uznane za najważniejszy element niezależności polityczno-ekonomicznej UE;
- Zieloną Księgę - O efektywności energetycznej, lub jak osiągnąć więcej zużywając mniej z 2005 r. – dokument poświęcony został problemom użytkowania energii;
- Zieloną Księgę - Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii z 2006 r. – w dokumencie zostało przyjęte założenie, że polityka energetyczna Unii Europejskiej powinna opierać się na trzech równorzędnych, co do ważności filarach: zrównoważonym rozwoju, konkurencyjności i bezpieczeństwie dostaw. Dokument określił również podstawowe czynniki charakteryzujące aktualny stan i przewidywany rozwój sektora energii, wymieniając spośród nich najważniejsze, takie jak: niezbędny rozwój inwestycji energetycznych, niedostateczny poziom konkurencji na wewnętrznym europejskim rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, ograniczający bezpieczeństwo dostaw oraz wzrost cen ropy naftowej i gazu ziemnego.

Dotychczasowe działania podejmowane na poziomie unijnym polegają na integrowaniu efektywnego zużywania energii z innymi politykami realizowanymi przez Wspólnotę poprzez specjalne programy: „7 Ramowy Program Badań i Rozwoju Technologicznego” – przyjęty przez Komisję Europejską 6 kwietnia 2005 r. - dokument koncentruje się na rozwoju technologii używanej do produkcji energii z odnawialnych źródeł, produkcji paliw, czystych technologii węglowych, interaktywnej sieci energetycznej. Komisja przedstawiła również propozycje kontynuacji programu „Inteligentna Energia-Europa na lata 2007-2013”.

Oddziaływanie na poziomie unijnym odbywa się również poprzez dyrektywy. Na ich podstawie państwa członkowskie Unii wprowadzają własne, krajowe regulacje prawne. Dyrektywy pozostawiają krajom członkowskim swobodę wyboru rozwiązań, jednak przy zachowaniu porównywalnych efektów.

Do najważniejszych Dyrektyw dotyczących rynku energii należą:

- Dyrektywa 90/547/EWG z 29 października 1990 w sprawie tranzytu energii elektrycznej sieciami elektroenergetycznymi;
- Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania. Celem dyrektywy jest troska o ochronę środowiska oraz ujednolicenie warunków konkurencyjności na europejskim liberalizowanym rynku energii elektrycznej;
- Dyrektywa 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 2002 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. Celem jest wypromowanie poprawy efektywności energetycznej budynków we Wspólnocie Europejskiej;
- Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG
- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE;
- Dyrektywa 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia z dnia 23 kwietnia 2009 zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych
- Dyrektywa Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 w sprawie restrukturyzacji ram wspólnotowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej. W celu umożliwienia państwom wspólnoty zastosowania odpowiednich mechanizmów podatkowych wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem i źródeł odnawialnych;
- Dyrektywa 2005/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 lipca 2005 ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów wykorzystujących energię oraz zmieniająca dyrektywę Rady 92/42/EWG, oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 96/57/WE i 2000/55/WE;
- Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE
- Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Dyrektywa tworzy jednolite zasady określające obowiązki państw członkowskich w zakresie zapewnienia długofalowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, utrzymywania równowagi między jej dostawami i zapotrzebowaniem, a także wspierania rozwoju alternatywnych źródeł energii;
- Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG. Dyrektywa dotyczy szczegółowych

obowiązków państw członkowskich w zakresie zapewnienia większej efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

6.2. Polskie przepisy w zakresie elektroenergetyki

Podstawowym dokumentem krajowym, określającym zasady polityki energetycznej jest Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne" (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505, z 2009 r. Nr 3, poz. 11, Nr 69, poz. 586, Nr 165, poz. 1316, Nr 215, poz. 1664 oraz z 2010 r. Nr 21, poz. 104). Ustawa Prawo Energetyczne przede wszystkim określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, warunki i zasady zaopatrzenia w energię, oraz zasady i warunki użytkowania paliw i energii, zasady działania przedsiębiorstw energetycznych oraz organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Prawo Energetyczne jest również dokumentem, który definiuje co należy do odnawialnych źródeł energii, oraz nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek przyłączenia do sieci podmiotów produkujących energię odnawialną, jak również obowiązek zakupu energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii.

Pozostałe dokumenty krajowe dotyczące sektora elektroenergetycznego:

1. Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. przyjęta Uchwałą Rady Ministrów nr 202/2009 z dnia 10 listopada 2009r.

   Jest to dokument, który zawiera pakiet działań, mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarki, jej efektywności energetycznej oraz ochrony środowiska.

   Podstawowe kierunki polityki energetycznej Polski do 2030 roku to:

   - Poprawa efektywności energetycznej,
   - Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
   - Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
   - Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
   - Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
   - Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

   Przyjęte kierunki polityki energetycznej są w znacznym stopniu współzależne. Poprawa efektywności energetycznej ogranicza wzrost zapotrzebowania na paliwa i energię, przyczyniając się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, na skutek zmniejszenia uzależnienia od importu, a także działa na rzecz ograniczenia wpływu energetyki na środowisko poprzez redukcję emisji. Podobne efekty przynosi rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym zastosowanie biopaliw, wykorzystanie czystych technologii węglowych oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Realizując działania zgodnie z tymi kierunkami, polityka energetyczna będzie dążyła do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego kraju przy zachowaniu zasady zrównoważonego rozwoju.

Do głównych narzędzi realizacji polityki energetycznej należy zaliczyć:

- Regulacje prawne określające zasady działania sektora paliwowo-energetycznego oraz ustanawiające standardy techniczne,
- Efektywne wykorzystanie przez Skarb Państwa, w ramach posiadanych kompetencji, nadzoru właścicielskiego do realizacji celów polityki energetycznej,
- Bieżące działania regulacyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, polegające na weryfikacji i zatwierdzaniu wysokości taryf oraz zastosowanie analizy typu *benchmarking* w zakresie energetycznych rynków regulowanych,
- Systemowe mechanizmy wsparcia realizacji działań zmierzających do osiągnięcia podstawowych celów polityki energetycznej, które w chwili obecnej nie są komercyjnie opłacalne (np. rynek „certyfikatów", ulgi i zwolnienia podatkowe),
- Bieżące monitorowanie sytuacji na rynkach paliw i energii przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz podejmowanie działań interwencyjnych zgodnie z posiadanymi kompetencjami,
- Działania na forum Unii Europejskiej, w szczególności prowadzące do tworzenia polityki energetycznej UE oraz wspólnotowych wymogów w zakresie ochrony środowiska, tak aby uwzględniały one uwarunkowania polskiej energetyki i prowadziły do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski,
- Aktywne członkostwo Polski w organizacjach międzynarodowych, takich jak Międzynarodowa Agencja Energetyczna,
- Ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego, uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno –prywatnego (PPP),
- Zhierarchizowane planowanie przestrzenne, zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- Działania informacyjne, prowadzone poprzez organy rządowe i współpracujące instytucje badawczo-rozwojowe,
- Wsparcie ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich, realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe).
- W ramach realizacji polityki energetycznej zostanie dokonana dogłębna reforma prawa energetycznego, skutkująca stworzeniem pakietu nowych regulacji prawnych. W jej rezultacie zostaną stworzone stabilne, przejrzyste warunki funkcjonowania podmiotów w obszarze gospodarki paliwowo-energetycznej.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku została wykorzystana w niniejszym *Programie RE* do celów opracowywania prognoz.

2. Program dla Elektroenergetyki przyjęty 27 marca 2006 r.

   Główne cele Programu to obniżenie kosztów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, wzrost bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności dostaw oraz ograniczenie wpływu energetyki na środowisko. Dokument ten został podzielony na trzy części, z których pierwsza obejmuje omówienie najważniejszych problemów sektora elektroenergetycznego, w części drugiej zostały zaprezentowane najważniejsze elementy programu. Trzecia część „Programu dla elektroenergetyki" obejmuje propozycje planu najważniejszych działań i decyzji oraz harmonogram realizacji programu.

3. Strategia rozwoju energetyki odnawialnej, Ministerstwo Środowiska - dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 5 września 2000 i przez Sejm RP w dniu 23 sierpnia 2001 – celem strategicznym strategii jest zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie paliwowo-energetycznym kraju do 7,5% w 2010 roku i do 14% w 2020 r. w strukturze zużycia nośników pierwotnych.

4. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) 2007 – dokument opublikowany przez Ministerstwo Gospodarki w czerwcu 2007.

5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r. Nr 156 poz. 969)

6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. Nr 185, poz. 1314)

7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93 poz. 623).

8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2008 Nr 162 poz. 1005)

9. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 7 maja 2008 r. w sprawie przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub na realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną (Dz.U. Nr 90, poz. 548 z 26 maja 2008)

10. Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 31 sierpnia 2005 r. w sprawie ogłoszenia raportu określającego cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej w latach 2005-2014 (Monitor Polski - rok 2005, nr 53, poz. 731 z dnia 2005-09-15)

11. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 20 kwietnia 2006 w sprawie ogłoszenia raportu zawierającego analizę realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (Monitor Polski - rok 2006, nr 31, poz. 343 z dnia 2006-05-09)
12. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 12 grudnia 2007 w sprawie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej (Monitor Polski - rok 2008, nr 1, poz. 12 z dnia 2008-01-04).

7. Perspektywy rozwoju sektora elektroenergetycznego Województwa Pomorskiego

7.1. Możliwość realizacji programu wzrostu efektywności energetycznej

Program wzrostu efektywności energetycznej związany jest ściśle z koniecznością wypełnienia przez Polskę wymagań stawianych przez Dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. *w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.* Dokument ten określa cel indykatywny w zakresie oszczędności energii na rok 2016 wyrażony w jednostce bezwzględnej, który ma być osiągnięty w ciągu dziewięciu lat począwszy od 2008 roku, zgodnie z Art 4. ww. dyrektywy. Określony został również tzw. pośredni cel krajowy w zakresie oszczędności energii, przewidziany do osiągnięcia, w 2010 r, który ma charakter orientacyjny i stanowi ścieżkę dochodzenia do celu przewidzianego na 2016 r.

Główne cele programu:

- Dążenie do osiągnięcia zero-energetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną,
- Obniżenie do 2030 roku energochłonności gospodarki w Polsce do poziomu UE-15 z 2005 roku.

Krajowy cel w zakresie oszczędności energii wyrażony w jednostce bezwzględnej, dla całego kraju przedstawia Tab. 7.1.

Tab. 7.1 Krajowy cel w zakresie oszczędności energii

	2001	2002	2003	2004	2005	Średnia z lat 2001-2005
Całkowite zużycie energii finalnej [GWh]	649 070	628 172	642 418	656 583	703 011	655 851
Wyłączenia: zużycie energii w instalacjach wymienionych w Zał. 1 do Dyrektywy 2003/87/WE (Emissions Trading Directive)						61 943
Zużycie energii finalnej z wyłączeniem instalacji wymienionych w Zał. 1 do Dyrektywy 2003/87/WE [GWh]						593 908
w tym:						
Sektor gosp. domowych [GWh]	223 436	210 410	205 421	202 525	216 004	
Sektor usług [GWh]	61 592	68 105	72 594	70 001	69 536	
Przemysł [GWh]	197 466	188 383	194 907	201 083	217 830	
Transport [GWh]	106 542	104 461	118 045	131 407	147 434	
Rolnictwo [GWh]	60 034	56 813	51 451	51 567	52 207	
Średnie zużycie energii finalnej w latach 2001-2005						593 908
Cel Dyrektywy 2006/32/WE (9 % w 9 roku)						53 452
Cel w zakresie oszczędności energii przyjęty na 2016 r. (9 %)						53 452
Cel pośredni określony na 2010 r. (2 %)						11 878

Źródło: Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej (EEAP) 2007, Ministerstwo Gospodarki

Działania w ramach programu poprawy wzrostu efektywności energetycznej można podzielić w odniesieniu do sektorów końcowego wykorzystania energii na:

- działania służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze mieszkalnictwa,
- działania służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze usług,
- działania służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze przemysłu,
- działania służące poprawie efektywności energetycznej w sektorze transportu.

Środki poprawy efektywności energetycznej z podziałem na poszczególne sektory przedstawia Tab. 7.2.

Tab. 7.2 Środki poprawy energetycznej z podziałem na poszczególne sektory

	Planowane środki poprawy efektywności energetycznej	Działanie w celu poprawy efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego	Lata
Sektor mieszkalnictwa	Wprowadzenie systemu oceny energetycznej budynków	Certyfikacja nowych i istniejących budynków mieszkalnych realizowana w wyniku wdrażania Dyrektywy 2002/91/WE	2009-2016 proces ciągły
	Fundusz Termomodernizacji	Prowadzenie przedsięwzięć termomodernizacyjnych dla budynków mieszkalnych	1998-2016 proces ciągły
	Promowanie racjonalnego wykorzystania energii w gospodarstwach domowych	Ogólnopolska kampania informacyjna na temat celowości i opłacalności stosowania wyrobów najbardziej efektywnych energetycznie	2008-2016 proces ciągły
Sektor usług	Zwiększenie udziału w rynku energooszczędnych produktów zużywających energię	Określenie minimalnych wymagań w zakresie efektywności energetycznej dla nowych produktów zużywających energię wprowadzanych do obrotu (wdrażanie Dyrektywy 2005/32/WE)	2008-2016 proces ciągły
	Program oszczędnego gospodarowania energią w sektorze publicznym	Zobowiązanie administracji samorządowej do podejmowania działań energooszczędnych w ramach pełnienia przez nią wzorcowej roli	2008-2016 proces ciągły
	Promocja usług energetycznych wykonywanych przez ESCO	Pobudzenie rynku dla firm usług energetycznych (ESCO)	2009-2016
	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013 oraz Regionalne Programy Operacyjne	Wsparcie finansowe działań dotyczących obniżenia energochłonności sektora publicznego	2008-2013
	Grant z Globalnego Funduszu Ochrony Środowiska (GEF) - Projekt Efektywności	Wsparcie finansowe przedsięwzięć w zakresie termomodernizacji budynków miejskich systemów grzewczych i sieci cieplnych	2005-2011

	Planowane środki poprawy efektywności energetycznej	Działanie w celu poprawy efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego	Lata
	Energetycznej		
Sektor przemysłu	Promocja wysokosprawnej kogeneracji CHP	Wspieranie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji, poprzez obowiązek nałożony na sprzedawców energii elektrycznej oraz mechanizm wsparcia	2007-2016 proces ciągły
	System dobrowolnych zobowiązań w przemyśle	Zobowiązanie decydentów w przemyśle do realizacji działań skutkujących wzrostem efektywności energetycznej ich przedsiębiorstw	2009-2016 proces ciągły
	Rozwijanie systemu zarządzania energią i systemu audytów energetycznych w przemyśle	Podnoszenie kwalifikacji i umiejętności pracowników zarządzających energią, urządzeniami i utrzymaniem personelu w zakładzie przemysłowym oraz przeprowadzenie audytów energetycznych w przemyśle	2008-2016 proces ciągły
	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013 oraz Regionalne Programy Operacyjne	Wsparcie finansowe działań dotyczących wysokosprawnego wytwarzania energii oraz zmniejszenia strat w dystrybucji energii	2008-2013
	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013	Wsparcie dla przedsiębiorstw w zakresie wdrażania najlepszych dostępnych technik (BAT)	2008-2013
Sektor transportu	Wprowadzenie systemów zarządzania ruchem i infrastrukturą transportową	Działania mające na celu wzrost efektywności energetycznej w transporcie poprzez planowanie i koordynację zarządzania ruchem i infrastrukturą transportową	2008-2016 proces ciągły
	Promowanie systemów transportu zrównoważonego oraz efektywnego wykorzystania paliw w transporcie	Działanie promujące wprowadzenie energooszczędnych środków transportu oraz ekologicznego sposobu jazdy	2008-2016 proces ciągły

Należy zaznaczyć, że wspomniane działania odnoszą się do zapotrzebowania energii pierwotnej ogółem, a nie do poszczególnych nośników energii.

7.2. Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynikający z rozwoju gospodarczego

Rozwój gospodarczy Polski w ostatnich latach odbywał się przy wzroście wydajności energetycznej, to znaczy że wzrost PKB był szybszy niż wzrost zapotrzebowania energii (Spadek wskaźnika EE/PKB ze 164,2 kWh/tys. PLN w roku 2000 do 138,5 kWh/tys. PLN w roku 2008). Między innymi było to wynikiem eliminacji nieefektywnych technologii w przemyśle i usługach oraz wprowadzaniu w ich miejsce *Najbardziej Efektywnych Technologii* (a przynajmniej technologii mocno do nich zbliżonych).

Jednak rezerwy w tym zakresie ulegają stopniowemu wyczerpywaniu i uzyskiwanie dalszego wzrostu efektywności będzie coraz trudniejsze, choć będzie następowało.

Drugim czynnikiem przyczyniającym się do wzrostu zapotrzebowania energii elektrycznej jest rozwój społeczeństwa informatycznego. Wszystkie analizy wykazują, że wzrost udziału zużycia energii elektrycznej przez sprzęt komputerowy (czy szerzej inteligentne technologie, bo coraz więcej sprzętu wyposażone jest również w sterowania mikroprocesorowe) w ogólnym zapotrzebowaniu energii będzie narastał.

Po trzecie wreszcie, w wielu przypadkach technologie oparte na wykorzystaniu energii elektrycznej zamiast paliw lub ciepła, są w ostatecznym rachunku bardziej efektywne (w sensie ekonomicznym, ale także w sensie zapotrzebowania energii pierwotnej) i w związku z tym część wzrostu zapotrzebowania energii elektrycznej będzie wynikiem wypierania innych nośników energii.

Wszystkie te czynniki przemawiają za wzrostem zapotrzebowania energii elektrycznej.

Z drugiej strony bieżący światowy kryzys gospodarczy jest czynnikiem bardzo poważnego przyhamowania rozwoju gospodarczego. Mimo to, wydaje się, że kryzys należy potraktować jedynie, jako swego rodzaju zakłócenie powodujące opóźnienie rozwoju.

7.3. Racjonalizacja i oszczędności zużycia energii elektrycznej

W odniesieniu do jednostek samorządu terytorialnego, bardzo ważne jest wdrożenie programu oszczędnego gospodarowania energią w sektorze publicznym, a dokładnie działania pod nazwą: „Wzorcowa rola sektora publicznego". Działanie to skierowane jest do jednostek sektora publicznego, w tym centralnych i terenowych organów administracji rządowej i samorządowej, szkół, szpitali itp. Działaniem priorytetowym jest tutaj zobowiązanie sektora administracji publicznej do podejmowania działań energooszczędnych w ramach pełnienia przez niego wzorcowej roli, poprzez:

- działania wspierające stosowanie energooszczędnych urządzeń i sprzętu stanowiącego wyposażenie budynków sektora publicznego,
- uwzględnienie w realizowanych inwestycjach publicznych kryterium efektywności energetycznej,
- podnoszenie świadomości pracowników sektora publicznego w zakresie oszczędnego gospodarowania energią,
- wymianę oświetlenia ulicznego i instalację nowego, efektywnego energetycznie,
- szkolenia dla pracowników sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej oraz zachowań energooszczędnych,
- działania promujące wymianę najlepszych praktyk pomiędzy poszczególnymi jednostkami sektora publicznego w zakresie zamówień publicznych.

W przypadku realizacji jakichkolwiek działań związanych z racjonalizacją i oszczędnością energii elektrycznej, bardzo ważna jest ocena skuteczności przeprowadzonych działań. Podstawowymi wskaźnikami skuteczności Działania „Wzorcowa rola sektora publicznego" są:

- porozumienia pomiędzy różnymi jednostkami administracji rządowej zajmującymi się implementacją dyrektywy 2006/32/WE,
- wkład wypracowany w ramach uczestnictwa w programach Unii Europejskiej wspierających wymianę najlepszych praktyk w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej w sektorze publicznym,
- informacje na temat podjętych przez jednostki sektora publicznego działań i osiąganych efektach przekazywane społeczeństwu,
- sprawozdania składane przez jednostki sektora publicznego organowi nadzorującemu i monitorującemu zawierające podejmowane działania i osiągnięte rezultaty,
- ilość zakupionych przez sektor publiczny urządzeń i sprzętu biurowego o najwyższej uzasadnionej ekonomicznie klasie efektywności energetycznej,
- liczba przeszkolonych pracowników sektora publicznego, oszacowanie oddziaływania działań szkoleniowych z punktu widzenia osób, które były nimi objęte.

Informacje zbiorcze o wynikach podejmowanych przez sektor publiczny działań zamieszczane za pośrednictwem mediów, stron internetowych, tablic informacyjnych.

7.4. Prognozowany bilans zapotrzebowania na moc i zużycia energii elektrycznej

Przy tworzeniu prognozy energii elektrycznej posłużono się zapisami *Polityki Energetycznej Polski do Roku 2030*.

Zgodnie z *Prognozą Zapotrzebowania na Paliwa i Energię do 2030r*, stanowiącą załącznik do wspomnianego dokumentu, średnie roczne tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców będzie zmienne w poszczególnych latach. W odniesieniu do tego dokumentu dokonano stosownej prognozy zapotrzebowania energii, mając na względzie uwarunkowania i specyfikę województwa pomorskiego. Odpowiednie wartości zawiera Tab. 7.3**.**

Tab. 7.3 Średni roczny wzrost zużycia energii elektrycznej

	2011 do 2015	2016 do 2020	2021 do 2025	2026 do 2030
Średnie roczne tempo wzrostu zużycia	1,7 - 2,15%	1,8 - 2,3%	2,0 - 2,2%	2,0 - 2,2%

** Źródło: obliczenia własne w oparciu o Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku oraz analizy EPRI*

W oparciu o ten model wyznaczono prognozę zużycia energii elektrycznej w kolejnych latach.

Tab. 7.4 Prognoza zużycia energii elektrycznej brutto w Województwie Pomorskim [GWh]

Rok	2015	2020	2025	2030
Zużycie energii	8 700 – 8 900	9 600 – 9 900	10 800 – 11 000	12 000 – 12 200

Przy prognozie zapotrzebowania mocy dla Województwa Pomorskiego przyjęto, że moc (szczytowa i w dolinie) w okresie zimowym będzie narastała podobnie jak średnio w Polsce, natomiast w okresie letnim wzrost zapotrzebowania mocy będzie nieco szybszy niż średnio w Polsce, co będzie wynikało z dość znacznego udziału turystyki (głównie związanej z okresem letnim).

Tab. 7.5 Prognoza zapotrzebowania mocy elektrycznej w Województwie Pomorskim (MW)

	Bilans mocy (MW)			
	Zima		Lato	
	Szczyt	Dolina	Szczyt	Dolina
Aktualnie	1600	1100	1350	1100
Rok 2015	1640	1130	1400	1150
Rok 2020	1800	1210	1520	1250
Rok 2025	2000	1350	1750	1400

7.5. Możliwości budowy nowych źródeł energii elektrycznej

7.5.1. Przesłanki za budową nowych elektrowni w Polsce

Generalnie w Polsce istnieje potrzeba budowy nowych elektrowni. Wynika to z następujących przyczyn:

- zbyt mała rezerwa mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, będąca wynikiem wzrostu zapotrzebowania mocy;
- naturalne starzenie się potencjału wytwórczego energetyki;
- niska sprawność wytwarzania w porównaniu z obecnie dostępnymi technologiami.

Zgodnie z prognozą zawartą w *Polityce Energetycznej*, w kolejnych latach należy spodziewać się likwidacji jednostek wytwórczych w elektrowniach systemowych, spowodowanych ich starzeniem się. Tab. 7.6 zawiera prognozę skutków wycofywania mocy w energetyce. Podane w tabeli wartości w nawiasach odnoszą się do czasowego odstawienia jednostek w związku z ich głęboką modernizacją (o czasie trwania 2 do 4 lat). Nie były one brane pod uwagę do wyliczania skumulowanej wartości mocy odstawionych.

Tab. 7.6 Planowane i prognozowane wycofania wytwórczych mocy brutto w elektrowniach systemowych [MW]

	2008 do 2010	2011 do 2015	2016 do 2020	2021 do 2025	2026 do 2030
Ogółem	570 (1702)	2 898 (4204)	4 125	2 805	4 527
Węgiel kamienny	330 (222)	1 825 (444)	2 785	2 805	4 527
Węgiel brunatny	240 (1480)	1 073 (3 760)	1 340	-	-
Trwałe odstawienia, narastająco	570	3 468	7594	10 398	14 925
Średnie roczne tempo odstawiania	190	580	825	560	905

** Źródło: Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku*

Przedstawione dane wskazują, że dla utrzymania obecnego poziomu mocy zainstalowanej (bez jej zwiększania) konieczna jest budowa około 800 do 900 MW rocznie. Wartości ubytków mocy zainstalowanej do roku 2015 są niższe, gdyż w tym okresie nie uda się zbudować dostatecznej liczby nowych jednostek.

Zgodnie z danymi zawartymi w Statystyce Energetyki średnia sprawność wytwarzania w polskich elektrowniach cieplnych zawodowych (w roku 2007) wyniosła brutto 37,6% a netto 31,6%.

Dla porównania, najbardziej nowoczesny (wdrożony do eksploatacji) blok węglowy klasy 800 MW na parametry super nadkrytyczne, z otwartym obiegiem chłodzenia, osiąga sprawność netto 45,8% (przy pełnym obciążeniu i średniorocznych warunkach klimatycznych). Wprowadzając nawet korektę związaną z nierównomiernością obciążenia, stanami rozruchowymi i innymi zjawiskami, rzeczywista średnioroczna sprawność eksploatacyjna netto nie powinna spaść poniżej 44,7%.

Tym samym blok taki zużywa o 30% mniej energii pierwotnej paliwa niż przeciętny polski blok energetyczny. Jest to kolejny argument przemawiający za wycofywaniem starych jednostek energetycznych (nawet jeśli nie osiągnęły krańca żywotności technicznej).

Najbardziej nowoczesny (sprawdzony eksploatacyjnie) blok opalany gazem (pracujący w układzie parowo-gazowym, z otwartym obiegiem chłodzenia i posadowiony na poziomie morza) osiąga sprawność netto 58,4%. Blok taki zużywa o 54% mniej energii pierwotnej paliwa niż przeciętny polski blok energetyczny. W tym przypadku porównanie jest o tyle bardziej złożone, że gaz ziemny, będący paliwem dla takiego bloku, jest paliwem droższym niż węgiel.

7.5.2. Wybór optymalnej technologii dla elektrowni konwencjonalnej

Wybór optymalnej technologii wytwarzania energii elektrycznej musi opierać się na zapewnieniu maksymalnej sprawności wytwarzania (minimalizacji zużycia nośników energii pierwotnej) przy jednoczesnym zapewnieniu minimalizacji wpływu na środowisko i zapewnieniu rozsądnych kosztów wytwarzania tak, aby elektrownia oparta na tej technologii mogła być konkurencyjna dla innych, gorszych obiektów i mogła wypierać z rynku elektrownie o większej uciążliwości.

Ponadto, biorąc pod uwagę, że budowa i przyszła eksploatacja elektrowni odbywać się będzie na zasadach komercyjnych, należy ograniczać ryzyko związane z wyborem technologii. Z tego względu potencjalni inwestorzy będą dążyli do wyboru technologii opartej o wcześniej sprawdzone rozwiązania.

Elektrownie opalane węglem

Węgiel jest paliwem atrakcyjnym z kilku przyczyn:

- Jest to paliwo, które można w stosunkowo łatwy i bezpieczny sposób składować. Utrzymanie na terenie elektrowni miesięcznego zapasu paliwa nie stanowi problemu technicznego - tym samym elektrownie węglowe są stosunkowo najbardziej odporne na zakłócenia dostaw paliwa;
- Polska dysponuje własnymi złożami węgla;
- W przypadku decyzji o imporcie węgla, zachowane są warunki wolnego rynku (zwłaszcza w porównaniu z innymi paliwami);
- Technologie energetycznego spalania węgla są dobrze opanowane.

Wadami węgla, jako paliwa są:

- Stosunkowo (w porównaniu do innych paliw) wyższe wartości jednostkowe emisji zanieczyszczeń powierza;
- Stosunkowo (w porównaniu do innych paliw) bardziej uciążliwy transport paliwa;
- Wyższe koszty związane z uprawnieniami do emisji CO_2 oraz konieczność przystosowania do przyszłego wychwytu i składowania CO_2,
- Wyższe nakłady jednostkowe niż w przypadku innych paliw.

Biorąc pod uwagę urządzenia obecnie oferowane (mające referencje z obiektów już zrealizowanych lub realizowanych) można wskazać na dwie sprawdzone technologie:

- Blok z kotłem fluidalnym i turbiną parową (obecnie najbardziej zaawansowanym rozwiązaniem jest blok 460 MW zrealizowany w Elektrowni Łagisza – jest to pierwszy i jak na razie jedyny tak duży kocioł fluidalny, pracujący na tak wysokich parametrach)
- Blok z kotłem pyłowym i instalacją odsiarczania spalin oraz z turbiną parową (obecnie najbardziej zaawansowanymi rozwiązaniami są bloki klasy 800 – 1000 MW w odniesieniu do spalania węgla kamiennego, realizowane w elektrowniach Eemshaven, Lunen, Walsum 10, Karlsruhe RDK8, Hamm-Westfalen, Dattein czy Moorburg)

Tab. 7.7 zawiera porównanie parametrów bloków wykorzystujących kotły fluidalne oraz bloków z klasycznymi kotłami pyłowymi z instalacją odsiarczania.

Tab. 7.7 Porównanie najbardziej optymalnych bloków z kotłami fluidalnymi i z kotłami pyłowymi z odsiarczaniem

Parametr	Blok z kotłem fluidalnym	Blok z kotłem pyłowym
Temp. pary świeżej	560ºC	600ºC
Temp. pary wtórnie przegrzanej	580ºC	610ºC
Ciśnienie pary świeżej	27,50 MPa	28,5 MPa
Moc bloku	460 MW	770 do 1050 MW
Sprawność netto (dla chłodzenia z chłodniami kominowymi)	43,0%	45,5%

Odpady paleniskowe z kotła pyłowego (z instalacją odsiarczania) mają niemal w całości postać popiołu lotnego oraz gipsu, które mogą być wykorzystane gospodarczo, podczas gdy wykorzystanie materiału z kotła fluidalnego (silnie alkaliczna mieszanina popiołu, gipsu i wapna palonego) jest zdecydowanie mniej atrakcyjne.

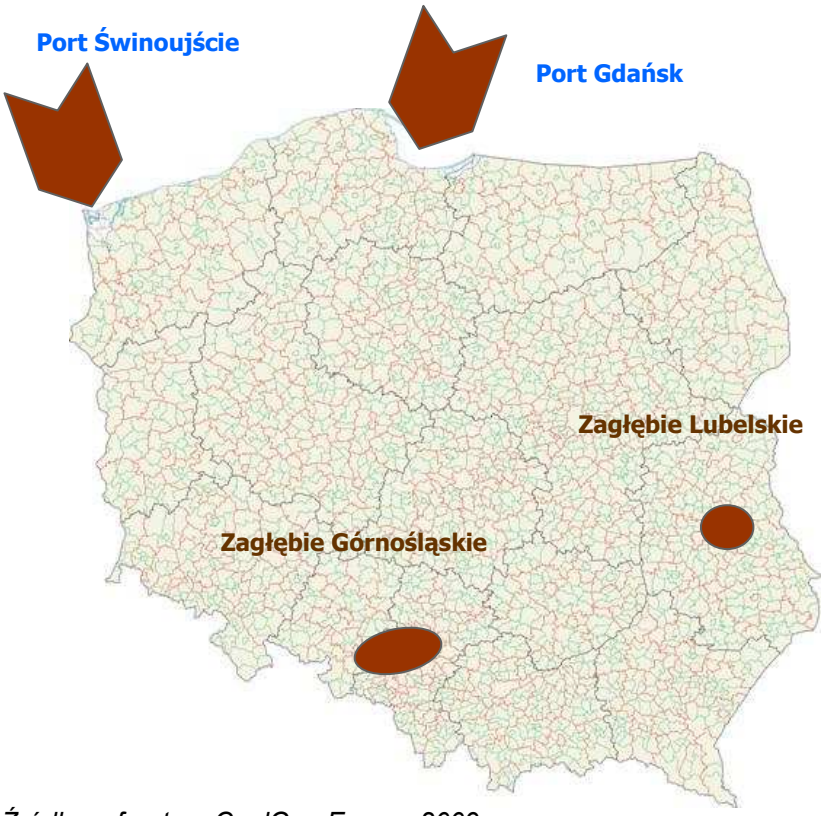
Z powyższych względów dla dużych nowych jednostek, gdzie nie ma wymuszenia istniejącą sytuacją (konieczność retrofittu istniejącego kotła albo budowa mniejszej jednostki na cele ciepłownicze), kocioł pyłowy (klasy 800 - 1000 MW) z instalacją odsiarczania jest dziś lepszym rozwiązaniem ze względu na wyższe parametry pracy i wynikającą stąd wyższą sprawność wytwarzania energii elektrycznej.

Przy wyborze optymalnej lokalizacji dla elektrowni węglowej należy kierować się następującymi kryteriami:

- bliskość źródła dostawy węgla (zagłębie węglowe w przypadku węgla krajowego lub port morski zdolny do rozładunku masowców z węglem w przypadku węgla importowanego) - Rysunek 7-1;

- dogodne warunki chłodzenia ograniczające do minimum wykorzystanie naturalnych zbiorników wodnych (zagadnienie to zostało omówione w dalszej części);
- ograniczenie do minimum ingerencji w środowisko oraz ewentualnie w obszary przylegające do Natury 2000;
- dobre połączenie kolejowe (nawet w przypadku węgla importowanego należy zapewnić rezerwową drogę dostawy a także aby umożliwić dostawę sorbentu do instalacji odsiarczania i wywóz produktów ubocznych takich jak popiół lotny i gips);
- dobre warunki transportu elementów o bardzo dużym ciężarze (najcięższy element, transformator blokowy, ma masę sięgającą 370 ton) i o bardzo dużych gabarytach – możliwość wykorzystania transportu wodnego, nawet doraźnego stanowi silną stronę lokalizacji. W warunkach polskich transport najcięższych elementów (generator, transformator) odbywa się zwykle przy wykorzystaniu infrastruktury kolejowej na specjalnie w tym celu zbudowanych platformach przewozowych;
- łatwość dostosowania istniejącej lokalnej sieci dróg i włączenie ich w system dróg krajowych i autostrad
- kryteria ogólne (niezależne od rodzaju paliwa): bliskość sieci elektroenergetycznej, położenie na obszarze deficytu mocy, dostępność wykwalifikowanej kadry, dobre warunki geologiczne, brak zagrożeń powodziowych, brak konfliktów ekologicznych.

Rysunek 7-1 Źródła dostawy węgla dla elektrowni



Źródło: referat na CoalGen Europe 2009

Biorąc pod uwagę powyższe kryteria, należy wskazać dwie bardzo korzystne lokalizacje na terenie Województwa Pomorskiego:

- w strefie przemysłowej miasta Gdańska – do strefy tej przylega Port Północny, który jest zdolny do przyjmowania statków o pełnym zanurzeniu a obecny port węglowy można stosunkowo łatwo i tanio przystosować do importu węgla;
- w dolinie dolnej Wisły (przy czym z przyczyn transportowych korzystniejszy jest zachodni brzeg).

Obie te lokalizacje są bardzo atrakcyjne na tle innych potencjalnych lokalizacji nowych elektrowni węglowych w Polsce – w rankingu wyboru lokalizacji elektrowni węglowych w Polsce na pewno plasują się one w czołówce, a konkretna pozycja będzie zależała od podejścia inwestora.

Inne lokalizacje na terenie Województwa Pomorskiego wydają się wyraźnie mniej korzystne biorąc pod uwagę uwarunkowania techniczne, w tym w szczególności warunki chłodzenia bloku i wynikającą stąd możliwą do uzyskania sprawność wytwarzania.

Elektrownie opalane gazem

Gaz ziemny jest bardzo atrakcyjnym paliwem z kilku przyczyn:

- jest to paliwo, które pozwala osiągnąć najlepsze wskaźniki emisji zanieczyszczeń powietrza;
- najniższe wskaźniki emisji CO_2 w porównaniu z innymi paliwami kopalnymi;
- możliwe jest uzyskanie bardzo wysokiej sprawności wytwarzania;
- łatwa dostawa paliwa (gazociągiem).

Wadami gazu jako paliwa są:

- trudność składowania; składowanie jest praktycznie niemożliwe na terenie samej elektrowni, stąd bardzo duża wrażliwość na wahania dostaw;
- polskie złoża gazu pokrywają jedynie stosunkowo niewielką część potrzeb;
- rynek gazu jest silnie zmonopolizowany (duże uzależnienie od Gazpromu), rynek dostaw skroplonego gazu ziemnego jest stosunkowo płytki i Polska zawierając kontrakt z Katarem wybiera praktycznie jedynego dostawcę dysponującego wolnymi zasobami skroplonego gazu.

Biorąc pod uwagę urządzenia obecnie oferowane (mające referencje z obiektów już zrealizowanych lub przynajmniej realizowanych) można wskazać na dwie sprawdzone technologie:

- blok parowo-gazowy, złożony z turbiny gazowej, kotła odzysknicowego i turbiny parowej, o bardzo wysokiej sprawności wytwarzania, w układzie jedno- lub dwuwałowym, o mocy rzędu 450 do 480 MW, przeznaczony do pracy podstawowej;
- turbina gazowa (bez kotła odzysknicowego), o wyraźnie niższej sprawności, ale zdolna do szybkich zmian obciążenia, o mocy rzędu 200 MW (zakres rozsądnych

mocy jest zresztą bardzo szeroki), przeznaczony do pracy ściśle szczytowej lub regulacyjnej.

Przy wyborze optymalnej lokalizacji dla elektrowni gazowej należy kierować się następującymi kryteriami:

- dobre położenie w stosunku do sieci gazowej o dużej przepustowości i dostatecznie wysokim ciśnieniu (na dolocie do turbiny należy zagwarantować stałe ciśnienie gazu na poziomie około 4,0 MPa, zależnie od konkretnego rozwiązania);
- bliskość źródła dostawy gazu (punktu wejścia do sytemu lub tłoczni gazu – w przeciwnym razie w systemie przesyłowym występują niekorzystne skoki ciśnienia przy rozruchu i odstawieniu);
- warunki transportu elementów o bardzo dużym ciężarze (najcięższy element, transformator blokowy, ma masę sięgającą 350 ton) i o dużych gabarytach – możliwość wykorzystania transportu wodnego, nawet doraźnego, stanowi silną stronę lokalizacji;
- wysokość obiektu w odniesieniu do poziomu morza (wyższe ciśnienie atmosferyczne);
- warunki chłodzenia (zagadnienie to zostało omówione w dalszej części);
- kryteria ogólne (niezależne od rodzaju paliwa):
    - bliskość sieci elektroenergetycznej,
    - położenie na obszaru deficytu mocy,
    - dostępność wykwalifikowanej kadry,
    - dobre warunki geologiczne,
    - brak zagrożeń powodziowych,
    - brak konfliktów ekologicznych.

Biorąc pod uwagę powyższe kryteria, należy wskazać dwie stosunkowo korzystne grupy lokalizacji na terenie Województwa Pomorskiego:

- wzdłuż gazociągu Gustorzyn (Włocławek) – Kosakowo (Gdynia) (po jego ukończeniu);
- wzdłuż gazociągu Kosakowo – Goleniów (po jego zbudowaniu).

Obie te lokalizacje są umiarkowanie atrakcyjne na tle innych potencjalnych lokalizacji nowych elektrowni gazowych w Polsce. Z jednej strony po realizacji wspomnianych wyżej gazociągów będzie istniał dostęp do gazowego systemu przesyłowego, jednak Województwo Pomorskie jest położone stosunkowo daleko od punktów wejścia gazu do systemu.

Systematyczna rozbudowa Podziemnego Magazynu Gazu w Kosakowie będzie w przyszłości poprawiała sytuację pod tym względem.

W przypadku, gdyby w Gdańsku powstał terminal gazowy, warunki dla budowy elektrowni gazowej na terenie Województwa Pomorskiego stałyby się zdecydowanie lepsze.

Elektrownie jądrowe

Technologia jądrowa ma szereg zalet:

- praktycznie nie powoduje emisji zanieczyszczeń powietrza;
- brak emisji CO_2;
- bardzo niewielkie zużycie paliwa (licząc w jednostkach masy),
- obniżone koszty logistyczne, pomimo trudności związanych z organizacją bezpiecznego transportu paliwa,
- stosunkowo niskie koszty operacyjne.

Wadami technologii jądrowej są:

- obawy społeczne związane z wykorzystaniem energii jądrowej;
- potencjalne protesty organizacji antynuklearnych;
- brak zbadanych polskich zasobów paliwa jądrowego, instalacji do jego przygotowania i do przerobu przepracowanych elementów paliwowych;
- przyhamowanie rozwoju technologii jądrowej w Europie w ostatnim dwudziestoleciu;
- wolny rynek paliwa jądrowego nie istnieje, konieczność zakontraktowania dostaw świeżych elementów paliwowych i odbioru przepracowanych już na etapie wyboru dostawcy urządzeń;
- konieczność zapewnienia bardzo pewnego źródła wody chłodzącej i energii elektrycznej do napędu pomp – reaktor jądrowy musi być chłodzony nawet po wyłączeniu bloku;
- konieczność wdrożenia i przestrzegania ścisłych procedur.

W chwili obecnej jest dość trudno wskazać na najbardziej zaawansowane dostępne rozwiązanie. Wynika to z następujących przyczyn:

- w ostatnich ponad dwudziestu latach technologia jądrowa w Europie uległa przyhamowaniu i praktycznie niemal nie realizowano nowych elektrowni; wyjątki od tego (w Czechach, we Francji i w Finlandii) były realizowane jako „spóźnione projekty", a więc wykorzystywały wcześniej przyjętą dla nich technologię, z wprowadzeniem wszystkich wdrożonych w międzyczasie udoskonaleń;
- wybór technologii jądrowej (rozwiązania samego reaktora i związanej z nim części energetycznej) będzie elementem szerszej decyzji, obejmującej takie zagadnienia jak dostawa paliwa, odbiór zużytych elementów, serwisowanie, szkolenie itd.;
- wybór technologii będzie zależał od tego, kto będzie realizował inwestycję, gdyż poszczególni potencjalni inwestorzy mają swoje preferencje, związane z doświadczeniami na eksploatowanych przez nich w innych krajach blokach jądrowych.

Tym niemniej wydaje się, że wybór będzie odbywał się pomiędzy reaktorami PWR. Przy tej technologii w grę mogą wchodzić w przykładowo następujące rozwiązania:

- reaktor typu AP-1000, stanowiący wspólne rozwiązanie amerykańskie, o wyjściowej mocy elektrycznej rzędu 1000 MW (rozwiązanie to nie było jeszcze stosowane w Europie, ale jest już stosowane w Azji, zwłaszcza w Chinach);
- reaktor typu EPR, stanowiący wspólne rozwiązanie francusko-niemieckie, o wyjściowej mocy elektrycznej brutto rzędu 1600 MW (rozwiązanie to zostało wybrane dla nowej fińskiej elektrowni w Olkiluoto i dla nowego bloku we francuskiej elektrowni Flamanville);
- reaktory generacji III+, odznaczające się lepszymi rozwiązaniami układów bezpieczeństwa, lepszą ekonomiką oraz dalszą minimalizacją oddziaływania na środowisko w odniesieniu do generacji II lub III.

Blok jądrowy mógłby ewentualnie (po zmianach turbiny parowej) dostarczać również ciepło (rozwiązanie takie jest stosowane w innych krajach) i to znacznych ilościach (rzędu kilkuset megawatów).

Przy wyborze optymalnej lokalizacji dla elektrowni jądrowej należy kierować się następującymi kryteriami:

- dobre warunki transportu elementów o bardzo dużym ciężarze (najcięższe elementy, transformator blokowy i zbiornik reaktora, ma masę sięgającą 420 ton) i o dużych gabarytach – możliwość wykorzystania transportu wodnego, nawet doraźnego, stanowi silną stronę lokalizacji;
- bardzo pewne warunki wyprowadzenia mocy elektrycznej;
- dogodne warunki chłodzenia (zagadnienie to zostało omówione w dalszej części);
- kryteria ogólne (niezależne od rodzaju paliwa): bliskość sieci elektroenergetycznej, położenie na obszaru deficytu mocy, dostępność wykwalifikowanej kadry, dobre warunki geologiczne, brak zagrożeń powodziowych, brak konfliktów ekologicznych.

Biorąc pod uwagę powyższe kryteria, należy wskazać trzy stosunkowo korzystne grupy lokalizacji na terenie Województwa Pomorskiego:

- rejon Jeziora Żarnowieckiego – lokalizacja dobrze rozeznana, przeszła proces certyfikacji (prawdopodobnie trzeba go będzie powtórzyć, ale i tak oznacza to znaczne uproszczenie); sąsiedztwo Elektrowni Szczytowo-Pompowej gwarantuje awaryjne zasilanie pomp chłodzenia awaryjnego, praktycznie gotowy układ wyprowadzenia mocy elektrycznej, warunki chłodzenia wymagające oddzielnych rozwiązań, realizacja ;
- w pasie wybrzeża morskiego – lokalizacja słabo rozeznana, awaryjne zasilanie wymaga rozeznania, gwarantuje dobre warunki chłodzenia,
- w dolinie dolnej Wisły - lokalizacja niezbyt dobrze rozeznana, awaryjne zasilanie wymaga rozeznania, gwarantuje dobre warunki chłodzenia.

Lokalizacja w rejonie Żarnowca odznacza się nieco ograniczonymi warunkami chłodzenia (wykorzystując do chłodzenia wodę z Wisły lub z morza można by zwiększyć sprawność), ale jest zdecydowanie najlepiej rozeznana w Polsce i ma najwięcej już gotowej infrastruktury. Żadna inna lokalizacja w Polsce nie pozwoli na realizację elektrowni jądrowej w tak szybkim terminie jak lokalizacja w rejonie Żarnowca.

Wpływ układu chłodzenia

Czynnikiem, istotnie wpływającym na sprawność wytwarzania, jest uzyskanie jak najbardziej efektywnej próżni w skraplaczu turbiny. Próżnia ta jest tym bardziej efektywna, im niższa jest temperatura, jaką można zapewnić.

Można rozważać dwa zasadnicze układy chłodzenia:

- układ chłodzenia zamkniętego, gdzie ciepło z kondensatora turbin odprowadzane jest do atmosfery poprzez mokrą chłodnię kominową z ciągiem naturalnym
- układ otwarty w którym ciepło z kondensatorów turbozespołów parowych odprowadzane jest do otwartych źródeł wody takich jak rzeka, układ jezior lub morze

Oba rodzaje chłodzenia można porównywać w różnych aspektach.

W aspekcie termodynamicznym i technologicznym potencjalnie korzystniejszy jest układ otwarty, ponieważ średnioroczna temperatura wody chłodzącej w rzece jest niższa niż w układzie zamkniętym, gdzie temperatura wody chłodzącej jest funkcją temperatury powietrza zewnętrznego i temperatury tzw. zwilżonego termometru.

Dzięki niższej temperaturze wody chłodzącej w obiegu otwartym można uzyskiwać o 0,5 – 1,0 % wyższą średnioroczną sprawność całego obiegu cieplnego netto, czyli produkować większą ilość energii elektrycznej przy niższej konsumpcji węgla.

Jeszcze wyższe zyski sprawności netto można uzyskiwać przy użyciu do chłodzenia wody morskiej tj. nawet o 1,2% większą, jednak przy zastosowaniu specjalnie przystosowanych do tego celu niskoprężnych części turbin oraz przy zastosowaniu tytanowych rurek kondensatorów co jednak podraża koszty inwestycji. Powyższe zasady obowiązują dla lokalizacji elektrowni bezpośrednio w pobliżu brzegu rzeki, otwartego zbiornika wodnego lub morza. W Polsce aktualnie brak jest odpowiednio dużych układów jezior (naturalnych, sztucznych) dla lokalizacji otwartych obiegów. Znacznie gorzej wygląda to w sytuacji, gdy elektrownia zlokalizowana jest w pewnym oddaleniu od brzegu oraz występują znaczące różnice wysokości położenia elektrowni względem poziomu dolnego źródła wody i wówczas eksploatacja układu chłodzenia obciążona jest kosztami pompowania ogromnych ilości wody oraz kosztami inwestycyjnymi związanymi z położeniem rurociągów w terenie, ewentualnie także wybudowania zbiorników pośrednich i turbin wodnych do odzysku energii pompowania.

W warunkach polskich (rzeka Dolna Wisła i rzeka Dolna Odra) zrzut podgrzanej wody chłodzącej z kondensatorów turbin z zastosowaniem układu otwartego chłodzenia wymaga także okresowego (tj. dla warunków gorącego lata) zastosowania chłodni wentylatorowej obniżającej temperaturę wody na zrzucie do rzeki z uwagi na ograniczenia ichtiologiczne. W związku z czym dla polskich warunków chłodzenia rzecznego bardzo rzadko występują czysto otwarte układy chłodzenia.

W zamkniętym układzie chłodzenia (tj. z chłodnią kominową) krąży w przybliżeniu stała ilość wody. Woda ubywa z układu chłodzenia na skutek odparowania oraz porywania kropel przez zasysane przez chłodnie powietrze w ilości ok. 1,3 % strumienia głównego wody. Zjawiska te w dłuższym okresie czasu mogłyby doprowadzić do wzrostu stężenia soli zawartych w wodzie chłodzącej, w związku z

czym konieczny jest także ciągły niewielki zrzut odsalający ok. 0,7% strumienia głównego oraz ciągły dopływ wody zdekarbonizowanej uzupełniającej obieg w ilości do ok. 2% strumienia głównego.

We współczesnych elektrowniach chłodnia kominowa spełnia także funkcję głównego komina. Spaliny odprowadzane są poprzez chłodnię zwiększając wyniesienie oparów wodnych z chłodni.

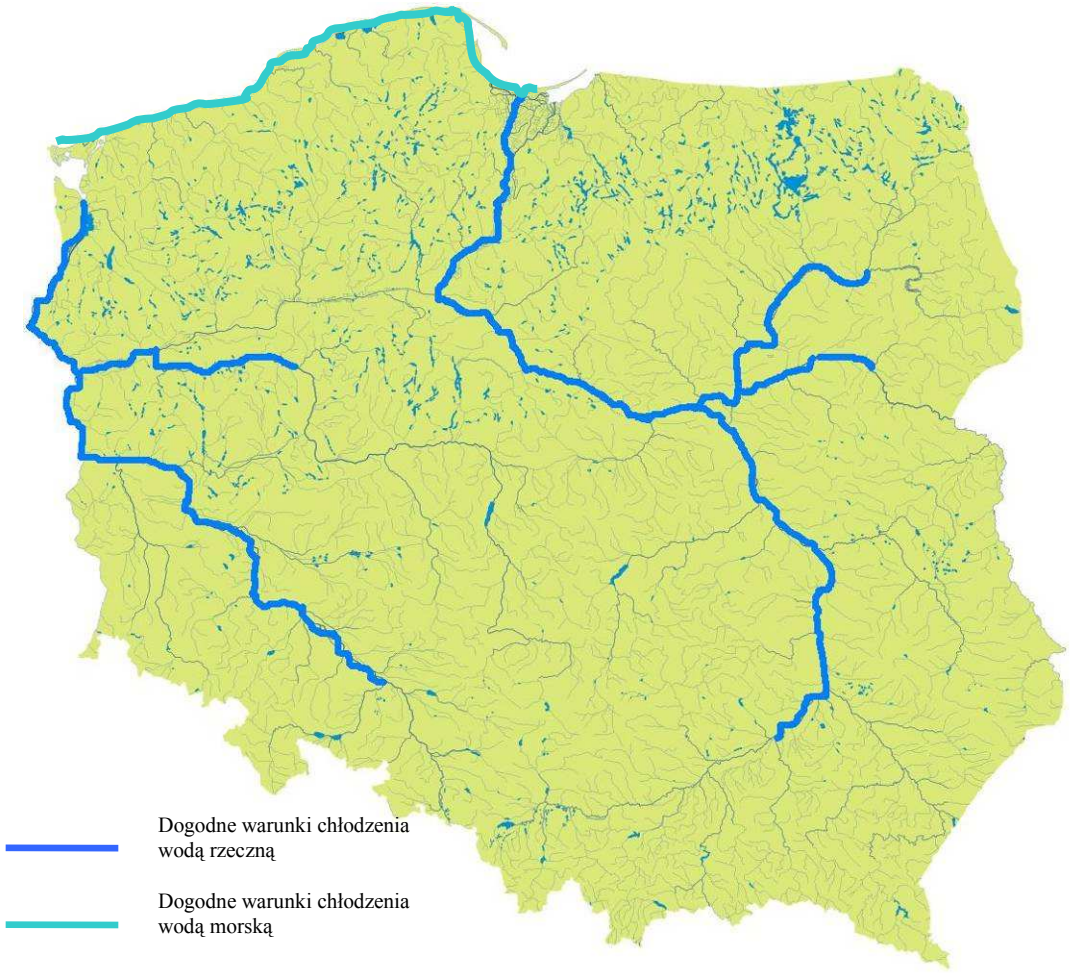
W aspekcie ekologicznym ujęcie i zrzut wody chłodzącej jest w układach otwartych przedsięwzięciem wielokrotnie większym i związanym zwykle z dodatkową regulacją brzegów rzeki i w znacznie większym stopniu ingerującym w układ przyrodniczy. Jest to szczególnie istotne na obszarach gdzie ustanowiona jest Natura 2000 (a dotyczy to rzeki Wisły).

Zrzut ciepłej wody zmienia warunki termiczne na długim odcinku rzeki eliminując, lub ograniczając - zjawiska lodowe występujące poniżej zrzutu. Zmniejsza to ryzyko powodzi zimowych poprzez eliminację zamarzania rzeki na odcinku wielu kilometrów poniżej zrzutu co jest korzystnym elementem. Natomiast w okresie letnim duży ładunek ciepła odprowadzany z wodą chłodzącą powoduje wzrost temperatury naturalnej wody wpływając niekorzystnie na warunki tlenowe wody. Z doświadczeń eksploatacyjnych istniejących dużych elektrowni (El. Kozienice, EC. Siekierki) z rzecznymi obiegami chłodzącymi wynika, że całkowite oddanie ciepła do atmosfery następuje w odległości 10 ÷ 15 km od zrzutu. Dla tych okresów z przyczyn ichtiologicznych konieczne jest ograniczenie temperatury wody na zrzucie do 22°C. Wymaga to ograniczenia mocy elektrowni lub stosowania układów dodatkowego chłodzenia.

System chłodzenia nie powinien pogarszać warunków ekologicznych odbiornika wód pochłodniczych.

Poniższy rysunek przedstawia lokalizacje dogodne z punktu widzenia układów chłodzenia obiektów energetycznych.

Rysunek 7-2 Lokalizacje dogodne z punktu widzenia otwartego układu chłodzenia



Źródło: referat na CoalGen Europe 2009

7.5.3. Propozycje projektów budowy nowych elektrowni konwencjonalnych i jądrowych w Województwie Pomorskim

Informacje ogólne

Aktualnie jest kilku inwestorów, zainteresowanych realizacją nowych źródeł energii w Województwie Pomorskim. Stopień zawansowania tych projektów jest różny i obecnie na ogół nie można przesądzić, które z nich zostaną zrealizowane.

Znaczenie tych projektów jest o tyle istotne, że zaangażowane w nie firmy zrealizowały już jakąś część prac przygotowawczych (wybór lokalizacji, prace analityczne, wstępne projekcje finansowe, procedury pozwoleniowe itd.). W związku z tym ich realizacja będzie szybsza, niż dla projektu który dopiero miałby się zacząć. Ponadto istotne jest to, że istnieje wola (nawet wstępna) do realizacji takiego projektu.

Projekty te znajdują się wprawdzie w takim etapie zaangażowania (za wyjątkiem projektu modernizacji elektrociepłowni LOTOS S.A.), że nie ma gwarancji ich realizacji (lub że zostaną zrealizowane przez tych właśnie inwestorów), jednak wskazują one na fakt, że są chętni do realizacji projektów związanych z budową nowych źródeł energii elektrycznej w Województwie Pomorskim.

Z tego też względu informacja na temat wspomnianych inwestorów nie może być w żadnym przypadku traktowana jako zamierzenie planistyczne Województwa Pomorskiego, winno jednak zostać potraktowane jako uwarunkowanie.

Informacje na temat potencjalnych projektów opracowano w oparciu o informacje uzyskane od zainteresowanych inwestorów.

Elektrociepłownia / Elektrownia w Gdańsku oraz Elektrociepłownia w Gdyni

EC Wybrzeże w swojej strategii planuje modernizację elektrociepłowni węglowej w Gdańsku oraz budowę w lokalizacji portu w Gdańsku nowych bloków energetycznych wyposażonych w człony ciepłownicze. Elektrociepłownia zlokalizowana w porcie w Gdańsku będzie realizowana etapowo i docelowo zastąpi produkcję ciepła z aktualnie eksploatowanych bloków energetycznych EC Gdańsk:

- zakłada się budowę dwóch bloków energetycznych o mocy elektrycznej 800 - 900 MWe każdy, wyposażonych w człony ciepłownicze o mocy 500 MWt każdy. Planowany termin oddania I bloku do eksploatacji - 2018.

Po wybudowaniu pierwszego bloku energetycznego przejmie on częściowo funkcje cieplne od EC Gdańsk. W układzie docelowym (w ramach czasowych wybiegających poza okres *Programu RE*) elektrociepłownia w lokalizacji portu w Gdańsku posiadać będzie dwa człony ciepłownicze o łącznej mocy 500 MWt, po jednym na blok.

Planowana elektrociepłownia opalana będzie węglem kamiennym przy wykorzystaniu najlepszych dostępnych technik łącznie z sekwestracją CO_2 w uzasadnionych ekonomicznie przypadkach. Paliwem podstawowym będzie węgiel krajowy dostarczany koleją lub importowany drogą morską. Czynnikiem decydującym o kierunku pozyskiwania paliwa byłaby cena zakupu. Uwzględnia się możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury portowej do prac rozładunkowych i magazynowych węgla. Planuje się otwarty układ chłodzenia z wykorzystaniem wód Zatoki Gdańskiej.

Wyprowadzenie mocy elektrycznej odbywać się będzie linią napowietrzną 2×400kV do GPZ Gdańsk Błonia (długość linii około 5,5 km).

W trakcie lub po zakończeniu realizacji budowy, EC Wybrzeże zamierza sfinalizować następujące zadania i inwestycje:

a) EC Gdańsk
   - do roku 2016 wycofanie z eksploatacji kotła OP-70 nr 1,
   - budowa do roku 2016 instalacji oczyszczania spalin (deSOx i deNOx) dla jednostek wytwórczych w EC Gdańsk,
   - wycofanie z eksploatacji dwóch bloków ciepłowniczych BC 50 (nr 3 i 4) po uruchomieniu etapu I – go w bloku energetycznym zlokalizowanym w porcie w Gdańsku,
   - po uruchomieniu II-go etapu moce wytwórcze w EC Gdańsk zostaną dopasowane do aktualnych potrzeb rynku ciepła;

b) EC Gdynia

- do 2016 r. wycofanie z eksploatacji trzech kotłów opalanych olejem opałowym ciężkim i zastąpienie tych jednostek kotłem parowym opalanym biomasą współpracującym z istniejącymi blokami ciepłowniczymi,
- do 2016 r. budowa instalacji oczyszczania spalin (deSOx i deNOx) dla jednostek wytwórczych w EC Gdynia.

Aby możliwe było zrealizowanie zamierzeń inwestycyjnych i modernizacyjnych EC Wybrzeże wymagana jest realizacja następujących działań:

- uzyskanie wszystkich niezbędnych pozwoleń, w tym ekologicznych,
- budowa linii 400 kV oraz budowa sieci ciepłowniczej i podłączenia do miejskiej sieci ciepłowniczej.

Wysokosprawna zawodowa elektrownia węglowa w dolinie Dolnej Wisły

Obecnie obserwuje się zainteresowanie inwestorów związane z budową nowoczesnej, zgodnej z wymaganiami ochrony środowiska, węglowej elektrowni systemowej zlokalizowanej w dolinie Dolnej Wisły.

Jeden z inwestorów pracuje nad projektem budowy elektrowni węglowej z dwoma niezależnymi blokami o mocy 800÷1000 MWe każdy. Elektrownia zostanie zrealizowana w oparciu o najnowszej generacji kotły pracujące w technologii pyłowej przystosowane do współpracy z instalacją CCS. Technologia ta będzie spełniać wymogi Najlepszej Dostępnej Technologii (BAT). Elektrownia wyposażona zostanie w zamknięty system chłodzenia (przewidziana jest możliwość pozyskania wody do uzupełnienia strat chłodzenia z rzeki Wisły). Pod względem procesowym, bloki elektrowni stanowić będą powtórzenie oddawanych obecnie do użytku bloków w Niemczech (np. Lunen, Walsum 10, Karlsruhe RDK8), w związku z czym, sprawność wytwarzania wyniesie ok. 45%. Energia elektryczna będzie najprawdopodobniej wyprowadzana do stacji energetycznej w Pelplinie (analiza wpływu elektrowni na krajowy system elektroenergetyczny jest w toku). Dowóz węgla realizowany będzie drogą kolejową.

Kolejny inwestor planuje budowę elektrowni węglowej o mocy 1600 MWe (2×800 MWe). Będzie to elektrownia w układzie klasycznym, z blokami na parametry super nadkrytyczne. Chłodzenie odbywać się będzie z pomocą wody z Wisły. Zastosowane parametry obiegu i otwarty obieg chłodzenia pozwolą na uzyskanie sprawności wytwarzania powyżej 45%. Planowana elektrownia wyposażona będzie w najnowocześniejsze urządzenia do oczyszczania spalin (DESOX, DENOX, elektrofiltry), instalację oczyszczania wody i ścieków. Przewidziano również możliwość przystosowana do współpracy z instalacją wychwytywania i składowania CO_2 (CCS). Wyprowadzenie mocy odbywać się będzie nową stację energetyczną 400 kV zlokalizowaną w Pelplinie. Dowóz węgla i innych surowców oraz wywóz produktów ubocznych realizowany będzie drogą kolejową. Inwestor planuje uzyskać pozwolenia na budowę najpóźniej do połowy 2011 roku oraz budowę i uruchomienie bloków w latach 2015 i 2016.

Za lokalizacją elektrowni w dolinie dolnej Wisły przemawia dostęp do wystarczającej ilości wody chłodzącej, dostęp do infrastruktury drogowej, kolejowej i elektroenergetycznej oraz położenie w wystarczającej odległości od siedzib ludzkich.

Dla zobrazowania możliwości lokalizacyjnych przedsięwzięć, w załączniku nr 10 zamieszczono mapę obszaru NATURA 2000 obejmującą teren pomiędzy Tczewem a południową granicą województwa pomorskiego.

Nowa elektrociepłownia gazowa dla potrzeb rafinerii LOTOS.

Grupa energetyczna Energa, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Grupa Lotos przystąpiły do budowy elektrociepłowni gazowej w Gdańsku o mocy elektrycznej około 200 MW. Większościowym udziałowcem ma być Energa, a planowana elektrociepłownia pracować będzie głównie na potrzeby Lotosu, który przewiduje wzrost zapotrzebowania na energię, w tym na ciepło. Planowana produkcja energii elektrycznej to 1,5 mln MWh rocznie, z czego do sieci elektroenergetycznej przesyłane będzie około 1,05 mln MW rocznie. Ilość ciepła wyprodukowanego w ciągu roku przekroczy 5 mln. GJ. Roczne zużycie gazu szacowane jest na około 370 mln Nm^3.

Podpisany przez spółki harmonogram zakłada następujące etapy realizacji projektu:
- opracowanie studium wykonalności projektu - koniec 2009,
- utworzenie spółki - początek 2010,
- opracowanie dokumentacji i specyfikacji przetargowych - jesień 2010,
- wyłonienie wykonawcy obiektu pod klucz (EPC) - wiosna 2011,
- uruchomienie działalności Elektrociepłowni - jesień 2013.

Projekt ten jest już na tyle zaawansowany, że można oczekiwać, że zostanie w pełni zrealizowany

Nowe elektrownie gazowe

Grupa energetyczna Energa ujęła w swoim planie działania budowę nowych elektrowni gazowo-parowych na terenie Województwa Pomorskiego o łącznej mocy 800 MW, Byłaby to albo jedna elektrownia z dwoma blokami energetycznymi albo dwie elektrownie, po jednym bloku każda.

Energa nie przedstawiła jak dotąd informacji o lokalizacji tego projektu, gdyż znajduje się on we wczesnej fazie. W związku z tym najszybszym terminem uruchomienia mógłby być rok 2016.

Elektrownia jądrowa w rejonie jeziora Żarnowieckiego

Kwestia wariantowej lokalizacji elektrowni jądrowej nad jeziorem Żarnowieckim na terenie utworzonej w 1993 r. Strefy Ekonomicznej Żarnowiec, będącej obecnie częścią Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej, jest poruszana od dawna. W styczniu rząd przyjął uchwałę, zgodnie z którą Polska Grupa Energetyczna do 2020 r. zbuduje w Polsce jedną lub dwie elektrownie jądrowe. Obecnie trwają prace nad ustawodawstwem dotyczącym energetyki jądrowej w Polsce. Powołany został pełnomocnik rządu ds. energii jądrowej, który wraz z Polską Grupą Energetyczną

będzie podejmował decyzje dotyczące rozwoju energetyki jądrowej w kraju. Pełnomocnik będzie odpowiedzialny za przygotowanie i wprowadzenie programu polskiej energetyki jądrowej.

Marszałek Województwa Pomorskiego, powołał zespół ds. przygotowań województwa do realizacji inwestycji. Tworzą go m.in. przedstawiciele marszałka, wojewody pomorskiego, samorządów lokalnych, Politechniki Gdańskiej. Działania zespołu są koordynowane przez Gdański Park Naukowo – Technologiczny oraz Pomorski Park Naukowo Technologiczny w Gdyni. Środki potrzebne do realizacji przygotowań regionu do lokalizacji elektrowni będą pozyskiwane z przeznaczonych na rozwój innowacyjnej gospodarki funduszy europejskich. Zespół ma opracować ekspertyzy wykazujące zasadność ekonomiczną i techniczną budowy elektrowni jądrowej w Żarnowcu. O wyborze lokalizacji elektrowni jądrowej w Żarnowcu może zadecydować kilka czynników, m.in.:

- brak na północy kraju elektrowni, przy jednoczesnym dużym zapotrzebowaniu na energię w tym rejonie,
- obecność jeziora Żarnowieckiego - zbiornika wody chłodzącej wystarczającego do schłodzenia elektrowni o mocy ok. 2000 MWe,
- korzystne warunki geologiczne, sejsmiczne, wodne i meteorologiczne,
- niewielka gęstość zaludnienia w okolicy i wystarczająca odległość od większych skupisk ludności,
- bliskość elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec, pozwalająca na korzystną współpracę z elektrownią jądrową oraz możliwość wykorzystania zaplecza i infrastruktury wykorzystanej przy budowie elektrowni szczytowo-pompowej.

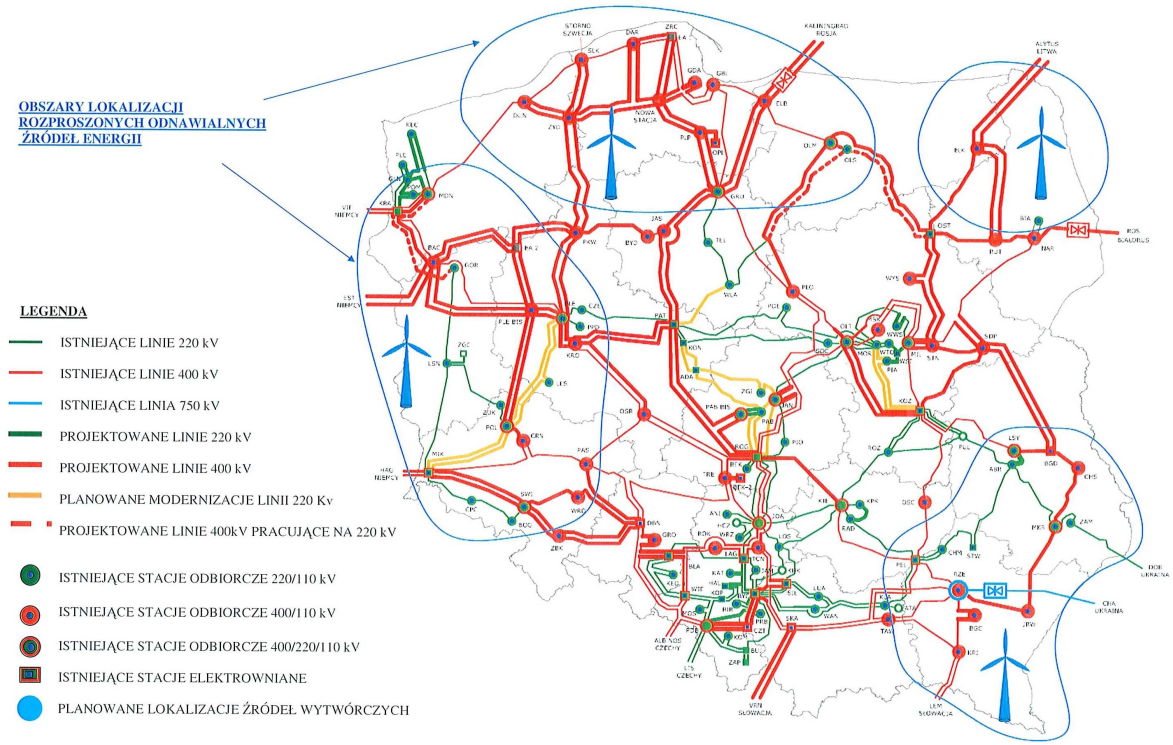
Zgodnie z Ramowym harmonogramem opracowanym przez Ministerstwo Gospodarki, uruchomienie pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce planowane jest na rok 2020. Przyjęty w niniejszym *Programie RE* bilans mocy elektrycznej dla Województwa Pomorskiego, zakłada pełne uruchomienie pierwszego bloku elektrowni po roku 2020.

7.6. Możliwości rozbudowy odnawialnych źródeł energii elektrycznej

Z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego ważnym aspektem jest budowa nowych lub rozbudowa istniejących źródeł energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. W przypadku Województwa Pomorskiego, należy skupić się na energii wiatru, wody i szeroko rozumianych biopaliw.

W skali kraju inwestorzy złożyli wnioski o wydanie warunków przyłączenia Odnawialnych Źródeł Energii do Krajowej Sieci Przesyłowej na ponad 68 000 MW, w tym na obszarze Województwa Pomorskiego ponad 11 500 MW. Obszary lokalizacji OZE wg PSE OPERATOR S.A. przedstawia Rysunek 7-3.

Rysunek 7-3 Obszary lokalizacji elektrowni wiatrowych zgłoszonych do PSE-Operator.



Źródło: materiały PSE Operator S.A.

Fotowoltaika

Wykorzystanie rozwiązań fotowoltaicznych będzie najbardziej istotne w przypadku odbiorów o małej mocy, zlokalizowanych poza zasięgiem obecnej sieci przesyłowej (np. inteligentne znaki drogowe, automatyczne stacje pogodowe, układy łączności itp.).

Udział fotowoltaiki w bilansie potrzeb energetycznych Województwa Pomorskiego będzie niewielki, tym niemniej rozwiązania te są o tyle interesujące, że jest to bardzo często najbardziej efektywne ekonomicznie rozwiązanie dla takich, jak wyżej odbiorów.

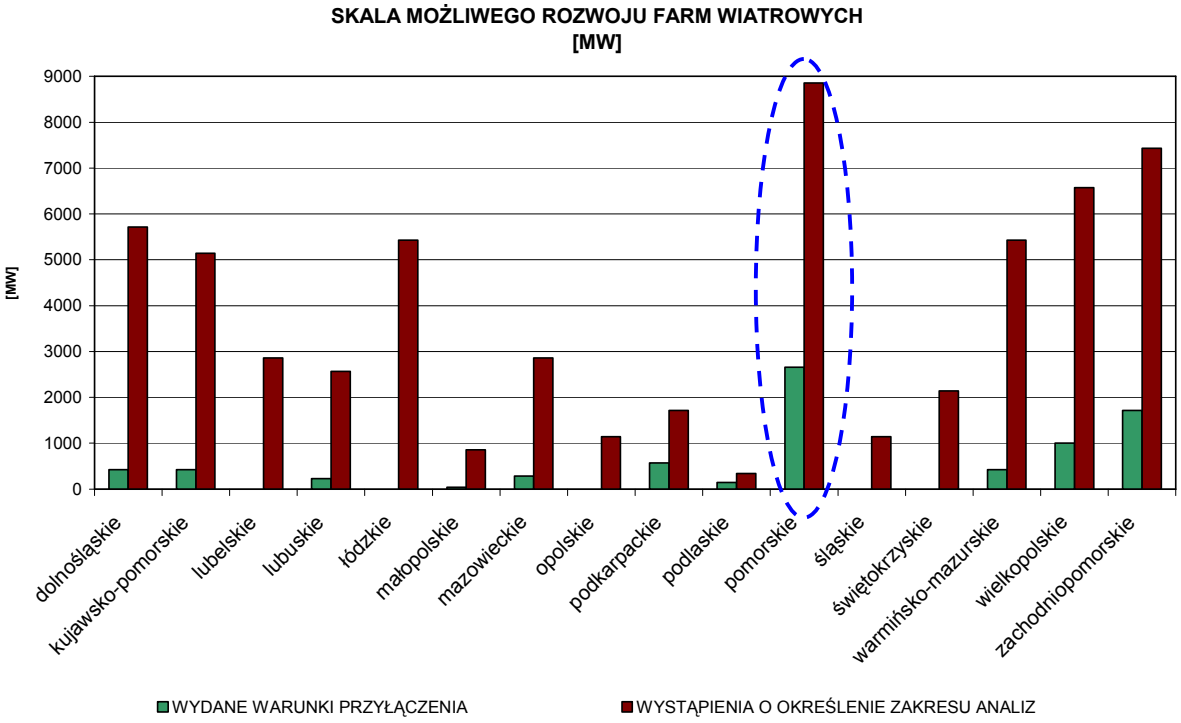
Wielkoskalowe, energetyczne wykorzystanie efektu fotowoltaicznego do produkcji energii elektrycznej wiąże się z poniesieniem dużych nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji (szacunkowy koszt systemu PV o mocy 1MW wynosi 10 – 30,5 mln zł), co przekłada się na bardzo wysoki i nieuzasadniony koszt jednostkowy wytworzenia energii. Wymagane są duże powierzchnie, odsłoniętego i równego terenu. A co najważniejsze, konieczne jest spełnienie odpowiednich wymogów technologicznych m.in. minimalne nasłonecznienie 1800 kWh/m^2/rok przy usłonecznieniu przynajmniej 2000 godzin rocznie.

Turbiny wiatrowe

Ze względu na korzystne warunki wiatrowe w Województwie Pomorskim obserwowany jest gwałtowny wzrost zainteresowania inwestorów lokalizacją farm wiatrowych.

Do chwili obecnej operatorzy sieci elektroenergetycznej (przesyłowej i dystrybucyjnej) na terenie województwa pomorskiego wydali warunki przyłączenia dla farm wiatrowych o łącznej mocy 2 660 MW, w tym ok. 1000 MW do sieci dystrybucyjnej. Dla porównania aktualnie na obszarze województwa pracują farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej około 160 MW. Skalę możliwości rozwoju farm wiatrowych w Województwie Pomorskim (w oparciu o złożone wnioski o wydanie warunków przyłączenia do sieci) na tle pozostałych województw przedstawia Rysunek 7-4.

Rysunek 7-4 Możliwości rozwoju farm wiatrowych w Województwie Pomorskim



Źródło: dane PSE-Operator

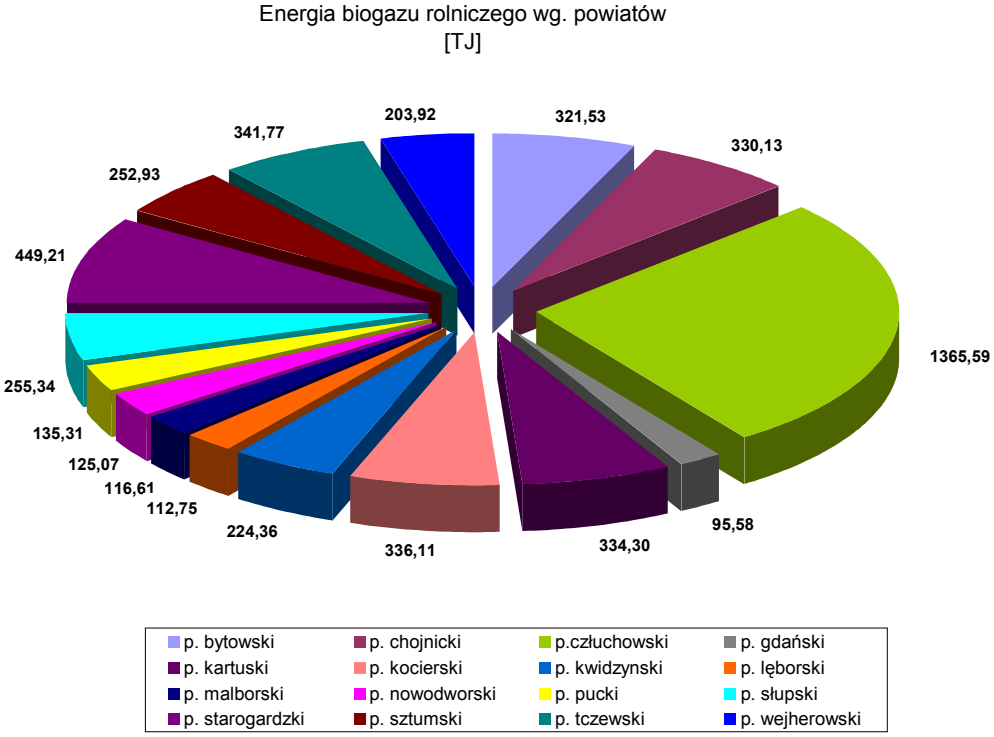
Mała Energetyka Wodna (MEW)

Pomimo faktu, że Województwo Pomorskie w odniesieniu do pozostałych regionów kraju charakteryzuje się znacznym potencjałem energii wód powierzchniowych, nie przewiduje się gwałtownego wzrostu produkcji energii elektrycznej w małych elektrowniach wodnych. Wynika to z tego, że większość możliwych do wykorzystania pod budowę MEW budowli hydrotechnicznych została już zagospodarowana, a pozostałe wolne obiekty w większości wymagają remontów, adaptacji lub gruntownej przebudowy.

Biogazownie

Województwo pomorskie posiada znaczący potencjał do produkcji biogazu rolniczego wynoszący około 217 mln. m3 biogazu rolniczego rocznie (Rysunek 7-5), co przy średniej wartości opałowej biogazu wynoszącej 23 MJ/m3 przekłada się na ok. 4991 TJ energii. Potencjał ten jest równoważny ze 145 mln Nm^3 gazu ziemnego. Energetyczne wykorzystanie zasobów biogazu rolniczego do pozyskania w województwie pomorskim jest zalecanym kierunkiem rozwoju produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Rekomendowany sposób wykorzystania zasobów to spalanie biogazu w agregatach kogeneracyjnych (bloki energetyczne).

Rysunek 7-5 Potencjał energetyczny produkcji biogazu w Województwie Pomorskim



Moc aktualnie zabudowanych instalacji biogazu w województwie pomorskim wynosi prawie 6,7 MW z czego 3 instalacje o mocy łącznej 2,6 MW wykorzystują biogaz powstający na składowisku odpadów, 1 instalacja o mocy 275 kW pracuje na oczyszczalniach ścieków, natomiast 4 instalacje do produkcji biogazu rolniczego zaopatrzone w układy kogeneracyjne o łącznej mocy elektrycznej ponad 3,8 MW są zlokalizowane przy zakładach rolnych firmy Poldanor S.A (powiat człuchowski).

W celu dalszej aktywizacji produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem biogazu rolniczego należy przeanalizować inne potencjalne lokalizacje biogazowni w województwie pomorskim, w szczególności w powiatach: bytowskim (g. Bytów), chojnickim (g. Brusy i g. Chojnice), kartuskim (g. Sierakowice), kościerskim (g. Kościerzyna), kwidzyńskim (g. Kwidzyn), nowodworskim (g. Nowy Dwór Gdański), puckim (g. Puck), starogardzkim (g. Lubichowo, g. Skarszewy, g. Skórcz, g. Starogard Gd.), sztumskim (g. Stary Targ) oraz powiecie tczewskim (g. Gniew, g. Pelplin, g. Tczew).

Według ekspertyzy przygotowanej przez Instytut Energetyki Odnawialnej udział biogazu wytwarzanego z odpadów i upraw rolnictwa energetycznego wyniesie w 2020 r. i w latach późniejszych ok. 20 % energii pozyskiwanej z odnawialnych źródeł energii.

Przewidywany rozwój biogazowni związany będzie z koniecznością zagospodarowania lub termicznej utylizacji osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków, należących do grupy odpadów niebezpiecznych oraz odpadów organicznych, pozyskiwanych z odpadów komunalnych przed ich zdeponowaniem na składowiska odpadów.

Biopaliwa stałe

Biopaliwa stałe stanowią największą pozycję w bilansie energii odnawialnej w Polsce. W 2007 roku energia pierwotna z pozyskanych biopaliw stałych wyniosła 190,5 PJ, co stanowi 91,3% udziału w pozyskaniu wszystkich nośników energii odnawialnej. Z biopaliw stałych w 2007 roku wyprodukowano 2 360 GWh energii elektrycznej, z tego energia elektryczna uzyskana w wyniku współspalania w kotłach energetycznych to 2 126 GWh. Biopaliwa stałe są aktualnie i pozostaną w prognozowanej przyszłości, jednym z najważniejszych zasobów energii odnawialnej.

Aktualnie zainstalowane jednostki wytwórcze przeznaczone do generowania energii elektrycznej z wykorzystaniem biopaliw stałych w 2008 roku wytworzyły ok. 293,2 GWh, co stanowi ponad 50% energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii w województwie pomorskim.

Aktualnie, największym odbiorcą biopaliw stałych są elektrownie zawodowe, które wykorzystują biopaliwa do współspalania (razem z węglem) w kotłach energetycznych. W elektrowniach, razem z węglem spala się przede wszystkim drewno odpadowe z produkcji leśnej i odpady z przemysłu przetwórczego.

Zgodnie z zapisami zawartymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. (*Dz. U. 2008 nr 156, poz.969*) następować będzie stopniowe ograniczanie spalania biopaliw stałych z odpadów z produkcji leśnej i przemysłu przetwórczego w kotłach pracujących w układach o mocy elektrycznej większej niż 5 MW, aż do całkowitego ich wyeliminowania w 2015 roku. Oznacza to, że duży potencjał energetyczny drewna i jego odpadów współspalanych obecnie w kotłach energetycznych, będzie mógł być choć w części, wykorzystany w małych lokalnych źródłach energii.

Ograniczenia dotyczące współspalania w kotłach energetycznych nie dotyczą biopaliw pochodzenia rolniczego, co niewątpliwie skieruje dużych odbiorców na lokalne rynki biopaliw. Niedobór biopaliw stałych na rynku lokalnym będzie impulsem do zakładania upraw energetycznych, których areał będzie systematycznie wzrastał.

W prognozowanym okresie czasu biopaliwa stałe, pozyskiwane z rynku lokalnego, będą przede wszystkim współspalane w kotłach energetycznych oraz w kotłowniach indywidualnych gospodarstw lokalnych, zastępując węgiel kamienny. Budowa nowych źródeł elektrycznych oraz źródeł kogeneracyjnych opartych na konwersji biopaliw stałych wymagać będzie wsparcia finansowego. Obszarem do wdrażania lokalnych źródeł kogeneracyjnych są małe i średnie systemy ciepłownicze. Najlepsze efekty

przynosi zabudowa źródła kogeneracyjnego dobranego do pracy w czasie 7 000 – 8 000 godzin w ciągu roku.

Potencjał biopaliw stałych w województwie pomorskim szacowany jest na około 25,5 mln GJ energii rocznie.

Tab. 7.8 Potencjał biopaliw stałych w Województwie Pomorskim

Biopaliwa stałe		ton	GJ
Drewno energetyczne	wg nadleśnictw	227 779*	1 822 239*
	wg powiatów	268 872	2 150 981
Odpady pozrębowe	wg nadleśnictw	230 733	1 845 865
Odpady z utrzymania gminnych terenów zielonych		2 468	15 794
Odpady z utrzymania dróg		8 811	8 811
Słoma		346 559	4 158 710
Uprawy energetyczne	Wierzba – zbiór coroczny	964 132	14 315 437
	Słoma rzepakowa i żytnia	168 335	2 525 325
	Żyto – ziarno	112 317	697 913
	Rzepak - ziarno	6 290	56 758
OGÓŁEM*		**2 067 424**	**25 446 852**
OGÓŁEM		**2 108 517**	**25 775 594**

** według danych przekazanych przez nadleśnictwa*

Nakłady inwestycyjne wybranych technologii OZE do produkcji energii elektrycznej.

Wielkość nakładów inwestycyjnych jest bardzo zróżnicowana, nawet dla podobnych technologii. Źródła odnawialne są stosunkowo niewielkie, więc udział kosztów elementów infrastrukturalnych (drogi dojazdowe, obiekty tymczasowe na okres budowy, przyłączenie do sieci energetycznej itd.) ma bardzo istotny wpływ na ostateczny koszt.

Tab. 7.9 zawiera orientacyjne jednostkowe nakłady inwestycyjne dla typowych rozwiązań do produkcji energii elektrycznej z OZE.

Warto zwrócić uwagę na zaletę elektrowni wiatrowych, jaką jest dobra przewidywalność nakładów inwestycyjnych.

Tab. 7.9 Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla produkcji energii elektrycznej z OZE

Technologia	Jednostkowe nakłady inwestycyjne [tys. zł/MW]
Turbiny wiatrowe	3 600 – 4 500
Systemy fotowoltaiczne	10 000 – 30 500
Małe elektrownie wodne do 1MW	8 000 – 15 500
Biogazownie rolnicze	4 500 – 16 000
Jednostka kogeneracyjna na biomasę	4 500 – 6 600

Źródło: Krajowa Agencja Poszanowania Energii

7.7. Możliwości modernizacji i rozbudowy linii przesyłowych wysokich napięć

PSE Operator SA jest w trakcie opracowywania nowego planu rozwoju do roku 2030. Główne cele, którym mają służyć nowe projekty realizowane w tej perspektywie czasowej są następujące:

- wzmocnienie i rozbudowa systemu przesyłowego w północnej i północno-wschodniej Polsce,
- poprawa zasilania w energię elektryczną głównych metropolii,
- domknięcie pierścieni liniowych dla zapewnienia drugostronnego zasilania;
- wzmocnienie powiązań z systemami elektroenergetycznymi innych krajów, w tym budowa tzw. mostu Litewskiego,
- stworzenie dogodnych warunków do wyprowadzenia mocy z nowych elektrowni konwencjonalnych i jądrowych oraz ze skupisk Odnawialnych Źródeł Energii, a w tym, w szczególności ze skupisk elektrowni wiatrowych

Planowane projekty inwestycyjne obejmują w szczególności następujące grupy działań:

- przebudowę obecnych linii 220 kV (jako przestarzałych, o zbyt małej przepustowości i o zbyt wysokich stratach) na linie 400 kV (na ogół dwutorowe);
- budowę linii 400 kV prowadzonych po nowych trasach;
- realizację dodatkowych powiązań pomiędzy systemami 220 kV i 400 kV przez zainstalowanie nowych autotransformatorów 400/220 kV (wymaga to zbudowania nowych powiązań pomiędzy obecnymi stacjami pracującymi na tych napięciach lub - w innych przypadkach - wprowadzenia linii 400 kV do obecnej stacji 220 kV;
- w miejscach gdzie przebudowa linii 220 kV na linie 400 kV jest niemożliwa lub nieuzasadniona, przebudowa tych linii na tak zwane linie wysokotemperaturowe, zdolne do okresowej pracy z obciążeniami większymi niż obecnie,
- budowę nowych rozdzielni 400 kV (w nowych lokalizacjach), ewentualnie z transformatorami 400/110 kV, tam gdzie jest to celowe.

Celami szczegółowymi działań podejmowanych na terenie Województwa Pomorskiego są:

1. zmiana strukturalna układu zasilania województwa pomorskiego polegająca na budowie nowych pierścieni 400 kV wynikająca z rozwoju odnawialnych źródeł energii i planowanych inwestycji z zakresu energetyki konwencjonalnej i jądrowej,
2. budowa pierścieni 400 kV zastępujących wyeksploatowane linie 220 kV,
3. umożliwienie przyłączenia do sieci przesyłowej Elektrowni zlokalizowanej w dolinie dolnej Wisły i OZE,
4. zwiększenie zdolności transformacji mocy z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnej o 660 MVA do końca 2015 roku,
5. zwiększenie zdolności przesyłowej z południa na północ i z zachodu na wschód województwa, oraz zwiększenie zdolności przesyłowych do i z innych województw.

Tab. 7.10 przedstawia zestawienie i harmonogram realizacji planowanych przedsięwzięć w zakresie rozbudowy i modernizacji linii przesyłowych na obszarze Województwa Pomorskiego. PSE – Operator podzielił wszystkie przedsięwzięcia na 3 grupy o różnych horyzontach czasowych realizacji: do roku 2015, do roku 2020 i do roku 2030. Podane w tabeli długości linii odnoszą się do ich całkowitego przebiegu (przez wszystkie województwa, stąd długość linii przewidzianych do zbudowania na terenie Województwa Pomorskiego będzie mniejsza niż suma arytmetyczna.

Tab. 7.10 Zestawienie planowanych przedsięwzięć na obszarze Województwa Pomorskiego

Lp	Inwestycja	Poziom napięcia (kV)	Długość linii (km)	Termin realizacji (rok)	Województwa objęte inwestycją
1	Dokończenie rozbudowy stacji Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV i wprowadzenie jednego toru linii Żarnowiec – Gdańsk Błonia	400	20	2015	Pomorskie
2	Budowa stacji 400/110 kV Dargoleza	400/110	-	2015	Pomorskie
3	Budowa linii 400 kV Słupsk- Żydowo	400	70	2015	Pomorskie i Zachodnio-Pomorskie
4	Budowa stacji 400/110 kV Pelplin	400/110	-	2015	Pomorskie
5	Budowa linii 400 kV Grudziądz- Pelplin	400	50	2015	Pomorskie i Kujawsko - Pomorskie
6	Budowa nowej stacji 400/110 kV i wprowadzenie do niej drugiego toru linii Żarnowiec – Gdańsk Błonia	400/110	30	2020	Pomorskie
7	Budowa linii 400 kV nowa stacja- Pelplin	400	60	2020	Pomorskie
8	Budowa linii 400 kV nowa stacja - Żydowo	400	100	2020	Pomorskie i Zachodnio-Pomorskie
9	Modernizacja linii 400 kV Dargoleza- Żarnowiec	400	40	2030	Pomorskie i Zachodnio-Pomorskie
10	Budowa linii 400 kV nowa stacja- Żarnowiec	400	70	2030	Pomorskie
11	Budowa linii 400 kV Grudziądz- Elbląg	400	90	2030	Pomorskie, Kujawsko - Pomorskie i Warmińsko - Mazurskie

Niezależnie od podanych w tabeli przedsięwzięć na terenie Województwa Pomorskiego, również i inne projekty realizowane przez PSE – Operator S.A. w całości na terenie innych województw, będą miały wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Województwa Pomorskiego.

Należy tu wymienić:

- budowę linii 400 kV Plewiska – Piła Krzewina – Żydowo – Słupsk w perspektywie do roku 2015,
- budowę linii 400 kV Płock – Olsztyn Mątki w perspektywie do roku 2015,
- budowę linii 400 kV Pątnów – Grudziądz w perspektywie do roku 2020.

Właśnie linia Płock – Olsztyn Mątki może okazać się pierwszym zrealizowanym elementem wzmocnienia powiązania rejonu metropolitalnego Województwa Pomorskiego z resztą krajowego systemu elektroenergetycznego, dublując linię Płock – Grudziądz – Gdańsk Błonia.

W stosunku do planów PSE – Operator, z punktu widzenia interesów Województwa Pomorskiego należy postulować wcześniejszą realizację połączenia stacji w Pelplinie z rejonem Trójmiasta nawet, jeśli miało by to być rozwiązanie tymczasowe, poprzedzające realizację nowej stacji elektroenergetycznej. W przeciwnym razie linia Grudziądz – Pelplin i spodziewana nowa elektrownia w dolinie dolnej Wisły w niewielkim stopniu poprawią bezpieczeństwo energetyczne województwa (a nawet mogą je pogorszyć, bo linia Grudziądz – Pelplin ma w znacznej mierze przebiegać po trasie obecnej linii 220 kV Jasiniec – Gdańsk Błonia i zostanie zdemontowana).

Ponadto, w związku ze spodziewanym rozwojem energetyki wiatrowej w rejonie Żuław i ich otoczeniu, dobrym rozwiązaniem byłoby zbudowanie stacji elektroenergetycznej 400/110 kV w rejonie Nowego Dworu Gdańskiego na wcięciu w linię Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki.

Kolejnym postulatem do uwzględnienia w planach rozwojowych PSE – Operator S.A. powinno być prowadzenie nowych linii 400 kV po trasach obecnych linii 220 kV lub linii 110 kV (w tym ostatnim przypadku należy dążyć w miarę możliwości do budowy linii dwunapięciowych).

Rozwiązanie takie (uwzględnione w projekcie zmiany planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Pomorskiego) pozwoli zmniejszyć uciążliwość nowych linii i zajętość terenu na ten cel.

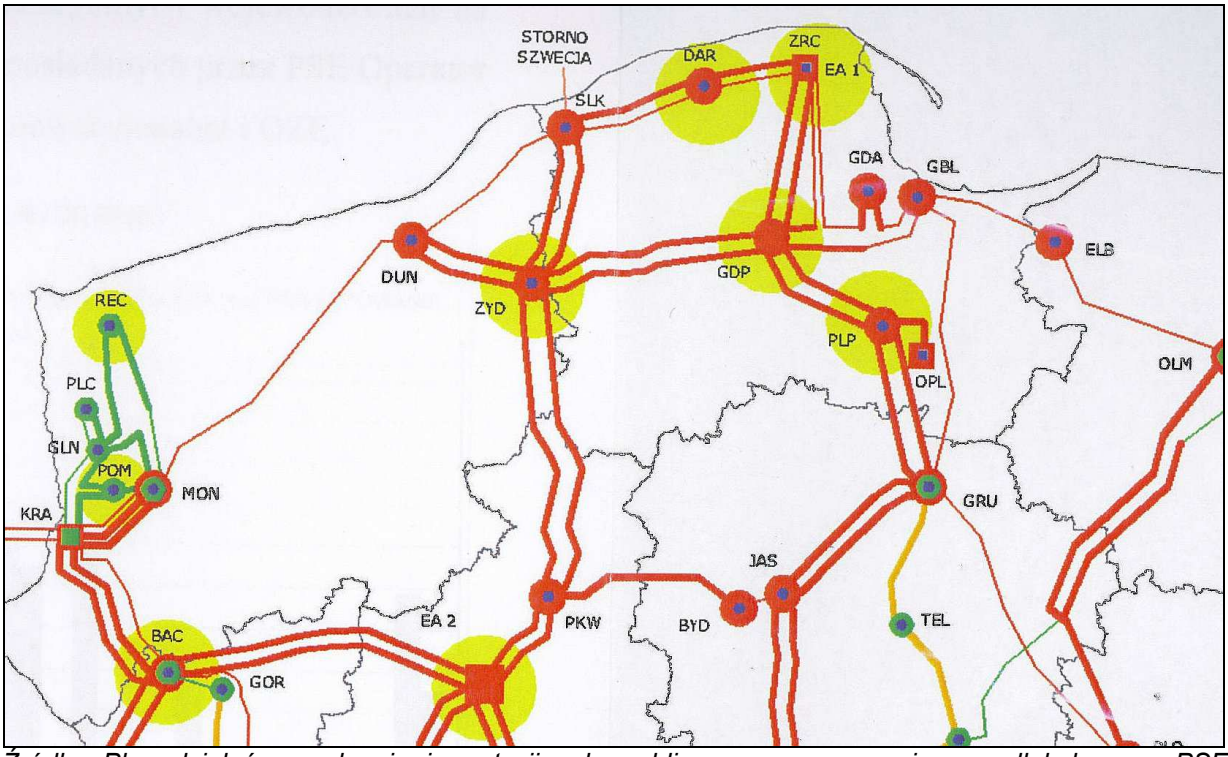
Łączna długość przewidzianych do realizacji na terenie Województwa Pomorskiego linii energetycznych 400 kV wyniesie około 470 km i będą to w zdecydowanej większości linie dwutorowe.

W wyniku realizacji zaplanowanych na terenie Województwa Pomorskiego przedsięwzięć przestaną istnieć sieci 220 kV, w całości zastąpione przez sieci 400 kV.

Koszt realizacji zamierzonych planów realizowanych na terenie Województwa Pomorskiego można wstępnie szacować na około 2,5 do 3 miliardów PLN (w cenach aktualnych). Oznacza to średnie tempo wydatkowania środków na poziomie około 125 do 150 mln PLN rocznie (ze spiętrzeniem sięgającym nawet 250 mln PLN rocznie około roku 2020).

Graficzne przedstawienie planowanych inwestycji przedstawia Rysunek 7-6.

Rysunek 7-6 Planowany docelowy przebieg sieci przesyłowej na terenie Pomorza



Źródło: Plan działań w zakresie inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym – PSE Operator – wrzesień 2009

7.8. Możliwości budowy nowych głównych punktów zasilających 110/15 kV oraz modernizacji istniejących

Potrzeba budowy nowych GPZ-tów 110/15 kV lub modernizacji zasilania już istniejących będzie wynikać z następujących lokalnych uwarunkowań:

- potrzeby wprowadzenia nowych stacji, jako dodatkowego źródła zasilania obecnej mocno obciążonej sieci średniego napięcia w miejscach dużej koncentracji odbioru energii elektrycznej (dotyczy to w szczególności obszaru metropolitalnego);
- potrzeby skrócenia tras zasilania na sieciach średniego napięcia w miejscach, gdzie są one zbyt długie;
- zapewnienia zasilania pojawiających się nowych, dużych odbiorców energii elektrycznej,
- zapewnienia drugostronnego zasilania już istniejących stacji.

Decyzje o realizacji poszczególnych stacji transformatorowych 110/15 kV, powinny zapadać sukcesywnie, w miarę zwiększającego się zapotrzebowania.

Planowane działania rozwojowe i modernizacyjne sieci 110 kV i GPZ-tów 110/15 kV (według PZP Województwa Pomorskiego i danych pochodzących od Energia – Operator) obejmują realizację następujących celów:

A) zwiększenie pewności zasilania systemu dystrybucyjnego, poprawa sprawności i dostosowanie istniejących obiektów sieciowych do wymagań ochrony środowiska poprzez modernizację i budowę linii 110kV i stacji 110/15 kV:

   a. linie wysokiego napięcia 110 kV:

      - Brusy – Czersk,
      - Gdańsk Błonia – Maćkowy– Pruszcz Gdański,
      - Żarnowiec – Łebno – Sierakowice,
      - Gdynia Chylonia – Dębogórze – Reda,
      - Żarnowiec – Gdynia Zachód,
      - Gdańsk Zaspa – Brętowo – Kokoszki,
      - Pruszcz Gdański – Pruszcz Południe – Pszczółki – Miłobądz,
      - Gdańsk Chełm – Śródmieście –Stocznia,
      - Gdańsk II – Stocznia (Młode Miasto) – Motława,
      - Pelplin – Starogard Gdański – Czarna Woda,
      - Pelplin – Subkowy,
      - Pelplin – Lignowy,
      - Pelplin – Malbork,
      - Pelplin – Gniew – Kwidzyn,
      - Majewo – Skórcz,
      - Żydowo – Miastko – Ostrowite,
      - Słupsk Wierzbięcino – Ustka,
      - Słupsk Wierzbięcino – Słupsk Poznańska,
      - Sławno – Słupsk Wierzbięcino,
      - Słupsk Grunwaldzka – Wandy,
      - Słupsk Poznańska – Szczecińska - Grunwaldzka

   b. GPZ 110/15 kV w:

      - Choczewie (na linii Opalino - Wicko),
      - Dzierzgoniu (wraz z nowymi liniami Malbork – Dzierzgoń –Mikołajki Pomorskie),
      - Gdańsku:
        - Brętowo (wraz z nową linią Gdańsk Zaspa – Brętowo – Kokoszki),
        - Maćkowy (wraz z nową linią Gdańsk Błonia – Maćkowy – Pruszcz),
        - Nowy Port,
        - Osowa,
        - Gdańsk Politechnika,
        - Śródmieście (wraz z nową linią Gdańsk Chełm – Śródmieście – Gdańsk Młode Miasto),
        - Gdańsk Stogi,
        - Gdańsk Lotnisko,
        - Gdańsk Młode Miasto (inna proponowana nazwa to Gdańsk Stocznia) (wraz z nową linią Gdańsk Chełm – Śródmieście – Gdańsk Młode Miasto oraz nową linią Motława – Gdańsk Nowe Miasto – Gdańsk II),
        - Gdańsk Doki

  - Szadółki;
- Gdyni:
  - Dębogórze (wraz z nową linią Gdynia Chylonia – Dębogórze – Reda),
  - Chwarzno
  - Gdynia Karwiny;
- Gniewie (na nowej linii Pelplin – Gniew – Kwidzyn),
- Karsinie;
- Kościerzynie: Kościerzyna II,
- w gminie Krokowa: Sulicice,
- Nowej Karczmie (na linii Skarszewy – Kościerzyna),
- Nowym Dworze Gdańskim (wraz ze stacją 400/110 kV i nowymi liniami Nowy Dwór - Nowy Staw - Malbork; Nowy Staw - Elbląg; Malbork – Dzierzgoń –Mikołajki Pomorskie),
- Nowym Stawie (wraz z nowymi liniami Nowy Dwór - Nowy Staw – Malbork i Nowy Staw – Elbląg),
- Pelplinie (wraz ze stacją 400/110 kV i nowymi liniami Pelplin – Starogard Gdański – Czarna Woda, Pelplin – Subkowy, Pelplin – Lignowy, Pelplin – Malbork),
- Pruszczu Gdańskim: Pruszcz Południe (wraz z nową linią Pruszcz Gdański – Pruszcz Południe – Pszczółki – Miłobądz) i Rotmanka;
- Pszczółkach (wraz z nową linią Pruszcz Gdański – Pruszcz Południe – Pszczółki – Miłobądz),
- Pucku: Puck i Połczyno (obie na linii Reda – Władysławowo),
- Rowach
- Starogardzie Gdańskim: Kocborowo (na linii Starogard – Skarszewy),
- Skórczu (wraz z nową linią Majewo – Skórcz);
- Słupsku: Słupsk Wandy (wraz z nową linią Słupsk Grunwaldzka – Wandy), Słupsk Ponańska,
- Sopocie: Kamienny Potok (na linii Gdańsk I – Redłowo)
- gminie Szemud: Łebno (wraz z nową linią Żarnowiec – Łebno Sierakowice) i Szemud;
- Tczewie:
  - Tczew Północ (na linie Tczew – Gdańsk Błonia),
  - Swarożyn;
- Trąbkach Wielkich
- Wejherowie: Wejherowo Śmiechowo,
- Zblewie,
- Żukowie: Chwaszczyno. Miszewo

B) w przypadku pojawienia się dużych odbiorców energii elektrycznej konieczność budowy dodatkowych stacji 110/15kV oraz powiązań liniowych z istniejącą siecią 110kV,

C) w przypadku realizacji stacji 400/110kV Nowy Dwór Gdański budowa następujących linii 110kV:

- Nowy Dwór - Nowy Staw - Malbork; Nowy Staw - Elbląg; Malbork - Dzierzgoń; Dzierzgoń –Mikołajki Pomorskie,
- oraz stacji GPZ 110/15 kV Nowy Staw i Dzierzgoń.

D) umożliwienie wyprowadzenia mocy z OZE do krajowej sieci elektroenergetycznej poprzez modernizację lub przebudowę:

- stacji elektroenergetycznych GPZ 110kV/SN: Darżyno, Pieńkowo, Dębnica Kaszubska, Gałąźnia Mała, Obłęże,
- linii 110kV: Sławno – Tychowo; Słupsk Poznańska – Hubalczyków – Darżyno – Lębork Krzywoustego; Sławno – Sianów; Żydowo – Słupsk Poznańska; Człuchów – Chojnice; Bytów – Gałąźnia Mała – Dębnica Kaszubska – Słupsk Poznańska

oraz budowę:

- stacji elektroenergetycznej GPZ 110/SN Wojciechowo dedykowanej dla tych źródeł,
- linii 110kV łączących ww. stacje z istniejącą siecią dystrybucyjną
- w przypadku pojawienia się nowych źródeł OZE nie wyklucza się budowy dodatkowych stacji 110kV oraz powiązań liniowych z siecią 110kV.

Warto również zauważyć, że duża część projektowanych stacji zlokalizowana jest w obszarze metropolitalnym. Aby to zrównoważyć należy realizować budowę nowych stacji w pozostałej części województwa. Lokalizację istniejących i planowanych Głównych punktów Zasilających przedstawia Rysunek 7-6.

7.9. Wpływ budowy przybrzeżnych źródeł elektrycznych na morzu bałtyckim (off-shore) na lądowe systemy elektroenergetyczne województwa pomorskiego

Wykorzystanie obszarów morskich pod posadowienie elektrowni wiatrowych pozwala na uzyskanie wyższych produktywności niż w przypadku projektów realizowanych na lądzie. Pozwala także na osiągnięcie znacznych przyrostów mocy.

Z uwagi na moc potencjalnych farm wiatrowych typu off-shore oraz ilość produkowanej energii, konieczne jest ich podłączenie do transformatorowych stacji systemowych 400 kV. Aktualnie w Województwie Pomorskim istnieje możliwość podłączenia tego typu farm wiatrowych do dwóch stacji transformatorowych: do stacji Słupsk oraz do stacji Żarnowiec. Według planów PSE Operator do roku 2015 w Województwie Pomorskim powstanie stacja transformatorowa Dargoleza, do której również będzie możliwe podłączenie farmy wiatrowej na morzu.

7.10. Aspekty finansowe realizacji programu

Realizacja tak specjalistycznych zadań, jakimi są wielomiliardowe inwestycje w sektorze elektroenergetycznym finansowana będzie głównie ze środków własnych i kredytów komercyjnych zainteresowanych inwestorów. Województwo Pomorskie w zasadzie nie posiada środków oraz umocowania prawnego dla finansowania tego typu przedsięwzięć biznesowych z zakresu elektroenergetyki.

Fundusze unijne oferują jednak pewne możliwości finansowania projektów z zakresu elektroenergetyki, w szczególności z zakresu poprawy efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii. Instrumentem wsparcia z tego zakresu jest *Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko*, gdzie w ramach priorytetów IX *Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna,* oraz

X *Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii* można pozyskać środki na realizację inwestycji elektroenergetycznych. Przyjmując, że inwestorzy z województwa pomorskiego wykorzystają środki pomocowe na poziomie 150 mln. zł, będzie to stanowić poniżej 0,25 % łącznych nakładów inwestycyjnych wymagających realizacji scenariusza zrównoważonego rozwoju.

Uzupełnieniem dla powyższego jest *Regionalny Program Operacyjny*. Potencjalny inwestor chcący zrealizować inwestycję dotyczącą budowy lub zwiększania mocy jednostek wytwarzania energii elektrycznej o wartości projektu do 20 mln zł może ubiegać się o dofinansowanie w ramach tego programu. Należy jednak zauważyć, że szacowane w niniejszym dokumencie całkowite nakłady inwestycyjne na realizację scenariusza zrównoważonego rozwoju kształtują się na poziomie 65 260 mln. zł, natomiast przewidywane w RPO Województwa Pomorskiego środki finansowe na projekty, w których realizowane powinny być systemy i urządzenia elektroenergetyczne kształtują się na poziomie 17 mln. zł, co w odniesieniu do łącznych przewidywanych nakładów inwestycyjnych przewidzianych na realizację scenariusza zrównoważonego rozwoju stanowi mniej 0,03% (mniej niż 3 promile).

8. Szanse i zagrożenia oraz silne i słabe strony sektora elektro-energetycznego - analiza SWOT

Analizę SWOT przeprowadzono osobno dla poszczególnych elementów związanych z sektorem elektroenergetycznym.

8.1. Budowa źródeł energii elektrycznej

8.1.1. Źródła konwencjonalne węglowe

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
• Gdańsk (obok Świnoujścia) jedynym potencjalnym portem dla importu węgla • Dobre powiązanie kolejowe ze śląskimi kopalniami, (pomimo dużej odległości) • Możliwość wykorzystania otwartych obiegów chłodzenia, podnoszących sprawność wytwarzania (Dolina Wisły, Port w Gdańsku) • Dostępność fachowych kadr dla elektrowni cieplnej • Port węglowy w Gdańsku z możliwością łatwego przystosowania do importu węgla	• Duża odległość od polskich kopalń węgla, (choć dobre powiązanie kolejowe ze Śląskiem)
SZANSE	**ZAGROŻENIA**
• Inwestorzy zainteresowani budową nowych mocy • Deficyt mocy w sąsiednich województwach • Możliwość pokrycia potrzeb energetycznych sąsiednich województw i zwiększenia ich bezpieczeństwa energetycznego • Wypieranie starych i niskosprawnych źródeł energii elektrycznej zlokalizowanych w innych rejonach Polski • Zmniejszenie uzależnienia od funkcjonowania systemu przesyłowego • Możliwości „odpowiedzi" systemu na moc wprowadzaną ze strony systemu niemieckiego • „Spłaszczenie" obciążeń sieci przesyłowej	• Konflikty z rozwojem turystyki • Konflikty ekologiczne • Preferowanie przez kraje „starej Unii" (o wysokim poziomie produkcji i konsumpcji energii elektrycznej) nadmiernie restrykcyjnych przepisów ochrony środowiska

Przedstawiona analiza SWOT wskazuje, że szanse rozwoju trzeba wiązać z lepszymi warunkami rozwoju energetyki konwencjonalnej opartej o węgiel w porównaniu do sąsiednich województw (warunki te są generalnie dobre na tle Polski, jako całości), a co za tym idzie z możliwością zasilania w energię tychże województw.

Zagrożenia mają charakter nie swoisty, to znaczy że praktycznie taka sama sytuacja jest w całej Polsce.

Tym samym, na tle Polski, Województwo Pomorskie ma szanse większe od przeciętnych, a zagrożenia typowe dla całej Polski. Region ma zatem lepsze warunki do rozwoju źródeł konwencjonalnych niż w innych częściach Polski.

Dodatkowo warto podkreślić, że rozwój energetyki konwencjonalnej będzie elementem stymulującym rozwój systemów przesyłowych. Rozwój źródeł konwencjonalnych przyczyni się do zwiększenia stopnia wykorzystania sieci przesyłowych (bardziej stałe w czasie przepływy), poprawiając ekonomię przesyłu i tym samym stwarzając impuls ekonomiczny do jej rozwoju.

8.1.2. Źródła konwencjonalne gazowe

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
• Prawie istniejący nowoczesny gazociąg Włocławek – Gdynia (wymaga około 37 km do ukończenia) • Już istniejący i rozbudowywany podziemny magazyn gazu w Kosakowie • Możliwość wykorzystania otwartych obiegów chłodzenia, podnoszących sprawność wytwarzania (Dolina Wisły, Port w Gdańsku) • Dostępność fachowych kadr dla elektrowni cieplnej	• Dość duża odległość od punktu wejścia do systemu przesyłowego
SZANSE	**ZAGROŻENIA**
• Inwestorzy zainteresowani budową nowych mocy • Deficyt mocy w sąsiednich województwach • Możliwość pokrycia potrzeb energetycznych sąsiednich województw i zwiększenia ich bezpieczeństwa energetycznego • Wypieranie starych i niskosprawnych źródeł energii elektrycznej zlokalizowanych w innych rejonach Polski • Zmniejszenie uzależnienia od funkcjonowania systemu przesyłowego • Szansa budowy drugiego terminalu gazowego w Gdańsku	• Konflikty z rozwojem turystyki • Konflikty ekologiczne

Przedstawiona analiza SWOT wskazuje, że na obecnym etapie szanse rozwoju trzeba wiązać ze stosunkowo mniejszymi jednostkami (za takie należy uznać w tym przypadku nawet obiekty nowej elektrociepłowni Lotos), a także z mini- i mikrokogeneracją.

W przypadku powstania drugiego terminala gazowego w Gdańsku, pojawiają się bardzo korzystne warunki do rozwoju dużego źródła energii elektrycznej, opalanego gazem.

Na tle Polski, Województwo Pomorskie ma szanse nieco większe od przeciętnych, a zagrożenia typowe dla całej Polski. Region na ma zatem lepsze warunki do rozwoju źródeł konwencjonalnych gazowych niż panujące w innych częściach Polski.

Dodatkowo warto podkreślić, że rozwój energetyki konwencjonalnej gazowej będzie elementem stymulującym rozwój systemów przesyłowych. Rozwój źródeł konwencjonalnych przyczyni się do zwiększenia stopnia wykorzystania sieci

przesyłowych (bardziej stałe w czasie przepływy), poprawiając ekonomię przesyłu i tym samym stwarzając impuls ekonomiczny do jej rozwoju.

8.1.3. Źródła jądrowe

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
• Żarnowiec jest najbardziej zaawansowaną lokalizacją w Polsce: elektrownia szczytowo-pompowa w sąsiedztwie, układ wyprowadzenia mocy bardzo mocno zaawansowany, przeprowadzona certyfikacja lokalizacji	• Dostępność kompleksowo rozumianej technologii jądrowej – w Europie w ostatnim dwudziestoleciu praktycznie prawie nie realizowano elektrowni jądrowych • Zrzut ciepła ze skraplaczy do Jeziora Żarnowieckiego jest mniej korzystny niż do płynącej rzeki lub morza (w kategoriach sprawności wytwarzania i ekologicznych)
SZANSE	**ZAGROŻENIA**
• Inwestorzy zainteresowani budową elektrowni jądrowej • Świadomość ze strony Rządu silnych stron Żarnowca • Postawienie przez władze centralne na szybki rozwój energetyki jądrowej • Możliwość wdrażania nowych technologii i rozwoju firm kooperujących	• Konflikty społeczne • Postawienie przez władze centralne na wybór lokalizacji elektrowni gwarantującej maksymalizację sprawności wytwarzania • Opóźnienie realizacji elektrowni w Żarnowcu z przyczyn wewnętrznych może spowodować trwałe odpadnięcie tej lokalizacji

Sytuacja rozwoju energetyki jądrowej jest pod pewnymi względami zbliżona do energetyki konwencjonalnej, ale będzie stanowić dodatkowy impuls dla rozwoju nowych technologii.

Wybór okolic Jeziora Żarnowieckiego jako miejsca lokalizacji elektrowni jądrowej pozwala na najszybsze wybudowanie takiej elektrowni w Polsce. Wynika to ze stanu zaawansowania rozwoju infrastruktury.

Lokalizacja elektrowni jądrowej w rejonie jeziora Żarnowieckiego pozwoli przyspieszyć czas realizacji inwestycji nawet o 10 lat w odniesieniu do lokalizacji takiej elektrowni na zupełnie nowym terenie („Greenfield Project").

Z drugiej strony lokalizacja w dolinie dużej rzeki (dolina Wisły, Odry, Bugu, Narwi, Warty) lub na brzegu morskim pozwoliłaby na zastosowanie otwartego układu chłodzenia o wyższej sprawności.

Biorąc pod uwagę oba powyższe argumenty, należy typować okolice Żarnowca, jako najbardziej optymalną lokalizację dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, natomiast kolejne powinny powstawać w miejscach o optymalnych warunkach chłodzenia.

Przy ocenie szans i zagrożeń należy zwrócić uwagę na fakt, że niemal wszystkie decyzje związane z wyborem lokalizacji będą podejmowane na szczeblu centralnym, a przy wyborze ostatecznej technologii istotne znaczenie będzie miała kompleksowość kontraktu, a więc nie tylko podejście „projektuj – wyprodukuj – dostarcz – zbuduj – uruchom", ale także zapewnienie długoterminowej dostawy paliwa jądrowego i odbioru zużytych elementów paliwowych.

8.1.4. Źródła odnawialne

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
• Duży potencjał energii wiatru (ścisła czołówka Polski) • Spore zasoby biomasy na cele produkcji biogazu (także z dedykowanych upraw)	• Wyczerpywanie się zdolności obecnie istniejących sieci elektroenergetycznych • Dalszy rozwój wymaga znacznych inwestycji w rozwój sieci elektroenergetycznych, także poza obszarem województwa • Gorsza przewidywalność pracy źródeł odnawialnych (szczególnie dotyczy to energetyki wiatrowej)
SZANSE	**ZAGROŻENIA**
• Inwestorzy zainteresowani budową OZE na zasadach komercyjnych • Możliwość wykorzystania już zrealizowanych projektów do celów demonstracyjnych • Możliwość pozyskania finansowania zewnętrznego na preferencyjnych warunkach	• Brak dostatecznego przyszłego rozwoju sieci elektroenergetycznej ze względów proceduralnych lub z braku środków • Konflikty z rozwojem turystyki • Konflikty ekologiczne • Brak dostępności finansowania rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych • W przypadku przyjęcia modelu opłat węzłowych za przesył energii (zamiast modelu „copper plate") zmienność produkcji energii z OZE wpłynie na wzrost kosztów przesyłu

Rozwój odnawialnych źródeł energii związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej może odbywać się na zasadach rynkowych (w ten sposób działa system Zielonych Certyfikatów).

Województwo Pomorskie, z racji swojego potencjału, może stać się wiodącym producentem „Zielonych certyfikatów" w skali kraju.

Z drugiej strony, rozwój OZE w na ogół nie poprawia bezpieczeństwa energetycznego (ze względu na brak możliwości dysponowania mocą – chyba, że moc elektrowni, zwłaszcza wiatrowych, byłaby regulowana w zależności od potrzeb systemu).

Dalszy rozwój OZE wymaga silnego wzmocnienia sieci przesyłowych (sieci muszą zostać zwymiarowane na maksymalne warunki produkcji albo musi być zapewniona możliwość limitowania produkcji energii ze źródeł odnawialnych).

8.2. Budowa i rozbudowa systemów przesyłu energii elektrycznej

8.2.1. Sieci przesyłowe 400 i 220 kV

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
• Możliwość wykorzystania obecnych tras linii 220 kV do przebudowy na linie 400 kV (lub 2 x 400 kV) w ramach tych samych lub podobnych stref ochronnych	• Uzyskanie efektu wymaga kompleksowego działania (nawet w skali kilku województw)
SZANSE	**ZAGROŻENIA**
• Zmiana uregulowań prawnych („prawo drogi" dla sieci przesyłowych)	• Konflikty społeczne • Brak zdolności realizacyjnych (także brak środków finansowych) wobec skali działań koniecznych w skali kraju

Plany PSE - Operator dotyczące całej Polski są bardzo rozległe, stąd zagrożenie że nie wszystkie będą mogły być zrealizowane. Istotnym jest, aby zamierzenia dotyczące Województwa Pomorskiego znalazły się wysoko w „rankingu" projektów rozwojowych.

Ewentualne zmniejszenie zmienności obciążenia poszczególnych odcinków sieci (na skutek wzrostu udziału energii pochodzącej ze źródeł konwencjonalnych lub jądrowych pracujących w podstawie) będzie stawiało takie projekty wyżej we wspomnianym rankingu.

8.2.2. Sieci rozdzielcze 110 kV

SILNE STRONY	SŁABE STRONY
• ENERGA na bieżąco monitoruje sytuację	• Największe potrzeby (związane zasilaniem nowych odbiorców) będą się pojawiały w obszarach silnie zurbanizowanych • Konieczność finansowania ze środków pochodzących z taryf
SZANSE	**ZAGROŻENIA**
• Zmiana uregulowań prawnych („prawo drogi" dla sieci przesyłowych)	• Konflikty społeczne • Brak zdolności realizacyjnych (zwłaszcza środków finansowych) wobec skali działań • Brak rezerwy terenu w planach zagospodarowania przestrzennego

Ostateczne decyzje będą podejmowane, przynajmniej w części związanej z koniecznością narastania lokalnych potrzeb energii, na bieżąco - zależnie od rozwoju rynku energii elektrycznej.

W planowaniu przestrzennym należy jednak rezerwować tereny pod sieci nawet na wyrost.

9. Scenariusze rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego

9.1. Założenia do scenariuszy

Podstawowe założenia do scenariuszy, opisujących modernizację i rozwój sektora elektroenergetycznego w województwie pomorskim, zostały przyjęte na podstawie analiz obejmujących aktualny stanu techniczny systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, potencjał wytwórczy największych źródeł energii elektrycznej, istniejący potencjał odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz aktualny bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego.

Opracowane poniżej scenariusze są zgodne z podstawowymi założeniami przedstawionymi w RSE[1], a dotyczącymi:

- **bezpieczeństwa energetycznego regionu**, rozumianego jako zabezpieczenie i niezawodność dostaw nośników energii i paliw i realizowanego w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony;
- **poprawy efektywności energetycznej** w całym sektorze energetycznym, tj. działań realizowanych przez producentów energii, dystrybutorów i dostawców, a także odbiorców energii końcowej - w szczególności akcentowane są działania w ramach programów termomodernizacyjnych;
- **bezpieczeństwa ekologicznego,** rozumianego jako dbałość o środowisko naturalne przy zachowaniu zasad zrównoważonego rozwoju regionu.
- **zwiększenia udziału źródeł odnawialnych,** tj. zwiększenia udziału procentowego energii produkowanej w źródłach odnawialnych w ogólnym bilansie paliw i energii oraz w bilansie energii końcowej.

Założenia dotyczące scenariuszy przedstawiono poniżej w następującym podziale tematycznym:

A. <u>Założenia ogólne dotyczące poprawy bezpieczeństwa energetycznego.</u> Przyjęto założenie, że proponowany do realizacji scenariusz powinien zapewnić bezpieczeństwo energetyczne województwa pomorskiego poprzez znaczącą zmianę relacji w aktualnym bilansie produkcji i zużycia energii elektrycznej w województwie na korzyść produkcji energii elektrycznej. Deficyt mocy elektrycznej, w połączeniu z niedostatecznie rozbudowaną i gwarantującą pewność zasilania infrastrukturą przesyłową, stanowi główny problem techniczny z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego.

   Podstawowe informacje:

   1. Zgodnie z danymi przedstawionymi w pierwszej części opracowania (Rozdział 3.2) całkowita produkcja brutto energii elektrycznej w latach 2007 i 2008 wynosiła odpowiednio 2,95 TWh i 2,92 TWh.

[1] Regionalna Strategia Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych na lata 2007÷2025; Załącznik do uchwały Sejmiku Województwa Pomorskiego nr 1098/LII/06 z dnia 23.10.2006.

2. Zużycie energii elektrycznej brutto w województwie pomorskim, w latach 2007 i 2008 wyniosło odpowiednio 7,99 TWh i 7,76 TWh.
3. W roku 2008 zainstalowana moc elektryczna we wszystkich źródłach energii elektrycznej łącznie wyniosła 1408 MW_e, natomiast moc elektryczna praktycznie osiągalna, bez źródła szczytowego (Elektrownia Wodna „Żarnowiec" – jest to elektrownia szczytowo-pompowa) i z uwzględnieniem obniżenia mocy dla farm wiatrowych, wyniosła w granicach 500 MW_e.
4. Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej na terenie woj. pomorskiego przeprowadzono z pominięciem wpływu pracy ESP Żarnowiec. Bilans ten sporządzono w oparciu o typowe wskaźniki produkcyjne charakteryzujące dane urządzenia wytwórcze.
5. Stan techniczny sieci elektroenergetycznych jest zróżnicowany. Większość eksploatowanych linii elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych jest w dobrym stanie technicznym, jednakże w wielu rejonach stan techniczny linii nie odpowiada aktualnym wymaganiom technicznym. Najważniejszym problemem infrastruktury elektroenergetycznej jest słabo rozbudowany system sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, co znacząco pogarsza stan bezpieczeństwa energetycznego województwa.
6. Przyjęto, że działania w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych w Województwie Pomorskim, są konieczne i tylko częściowo zależne od realizacji poszczególnych scenariuszy rozwoju źródeł elektroenergetycznych.

B. Poprawa efektywności energetycznej.

Przyjęto następujące założenia:

1. Wprowadzane będą systematycznie rozwiązania techniczne, z jednej strony poprawiające sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach oraz obniżające straty przesyłu i dystrybucji energii, natomiast z drugiej strony rozwiązania techniczne obniżające zużycie energii po stronie odbiorcy.
2. Technologia współspalania biomasy zastosowana w elektrowniach i elektrociepłowniach węglowych nie wpłynie na pogorszenie parametrów eksploatacyjnych elektrowni oraz ich zdolności produkcyjnych. Technologia ta będzie kontynuowana w ograniczonym stopniu.
3. W obliczeniach założono wzrost średniej sprawności wytwarzania energii elektrycznej w zawodowych elektrowniach i elektrociepłowniach węglowych, w KSE średnio o 1,0%÷1,5% w okresie 5 letnim;
4. W obliczeniach założono obniżenie średnich strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej w KSE, średnio o 0,8%÷1,2% w okresie 5 letnim;
5. W obliczeniach przyjęto, sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach węglowych na poziomie 45÷46%, natomiast w nowych elektrowniach gazowych na poziomie 56÷57%;

C. Założenia dotyczące udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w bilansie końcowym zużycia energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego.
Przyjęto założenie, że udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach, w bilansie zapotrzebowania na energię elektryczną w województwie pomorskim, powinien wynosić w granicach 40% - warunek ten powinien bezwzględnie spełniać scenariusz rekomendowany do realizacji. Natomiast udział procentowy tej energii w bilansie końcowym energii elektrycznej w skali kraju powinien osiągnąć poziom 3%.

D. Założenia dotyczące poprawy stanu ochrony środowiska.

Przyjęto założenie, że w wyniku realizacji optymalnego scenariusza nastąpi znaczące zmniejszenie emisji zanieczyszczeń liczonej w skali kraju, przede wszystkim dwutlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłów. W przypadku CO_2 obniżenie emisji określono, na podstawie obliczeń tzw. unikniętej emisji tego gazu w skali kraju. Dla rekomendowanego scenariusza, minimalna roczna uniknięta emisja CO_2 powinna wynosić w granicach 10÷12 mln ton.

Do końca roku 2014 zostanie oddany do eksploatacji Zakład Utylizacji Termicznej Odpadów – takie założenie wynika z przepisów UE nakładających na kraje członkowskie obowiązek zmniejszenia udziału odpadów komunalnych składowanych na składowiskach. W przypadku tego obiektu, założono wykorzystanie ciepła z procesu spalania odpadów do wytwarzania energii elektrycznej.

Założenia dotyczące źródeł energii i wskaźników emisji zanieczyszczeń:

- istniejące elektrociepłownie zachowują obecne wskaźniki emisyjne;
- dla nowych elektrowni węglowych przyjęto wskaźniki wskazywane przez inwestorów dla bloków 800 MW;
- elektrownia jądrowa nie jest źródłem emisji zanieczyszczeń powietrza;
- energetyka wiatrowa nie jest źródłem emisji zanieczyszczeń powietrza;
- biogazownie nie są (bilansowo w okresie roku) źródłem emisji CO_2;
- pozostałe odnawialne źródła energii (np. elektrownie wodne, elektrownie PV) nie są źródłem emisji zanieczyszczeń powietrza;
- przyjęto, że do roku 2025 nie dojdzie do wdrożenia dyrektywy wymagającej stosowanie instalacji do wychwytu i składowania CO_2. Założenie to daje wyższe wskaźniki i wielkości emisji CO_2 w roku 2025 i jest bardziej ostrożne niż gdyby go nie przyjmować.

E. Założenia dotyczące możliwości budowy farm wiatrowych na morzu.

Budowa elektrowni wiatrowych na Morzu Bałtyckim jest przedsięwzięciem bardzo trudnym technicznie i organizacyjnie oraz znacznie bardziej kosztownym niż budowa farm wiatrowych na lądzie. Jednakże budowa tych farm pozwala na

uzyskanie znacznie wyższego wskaźnika wykorzystania zainstalowanej mocy elektrycznej tych elektrowni.

Z uwagi na możliwość produkowania znacznej ilości energii w elektrowniach wiatrowych typu off-shore, konieczne jest ich podłączenie do transformatorowych stacji systemowych 400 kV. Aktualnie w województwie pomorskim istnieje możliwość podłączenia tego typu farm do dwóch stacji transformatorowych: do GPZ „Słupsk" oraz do GPZ „Żarnowiec". Zgodnie z założeniami PSE Operator do roku 2015 w województwie pomorskim powstanie GPZ „Dargoleza", do której również będzie możliwe podłączenie farm wiatrowych eksploatowanych na morzu.

W dniu 13 maja 2009 roku w Warszawie powstało Konsorcjum „Polskie Sieci Morskie". Konsorcjum to podjęło współpracę z Instytutem Morskim w Gdańsku. Celem konsorcjum jest zaprojektowanie, wybudowanie i eksploatacja sieci podmorskich kablowych linii przesyłowych wysokiego napięcia oraz stacji elektroenergetycznych „PSM" na Bałtyku. Za pomocą systemu PSM farmy wiatrowe off-shore będą przyłączane do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, ponadto planowana jest realizacja podmorskich połączeń systemu z krajami sąsiednimi, które pozwolą na transbałtycki przepływ energii elektrycznej (elementy systemu Baltic Grid). Realizacja całości projektu budowy systemu PSM planowana jest na lata 2009-2017.

F. Założenia dotyczące możliwości współpracy elektrowni wiatrowych z elektrownią szczytowo-pompową w Żarnowcu (EW „Żarnowiec") w okresie do roku 2020.

Współpraca elektrowni wiatrowych z EW „Żarnowiec", w okresie do roku 2020, tj. do momentu oddania do eksploatacji elektrowni jądrowej, pozwoli na stabilizację pracy systemu elektroenergetycznego. W okresach zwiększonej produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, część tej energii skierowana zostanie do EW „Żarnowiec" celem pompowania wody do górnego zbiornika (akumulacja energii). Natomiast w okresach obniżonej produkcji energii w elektrowniach wiatrowych, EW „Żarnowiec", pracując w cyklu generatorowym, produkować będzie energię elektryczną, stabilizując (wspomagając) tym samym system elektroenergetyczny – zwiększy się również znacząco średnia osiągalna moc elektryczna takiego układu energetycznego. Po uruchomieniu elektrowni jądrowej EW „Żarnowiec" powinna współpracować z elektrownią jądrową.

Takie rozwiązanie może być uwarunkowane szeregiem ograniczeń organizacyjno-ekonomicznych (np. taryfy opłat), jak również ograniczeń technicznych – w tym ostatnim kontekście należy zwrócić szczególną uwagę na następujące problemy:

- czy praca układu farmy wiatrowe- EW „Żarnowiec" będzie mogła odbywać w sposób stabilny i jakie zmiany w układach regulacji KSE będą konieczne;
- czy, z punktu widzenia czasów i wielkości trwania odchyleń pracy elektrowni wiatrowych pojemność zbiornika górnego elektrowni jest wystarczająca.

G. Założenia dotyczące tranzytu energii elektrycznej na obszarze woj. pomorskiego.

Przez teren woj. pomorskiego realizowany jest tranzyt energii elektrycznej do województw ościennych. Wobec braku możliwości przeprowadzenia analizy przyszłych rozpływów (co będzie wynikiem wielowymiarowej zmiany rozłożenia

produkcji energii elektrycznej, zmian zapotrzebowania w poszczególnych węzłach sieci i powstawania nowych powiązań sieciowych) przyjęto założenie, że utrzymają się rozpływy zbliżone do obecnych. Jednak w sytuacji, kiedy w Województwie Pomorskim będą występowały trwałe nadwyżki mocy elektrycznej, zagadnienie tranzytu pominięto, gdyż można oceniać, że zostanie on zastąpiony przesyłem tej mocy pochodzącej z Województwa Pomorskiego.

H. Założenia dotyczące działań innowacyjnych w sektorze elektroenergetycznym.

Przyjęto, że w sektorze elektroenergetycznym, wprowadzonych zostanie szereg działań innowacyjnych, w szczególności:

- budowa Parków Energii Wysokiej Jakości (PEWJ), które za odpowiednią dodatkową opłatą, zaoferują potencjalnym inwestorom energię elektryczną o wyższym standardzie jakościowym i wyższej pewności zasilania niż jest to aktualnie wymagane i dostępne (prace nad tym zagadnieniem już się toczą i należy je kontynuować);
- określenie optymalnych obszarów rozwoju energetyki wiatrowej na morzu, z uwzględnieniem uwarunkowań technicznych, nawigacyjnych, ekologicznych, obronnych i innych;
- wypracowanie warunków technicznych oraz określenie relacji prawnych i ekonomicznych dotyczących współpracy elektrowni wiatrowych z Elektrownią Szczytowo-Pompową w Żarnowcu;
- opracowanie analiz i projektów technicznych dla inwestycji energetycznych obejmujących zagospodarowanie chwilowych nadwyżek energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowych do produkcji wodoru na potrzeby przyszłej energetyki wodorowej - w przypadku pozytywnych wyników z prowadzonych badań w tym zakresie, należy prowadzić starania o pozyskanie środków unijnych na dalszy rozwój tego typu projektu.

I. Założenia dotyczące finansowania inwestycji energetycznych.

Nakłady inwestycyjne przedstawiono w polskiej walucie PLN. Część nakładów inwestycyjnych skalkulowanych w EUR przeliczono na PLN wg. kursu NBP z dnia 05.02.2010, tj. 4,0921 PLN/EUR.

Nakłady inwestycyjne określono przyjmując następujące wskaźniki:

- dla elektrowni jądrowej – koszt budowy bloku (1600 MW) na poziomie 4 500 mln EUR (uwaga, wartość ta jest opatrzona stosunkowo największą niepewnością – gdyż nie ma możliwości jej zweryfikowania póki nie zostaną zakończone obecnie realizowane projekty elektrowni jądrowych w Europie);
- dla elektrowni węglowych – koszt budowy bloku (800÷900 MW brutto) na poziomie 1 400 mln EUR za blok (przy założeniu otwartego obiegu chłodzenia), przy czym doświadczenia z obecnie realizowanych w Europie elektrowni (Wilhelmshaven, Kingsnorth) wykazują, ze przy tej wielkości bloków i przy dostępnych obecnie na rynku konstrukcjach efekt oszczędności z budowy dwóch bloków w tej samej lokalizacji jest do pominięcia (w granicach błędu);

- dla elektrowni wiatrowych na lądzie przyjęto wskaźnik nakładów inwestycyjnych na poziomie 1,9 mln EUR za MW (uwzględnia pozyskanie prawa do terenu, dostawy, montaż, budowę dróg montażowych i serwisowych, wyprowadzenie mocy);
- dla elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na morzu off-shore przyjęto wskaźnik nakładów inwestycyjnych na poziomie 3,5 mln EUR za MW (koszty budowy podrażają wysokie opłaty za transport sprzętu i personelu, użycie ciężkiego specjalistycznego sprzętu budowlanego i morskiego, oraz budowa podwodnej linii kablowej);
- dla elektrowni biogazowych przyjęto wskaźnik 3 mln EUR za MW (uwzględnia także inwestycje konieczne w infrastrukturę do pozyskania i magazynowania biomasy);
- dla innych źródeł odnawialnych przyjęty został średni wskaźnik nakładów inwestycyjnych na poziomie 2,5 mln EUR za MW;
- dla sieci elektroenergetycznych koszty oszacowano w oparciu o przedstawione zakresy inwestycji.

9.2. Scenariusz nr I - scenariusz zaniechania (stagnacji)

9.2.1. Scenariusz zaniechania - założenia

Scenariusz nr I, określany dalej jako scenariusz zaniechania, zakłada brak większych inwestycji strategicznych w sektorze elektroenergetycznym na terenie województwa pomorskiego. W okresie do 2025 roku nie powstaną żadne nowe duże źródła energii elektrycznej, natomiast inwestycje w zakresie sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych będą ograniczone praktycznie tylko do inwestycji reelektryfikacyjnych, tj. do niezbędnych modernizacji lub inwestycji odtwarzających już istniejące systemy elektroenergetyczne.

Scenariusz nr I zakłada jedynie realizację planowanych do roku 2010 projektów budowy nowych źródeł energii elektrycznej, jak również kontynuację projektów obejmujących modernizację lub rozbudowę istniejących źródeł. W tym kontekście należy wymienić dwie większe inwestycje, które niezależnie od innych uwarunkowań, powinny zostać zrealizowane do roku 2015. Do tych inwestycji zaliczono:

- budowę w Gdańsku, w rafinerii LOTOS elektrociepłowni gazowej – faktycznie inwestycja ta jest modernizacją istniejącej elektrociepłowni, polegającą na budowie bloku energetycznego z turbiną gazową o mocy elektrycznej ok. 200 MW_e;
- budowę w rejonie Trójmiasta Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów, wyposażonego z blok energetyczny o mocy elektrycznej w granicach 10 MW_e.

W scenariuszu nr I przyjęto również założenie, że na terenie woj. pomorskiego będzie realizowany program budowy biogazowni, jak również będą realizowane programy budowy innych odnawialnych źródeł energii elektrycznej, głównie farm wiatrowych. Programy te będą jednak realizowane na poziomie minimalnym.

Ponadto założono bardzo ograniczone inwestycje w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych. Inwestycje te będą realizowane jedynie w minimalnym zakresie, tak aby zapewnić dalsza bezpieczną eksploatację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Nakłady inwestycyjne poniesione na rozwój sieci elektroenergetycznych zostały przyjęte na poziomie połowy wartości nakładów, jakie założono na rozwój sieci dystrybucyjnych do roku 2025 na terenie województwa pomorskiego w wariancie A (0).

9.2.2. Scenariusz zaniechania - bilans mocy i energii elektrycznej

W Tab. 9.1 ÷ Tab. 9.4 przedstawiono wyniki przeprowadzonych analiz i symulacji dla scenariusza nr I, uwzględniających następujące parametry:

- bilanse mocy i energii elektrycznej;
- prognozy unikniętej emisji wybranych zanieczyszczeń;
- przewidywane (w cenach dzisiejszych) nakłady inwestycyjne;
- wybrane wskaźniki kosztów jednostkowych w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.1 przedstawia zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną w okresie szczytu w sezonie grzewczym i w okresie letnim, jak również bilanse mocy elektrycznej w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025. W tabeli uwzględniono również następujące parametry:

- moc elektryczna zainstalowana w nowych konwencjonalnych źródłach energii;
- moc elektryczna osiągalna w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- łączna moc zainstalowanych źródeł energii elektrycznej;
- łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna źródeł energii elektrycznej;
- deficyt lub nadwyżka średniej dyspozycyjnej mocy elektrycznej odniesionej do zapotrzebowania szczytowego w sezonie grzewczym.

Ponadto w Tab. 9.1 przedstawiono również udziały procentowe źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym scenariusza nr I, tj.:

- udział źródeł odnawialnych w łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej liczonej bez źródeł szczytowych (bez udziału elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec");
- udział źródeł odnawialnych w łącznej mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej liczonej bez źródeł szczytowych (j.w.).

Tab. 9.1 Moc elektryczna źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr I)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc elektryczna nowych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	210	210
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	0	0	0
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[MWe]	9	18	26
EC opalane biomasą	[MWe]	4	8	12
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	50	100	150
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	0	0	0
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	[MWe]	**63**	**126**	**188**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**744**	**739**	**796**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	273	336	398
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**1 046**	**1 187**	**1 398**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	178	245	302
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**-896**	**-1 012**	**-1 154**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	45,9%	58,4%	64,7%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	23,9%	33,1%	38,0%

W Tab. 9.2 przedstawiono produkcję energii elektrycznej w źródłach aktualnie istniejących (tj. eksploatowanych przed rokiem 2010), przewidywane bilanse produkcji i zapotrzebowania energii elektrycznej oraz udziały procentowe źródeł odnawialnych w bilansie produkcji energii elektrycznej w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025. W tabeli przedstawiono również następujące parametry:

- produkcja energii elektrycznej w nowych konwencjonalnych źródłach energii;
- produkcja energii elektrycznej w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- produkcja energii elektrycznej łącznie we wszystkich zainstalowanych źródłach;
- produkcja energii elektrycznej łącznie w konwencjonalnych i odnawialnych źródłach;
- energia importowana do województwa pomorskiego z KSE;
- energia eksportowana z obszaru województwa pomorskiego do KSE;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w woj. pomorskim (bez elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec") w łącznej energii elektrycznej produkowanej w Polsce, odpowiednio w latach 2015÷2025;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych w woj. pomorskim, w energii finalnej w Polsce, odpowiednio w latach 2015÷2025.

Tab. 9.2 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr I)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	1 463	1 460
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	0	0	0
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	59	118	177
EC opalane biomasą	[GWh]	26	53	79
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	394	788	1 180
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	0	0	0
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	[GWh]	479	959	1 436
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	1 942	2 422	2 896
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	1 121	1 621	2 072
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	3 531	3 105	3 104
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	[GWh]	**4 652**	**4 727**	**5 176**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	-4 248	-5 163	-5 831
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczną	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	4 652	4 727	5 176
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskiego	[GWh]	4 248	5 163	5 831
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja en. el. z OZE w woj. pomorskim	[GWh]	**1 121**	**1 621**	**2 072**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	2,74%	2,60%	2,63%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	24,09%	34,30%	40,03%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	0,75%	1,01%	1,20%

W Tab. 9.3 przedstawiono prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla (CO_2) i dwutlenku siarki (SO_2), w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

W przypadku, gdy działania proponowane do realizacji w danym scenariuszu nie przyniosą efektów w postaci uniknięte emisji zanieczyszczeń – co będzie miało miejsce w przypadku stosunkowo niskiej produkcji energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego, a tym samym importu energii z KSE, istotnym parametrem będzie wielkość dodatkowej emisji CO_2, jaka będzie miała miejsce w centralnej i południowej części Polski.

Tab. 9.3 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr I)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	4,69	5,48	5,95
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	0,00	0,00	0,00

W Tab. 9.4 przedstawiono szacunkowe wielkości nakładów inwestycyjnych, jakie zostaną poniesione w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025, w ramach działań proponowanych w scenariuszu nr I. Tabela ilustruje zarówno nakłady na rozbudowę i modernizację linii przesyłowych i dystrybucyjnych, jak i nakłady poniesione na budowę konwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii.

Tab. 9.4 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 202, 2025 (scenariusz nr I)

Nakłady finansowe / wskaźniki kosztów		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne	[mln PLN]	170	330	500
Nowe źródła energii elektrycznej:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[mln PLN]	1 070	1 070	1 070
Elektrownie zawodowe:	[mln PLN]	0	0	0
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[mln PLN]	110	220	320
EC opalane biomasą	[mln PLN]	40	80	120
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[mln PLN]	1 560	3 120	4 670
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[mln PLN]	0	0	0
Nowe źródła odnawialne łącznie:	[mln PLN]	1 710	3 420	5 110
Nakłady inwestycyjne łącznie	[mln PLN]	**2 950**	**4 820**	**6 680**

Uwagi do scenariusza nr I

1. W scenariuszu nr I, w zakresie inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, zakłada się jedynie kontynuację planowanych i rozpoczętych do roku 2010 projektów rozbudowy i modernizacji źródeł energii elektrycznej oraz minimalne inwestycje w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych – jedynie w stopniu zapewniającym ich dalszą eksploatację.
2. Scenariusz zaniechania oznacza trwały deficyt energii elektrycznej w Województwie Pomorskim. Zgodnie z tym scenariuszem, konieczny będzie stały znaczny przesył energii elektrycznej z Krajowego Systemu Energetycznego. Województwo

Pomorskie w dalszym ciągu pozostanie importerem energii elektrycznej – docelowo import ten będzie pokrywał w granicach 50÷55 % całkowitego zapotrzebowania województwa na energię elektryczną. Równocześnie, do roku 2025 obniży się udział województwa w produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce z 2,74% do 2,63%.

3. Bezpieczeństwo energetyczne będzie praktycznie całkowicie uzależnione od jakości i niezawodności funkcjonowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych - jedynie modernizacja i rozbudowa tych sieci może, w bardzo ograniczonym stopniu, zapewnić bezpieczeństwo energetyczne Pomorza.
4. Poważnym problemem będzie dalsze, istotne pogorszenie stanu bezpieczeństwa energetycznego. Strategicznym elementem zasilania pozostanie nadal linia 400 kV relacji Płock – Grudziądz - Gdańsk Błonia. Ewentualna awaria tej linii może mieć bardzo poważne konsekwencje a zorganizowanie remontu lub modernizacji (wymagających wyłączenia linii z eksploatacji) będzie bardzo ryzykowne.
5. Scenariusz nr I w niedostatecznym stopniu wykorzystuje naturalne warunki i predyspozycje Województwa Pomorskiego do rozwoju energetyki odnawialnej. Ponadto obniży się zdecydowanie możliwość wykorzystania dostępnych zasobów energii odnawialnej do produkcji energii elektrycznej, np. na skutek wyczerpania się możliwości odbioru energii z nowych lokalnych źródeł OZE.
6. Sektor elektroenergetyczny nie będzie generował impulsów rozwojowych. Z powodu braku inwestycji w rozwój oraz modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych, w rejonie Pomorza nastąpi stopniowe spowolnienie gospodarcze, ponieważ pojawią się problemy z podłączeniem nowych odbiorców energii, głównie podmiotów gospodarczych. Lokalna sytuacja gospodarcza ulegnie stagnacji.
7. Scenariusz zaniechania, w skali kraju przyniesie zdecydowanie skutki negatywne - pogorszy się stan środowiska naturalnego na skutek stale rosnącego importu energii z niskosprawnych konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej.
8. Reasumując, scenariusz nr I (zaniechania) praktycznie nie ma zalet, natomiast posiada szereg przedstawionych powyżej wad, dlatego tez nie powinien być w żadnym przypadku realizowany. Scenariusz ten należy taktować jedynie, jako ostrzeżenie na wypadek zaniechania działań modernizacyjnych i rozwojowych w sektorze elektroenergetycznym woj. pomorskiego.

9.2.3. Scenariusz zaniechania z uwzględnieniem przesyłu energii elektrycznej ze Szwecji – scenariusz nr I(A)

W scenariuszu zaniechania przeanalizowano również wariant, w którym energia elektryczna może być przesyłana ze Szwecji do Polski za pomocą istniejącego wysokonapięciowego kabla prądu stałego (HVDC) o napięciu 450 kV. HVDC jest częścią układu przesyłowego prądu stałego, łączącego miejscowości Starnő w Szwecji i Wierzbięcino k/Słupska w Polsce. Cały system przesyłowy prądu stałego eksploatowany jest od roku 2001 i stanowi część tzw. Pierścienia Bałtyckiego [Kamrat.].

Przedstawiony wariant scenariusza nr I(A) należy traktować, jako hipotetyczny, obrazujący bilans energetyczny oraz zmiany w systemie elektroenergetycznym na

terenie Województwa Pomorskiego, powstałe w wyniku odbioru energii elektrycznej ze Szwecji.

W analizowanym wariancie, opisanym dalej, jako scenariusza nr I(A), przyjęto założenie, że przesyłana będzie ze Szwecji energia elektryczna o mocy w granicach 300 MW_e. Pozostałe założenia przyjęto analogicznie, jak dla scenariusza nr I.

W Tab. 9.5 ÷ Tab. 9.7 przedstawiono dla scenariusza nr I(A) bilans energetyczny woj. pomorskiego, udziały procentowe źródeł odnawialnych w przedstawionych bilansach energetycznych oraz prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla (CO_2) i dwutlenku siarki (SO_2) w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.5 Moc el. źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr I A)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej (-) w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc el. nowych konwencjonalnych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	210	210
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	0	0	0
Energia ze Szwecji	[MWe]	300	300	300
Moc el. nowych źródeł odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[MWe]	9	18	26
EC opalane biomasą	[MWe]	4	8	12
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	50	100	150
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	0	0	0
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	[MWe]	**63**	**126**	**188**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**1 044**	**1 039**	**1 096**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	573	636	698
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**1 346**	**1 487**	**1 698**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	178	245	302
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**-596**	**-712**	**-854**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	35,6%	46,6%	53,2%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	17,0%	23,5%	27,6%

Tab. 9.6 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr I A)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	2,66	3,53	4,08
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**0,00**	**0,00**	**0,00**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	0,00	0,00	0,00

Tab. 9.7 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr I A)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	1 463	1 460
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	0	0	0
Energia ze Szwecji	[GWh]	1 840	1 840	1 840
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	59	118	177
EC opalane biomasą	[GWh]	26	53	79
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	394	788	1 180
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	0	0	0
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	[GWh]	479	959	1 436
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	1 942	2 422	2 896
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	1 121	1 621	2 072
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	3 531	3 105	3 104
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łączniez energią ze Szwecji:	[GWh]	**6 491**	**6 566**	**7 016**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	-2 409	-3 323	-3 991
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczna	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	6 491	6 567	7 016
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskieg	[GWh]	2 409	3 323	3 991
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja en. el. z OZE w woj. pomorskim	[GWh]	**1 121**	**1 621**	**2 072**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	3,82%	3,61%	3,56%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	17,27%	24,69%	29,53%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	0,75%	1,01%	1,20%

Uwagi do scenariusza nr I(A)

1. Aktualnie, wariant scenariusza nr I(A), uwzględniający przesył energii elektrycznej układem przesyłowym HVDC, wydaje się mało prawdopodobny ze względu na niewystarczające rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym Skandynawii, jak również z uwagi na fakt, że priorytet krajów skandynawskich ukierunkowany jest głównie na przesył energii elektrycznej do krajów nadbałtyckich – podpisana została w 2009 roku umowa wstępna na budowę układu przesyłowego o mocy 1000 MW_e pomiędzy Szwecją a Litwą i Łotwą.
2. Scenariusz nr I(A) jest praktycznie bardzo zbieżny z przedstawionym w pkt. 6.2. scenariuszem nr I. W tym przypadku zmieni się jednak kierunek, z którego będzie dostarczana część energii elektrycznej w rejon woj. pomorskiego. Energia elektryczna importowana będzie zarówno z KSE, jak i przesyłana ze Szwecji. Należy podkreślić, że nadal będzie występował silny deficyt energii elektrycznej, który będzie narastał w kolejnych latach osiągając wartość blisko 4 tys GWh w roku 2025 – deficyt ten będzie wynosił ponad 36% przewidywanej do zużycia energii.

3. Scenariusz nr I(A) jest również niekorzystny z uwagi na relacje finansowe, ponieważ część opłat z tytułu podatku VAT odprowadzona zostanie do budżetu krajów skandynawskich.
4. Import energii ze Szwecji nie poprawi bezpieczeństwa energetycznego Województwa Pomorskiego. W związku z tym scenariusz nr I(A) można odrzucić, zwracając uwagę na z następujące fakty:
   - kabel podmorski łączący Szwecję z Polską należy traktować, jako awaryjne źródło zasilania w sytuacjach problemów systemu elektroenergetycznego w północnej Polsce;
   - aktualnie korzystanie z linii kablowej wymaga każdorazowo sprawdzenia bilansu rezerw mocy elektrycznej oraz uzgodnienia dostawy określonej mocy ze szwedzkim operatorem systemu przesyłowego;
   - w przypadku scenariuszy zakładających wzrost produkcji energii elektrycznej w Województwie Pomorskim połączenie to może być brane pod uwagę, jako jedna z możliwości wyprowadzenia energii elektrycznej poza teren województwa.

9.3. Scenariusz nr II - scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej

9.3.1. Scenariusz nr II – założenia

Scenariusz nr II, określany dalej, jako scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego, zakłada rozbudowę oraz maksymalne inwestycje modernizacyjne w tym sektorze w oparciu o rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych oraz budowę kilku nowych konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej.

Scenariusz nr II zakłada, że w okresie do 2025 roku zostanie zbudowanych kilka elektrowni i elektrociepłowni, w tym zarówno elektrownie konwencjonalne opalane węglem i gazem ziemnym, jak i elektrownia jądrowa. Inwestycje w źródła odnawialne ograniczone zostały w tym scenariuszu do minimum, tj. zostaną wykonane tylko te inwestycje, które wynikają np. z programu budowy biogazowni lub wynikają z harmonogramu przyłączania do KSE najbardziej zaawansowanych projektów siłowni wiatrowych.

W scenariuszu nr II przyjęto, że wykonane zostaną następujące inwestycje:

- budowa bloku energetycznego (bloków energetycznych) o mocy 800÷1000 MWe, opalanych węglem w lokalizacji portu w Gdańsku – blok energetyczny będzie również produkował ciepło dla potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego, rozpoczęcie eksploatacji planowane jest na lata 2016÷2018 r.,
- budowa elektrowni węglowej w rejonie dolnej Wisły (rejon doliny Wisły od południowych granic woj. pomorskiego do Tczewa) o mocy 1500÷2000 MW – kolejne bloki energetyczne powstać będą sukcesywnie w latach 2016 do 2019;
- budowa elektrowni jądrowej w rejonie Żarnowca (rejon Jeziora Żarnowiec) o mocy elektrycznej 1400÷1600 MW - przyjęto, że pierwszy blok elektrowni powstanie do końca 2020÷2021;
- budowa elektrociepłowni gazowej w rejonie Rafinerii Lotos w Gdańsku o mocy elektrycznej 200 MW – oddanie do eksploatacji bloku energetycznego przed rokiem 2015;
- budowa elektrowni gazowej przeznaczonej do pracy podstawowej o mocy elektrycznej w granicach 800 MW (dwa bloki po 400 MW) – oddanie do eksploatacji przed rokiem 2015;
- budowa elektrowni gazowej o mocy 300÷500 MW, rezerwowo-regulacyjnej – przewiduje się uruchomienie elektrowni w latach 2016-2019;
- budowa Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów w rejonie Trójmiasta, wyposażonego w blok energetyczny o mocy 10÷15 MW – oddanie do eksploatacji do końca roku 2014;
- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na lądzie w tempie 200 MW zainstalowanej mocy na każde pięciolecie;

- nie będą realizowane projekty budowy farm wiatrowych na morzu (off-shore);
- realizowana będzie budowa biogazowni w ilości 22÷25 na każde pięciolecie – każda o takiej wielkości produkcji biogazu, która zapewni eksploatację bloku energetycznego o mocy elektrycznej w granicach 0,35 MW – założono, że do roku 2025 wybudowanych zostanie 70 biogazowni;
- realizowana będzie budowa innych odnawialnych źródeł energii elektrycznej w tempie 3÷4 MW zainstalowanej mocy na pięciolecie.

Przyjęto również dodatkowe założenia:

- w analizach bilansu przyjęto, że planowe odstawienia bloku jądrowego i bloków energetycznych węglowych będą dobrze skoordynowane i realizowane wg harmonogramu KSE (pomijając stany awaryjne);
- bloki energetyczne jądrowe i węglowe, z racji wysokiej sprawności i niskich kosztów zmiennych, będą pracowały w podstawie obciążenia;
- bloki energetyczne gazowe będą pracowały zarówno w podstawie obciążenia, jak i w szczycie (w przypadku pozytywnego uzasadnienia ekonomicznego) oraz jako źródła rezerwowe.

Generalnie, scenariusz maksymalnych inwestycji w źródła konwencjonalne opiera się na założeniu, że na obszarze Województwa Pomorskiego nastąpi rozwój dużych źródeł energii elektrycznej. Ponadto, scenariusz zakłada również duże inwestycje w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych i dystrybucyjnych. Inwestycje te będą realizowane zgodnie z potrzebami wynikającymi z faktu budowy nowych dużych źródeł energii elektrycznej.

9.3.2. Scenariusz nr II - bilans mocy i energii elektrycznej

W Tab. 9.8 ÷ Tab. 9.11 przedstawiono, analogicznie jak dla scenariusza nr I, wyniki przeprowadzonych analiz i symulacji dla scenariusza nr II, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.8 przedstawia następujące wybrane parametry:

- maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną w okresie szczytu, w sezonie grzewczym i w okresie letnim;
- bilans mocy elektrycznej zainstalowanej w nowych konwencjonalnych źródłach energii oraz w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- bilans łącznej mocy zainstalowanej i łącznej mocy średniej dyspozycyjnej źródeł energii elektrycznej;
- deficyt lub nadwyżka mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej odniesionej do zapotrzebowania szczytowego w sezonie grzewczym;

- udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej liczonej bez źródeł szczytowych (bez elektrowni szczytowo-pompowej „Żarnowiec");
- udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej liczonej bez źródeł szczytowych (j.w.).

Tab. 9.8 Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr II)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej (-) w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc el. nowych konwencjonalnych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	1 010	1 010
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	800	2 800	4 400
Moc el. nowych źródeł odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[MWe]	9	18	25
EC opalane biomasą	[MWe]	4	8	10
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	50	100	150
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	0	0	0
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	[MWe]	**63**	**126**	**185**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**1 544**	**4 339**	**5 993**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	1 073	3 936	5 595
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**1 846**	**4 787**	**6 594**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	178	245	299
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**-96**	**2 589**	**4 043**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	26.0%	14.5%	13.7%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	11.5%	5.6%	5.0%

W Tab. 9.9 przedstawiono następujące parametry:

- bilans produkcji energii elektrycznej w źródłach aktualnie istniejących (eksploatowanych przed rokiem 2010) oraz we wszystkich zainstalowanych źródłach energii elektrycznej;
- bilans perspektywicznego zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej;
- bilans produkcji energii elektrycznej w nowych konwencjonalnych źródłach energii oraz w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- energia importowana do województwa pomorskiego z KSE;
- energia eksportowana z obszaru województwa pomorskiego do KSE;

- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w woj. pomorskim (bez elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec") w łącznej energii elektrycznej produkowanej w Polsce, odpowiednio w latach 2015÷2025;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych w woj. pomorskim, w bilansie energii finalnej w Polsce.

Tab. 9.9 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr II)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	6 719	6 720
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	4 906	19 272	31 880
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	59	118	165
EC opalane biomasą	[GWh]	26	53	66
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	394	788	1 180
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	0	0	0
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	[GWh]	479	959	1 411
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	6 848	26 950	40 011
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	1 121	1 621	2 047
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	8 437	27 633	40 244
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	[GWh]	**9 557**	**29 255**	**42 291**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	657	19 365	30 550
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczną	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskiego	[GWh]	0	0	0
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja energii elektrycznej w OZE	[GWh]	**1 121**	**1 621**	**2 047**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	5.62%	16.07%	21.46%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	11.73%	5.54%	4.84%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	0.75%	1.01%	1.19%

W Tab. 9.10 przedstawiono prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla (CO_2) i dwutlenku siarki (SO_2) w skali kraju, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

W scenariuszu nr II produkcja energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego jest wyższa od zapotrzebowania, dlatego też Województwo Pomorskie będzie eksportowało energię elektryczną do KSE, co oczywiście będzie skutkowało obniżeniem emisji CO_2 i SO_2 w centralnej i południowej części Polski.

Tab. 9.10 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr II)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	0.00	0.00	0.00
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**2.66**	**7.44**	**19.47**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	21.50	45.20	93.90

W Tab. 9.11 przedstawiono szacunkowe wielkości nakładów inwestycyjnych, jakie zostaną poniesione w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025, w ramach działań proponowanych w scenariuszu nr II. Tabela ilustruje nakłady inwestycyjne poniesione na rozbudowę i modernizację linii przesyłowych i dystrybucyjnych, nakłady na budowę elektrowni jądrowej i elektrowni konwencjonalnych oraz nakłady na odnawialne źródła energii.

Tab. 9.11 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr II)

Nakłady finansowe / wskaźniki kosztów		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne	[mln PLN]	2 000	3 680	5 400
Nowe źródła energii elektrycznej:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[mln PLN]	1 070	6 770	6 770
Elektrownie zawodowe:	[mln PLN]	3 800	18 800	37 210
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[mln PLN]	110	220	300
EC opalane biomasą	[mln PLN]	40	80	100
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[mln PLN]	1 560	3 120	4 670
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[mln PLN]	0	0	0
Nowe źródła odnawialne łącznie:	[mln PLN]	1 710	3 420	5 070
Nakłady inwestycyjne łącznie	[mln PLN]	**8 580**	**32 670**	**54 450**

Uwagi do scenariusza nr II

1. W scenariuszu nr II, tj. scenariuszu maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej w sektorze elektroenergetycznym, zakłada się przede wszystkim budowę kilku konwencjonalnych elektrowni i elektrociepłowni oraz budowę elektrowni jądrowej. Inwestycje będą obejmowały również znaczącą rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych, natomiast odnawialne źródła energii będą rozwijane jedynie w minimalnym stopniu bez priorytetu dla tego typu źródeł.
2. Scenariusz nr II, jest scenariuszem rozwoju i charakteryzuje się trwałą nadwyżkę produkcji energii elektrycznej nad jej zużyciem – oznacza to oczywiście pełne bezpieczeństwo energetyczne Województwa Pomorskiego. Zgodnie z tym scenariuszem, od roku 2015 nastąpi stały eksport energii elektrycznej z Pomorza do Krajowego Systemu Energetycznego. Docelowo, do roku 2025, 26% energii elektrycznej produkowanej na terenie województwa w pełni pokryje jego zapotrzebowanie na energię, natomiast 74% produkowanej energii będzie eksportowane do KSE. Równocześnie, do roku 2025 wzrośnie udział Województwa Pomorskiego w produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce z ok. 1,8% do 21,5%.
3. Osiągnięty zostanie wysoki stopień bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo to będzie gwarantowane zarówno przez duże zawodowe elektrownie i elektrociepłownie, jak i przez rozbudowany i zmodernizowany system sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Należy podkreślić, że poprawa bezpieczeństwa energetycznego nastąpi jedynie w przypadku, gdy realizacja wymienionych wyżej inwestycji będzie przebiegała równolegle z dynamiczną rozbudową i modernizacją

istniejącego układu przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Powstanie nowych mocy wytwórczych będzie impulsem dla takiego rozwoju, gdyż wyższy stopień obciążenia struktury przesyłowej będzie powodował opłacalność inwestycji w tym zakresie.

4. Scenariusz nr II, analogicznie jak scenariusz nr I, w niedostatecznym stopniu wykorzystuje naturalne warunki i predyspozycje Województwa Pomorskiego do rozwoju energetyki odnawialnej (skala rozwoju OZE w tym scenariuszu nie jest zadowalająca). Różnica będzie polegała jedynie na tym, że w scenariuszu nr II na skutek modernizacji sieci przesyłowych, nie będzie problemów z odbiorem energii elektrycznej produkowanej w nowych lokalnych źródłach OZE.
5. Budowa źródeł konwencjonalnych spowoduje zdecydowane obniżenie udziału procentowego energii elektrycznej produkowanej z OZE w ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej w Województwie Pomorskim (obniżenie do 4,8%), natomiast w wartościach bezwzględnych nastąpi wzrost produkcji tej energii z aktualnego poziomu 600-620 GWh do nieco ponad 2000 GWh w roku 2025.
6. Dynamiczny rozwój sektora elektroenergetycznego będzie stymulował silny wzrost gospodarczy i rozwój Województwa Pomorskiego. Sytuacja taka będzie realna, ponieważ będzie możliwość zapewnienia dostaw energii elektrycznej, również energii wysokiej jakości, nowym odbiorcom, w tym podmiotom gospodarczym.
7. Zwiększone i stabilne obciążenie systemu przesyłowego wygeneruje większe środki finansowe na rozwój oraz modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych.
8. Wdrożenie scenariusza nr II przyniesie wiele pozytywnych skutków – poprawi się stan środowiska naturalnego w skali globalnej, tj. w skali kraju, ponieważ zostaną wyłączone z eksploatacji (w centralnej i południowej części Polski) niskosprawne konwencjonalne źródła energii elektrycznej. W zakresie emisji lokalnej nastąpi znaczący wzrost emisji z chwilą uruchomienia nowych bloków węglowych (perspektywa lat 2015 do 2018), jednocześnie nastąpi znaczne obniżenie emisji zanieczyszczeń w skali całej Polski. Uruchomienie, po roku 2020, elektrowni jądrowej, która nie emituje zanieczyszczeń, spowoduje dalszą poprawę stanu środowiska w skali całego kraju.
9. Reasumując, scenariusz nr II jest scenariuszem rozwojowym („dynamicznym"), charakteryzującym się wieloma pozytywnymi parametrami techniczno-ekonomicznymi. Jednakże posiada jedną istotną wadę – nie gwarantuje spełnienia wysokich wymagań dotyczących udziału procentowego odnawialnych źródeł energii elektrycznej w końcowym bilansie tej energii w kraju. Realizacja tego scenariusza będzie prowadziła do sytuacji, w której ponosić będziemy wysokie opłaty i kary z tytułu niespełnienie ww wymagań UE. Dlatego tez scenariusz nr II nie powinien być realizowany. Scenariusz ten można również taktować, jako ostrzeżenie na wypadek zaniechania działań zmierzających do wprowadzania OZE w sektorze elektroenergetycznym woj. pomorskiego.

9.4. Scenariusz nr III - scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii

9.4.1. Scenariusz nr III – założenia

Scenariusz nr III, określany dalej, jako scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii, zakłada dalszy rozwój sektora elektroenergetycznego w oparciu o rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych oraz zakłada maksymalną rozbudowę odnawialnych źródeł energii elektrycznej.

Scenariusz nr III zakłada, że w okresie do 2025 roku, na terenie województwa pomorskiego nie zostanie zbudowana żadna duża zawodowa elektrownia poza elektrociepłownią gazową Lotos. Największe inwestycje zostaną zrealizowane w sektorze odnawialnych źródeł. Inwestycje te to głównie siłownie wiatrowe lokalizowane na lądzie i na morzu (off-shore) oraz elektrociepłownie opalane biogazem pozyskanym z 240 nowych biogazowni.

W scenariuszu nr III przyjęto, że wykonane zostaną następujące inwestycje:

- budowa elektrociepłowni gazowej w rejonie Rafinerii Lotos w Gdańsku o mocy elektrycznej 200 MW – oddanie do eksploatacji bloku energetycznego przed rokiem 2015;
- budowa Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów w rejonie Trójmiasta, wyposażonego w blok energetyczny o mocy 10÷15 MW – oddanie do eksploatacji do końca roku 2014;
- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na lądzie w tempie 1000 MW zainstalowanej mocy na każde pięciolecie;
- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na morzu (off-shore) tak, aby zainstalowana moc tych siłowni wynosiła w 2015 roku 300 MW, w 2020 roku 600 MW a w 2025 roku 1200 MW;
- realizowana będzie budowa biogazowni w ilości ok. 80 instalacji na każde pięciolecie – każda biogazownia o takiej wielkości produkcji biogazu, która zapewni eksploatację bloku energetycznego o mocy elektrycznej w granicach 0,50 MW – założono, że do roku 2025 wybudowanych zostanie 240 biogazowni;
- realizowana będzie budowa innych odnawialnych źródeł energii elektrycznej w tempie ok. 20 MW zainstalowanej mocy na pięciolecie – łącznie do roku 2025 moc elektryczna tych źródeł wyniesie ok. 60 MW.

W analizach bilansu mocy i energii przyjęto następujące dodatkowe założenia:

- średnia osiągalna moc elektryczna farm na lądzie wyniesie w granicach 22÷25% mocy elektrycznej zainstalowanej;
- średnia osiągalna moc elektryczna farm na morzu (off-shore) wyniesie w granicach 42÷45% mocy elektrycznej zainstalowanej.

Generalnie, scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii opiera się na założeniu, że na obszarze Województwa Pomorskiego nastąpi znaczący rozwój praktycznie każdego rodzaju OZE. Ponadto, scenariusz zakłada również odpowiednie inwestycje w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych i dystrybucyjnych. Inwestycje te będą realizowane zgodnie z potrzebami wynikającymi z faktu budowy wielu rozproszonych i lokalnych odnawialnych źródeł energii elektrycznej.

9.4.2. Scenariusz nr III - bilans mocy i energii elektrycznej

W Tab. 9.12 ÷ Tab. 9.15 przedstawiono, analogicznie jak dla scenariusza nr I, wyniki przeprowadzonych analiz i symulacji dla scenariusza nr III, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.12 przedstawia następujące wybrane parametry:

- maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną w okresie szczytu, w sezonie grzewczym i w okresie letnim;
- bilans mocy elektrycznej zainstalowanej w nowych konwencjonalnych źródłach energii oraz w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- bilans łącznej mocy zainstalowanej i łącznej mocy średniej dyspozycyjnej źródeł energii elektrycznej;
- deficyt lub nadwyżka mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej odniesionej do zapotrzebowania szczytowego w sezonie grzewczym;
- udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej liczonej bez źródeł szczytowych (bez elektrowni szczytowo-pompowej „Żarnowiec”);
- udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej liczonej bez źródeł szczytowych (j.w.).

Tab. 9.12 Moc elektryczna źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej (-) w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc el. nowych konwencjonalnych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	210	210
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	0	0	0
Moc el. nowych źródeł odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[MWe]	40	80	120
EC opalane biomasą	[MWe]	18	40	60
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	250	500	750
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	135	270	540
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	[MWe]	**443**	**890**	**1 470**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**1 124**	**1 503**	**2 078**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	653	1 100	1 680
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**2 191**	**3 481**	**5 140**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	558	1 009	1 584
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**-516**	**-247**	**128**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	74.2%	85.8%	90.4%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	49.6%	67.1%	76.2%

W Tab. 9.13 przedstawiono następujące parametry:

- bilans produkcji energii elektrycznej w źródłach aktualnie istniejących (eksploatowanych przed rokiem 2010) oraz we wszystkich zainstalowanych źródłach energii elektrycznej;
- bilans perspektywicznego zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej;
- bilans produkcji energii elektrycznej w nowych konwencjonalnych źródłach energii oraz w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- energia importowana do województwa pomorskiego z KSE;
- energia eksportowana z obszaru województwa pomorskiego do KSE;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w woj. pomorskim (bez elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec") w łącznej energii elektrycznej produkowanej w Polsce, odpowiednio w latach 2015÷2025;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych w woj. pomorskim, w bilansie energii finalnej w Polsce.

Tab. 9.13 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	1 463	1 460
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	0	0	0
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	270	540	809
EC opalane biomasą	[GWh]	118	263	394
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	1 971	3 942	5 910
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	1 064	2 129	4 260
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	[GWh]	**3 423**	**6 874**	**11 373**
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	4 886	8 337	12 833
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	4 065	7 535	12 009
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	3 531	3 105	3 104
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	[GWh]	**7 596**	**10 641**	**15 113**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	-1 304	751	4 106
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczną	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	7 596	9 890	11 007
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskiego	[GWh]	1 304	0	0
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja energii elektrycznej w OZE	[GWh]	**4 065**	**7 535**	**12 009**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	4.47%	5.84%	7.67%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	53.51%	70.82%	79.46%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	2.71%	4.71%	6.96%

W Tab. 9.14 przedstawiono prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla (CO_2) i dwutlenku siarki (SO_2) w skali kraju, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

W scenariuszu nr III produkcja energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego, do roku 2015 jest niższa, natomiast w okresie do 2020 i 2025 produkcja ta jest wyższa od zapotrzebowania na ta energię. Dlatego też, w tym scenariuszu, Województwo Pomorskie w najbliżej pięciolatce będzie importowało energię elektryczną a po 2015 roku będzie ja eksportowało do KSE - będzie to skutkowało obniżeniem emisji CO_2 i SO_2 w centralnej i południowej części Polski.

Tab. 9.14 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	1.44	0.00	0.00
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**2.66**	**5.62**	**9.31**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	13.60	25.80	41.20

W Tab. 9.15 przedstawiono szacunkowe wielkości nakładów inwestycyjnych, jakie zostaną poniesione w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025, w ramach działań proponowanych w scenariuszu nr III. Tabela ilustruje nakłady inwestycyjne poniesione na

rozbudowę i modernizację linii przesyłowych i dystrybucyjnych, nakłady na budowę elektrociepłowni Lotos oraz projektowane nakłady na odnawialne źródła energii.

Tab. 9.15 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III)

Nakłady finansowe / wskaźniki kosztów		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne	[mln PLN]	1 520	2 870	4 200
Nowe źródła energii elektrycznej:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[mln PLN]	1 070	1 070	1 070
Elektrownie zawodowe:	[mln PLN]	0	0	0
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[mln PLN]	490	980	1 480
EC opalane biomasą	[mln PLN]	180	410	620
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[mln PLN]	7 790	15 580	23 370
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[mln PLN]	4 310	8 610	17 220
Nowe źródła odnawialne łącznie:	[mln PLN]	12 770	25 580	42 690
Nakłady inwestycyjne łącznie	[mln PLN]	**15 360**	**29 520**	**47 960**

Uwagi do scenariusza nr III

1. W scenariuszu nr III, tj. scenariuszu maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii elektrycznej, zakłada się budowę dużych farm wiatrowych, zlokalizowanych zarówno na ladzie, jak i na morzu oraz maksymalną rozbudowę sieci biogazowni. W tym scenariuszu brak jest inwestycji w konwencjonalne elektrownie i elektrociepłownie, jak również nie przewiduje się budowy elektrowni jądrowej. Oczywiście scenariusz nr III zakłada przeprowadzenie szeregu inwestycji obejmujących rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych, w takim stopniu, aby zapewnić wyprowadzenie mocy z odnawialnych źródeł energii.
2. Scenariusz nr III, jest scenariuszem ograniczonego rozwoju, charakteryzującym się znaczącym udziałem nowoczesnych technologii odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym województwa pomorskiego. Zgodnie z tym scenariuszem, do roku 2015 woj. pomorskie będzie importowało część energii elektrycznej z Krajowego Systemu Energetycznego, natomiast z bilansów tej energii na lata 2020 i 2025 widać, że woj. pomorskie zostanie również jej eksporterem. Docelowo, do roku 2025, blisko 73% energii elektrycznej produkowanej na terenie województwa będzie pokrywało jego zapotrzebowanie, natomiast 27% produkowanej energii będzie eksportowane do KSE. Nie oznacza to jednak poprawy bezpieczeństwa energetycznego Województwa Pomorskiego.
3. Zgodnie ze scenariuszem nr III, do roku 2025 wzrośnie udział Województwa Pomorskiego w produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce z ok. 1,8% do 7,7%.
4. Scenariusz nr III oznacza ograniczone bezpieczeństwo energetyczne. Brak dużych zawodowych elektrowni systemowych w sposób znaczący obniży poziom bezpieczeństwa energetycznego. Nowe odnawialne źródła energii elektrycznej (OZE) samodzielnie nie zaspokoją potrzeb i bezpieczeństwa energetycznego Województwa Pomorskiego. Newralgicznym elementem zasilania województwa

w energie elektryczną pozostanie linia 400 kV relacji Płock – Grudziądz – Gdańsk Błonia. Awaria tej linii będzie skutkowała bardzo poważnymi konsekwencjami a przeprowadzenie remontu lub modernizacji (wymagających wyłączenia tej linii) będzie bardzo ryzykowne.

5. Bezpieczeństwo energetyczne będzie gwarantowane jedynie przez częściowo rozbudowany i zmodernizowany system sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Dodatkowo, bardzo duże moce zainstalowane w elektrowniach wiatrowych będą wymagały odpowiedniej rezerwy mocy w KSE, przy czym będą również negatywnie oddziaływały na rozpływ mocy w systemie elektroenergetycznym wprowadzając zakłócenia w jego pracy.
6. Scenariusz nr III, w bardzo wysokim stopniu wykorzystuje naturalne warunki i predyspozycje Województwa Pomorskiego do rozwoju energetyki odnawialnej. Scenariusz zakłada również rozbudowę sieci przesyłowych, które zapewnią odbiór energii elektrycznej produkowanej w nowych źródłach OZE. Udział procentowy energii elektrycznej produkowanej z OZE w ogólnym bilansie produkcji tej energii w Województwie Pomorskim wzrośnie do blisko 80%, natomiast w wartościach bezwzględnych nastąpi wzrost produkcji tej energii z aktualnego poziomu 600-620 GWh do nieco ponad 12000 GWh w roku 2025.
7. Rozwój OZE w ramach sektora elektroenergetycznego będzie stymulował w ograniczonym stopniu wzrost gospodarczy i rozwój Województwa Pomorskiego. Niestety, bardzo ograniczone będą możliwości zapewnienia dostaw energii elektrycznej wysokiej jakości (energii o wysokiej pewności zasilania), co może skutecznie zniechęcić potencjalnych inwestorów, szczególnie w branży nowych technologii.
8. Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej w systemie ulegnie dodatkowemu skróceniu, co znacząco zwiększy udział kosztów stałych w kosztach wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Czynnik ten obniży wartość rynkową przedsiębiorstw z branży energetyki działających w Województwie Pomorskim.
9. Wdrożenie scenariusza nr III przyniesie szereg pozytywnych skutków – poprawi się stan środowiska naturalnego, głównie w skali globalnej (w skali lokalnej jedynie w ograniczonym stopniu). W znacznie mniejszym stopniu niż np. w scenariuszu nr II, zostaną wyłączone z eksploatacji (w centralnej i południowej części Polski) niskosprawne konwencjonalne źródła energii elektrycznej. Scenariusz nr III będzie sprzyjał wypełnieniu przez Polskę zobowiązań wynikających z dyrektyw UE - zwiększy się udział procentowy energii z OZE w bilansie finalnym energii.
10. Reasumując, scenariusz nr III jest scenariuszem częściowo rozwojowym i proekologicznym, jednakże nie zapewniającym bezpieczeństwa energetycznego na obszarze Województwa Pomorskiego - co jest jego istotną wadą. Scenariusz ten spełnia wysokie wymagania dotyczące udziału procentowego odnawialnych źródeł energii elektrycznej w końcowym bilansie tej energii w kraju. Realizacja scenariusza będzie prowadziła do sytuacji, w której poniesiemy wysokie nakłady inwestycyjne bez należytej gwarancji, co do pewności zasilania i jakości energii elektrycznej. Scenariusz nr III nie jest optymalnym rozwiązaniem i nie powinien być realizowany.

9.5. Scenariusz nr IV - scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego

9.5.1. Scenariusz nr IV – założenia

Scenariusz nr IV, określany dalej, jako scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego. Scenariusz zakłada rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych oraz równoległą rozbudowę, zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz budowę elektrowni jądrowej.

Scenariusz nr IV zakłada, podobnie jak w scenariuszu nr II, że w okresie do 2025 roku zostanie zbudowanych kilka elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych, w tym elektrownie i elektrociepłownie opalane węglem i gazem ziemnym oraz elektrownia jądrowa (jeden reaktor). Ponadto, równolegle realizowane będą również znaczne inwestycje w źródła odnawialne, tj. zostaną zbudowane duże farmy wiatrowe zlokalizowane na lądzie i na morzu, około 150 biogazowni oraz inne OZE. W przypadku budowy bloku energetycznego w rejonie portu w Gdańsku, wytwarzanie ciepła dla potrzeb mieszkańców Gdańska i Sopotu przejmą nowe bloki pracujące w technologii kogeneracyjnej. Jednocześnie zakłada się, że najstarsze jednostki wytwórcze w Elektrociepłowni Gdańsk będą stopniowo likwidowane a produkcja energii elektrycznej i ciepła sukcesywnie przenoszona będzie na tereny przemysłowe. Realizacja przedstawionego scenariusza pozytywnie wpłynie na poprawę stanu środowiska naturalnego centralnego rejonu Gdańska.

W scenariuszu nr IV przyjęto, że wykonane zostaną następujące inwestycje:

- budowa bloku energetycznego (bloków energetycznych) o mocy 800÷1000 MWe, opalanych węglem w lokalizacji portu w Gdańsku – blok energetyczny będzie również produkował ciepło dla potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego, rozpoczęcie eksploatacji planowane jest na lata 2016÷2018 r.,
- budowa elektrowni węglowej w rejonie dolnej Wisły (rejon doliny Wisły od południowych granic woj. pomorskiego do Tczewa) o mocy 1500÷2000 MW – kolejne bloki energetyczne oddawane będą do eksploatacji sukcesywnie w latach 2016÷2019;
- budowa elektrowni jądrowej w rejonie Żarnowca (rejon Jeziora Żarnowiec) o mocy elektrycznej 1400÷1600 MW - przyjęto, że pierwszy blok elektrowni powstanie do końca 2020÷2021;
- budowa elektrociepłowni gazowej w rejonie Rafinerii Lotos w Gdańsku o mocy elektrycznej 200 MW – oddanie do eksploatacji bloku energetycznego przed rokiem 2015;
- budowa elektrowni gazowej przeznaczonej do pracy w podstawie obciążenia o mocy elektrycznej w granicach 800 MW – oddanie do eksploatacji przed rokiem 2015;
- budowa Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów w rejonie Trójmiasta, wyposażonego w blok energetyczny o mocy 10÷15 MW – oddanie do eksploatacji do końca roku 2014;

- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na lądzie w tempie 400÷450 MW zainstalowanej mocy na każde pięciolecie;
- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na morzu (off-shore) w tempie 150÷170 MW zainstalowanej mocy na każde pięciolecie – ze względu na fakt, iż inwestycje te mogą stanowić bardzo ważny impuls rozwoju dla regionu pomorskiego uwzględnia się warunkowo możliwość zainstalowania do 2025 roku, 1200÷1500 MW mocy elektrycznej w elektrowniach wiatrowych „off shore" – rozwój farm wiatrowych nie powinien negatywnie wpływać na pogorszenie warunków komunikacji morskiej,
- realizowana będzie budowa biogazowni w ilości ok. 50 instalacji na każde pięciolecie – przeciętna biogazownia o takiej wielkości produkcji biogazu, która zapewni eksploatację bloku energetycznego o mocy elektrycznej w granicach 0,50 MW – założono, że do roku 2025 wybudowanych zostanie 150 biogazowni;
- realizowana będzie budowa innych odnawialnych źródeł energii elektrycznej w tempie ok. 10 MW zainstalowanej mocy na pięciolecie – łącznie do roku 2025 moc elektryczna tych źródeł wyniesie ok. 30 MW.

Przyjęto również dodatkowe założenia:

- w analizach bilansu przyjęto, że planowe odstawienia bloku jądrowego i bloków energetycznych węglowych będą dobrze skoordynowane i realizowane wg harmonogramu KSE (pomijając stany awaryjne);
- bloki energetyczne jądrowe i węglowe, z racji wysokiej sprawności i niskich kosztów zmiennych, będą pracowały w podstawie obciążenia;
- bloki energetyczne gazowe będą pracowały zarówno w podstawie obciążenia, jak i w szczycie (w przypadku pozytywnego uzasadnienia ekonomicznego) oraz jako źródła rezerwowe;
- średnia osiągalna moc elektryczna farm na lądzie wyniesie w granicach 22-25% mocy elektrycznej zainstalowanej;
- średnia osiągalna moc elektryczna farm na morzu (off-shore) wyniesie w granicach 42-45% mocy elektrycznej zainstalowanej.

Generalnie, scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego opiera się na założeniu, że na obszarze Województwa Pomorskiego nastąpi równolegle rozwój dużych zawodowych źródeł energii elektrycznej oraz źródeł odnawialnych. Ponadto, scenariusz zakłada również duże inwestycje w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych i dystrybucyjnych. Inwestycje te będą realizowane zgodnie z potrzebami wynikającymi z harmonogramu budowy nowych źródeł energii elektrycznej.

9.5.2. Scenariusz nr IV - bilans mocy i energii elektrycznej

W Tab. 9.16 ÷ Tab. 9.19 przedstawiono, analogicznie jak dla scenariuszy nr I ÷ III, wyniki przeprowadzonych analiz i symulacji dla scenariusza nr IV, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.8 ÷ Tab. 9.16 przedstawia następujące wybrane parametry:

- maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną w okresie szczytu, w sezonie grzewczym i w okresie letnim;
- bilans mocy elektrycznej zainstalowanej w nowych konwencjonalnych źródłach energii oraz w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- bilans łącznej mocy zainstalowanej i łącznej mocy średniej dyspozycyjnej źródeł energii elektrycznej;
- deficyt lub nadwyżka mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej odniesionej do zapotrzebowania szczytowego w sezonie grzewczym;
- udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej liczonej bez źródeł szczytowych (bez elektrowni szczytowo-pompowej „Żarnowiec");
- udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej liczonej bez źródeł szczytowych (j.w.).

Tab. 9.16 Moc el. źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej (-) w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc el. nowych konwencjonalnych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	1 010	1 010
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	400	2 400	4 000
Moc el. nowych źródeł odnawialnych:				0
EC opalane biogazem	[MWe]	25	50	75
EC opalane biomasą	[MWe]	8	16	30
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	113	225	325
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	54	135	225
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	[MWe]	**200**	**426**	**655**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**1 281**	**4 239**	**6 063**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	810	3 836	5 665
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**1 836**	**5 227**	**7 465**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	315	545	769
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**-360**	**2 489**	**4 113**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	47,4%	29,3%	29,1%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	24,6%	12,9%	12,7%

W Tab. 9.9 ÷ Tab. 9.17 przedstawiono następujące parametry:

- bilans produkcji energii elektrycznej w źródłach aktualnie istniejących (eksploatowanych przed rokiem 2010) oraz we wszystkich zainstalowanych źródłach energii elektrycznej;
- bilans perspektywicznego zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej;
- bilans produkcji energii elektrycznej w nowych konwencjonalnych źródłach energii oraz w nowych odnawialnych w źródłach energii;
- energia importowana do województwa pomorskiego z KSE;
- energia eksportowana z obszaru województwa pomorskiego do KSE;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w woj. pomorskim (bez elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec") w łącznej energii elektrycznej produkowanej w Polsce, odpowiednio w latach 2015÷2025;
- udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych w woj. pomorskim, w bilansie energii finalnej w Polsce.

Tab. 9.17 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	6 719	6 720
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	2 453	16 819	29 430
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	169	337	506
EC opalane biomasą	[GWh]	53	105	197
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	887	1 774	2 560
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	426	1 064	1 770
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	[GWh]	**1 535**	**3 280**	**5 033**
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	5 451	26 818	41 183
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	2 175	3 943	5 669
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	5 984	25 181	37 794
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	[GWh]	**8 159**	**29 123**	**43 463**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	-741	19 234	31 808
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczną	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	8 074	9 890	11 007
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskiego	[GWh]	826	0	0
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja energii elektrycznej w OZE	[GWh]	**2 175**	**3 943**	**5 669**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	4,80%	16,00%	22,05%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	26,66%	13,54%	13,04%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	1,45%	2,46%	3,29%

W Tab. 9.18 przedstawiono prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla (CO_2) i dwutlenku siarki (SO_2) w skali kraju, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

W scenariuszu nr IV produkcja energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego jest wyższa od zapotrzebowania, dlatego też Województwo Pomorskie będzie eksportowało energię elektryczną do KSE, co oczywiście będzie skutkowało obniżeniem emisji CO_2 i SO_2 w centralnej i południowej części Polski.

Tab. 9.18 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	0,84	0,00	0,00
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**2,28**	**8,37**	**21,53**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	16,00	45,00	98,90

W Tab. 9.19 przedstawiono szacunkowe wielkości nakładów finansowych, jakie zostaną poniesione w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025, w ramach inwestycji proponowanych w scenariuszu nr IV. Tabela ilustruje nakłady inwestycyjne poniesione na rozbudowę i modernizację linii przesyłowych i dystrybucyjnych, nakłady na budowę elektrowni jądrowej i elektrowni konwencjonalnych oraz nakłady na odnawialne źródła energii.

Tab. 9.19 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV)

Nakłady finansowe / wskaźniki kosztów		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne	[mln PLN]	1 620	3 200	4 750
Nowe źródła energii elektrycznej:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[mln PLN]	1 070	6 770	6 770
Elektrownie zawodowe:	[mln PLN]	1 800	16 700	35 200
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[mln PLN]	310	620	920
EC opalane biomasą	[mln PLN]	80	160	310
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[mln PLN]	3 510	7 010	10 130
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[mln PLN]	1 720	4 310	7 180
Nowe źródła odnawialne łącznie:	[mln PLN]	**5 620**	**12 100**	**18 540**
Nakłady inwestycyjne łącznie	[mln PLN]	**10 110**	**38 770**	**65 260**

Uwagi do scenariusza nr IV

1. W scenariuszu nr IV, tj. scenariuszu zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego, zakłada się budowę kilku konwencjonalnych elektrowni i elektrociepłowni, budowę elektrowni jądrowej oraz optymalną rozbudowę źródeł odnawialnych. Proponowane inwestycje będą również obejmowały równoległą rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych.
2. Scenariusz nr IV, jest scenariuszem dynamicznego rozwoju sektora elektroenergetycznego, zapewniającym pełne bezpieczeństwo energetyczne Województwa Pomorskiego. Zgodnie z tym scenariuszem, po roku 2015 nastąpi dynamiczny

wzrost produkcji energii elektrycznej i jej stały eksport z Pomorza do Krajowego Systemu Energetycznego. Docelowo, do roku 2025, 25% energii elektrycznej produkowanej na terenie województwa w pełni pokryje jego zapotrzebowanie na energię, natomiast 75% produkowanej energii będzie eksportowane do KSE.

3. Zgodnie ze scenariuszem nr IV, do roku 2025 wzrośnie udział Województwa Pomorskiego w produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce z ok. 1,8% do 22%.
4. Osiągnięty zostanie bardzo wysoki stopień bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo to będzie gwarantowane zarówno przez duże zawodowe elektrownie i elektrociepłownie, pracujące w oparciu o trzy rodzaje paliwa (węgiel, gaz ziemny i paliwo jądrowe), jak i przez rozbudowany i zmodernizowany system sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Należy podkreślić, że oczekiwana poprawa bezpieczeństwa energetycznego nastąpi jedynie w przypadku, gdy realizacja wymienionych wyżej inwestycji będzie przebiegała równolegle z dynamiczną rozbudową i modernizacją istniejącego układu przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej (budowa nowych mocy wytwórczych będzie impulsem do rozwoju sieci przesyłowych, ponieważ wysoki wskaźnik obciążenia struktury przesyłowej będzie sprzyjał opłacalność inwestycji w tym zakresie).
5. Scenariusz nr IV, w optymalnym stopniu wykorzystuje naturalne warunki i predyspozycje Województwa Pomorskiego do rozwoju energetyki odnawialnej. Scenariusz zakłada również równoległą rozbudowę sieci przesyłowych, które zapewnią odbiór energii elektrycznej produkowanej w nowych źródłach OZE. Udział procentowy energii elektrycznej produkowanej z OZE, w bilansie końcowym energii w kraju osiągnie wartość bliską 3,3%.
6. Budowa źródeł konwencjonalnych i elektrowni jądrowej spowoduje znaczne obniżenie udziału procentowego energii elektrycznej produkowanej z OZE w ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej w Województwie Pomorskim (obniżenie do 13%), natomiast udział tej energii liczony w wartościach bezwzględnych wzrośnie z aktualnego poziomu 600-620 GWh do nieco ponad 5600 GWh w roku 2025.
7. Dynamiczny rozwój sektora elektroenergetycznego będzie stymulował silny wzrost gospodarczy i rozwój Województwa Pomorskiego. Sytuacja taka będzie realna, ponieważ będzie możliwość zapewnienia dostaw energii elektrycznej, również energii wysokiej jakości, nowym odbiorcom, w tym podmiotom gospodarczym.
8. Zwiększone i stabilne obciążenie systemu przesyłowego wygeneruje większe środki finansowe na rozwój oraz modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych.
9. Wdrożenie scenariusza nr IV przyniesie wiele pozytywnych skutków – poprawi się stan środowiska naturalnego, głównie w skali globalnej, tj. w skali kraju, ponieważ zostaną wyłączone z eksploatacji (w centralnej i południowej części Polski) niskosprawne konwencjonalne źródła energii elektrycznej. W zakresie emisji lokalnej nastąpi wzrost emisji z chwilą uruchomienia nowych bloków węglowych (perspektywa lat 2015 do 2018), jednocześnie nastąpi znaczne obniżenie emisji zanieczyszczeń w skali całej Polski. Uruchomienie, po roku 2020, elektrowni jądrowej, która nie emituje zanieczyszczeń, spowoduje dalszą poprawę stanu środowiska w skali całego kraju.

10. Scenariusz zrównoważonego rozwoju źródeł elektroenergetycznych jest swego rodzaju kompromisem, tj. scenariuszem pośrednim pomiędzy scenariuszem maksymalnych inwestycji, scenariuszem maksymalnego udziału OZE i scenariuszem zaniechania. Zakłada on realizację inwestycji zarówno w źródła konwencjonalne jak i odnawialne na poziomie zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne, odpowiedni rozwój systemu elektroenergetycznego oraz wypełnienie udziału OZE w bilansie energii finalnej w roku 2020. Zarazem scenariusz ten wykorzystuje efekty synergii pomiędzy rozwojem wysokosprawnych źródeł konwencjonalnych, który to rozwój zwiększa średni czas wykorzystania infrastruktury energetycznej, przyczyniając się do poprawy warunków ekonomicznych jej funkcjonowania i przyczyniając się tym samym do rozwoju tejże infrastruktury.
11. Reasumując, scenariusz zrównoważonego rozwoju jest scenariuszem optymalnym, gwarantującym wysokie bezpieczeństwo energetyczne oraz sprzyjającym dynamicznemu i zrównoważonemu rozwojowi sektora elektroenergetycznego w województwie pomorskim - województwo z importera energii elektrycznej staje się jej eksporterem. Scenariusz ten charakteryzuje się wieloma korzystnymi parametrami techniczno-ekonomicznymi. Scenariusz sprzyja również wypełnieniu przez Polskę zobowiązań wynikających z dyrektyw UE, dotyczących 15% udziału energii z OZE w krajowym bilansie końcowym tej energii. Uwzględniając powyższe można stwierdzić, że scenariusz nr IV spełnia wymagania scenariusza rekomendowanego do realizacji.

9.6. Scenariusz nr V - scenariusz maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego

9.6.1. Scenariusz nr V – założenia

Scenariusz nr V, określany dalej, jako scenariusz maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego. Scenariusz zakłada rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych oraz maksymalną rozbudowę, zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródeł energii elektrycznej oraz budowę elektrowni jądrowej.

Scenariusz nr V zakłada, podobnie jak w scenariuszu nr II i IV, że w okresie do 2025 roku zostanie zbudowanych kilka elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych, w tym elektrownie i elektrociepłownie opalane węglem i gazem ziemnym oraz elektrownia jądrowa (jeden reaktor). Ponadto, równolegle realizowane będą maksymalnie możliwe inwestycje w źródła odnawialne, tj. zostaną zbudowane duże farmy wiatrowe zlokalizowane na lądzie i na morzu (łącznie 3800 MW zainstalowanej mocy elektrycznej w elektrowniach wiatrowych), około 240 biogazowni oraz inne OZE. Celem lepszego zilustrowania możliwości przeprowadzenia, tak dużych inwestycji w rejonie Pomorza oraz pokazania wpływu dużej inwestycji w energetyce zawodowej (budowa elektrowni węglowej) lub jej zaniechania, na końcowe wyniki opracowania, zaproponowano dwa warianty scenariusza nr V - oznaczone dalej, jako scenariusz V(A) i V(B). Różnica pomiędzy tymi scenariuszami sprowadza się jedynie do tego, że scenariuszu nr V(A) nie przewiduje budowy elektrowni węglowej o mocy 1500÷1700 MW, natomiast scenariuszu nr V(B) zakłada budowę takiej elektrowni.

W scenariuszu nr V przyjęto, że wykonane zostaną następujące inwestycje:

- budowa bloku energetycznego (bloków energetycznych) o mocy 800÷1000 MWe, opalanych węglem w lokalizacji portu w Gdańsku – blok energetyczny będzie również produkował ciepło dla potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego, rozpoczęcie eksploatacji planowane jest na lata 2016÷2018 r.,
- budowa elektrowni węglowej w rejonie dolnej Wisły (rejon doliny Wisły od południowych granic woj. pomorskiego do Tczewa) o mocy 1500÷2000 MW – kolejne bloki energetyczne oddawane będą do eksploatacji sukcesywnie w latach 2016÷2019 – inwestycja ta realizowana będzie tylko w wariancie V(B);
- budowa elektrowni jądrowej w rejonie Żarnowca (rejon Jeziora Żarnowiec) o mocy elektrycznej 1400÷1600 MW - przyjęto, że pierwszy blok elektrowni powstanie do końca 2020÷2021;
- budowa elektrociepłowni gazowej w rejonie Rafinerii Lotos w Gdańsku o mocy elektrycznej 200 MW – oddanie do eksploatacji bloku energetycznego przed rokiem 2015;
- budowa elektrowni gazowej przeznaczonej do pracy w podstawie obciążenia o mocy elektrycznej w granicach 800 MW – oddanie do eksploatacji przed rokiem 2015;

- budowa elektrowni gazowej o mocy 400÷600 MW, rezerwowo-regulacyjnej – przewiduje się uruchomienie elektrowni w latach 2016÷2019;
- budowa Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów w rejonie Trójmiasta, wyposażonego w blok energetyczny o mocy 10÷15 MW – oddanie do eksploatacji do końca roku 2014;
- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na lądzie w tempie 900 ÷ 1000 MW zainstalowanej mocy na każde pięciolecie;
- realizowane będą projekty budowy farm wiatrowych na morzu (off-shore) w tempie 300÷350 MW zainstalowanej mocy na każde pięciolecie;
- realizowana będzie budowa biogazowni w ilości ok. 70÷90 instalacji na każde pięciolecie – przeciętna biogazownia o takiej wielkości produkcji biogazu, która zapewni eksploatację bloku energetycznego o mocy elektrycznej w granicach 0,50 MW – założono, że do roku 2025 wybudowanych zostanie 240 biogazowni;
- realizowana będzie budowa innych odnawialnych źródeł energii elektrycznej w tempie ok. 10÷15 MW zainstalowanej mocy na pięciolecie – łącznie do roku 2025 moc elektryczna tych źródeł wyniesie ok. 40 MW.

Przyjęto również dodatkowe założenia, analogicznie, jak w scenariuszach nr II, III i IV:

- w analizach bilansu przyjęto, że planowe odstawienia bloku jądrowego i bloków energetycznych węglowych będą dobrze skoordynowane i realizowane wg harmonogramu KSE (pomijając stany awaryjne);
- bloki energetyczne jądrowe i węglowe, z racji wysokiej sprawności i niskich kosztów zmiennych, będą pracowały w podstawie obciążenia;
- bloki energetyczne gazowe będą pracowały zarówno w podstawie obciążenia, jak i w szczycie (w przypadku pozytywnego uzasadnienia ekonomicznego) oraz jako źródła rezerwowe;
- średnia osiągalna moc elektryczna farm na lądzie wyniesie w granicach 22-25% mocy elektrycznej zainstalowanej;
- średnia osiągalna moc elektryczna farm na morzu (off-shore) wyniesie w granicach 42-45% mocy elektrycznej zainstalowanej.

Generalnie, scenariusze maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego opierają się na założeniu, że na obszarze Województwa Pomorskiego nastąpi równolegle maksymalny (wariant V(B) rozwój dużych zawodowych źródeł energii elektrycznej oraz bardzo duży rozwój źródeł odnawialnych. Ponadto, oba warianty scenariusza nr V zakłada również bardzo duże inwestycje w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych i dystrybucyjnych. Inwestycje te będą realizowane zgodnie z potrzebami wynikającymi z harmonogramu budowy nowych źródeł energii elektrycznej.
Oba scenariusze, a w szczególności wariant V(B), ilustrują sytuację, jaka może mieć miejsce, jeśli inwestorzy zdecydowaliby się na maksymalną rozbudowę źródeł energii elektrycznej i jaka jest relacja tych scenariuszy w stosunku do scenariusza

zrównoważonego rozwoju. Scenariusz nr V(B) jest próbą odpowiedzi czy istnieje górna granica rozwoju energetyki w Województwie Pomorskim.

9.6.2. Scenariusz nr V(A) - bilans mocy i energii elektrycznej

W tab. 9.20-9.23 przedstawiono, analogicznie jak dla scenariuszy nr I÷IV, wyniki przeprowadzonych analiz i symulacji dla scenariusza nr V(A), w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.20 analogicznie, jak Tab. 9.16 w scenariuszu nr IV, przedstawia bilanse mocy dla woj. pomorskiego w latach 2015, 2020 i 2025 oraz odpowiednio udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej liczonej bez źródeł szczytowych i udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej liczonej bez źródeł szczytowych.

Tab. 9.20 Moc el. źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej (-) w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc el. nowych konwencjonalnych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	1 010	1 010
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	800	800	2 900
Moc el. nowych źródeł odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[MWe]	35	70	120
EC opalane biomasą	[MWe]	10	24	40
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	250	450	700
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	144	270	450
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	**[MWe]**	**439**	**814**	**1 310**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**1 920**	**3 027**	**5 618**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	1 449	2 624	5 220
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**2 998**	**4 855**	**8 420**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	554	933	1 424
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**280**	**1 277**	**3 668**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	54.4%	56.9%	50.2%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	28.9%	30.8%	25.3%

Tab. 9.21 analogicznie, jak Tab. 9.17 w scenariuszu nr IV, przedstawia bilanse produkcji energii elektrycznej w woj. pomorskim w latach 2015, 2020 i 2025 oraz odpowiednio udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w woj. pomorskim (bez elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec") w łącznej produkcji energii

elektrycznej w Polsce i udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych w woj. pomorskim, w bilansie energii finalnej w Polsce.

Tab. 9.21 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	6 719	6 720
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	4 906	4 906	20 580
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	236	472	809
EC opalane biomasą	[GWh]	66	158	263
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	1 971	3 548	5 520
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	1 135	2 129	3 550
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	**[GWh]**	**3 408**	**6 307**	**10 142**
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	9 777	17 932	37 442
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	4 049	6 969	10 778
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	8 437	13 267	28 944
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	[GWh]	**12 486**	**20 236**	**39 722**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	3 586	10 346	28 436
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczną	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskiego	[GWh]	0	0	0
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja energii elektrycznej w OZE	[GWh]	**4 049**	**6 969**	**10 778**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	7.34%	11.11%	20.15%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	32.43%	34.44%	27.13%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	2.70%	4.36%	6.25%

W Tab. 9.22 przedstawiono, dla scenariusza nr V(A), prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla i dwutlenku siarki w skali kraju, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.22 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	0.00	0.00	0.00
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**5.78**	**8.80**	**25.62**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	33.90	46.10	120.40

Tab. 9.23 przedstawiono szacunkowe wielkości nakładów finansowych, jakie zostaną poniesione w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025, w ramach inwestycji proponowanych w scenariuszu nr V(A). Tabela ilustruje nakłady inwestycyjne poniesione na rozbudowę i modernizację linii przesyłowych i dystrybucyjnych, nakłady na budowę

elektrowni jądrowej i elektrowni konwencjonalnych (bez zawodowej elektrowni węglowej) oraz nakłady poniesione na odnawialne źródła energii.

Tab. 9.23 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A)

Nakłady finansowe / wskaźniki kosztów		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne	[mln PLN]	2 400	4 500	6 200
Nowe źródła energii elektrycznej:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[mln PLN]	1 070	6 770	6 770
Elektrownie zawodowe:	[mln PLN]	3 800	3 600	24 630
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[mln PLN]	430	860	1 480
EC opalane biomasą	[mln PLN]	100	250	410
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[mln PLN]	7 790	14 020	21 810
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[mln PLN]	4 590	8 610	14 350
Nowe źródła odnawialne łącznie:	[mln PLN]	**12 910**	**23 740**	**38 050**
Nakłady inwestycyjne łącznie	[mln PLN]	**20 180**	**38 610**	**75 650**

9.6.3. Scenariusz nr V(B) - bilans mocy i energii elektrycznej

Tab. 9.24 analogicznie, jak Tab. 9.20 w scenariuszu nr V(A), przedstawia bilanse mocy dla woj. pomorskiego w latach 2015, 2020 i 2025 oraz odpowiednio udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej liczonej bez źródeł szczytowych i udział procentowy źródeł odnawialnych w łącznej mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej liczonej bez źródeł szczytowych.

Tab. 9.24 Moc elektryczna źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B)

Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**1640**	**1750**	**1950**
Zapotrzebowanie maksymalne na moc elektryczną - szczyt w sezonie letnim	[MWe]	1350	1520	1700
Źródła istniejące w 2009r - moc elektryczna średnia dyspozycyjna łącznie	[MWe]	**471**	**403**	**398**
Deficyt mocy elektrycznej (-) w odniesieniu do roku 2009 - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	-1 169	-1 347	-1 552
Moc el. nowych konwencjonalnych źródeł energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[MWe]	210	1 010	1 010
Elektrownie zawodowe:	[MWe]	800	2 400	4 500
Moc el. nowych źródeł odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[MWe]	35	70	120
EC opalane biomasą	[MWe]	10	24	40
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[MWe]	250	450	700
Elektrownie wiatrowe na morzu (off-shore)	[MWe]	144	270	450
Moc nowych źródeł odnawialnych łącznie:	[MWe]	**439**	**814**	**1 310**
Łączna moc elektryczna średnia dyspozycyjna (bez źródeł szczytowych)	[MWe]	**1 920**	**4 627**	**7 218**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. elektrycznej	[MWe]	1 449	4 224	6 820
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	[MWe]	**2 998**	**6 455**	**10 020**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	[MWe]	554	933	1 424
Deficyt (-) nadwyżka (+) mocy elektrycznej średniej dyspozycyjnej - szczyt w sezonie grzewczym	[MWe]	**280**	**2 877**	**5 268**
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczyt.)	[%]	54.4%	42.8%	42.2%
Udział OZE w mocy el. dyspozycyjnej (bez źródeł szczyt.)	[%]	28.9%	20.2%	19.7%

Tab. 9.25 analogicznie, jak Tab. 9.21 w scenariuszu nr V(A), przedstawia bilanse produkcji energii elektrycznej w woj. pomorskim w latach 2015, 2020 i 2025 oraz odpowiednio udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w woj. pomorskim (bez elektrowni wodnej, szczytowo-pompowej „Żarnowiec") w łącznej produkcji energii elektrycznej w Polsce i udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych w woj. pomorskim, w bilansie energii finalnej w Polsce.

Tab. 9.25 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B)

Produkcja energii elektrycznej dla woj. pomorskiego i KSE		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Produkcja w źródłach istniejacych w 2008/2009	[GWh]	2 709	2 305	2 280
Produkcja en. el. w nowych źródłach energii:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[GWh]	1 463	6 719	6 720
Elektrownie zawodowe:	[GWh]	4 906	16 819	32 490
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych:				
EC opalane biogazem	[GWh]	236	472	809
EC opalane biomasą	[GWh]	66	158	263
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[GWh]	1 971	3 548	5 520
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[GWh]	1 135	2 129	3 550
Produkcja w nowych źródłach odnawialnych łącznie:	[GWh]	**3 408**	**6 307**	**10 142**
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	[GWh]	9 777	29 845	49 352
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	[GWh]	4 049	6 969	10 778
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	[GWh]	8 437	25 181	40 854
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	[GWh]	**12 486**	**32 149**	**51 632**
Energia eksportowana (+) / importowana (-) do KSE	[GWh]	3 586	22 260	39 870
Zapotrzebowanie woj. pomorskiego na energię elektryczna	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia produkowana w woj. pomorskim	[GWh]	8 900	9 890	11 007
Energia brakująca dostarczona z KSE do woj. pomorskieg	[GWh]	0	0	0
Udział OZE w produkcji energii elektrycznej		**Rok 2015**	**Rok 2020**	**Rok 2025**
Produkcja energii elektrycznej w OZE	[GWh]	**4 049**	**6 969**	**10 778**
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce	[%]	7.34%	17.66%	26.20%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim	[%]	32.43%	21.68%	20.87%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce	[%]	2.70%	4.36%	6.25%

W Tab. 9.26 przedstawiono, dla scenariusza nr V(B), prognozowane wielkości uniknięte emisji dwutlenku węgla i dwutlenku siarki w skali kraju, w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025.

Tab. 9.26 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B)

Emisja uniknięta zanieczyszczeń		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Dodatkowa emisja w KSE na potrzeby woj. pomorskiego	[mln t/rok]	0.00	0.00	0.00
Łączna uniknięta emisja CO_2	[mln t/rok]	**5.78**	**11.51**	**28.20**
Łączna uniknięta emisja SO_2	[tyś t/rok]	33.90	57.40	131.20

W Tab. 9.27 przedstawiono szacunkowe wielkości nakładów finansowych, jakie zostaną poniesione w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025, w ramach inwestycji proponowanych w scenariuszu nr V(B). Tabela ilustruje nakłady inwestycyjne poniesione na rozbudowę i modernizację linii przesyłowych i dystrybucyjnych, nakłady na budowę elektrowni jądrowej i elektrowni konwencjonalnych (z uwzględnieniem elektrowni węglowej) oraz nakłady poniesione na odnawialne źródła energii.

Tab. 9.27 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B)

Nakłady finansowe / wskaźniki kosztów		Rok 2015	Rok 2020	Rok 2025
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne	[mln PLN]	2 400	4 500	7 600
Nowe źródła energii elektrycznej:				
Elektrociepłownie przemysłowe:	[mln PLN]	1 070	6 770	6 770
Elektrownie zawodowe:	[mln PLN]	3 800	16 700	37 730
Nowe źródła odnawialne:				
EC opalane biogazem	[mln PLN]	430	860	1 480
EC opalane biomasą	[mln PLN]	100	250	410
Elektrownie wiatrowe na lądzie	[mln PLN]	7 790	14 020	21 810
Elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	[mln PLN]	4 590	8 610	14 350
Nowe źródła odnawialne łącznie:	[mln PLN]	12 910	23 740	38 050
Nakłady inwestycyjne łącznie	[mln PLN]	**20 180**	**51 710**	**90 150**

Uwagi do scenariuszy nr V(A) i V(B)

1. W scenariuszu nr V (wersje V(A) i V(B)), tj. scenariuszu maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego, zakłada się budowę kilku konwencjonalnych elektrowni i elektrociepłowni, budowę elektrowni jądrowej oraz maksymalną rozbudowę źródeł odnawialnych. Proponowane inwestycje obejmują również równoległą rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych.
2. W scenariuszach nr V(A) i V(B) produkcja energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego jest wyższa od zapotrzebowania, dlatego też Województwo Pomorskie będzie eksportowało energię elektryczną do KSE, co w znaczący sposób przyczyni się do obniżenia emisji CO_2 i SO_2 w centralnej i południowej części Polski.
3. Oba scenariusze nr V, to scenariusze rozwoju sektora elektroenergetycznego, zapewniające pełne bezpieczeństwo energetyczne Województwa Pomorskiego. Zgodnie ze scenariuszami, jeszcze przed rokiem 2015 nastąpi dynamiczny wzrost produkcji energii elektrycznej i jej stały eksport z Pomorza do Krajowego Systemu Energetycznego. Docelowo, do roku 2025, ok. 28% - wariant V(A) i ok. 21% - wariant V(B) energii elektrycznej produkowanej na terenie województwa w pełni pokryje jego zapotrzebowanie na energię, natomiast odpowiednio 72% i 79% produkowanej energii będzie eksportowane do KSE.
4. Zgodnie ze scenariuszem nr V(A), do roku 2025, wzrośnie udział Województwa Pomorskiego w produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce z ok. 1,8% do 20%, natomiast w scenariuszu nr V(B), udział ten wzrośnie do poziomu ponad 26%.
5. Podobnie, jak w scenariuszu nr IV, osiągnięty zostanie bardzo wysoki stopień bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo to będzie gwarantowane zarówno przez duże zawodowe elektrownie i elektrociepłownie, pracujące w oparciu o trzy rodzaje paliwa (węgiel, gaz ziemny i paliwo jądrowe), jak i przez rozbudowany i zmodernizowany system sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego nastąpi jedynie w przypadku, gdy realizacja wymienionych wyżej inwestycji będzie przebiegała równolegle z dynamiczną rozbudową i modernizacją istniejącego układu przesyłu i dystrybucji

energii elektrycznej (budowa nowych mocy wytwórczych będzie impulsem do rozwoju sieci przesyłowych, ponieważ wysoki wskaźnik obciążenia struktury przesyłowej będzie sprzyjał opłacalność inwestycji w tym zakresie).

6. Oba scenariusz nr V, w maksymalnym stopniu wykorzystują naturalne warunki i predyspozycje Województwa Pomorskiego do rozwoju energetyki odnawialnej. Proponowane rozwiązania zakładają również równoległą rozbudowę sieci przesyłowych, które zapewnią odbiór energii elektrycznej produkowanej w nowych źródłach OZE. Udział procentowy energii elektrycznej produkowanej z OZE, w bilansie końcowym energii w kraju, w obu wariantach osiągnie wartość ok. 6,3%.
7. W obu wariantach produkcja energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, liczona w wartościach bezwzględnych, wzrośnie z aktualnego poziomu 600÷620 GWh do blisko 10 800 GWh w roku 2025.
8. Stosunkowo duży udział elektrowni wiatrowych w produkcji będzie się wiązał z bardzo silnymi okresowymi zaburzeniami pracy systemu elektroenergetycznego i może stać się okresowo źródłem zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego. Skala przesyłu energii (zwłaszcza w sytuacji wysokiej produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych) jest stosunkowo wysoka w porównaniu do zdolności przesyłowych, w związku z tym należy liczyć się z koniecznością wprowadzania okresowych ograniczeń w produkcji energii z elektrowni wiatrowych.
9. Dynamiczny rozwój sektora elektroenergetycznego będzie stymulował silny wzrost gospodarczy i rozwój Województwa Pomorskiego. Będzie zapewniona możliwość dostawy energii elektrycznej „wysokiej jakości", co pozwoli na pozyskanie nowych odbiorców, w tym odbiorców z sektora nowych i innowacyjnych technologii.
10. Zwiększone i stabilne obciążenie systemu przesyłowego wygeneruje większe środki finansowe na rozwój oraz modernizację sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych.
11. Po roku 2025 należałoby zapewnić możliwość wyprowadzenia z terenów Województwa Pomorskiego ok. 4 000÷5 000 MW mocy elektrycznej (przyjmując, że elektrownie wiatrowe pracują tylko na poziomie mocy efektywnej, a ewentualne nadwyżki są kompensowane przez pracę ESP Żarnowiec oraz przez ograniczenia mocy dla elektrowni wiatrowych). Zadanie to może zostać osiągnięte poprzez budowę dodatkowych elementów systemu przesyłowego (np. dodatkowa linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Grudziądz-Płock).
12. Wdrożenie scenariuszy nr V przyniesie wiele pozytywnych skutków – poprawi się stan środowiska naturalnego, głównie w skali globalnej, tj. w skali kraju, ponieważ zostaną wyłączone z eksploatacji (w centralnej i południowej części Polski) niskosprawne konwencjonalne źródła energii elektrycznej. Uruchomienie, po roku 2020, elektrowni jądrowej, która nie emituje zanieczyszczeń, spowoduje dalszą poprawę stanu środowiska w skali całego kraju.
13. Scenariusz maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego zakłada maksymalne inwestycje zarówno w elektrownie i elektrociepłownie konwencjonalne, elektrownię jądrową, jak i odnawialne źródła energii. Maksymalny rozwój systemu elektroenergetycznego zapewni bezpieczeństwo energetyczne, szeroko rozumianego Pomorza, jak również przyczyni się do zwiększenia udziału OZE w bilansie energii finalnej w roku 2020. Podobnie, jak scenariusz nr IV,

scenariusze nr V zwiększą średni czas wykorzystania infrastruktury energetycznej, przyczyniając się tym samym do rozwoju tejże infrastruktury.

14. Scenariusze nr V sprzyjają również wypełnieniu przez Polskę zobowiązań wynikających z dyrektyw UE, dotyczących 15% udziału energii z OZE w krajowym bilansie końcowym tej energii.

15. Reasumując, scenariusze maksymalnego rozwoju systemu elektroenergetycznego gwarantują wysokie bezpieczeństwo energetyczne oraz sprzyjają dynamicznemu rozwojowi tego sektora w województwie pomorskim - województwo z importera energii elektrycznej staje się jej eksporterem. Przykładowo, scenariusz nr V(B) będzie częściowo podobny do scenariusza zrównoważonego rozwoju i scenariusza nr II, jednak o większej skali mocy. Wielkość mocy elektrycznej, jaka musi być wyprowadzona poza województwo może stanowić jeden z największych problemów tego scenariusza. Ponadto, wadą obu scenariuszy (nr V(A) i V(B)) są bardzo wysokie nakłady inwestycyjne oraz bardzo prawdopodobne ograniczenia środowiskowe wynikające z konieczności pozyskania terenów pod inwestycje. Dlatego też, pomimo szeregu zalet tego scenariusza, należy uznać go za bardzo trudny do realizacji i nie wystawiać rekomendacji.

10. Wybór optymalnego scenariusza rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego

10.1. Analiza scenariuszy z uwzględnieniem kryteriów wyboru

W przeprowadzonej analizie wyboru optymalnego scenariusza uwzględniono cztery podstawowe kryteria wyboru oraz kilka wybranych dodatkowych kryteriów. Opis najważniejszych kryteriów, według których przeprowadzono analizę scenariuszy, przedstawiono poniżej.

Podstawowe kryteria oceny to:

- **Bezpieczeństwo energetycznego** – kryterium opisuje, czy i ewentualnie w jakim stopniu dany scenariusz zapewnia poprawę bezpieczeństwa energetycznego Województwa Pomorskiego i szerzej rozumianego Pomorza. W kryterium tym przyjęto założenie, że bezpieczeństwo energetyczne w pełni zapewnia ten scenariusz, w którym średnia osiągalna moc dużych źródeł energii elektrycznej, w perspektywie roku 2025, wynosi co najmniej 2000 MW.
- **Bezpieczeństwo ekologiczne** – kryterium to pozwala na ocenę, czy dany scenariusz wprowadza rozwiązania techniczne gwarantujące poprawę stanu środowiska naturalnego (głównie stanu powietrza atmosferycznego), poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń. Przyjęto założenie, że kryterium bezpieczeństwa ekologicznego w pełni zapewnia ten scenariusz, w którym uniknięta emisja dwutlenku węgla w skali globalnej (kraju), w perspektywie roku 2025, wynosi co najmniej 10 mln ton CO_2.
- **Poprawa efektywności energetycznej** – kryterium to pozwala, w sposób pośredni, na ocenę, czy dany scenariusz wprowadza rozwiązania techniczne gwarantujące poprawę efektywności energetycznej. Miarą tego kryterium jest wskaźnik opisujący stosunek wielkości poniesionych nakładów inwestycyjnych w danym scenariuszu do uzyskanej, w roku 2025, rocznej uniknięte emisji CO_2 [PLN/ton CO_2 x rok] – ponieważ emisja tego gazu zależna jest od ilości spalanego paliwa, tym samym związana jest proporcjonalnie z działaniami technicznymi i technologicznymi zmierzającymi do ograniczenia zużycia paliwa, a więc z działaniami poprawiającymi efektywność energetyczną. Przyjęto założenie, że scenariusz, w którym wskaźnik ten jest najniższy oceniony zostanie najwyżej (100 pkt), i w stosunku do niego oceniane będą punktowo wskaźniki w pozostałych scenariuszach.
- **Nakłady inwestycyjne** – kryterium to pozwala na ocenę, czy dany scenariusz wprowadza rozwiązania techniczne optymalne pod względem nakładów inwestycyjnych. Kryterium to pozwala wykluczyć scenariusze o wyższych nakładach inwestycyjnych, w przypadku jeżeli ocena przeprowadzona według trzech wyżej wskazanych kryteriów wypadła na tym samym poziomie.

Dodatkowe kryteria oceny to:

- **Wskaźnik poniesionych kosztów na jednostkową produkcję energii elektrycznej w roku 2025** – Miarą tego kryterium jest wskaźnik, opisujący w danym scenariuszu, stosunek wielkości poniesionych łącznych nakładów inwestycyjnych do łącznej produkcji energii elektrycznej w roku 2025, planowanej wg tego scenariusza [PLN/MWh (rok 2025)].
- **Koszty eksploatacyjne** – jest to kryterium względne, obarczone największym błędem, a jego miarą jest wskaźnik opisujący relacje wybranej grupy kosztów eksploatacyjnych ponoszonych w danym scenariuszu w stosunku do optymalnego („referencyjnego") scenariusza.
- **Wskaźnik udziału procentowego OZE w produkcji energii elektrycznej w woj. pomorskim** – wskaźnik opisuje udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach energii na terenie województwa pomorskiego w całkowitej produkcji tej energii w województwie, w perspektywie roku 2025. Wskaźnik pozwala ocenić, czy dany scenariusz gwarantuje odpowiedni udział OZE w bilansie energii.
- **Wskaźnik udziału procentowego OZE w pokryciu zapotrzebowania woj. pomorskiego na energię elektryczną** - wskaźnik opisuje udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach energii na terenie województwa pomorskiego w całkowitym zużyciu (zapotrzebowaniu brutto) tej energii na terenie województwa, w perspektywie roku 2025. Wskaźnik również pozwala ocenić, czy dany scenariusz gwarantuje odpowiedni udział OZE w bilansie energii.
- **Wskaźnik udziału procentowego OZE w bilansie finalnym energii elektrycznej w Polsce** - wskaźnik opisuje udział procentowy energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach energii na terenie województwa pomorskiego w bilansie końcowym tej energii w Polsce, w perspektywie roku 2025. Wskaźnik pozwala ocenić, jaki udział ma woj. pomorskie w bilansie tej energii w skali kraju.
- **Dywersyfikacja źródeł energii elektrycznej** - jest to kryterium względne, które może pozwolić na wsparcie scenariuszy uwzględniających budowę różnego rodzaje źródeł energii elektrycznej, w tym zarówno konwencjonalnych, jak i alternatywnych i odnawialnych źródeł energii. Z drugiej strony możliwe jest wyeliminowanie scenariuszy preferujących produkcję energii elektrycznej w oparciu o jedną wybraną technologię (jeden rodzaj paliwa). Jest to więc również kryterium preferujące zrównoważony rozwój sektora elektroenergetycznego. Kryterium to może ilustrować struktura procentowa produkcji energii elektrycznej w danej perspektywie czasowej.

W Tab. 10.1 - Tab. 10.3 przedstawiono wyniki przeprowadzonych analiz wyboru optymalnego scenariusza.

Tab. 10.1 Wyniki analiz wyboru scenariusza optymalnego – moc źródeł energii elektrycznej

Źródła energii elektrycznej rok 2025	Stagnacja	Max Źródła Konwen	Max OZE	Zrównow. rozwój	Max OZE+EJ	Max OZE+EJ
	I	II	III	IV	V (A)	V(B)
	[MWe]	[MWe]	[MWe]	[MWe]	[MWe]	[MWe]
Źródła istniejące - moc el. osiągalna średnia						
Łączna moc elektryczna dyspozycyjna (średnia)	398	398	398	398	398	398
Nowe źródła energii elektrycznej:						
Elektrociepłownie przemysłowe:	210	1010	210	1010	1010	1010
Elektrownie zawodowe:	0	4400	0	4000	2900	4500
Źródła odnawialne:						
EC opalane biogazem	26	25	120	75	120	120
EC opalane biomasą	12	10	60	30	40	40
Elektrownie wiatrowe na lądzie	150	150	750	325	700	700
Elektrownie wiatrowe na morzu (off shore)	0	0	540	225	450	450
Źródła odnawialne łącznie:	188	185	1470	655	1310	1310
Łączna moc elektryczna (bez źródęl szczytowych)	**796**	**5993**	**2078**	**6063**	**5618**	**7218**
Łączna moc elektryczna nowych źródeł en. el.	398	5595	1680	5665	5220	6820
Łączna zainstalowana moc elektryczna w źródłach	**1398**	**6594**	**5140**	**7465**	**8420**	**10020**
Łączna średnia dyspozycyjna moc elektryczna OZE	302	299	1584	769	1424	1424
Udział OZE w mocy el. zainstalowanej (bez źródeł szczytowych)	64,67%	13,65%	90,39%	29,08%	50,19%	42,17%
Udział OZE w mocy el. średniej (bez źródeł szczytowych)	37,96%	4,98%	76,23%	12,68%	25,35%	19,73%

Tab. 10.2 Wyniki analiz wyboru scenariusza optymalnego – produkcja energii elektrycznej na potrzeby woj. pomorskiego i KSE

Produkcja energii elektrycznej na potrzeby woj. pomorskiego i KSE	I [GWh]	II [GWh]	III [GWh]	IV [GWh]	V (A) [GWh]	V(B) [GWh]
Źródła istniejące w 2009-2010 - produkcja en. el. łącznie	2 280	2 280	2 280	2 280	2 280	2 280
Nowe źródła energii elektrycznej (2025r):						
Elektrociepłownie przemysłowe:	1460	6720	1460	6720	6720	6720
Elektrownie zawodowe:	0	31880	0	29430	20580	32490
Źródła odnawialne:	1436	1411	11373	5033	10142	10142
EC opalane biogazem	177,0	165,0	809,0	506,0	809,0	809,0
EC opalane biomasą	79,0	66,0	394,0	197,0	263,0	263,0
Elektrownie wiatrowe na lądzie	1 180,0	1 180,0	5 910,0	2 560,0	5 520,0	5 520,0
Elektrownie wiatrowe na morzu (off shore)	0,0	0,0	4 260,0	1 770,0	3 550,0	3 550,0
Źródła odnawialne łącznie:	1 436,0	1 411,0	11 373,0	5 033,0	10 142,0	10 142,0
Produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach	2 896	40 011	12 833	41 183	37 442	49 352
Produkcja en. el. w OZE w woj. pomorskim	2 072	2 047	12 009	5 669	10 778	10 778
Produkcja en. el. w el. konwencjonalnych w woj. pom.	3 104	40 244	3 104	37 794	28 944	40 854
Produkcja energii elektrycznej w woj. pomorskim łącznie:	**5 176**	**42 291**	**15 113**	**43 463**	**39 722**	**51 632**
Energia eksportowana (+)/importowana (-) do KSE	-5 831	30 550	4 106	31 808	28 436	39 870
Energia na potrzeby woj. pomorskiego	5 176	11 007	11 007	11 007	11 007	11 007
Energia brakujaca dostarczona z KSE do woj. pomorskiego	5 831	0	0	0	0	0
Bilans produkcji energii elektrycznej	I	II	III	IV	V (A)	V(B)
Udział woj. pomorskiego w produkcji en. el w Polsce [%]	2,63%	21,46%	7,67%	22,05%	20,15%	26,20%
Udział OZE w produkcji en. el w woj. pomorskim [%]	40,0%	4,8%	79,5%	13,0%	27,1%	20,9%
Udział OZE w zużyciu en. el w woj. pomorskim [%]	18,8%	18,6%	100,0%	51,5%	97,9%	97,9%
Udział en.el z OZE w finalnej energii el. w Polsce [%]	1,20%	1,19%	6,96%	3,29%	6,25%	6,25%

Tab. 10.3 Wyniki analiz wyboru scenariusza optymalnego – emisja uniknięta i nakłady finansowe

Emisja uniknięta CO2		I	II	III	IV	V (A)	V(B)
Łączna uniknieta emisja CO2	[t/rok]	0	19 468 000	9 305 800	21 529 200	25 622 800	28 202 300
Łączna uniknieta emisja SO2	[t/rok]	0	93 900	41 200	98 900	120 400	131 200
Nakłady finansowe		I	II	III	IV	V (A)	V(B)
Wskaźniki kosztów		[mln PLN]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
Sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne		500	5 400	4 200	4 750	6 200	7 600
Nowe źródła energii elektrycznej:							
Elektrociepłownie przemysłowe:		1 070	6 770	1 070	6 770	6 770	6 770
Elektrownie zawodowe:		0	37 210	0	35 200	24 630	37 730
Źródła odnawialne:		5 110	5 070	42 690	18 540	38 050	38 050
EC opalane biogazem		320	300	1 480	920	1 480	1 480
EC opalane biomasą		120	100	620	310	410	410
Elektrownie wiatrowe na lądzie		4 670	4 670	23 370	10 130	21 810	21 810
Elektrownie wiatrowe na morzu (off shore)		0	0	17 220	7 180	14 350	14 350
Źródła odnawialne łącznie:		5 110	5 070	42 690	18 540	38 050	38 050
Łączna nakłady inwestycyjne		**6 680**	**54 450**	**47 960**	**65 260**	**75 650**	**90 150**
Ocena łączna wg wskaźników:			**475**	**306**	**476**	**459**	**456**

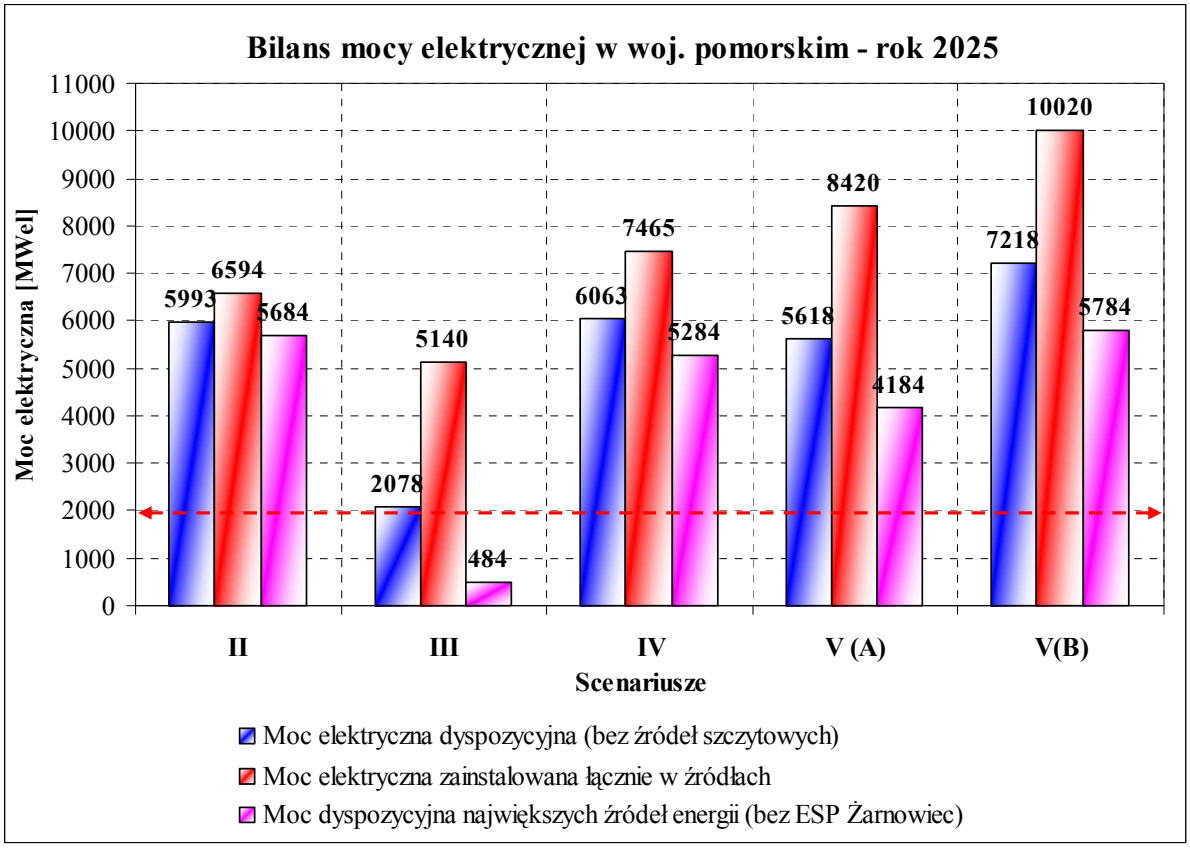
10.2.Wybór optymalnego scenariusza

Wybór scenariusza optymalnego przeprowadzono analizując następujące podstawowe kryteria.

1. Kryterium bezpieczeństwa energetycznego - wymagana moc dyspozycyjna dużych źródeł energii elektrycznej, w roku 2025, na poziomie 2000 MW_e. Kryterium pierwsze spełniają następujące scenariusze:
   - scenariusz nr II (scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej na terenie województwa pomorskiego) – w scenariuszu tym zakłada się do roku 2025 budowę i eksploatację dużych źródeł energii elektrycznej a ich moc dyspozycyjna powinna wynosić w granicach 5700 MW_e;
   - scenariusz nr IV (scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego) – analogicznie, jak w scenariuszu nr II moc dyspozycyjna dużych źródeł powinna wynosić w granicach 5300 MW_e;
   - scenariusz nr V(A) i V(B) (scenariusze maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego) – analogicznie, jak w scenariuszu nr II i IV moc dyspozycyjna dużych źródeł powinna wynosić w granicach 4200 MW_e dla wariantu V(A) i 5800 MW_e dla wariantu V(B).

   Kryterium bezpieczeństwa energetycznego ilustruje Rysunek 10-1.

Rysunek 10-1

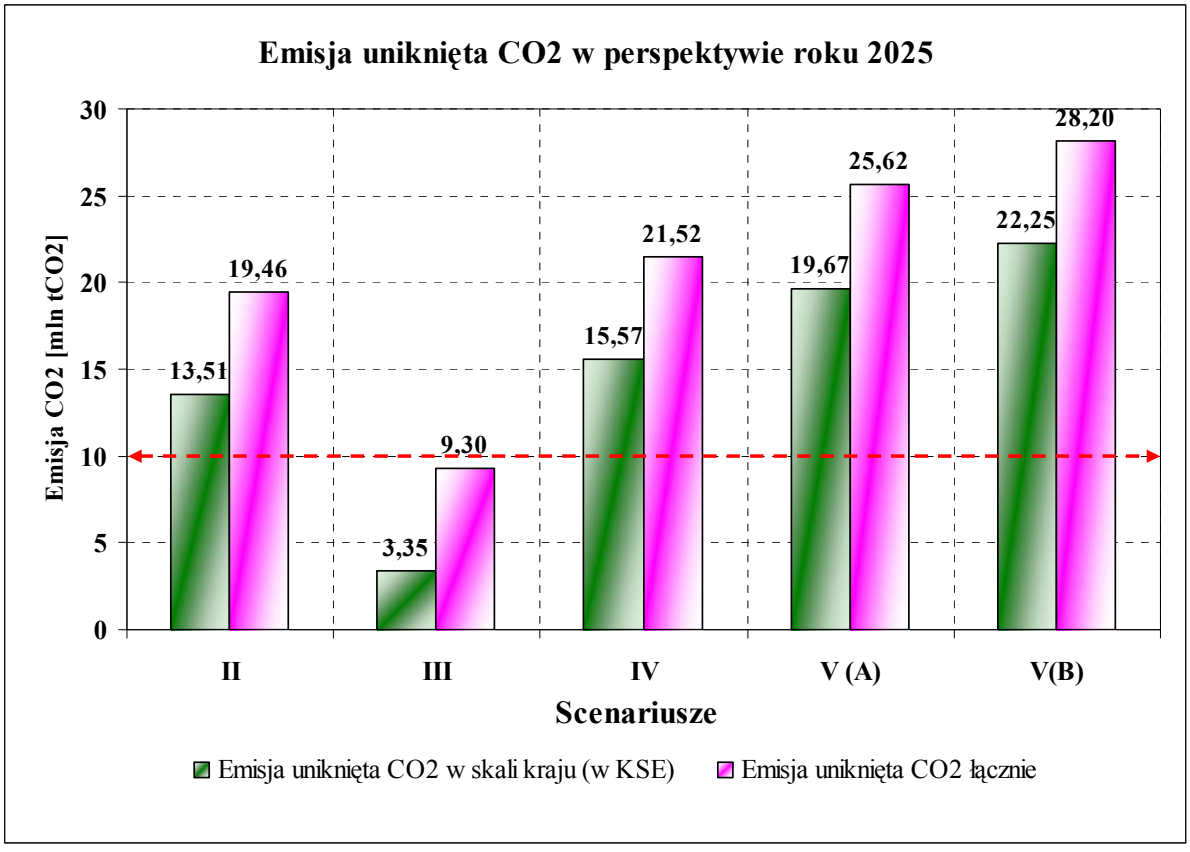


UWAGA
Scenariusz nr III (scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii na terenie województwa pomorskiego) nie spełnia założonego kryterium bezpieczeństwa energetycznego – brak zainstalowanych dużych źródeł energii elektrycznej, natomiast moc elektryczna dyspozycyjna źródeł, które można bilansować w roku 2025 wynosi w granicach 500 MW_e.

2. Kryterium bezpieczeństwa ekologicznego – wymagane roczne obniżenie emisji w skali kraju (efekt uniknięte emisji), w roku 2025, na poziomie 10 mln ton CO_2. Kryterium drugie spełniają następujące scenariusze:
   - scenariusz nr II (scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej) – w scenariuszu tym zakłada się obniżenie emisji w skali kraju (efekt uniknięte emisji) na poziomie 19,5 mln ton CO_2 rocznie;
   - scenariusz nr IV (scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektro-energetycznego) – w scenariuszu tym zakłada się obniżenie emisji w skali kraju (efekt uniknięte emisji) na poziomie 21,5 mln ton CO_2 rocznie;
   - scenariusz nr V(A) i V(B) (scenariusze maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego) – w scenariuszach tych zakłada się roczne obniżenie emisji w skali kraju (efekt uniknięte emisji) dla wariantu V(A) i V(B) odpowiednio, w granicach 25,6 mln ton CO_2 i 28,2 mln ton CO_2.

Kryterium bezpieczeństwa ekologicznego ilustruje Rysunek 10-2.

Rysunek 10-2

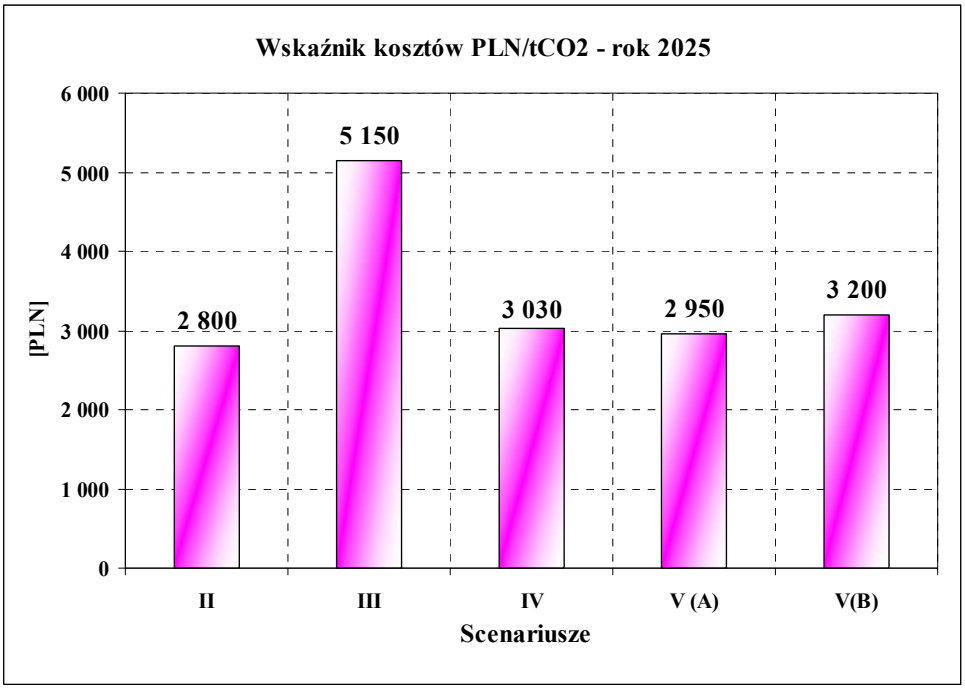


UWAGA
Scenariusz nr III (scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii) nie spełnia założonego kryterium nr II – założone obniżenie emisji w skali kraju (efekt uniknięte emisji), w roku 2025, wynosi w granicach 9,3 mln ton CO_2 rocznie.

3. Kryterium wzrostu efektywności energetycznej – miarą kryterium jest wskaźnik opisujący stosunek wielkości poniesionych nakładów inwestycyjnych w danym scenariuszu do uzyskanej, w roku 2025, rocznej uniknięte emisji CO_2 [PLN/ton CO_2 x rok]. Wskaźnik ten jest najkorzystniejszy (ma najniższą wartość) w przypadku scenariusza nr II.
   Kryterium trzecie spełniają następujące scenariusze:
   - scenariusz nr II (scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej) – w scenariuszu tym wskaźnik efektywności energetycznej wynosi 2800 [PLN/t CO_2 x rok];
   - scenariusz nr V(A) (scenariusz maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego) – w scenariuszu V(A) wskaźnik efektywności energetycznej wynosi 2950 [PLN/t CO_2 x rok];
   - scenariusz nr IV (scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego) – w scenariuszu tym wskaźnik efektywności energetycznej wynosi 3030 [PLN/t CO_2 x rok];
   - scenariusz nr V(B) (scenariusz maksymalnego rozwoju sektora elektroenergetycznego – wariant B) – w scenariuszu tym wskaźnik efektywności energetycznej wynosi 3200 [PLN/t CO_2 x rok].

   Kryterium wzrostu efektywności energetycznej ilustruje Rysunek 10-3.

Rysunek 10-3

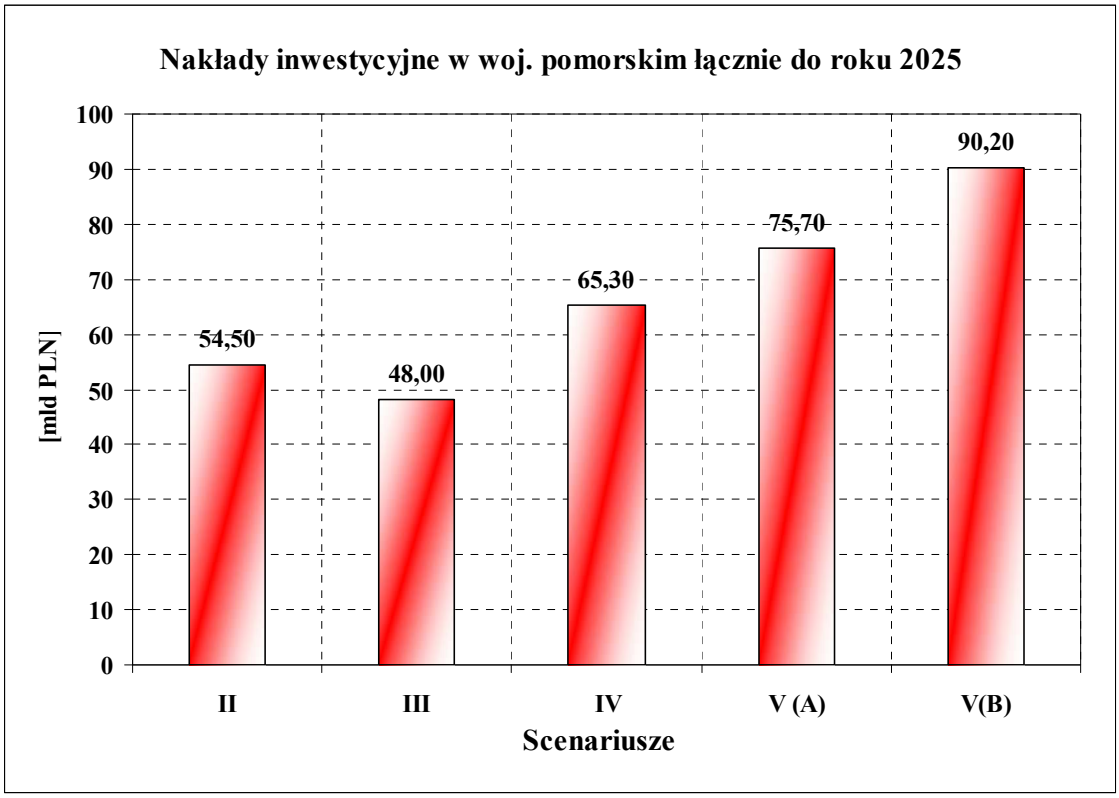


UWAGA
Kryterium nie określa wartości dopuszczalnych wyżej przywołanego wskaźnika, jednakże wartość uzyskana w przypadku scenariusza nr III, tj. 5150 [PLN/t CO_2 x rok] jest wyższa o 84% od wartości najniższej tego wskaźnika i wyraźnie odbiega od wartości uzyskanych w pozostałych scenariuszach – jest nie do przyjęcia.

4. Kryterium wielkości nakładów inwestycyjnych – Wskaźnik ten jest najkorzystniejszy (najniższe nakłady inwestycyjne) w przypadku scenariusza nr III.
   Kryterium czwarte spełniają następujące scenariusze:
   - scenariusz nr III (scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii na terenie województwa pomorskiego) – w scenariuszu tym nakłady inwestycyjne wynoszą w granicach 48 mld PLN;
   - scenariusz nr II (scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej) – w scenariuszu tym nakłady inwestycyjne wynoszą w granicach 54,5 mld PLN;
   - scenariusz nr IV (scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektro-energetycznego) – w scenariuszu tym nakłady inwestycyjne wynoszą w granicach 65,3 mld PLN;

   Kryterium wielkości nakładów inwestycyjnych ilustruje Rysunek 10-4.

Rysunek 10-4

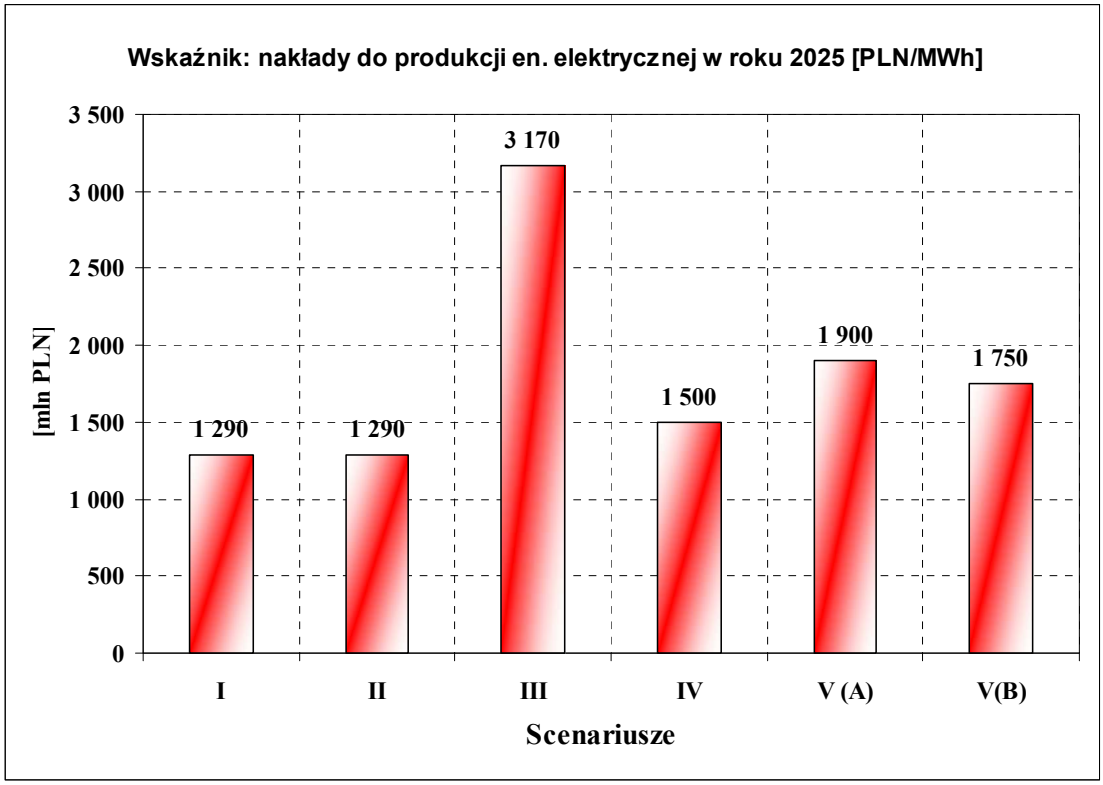


UWAGA
Kryterium nie określa, ani optymalnej, ani maksymalnej wielkości nakładów inwestycyjnych. Trzeba podkreślić, że w scenariuszach nr V(A) i V(B) uzyskane wartości nakładów inwestycyjnych, tj. odpowiednio 75,7 mld PLN i 90,2 mld PLN są wyższe o blisko 58% i 88% od wielkości uzyskanych w przypadku scenariusza nr III i wydają się nie do przyjęcia.

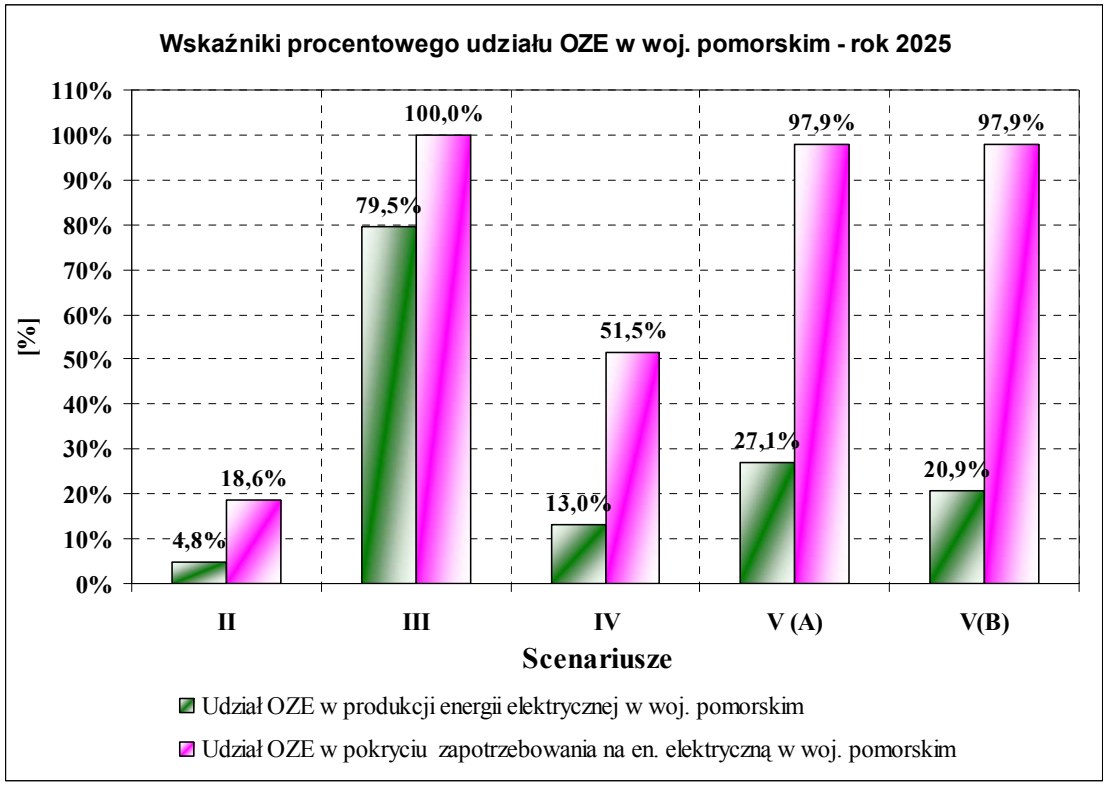
W ocenie scenariuszy uwzględniono również wybrane kryteria dodatkowe, min.:
- wskaźnik poniesionych kosztów na jednostkową produkcję energii elektrycznej w roku 2025;
- wskaźnik kosztów eksploatacyjnych;
- wskaźnik udziału procentowego OZE w produkcji energii elektrycznej w woj. pomorskim;
- wskaźnik udziału procentowego OZE w pokryciu zapotrzebowania woj. pomorskiego na energię elektryczną;
- wskaźnik udziału procentowego OZE w bilansie finalnym energii elektrycznej w Polsce;
- ocena dywersyfikacji źródeł energii elektrycznej.

Kryteria te ilustrują rysunki 10-5 do 10-8.

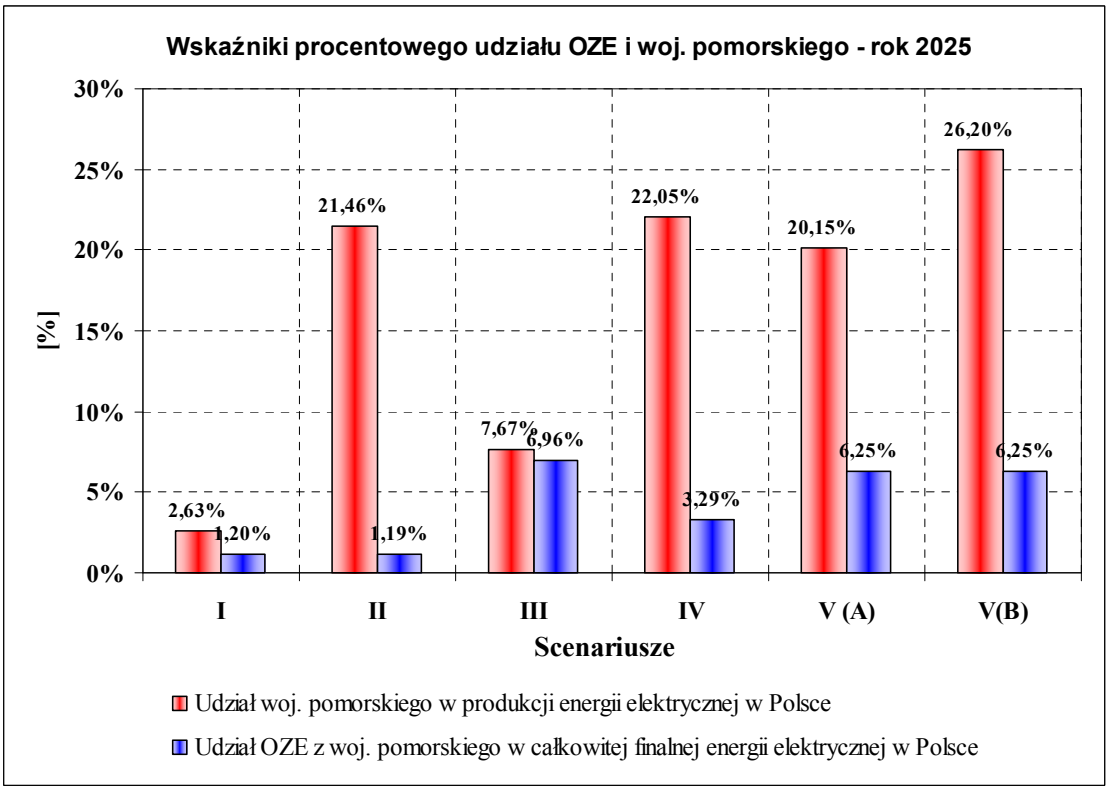
Rysunek 10-5



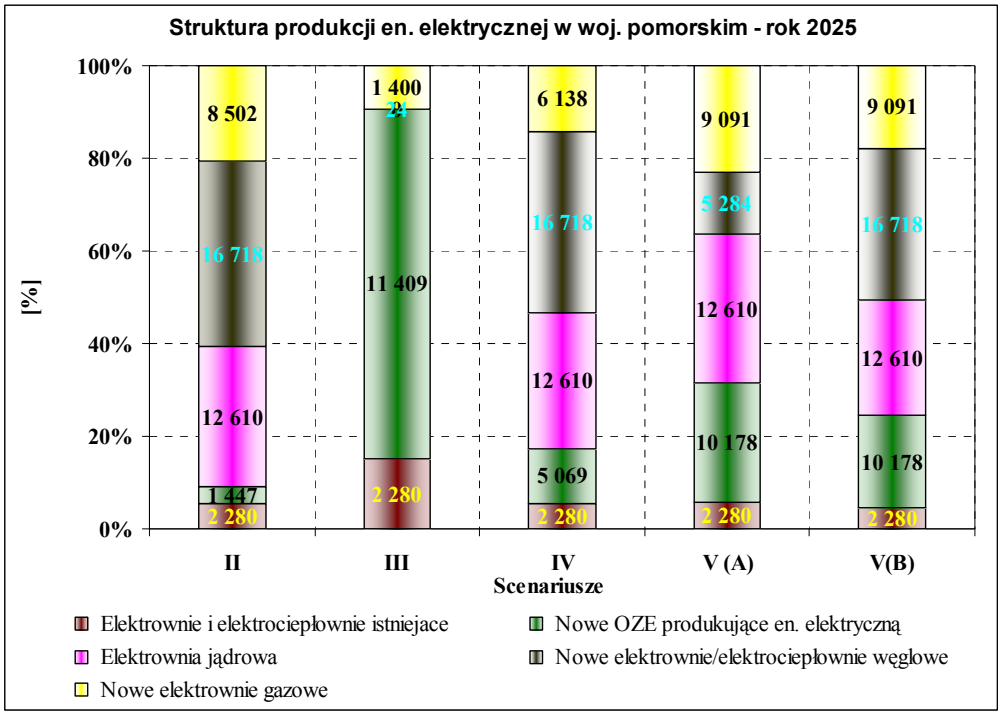
Rysunek 10-6



Rysunek 10-7



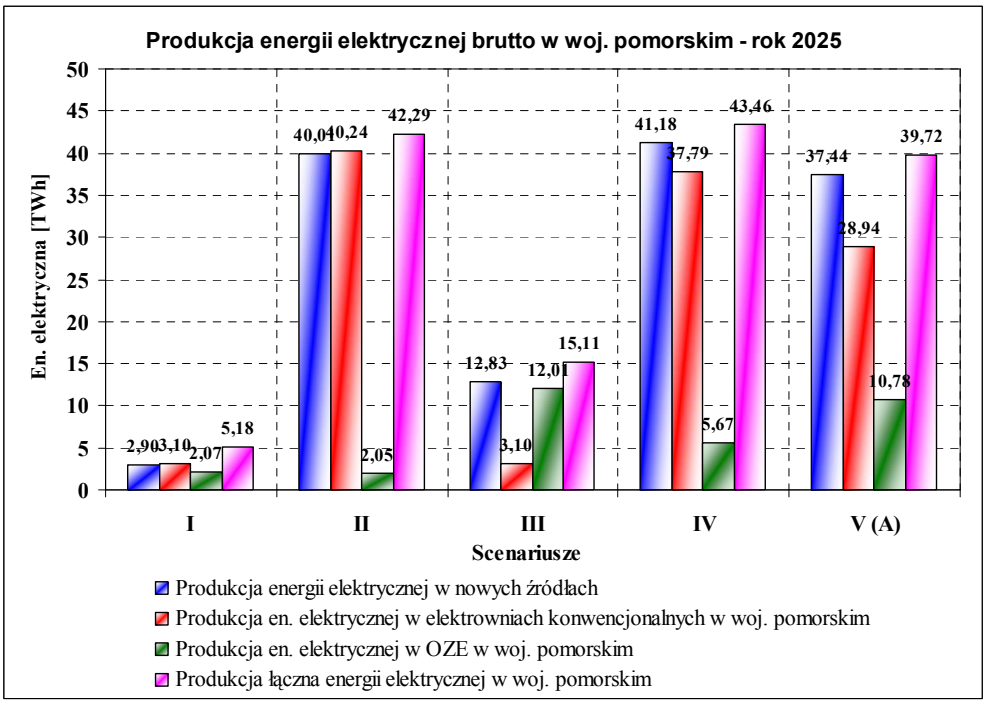
Rysunek 10-8



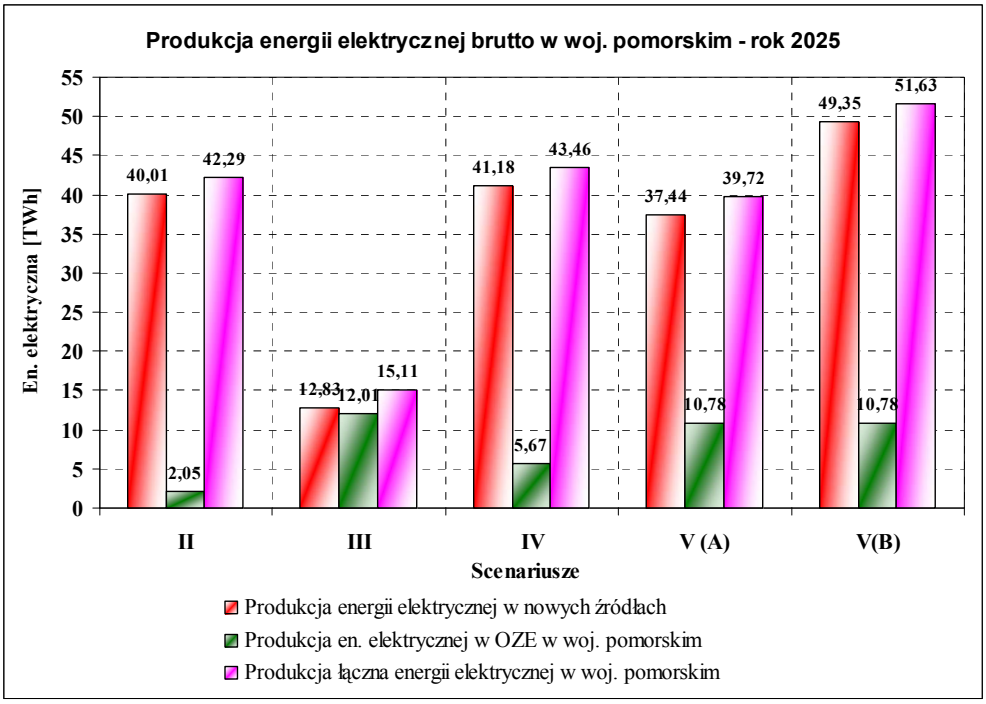
Charakterystyka wybranych parametrów analizowanych scenariuszy

Rysunki 10-9 do 10-14 ilustrują wybrane parametry, które dodatkowo były analizowane przy wyborze optymalnego scenariusza – parametry te przedstawione zostały w perspektywie roku 2025.

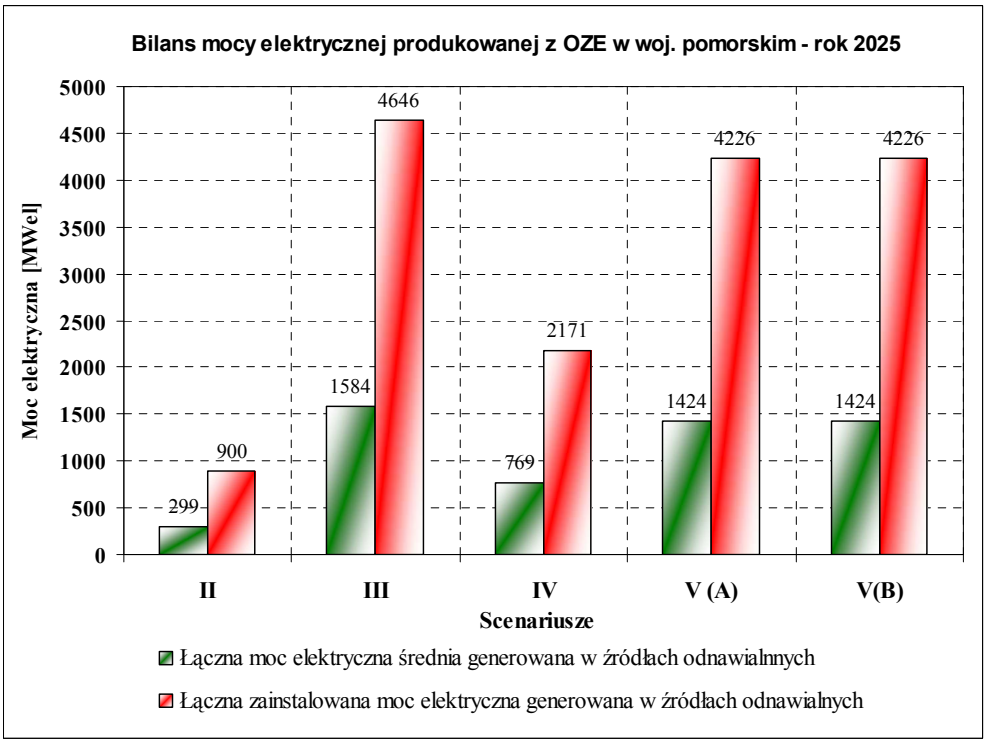
Rysunek 10-9



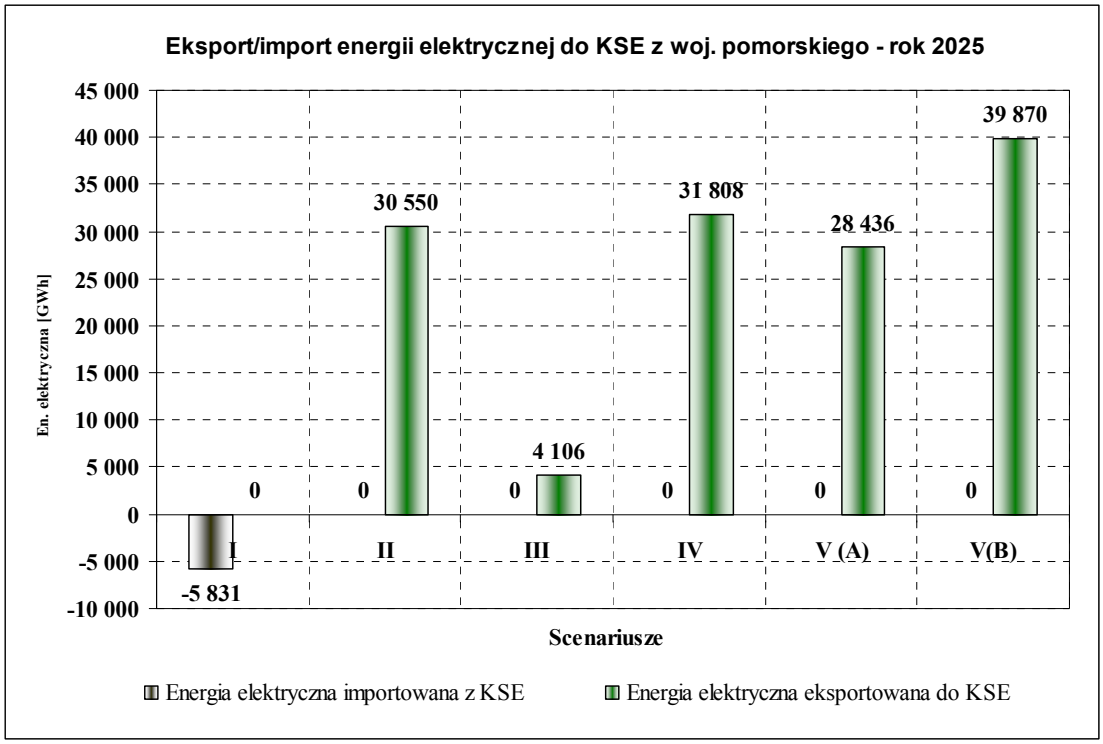
Rysunek 10-10



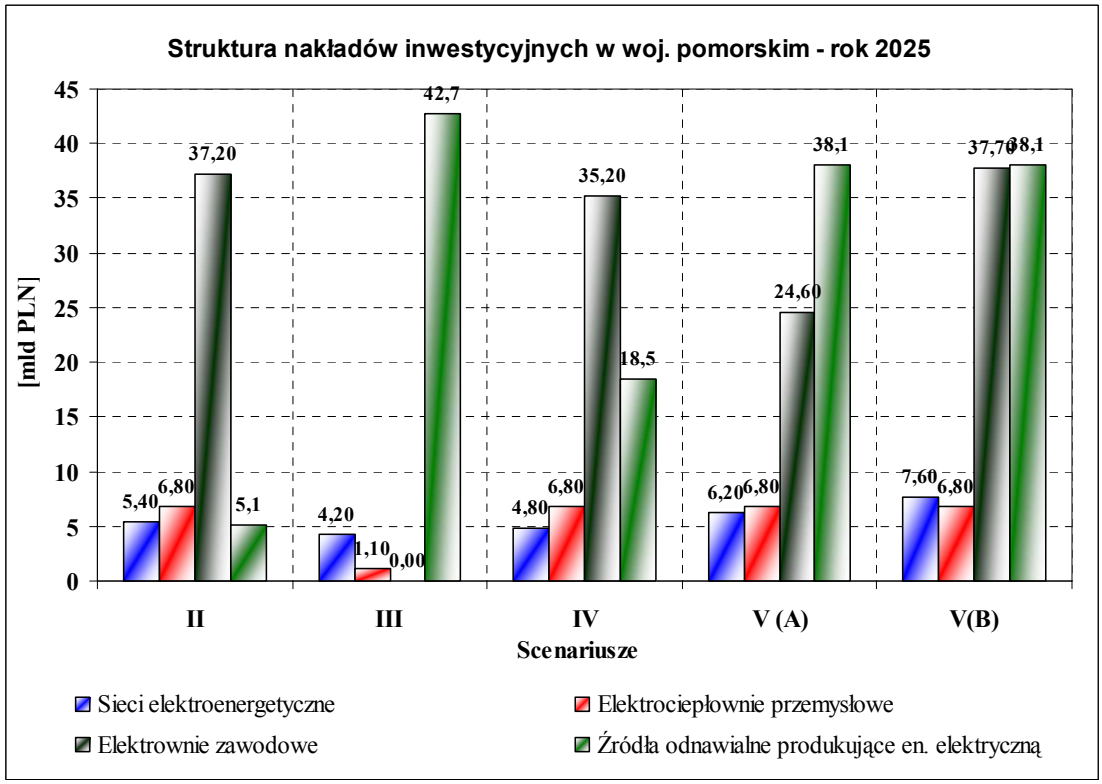
Rysunek 10-11



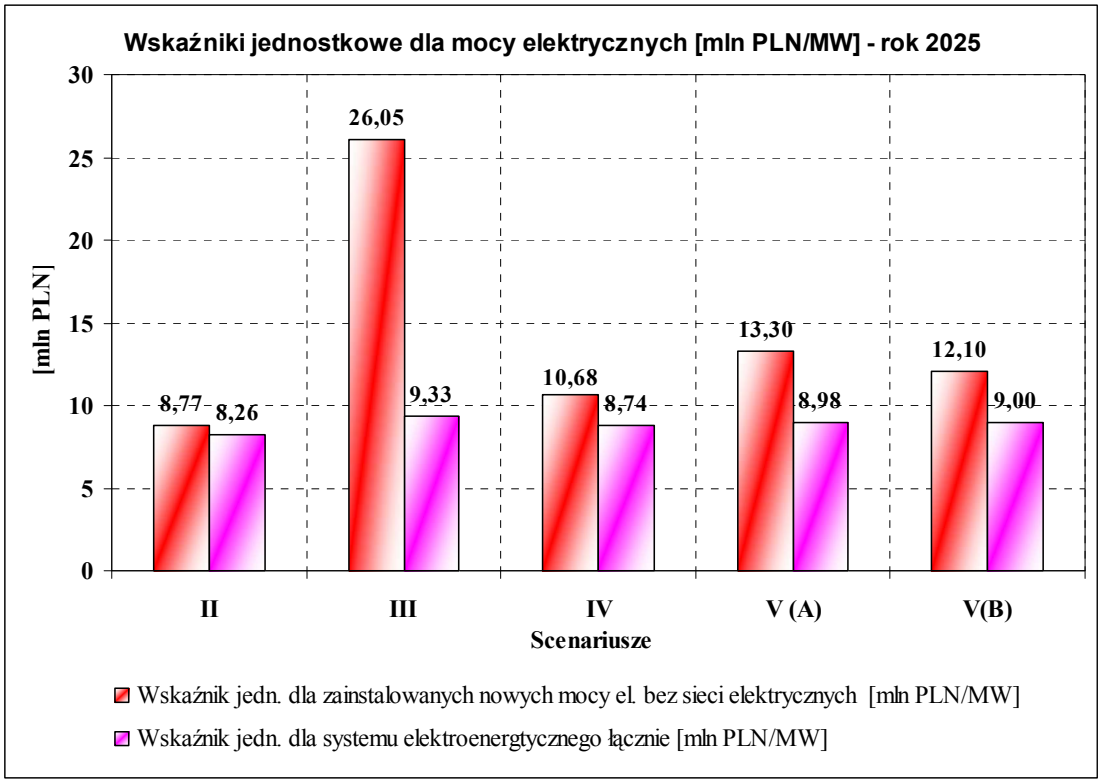
Rysunek 10-12



Rysunek 10-13



Rysunek 10-14



10.3.Ocena wyboru optymalnego scenariusza

Na podstawie przeprowadzonych analiz stwierdzono, że:

- Scenariusz nr III (scenariusz maksymalnych inwestycji w odnawialne źródła energii na terenie województwa pomorskiego) nie spełnia trzech z czterech podstawowych kryteriów wyboru. Pomimo najniższej emisje w skali województwa, scenariusz ten nie zapewnia bezpieczeństwa energetycznego woj. pomorskiego oraz wprowadza silne okresowe zaburzenia w pracy systemu elektroenergetycznego. Wniosek - scenariusz ten należy odrzucić.
- Scenariusze nr V(A) i V(B) (scenariusze maksymalnego rozwoju sektora elektro-energetycznego) są bardzo kosztowne. Wniosek – scenariusze nie spełniają czwartego kryterium, dlatego należy je odrzucić.
- Scenariusz nr II (scenariusz maksymalnego rozwoju konwencjonalnych źródeł energii elektrycznej) nie spełnia ważnego kryterium uzupełniającego, tj. nie spełnia wymagań dotyczących minimalnego udziału odnawialnych źródeł energii elektrycznej w bilansie końcowym tej energii (charakteryzuje się bardzo niskim udziałem OZE). Wniosek - scenariusz ten należy odrzucić.

W związku z powyższym można stwierdzić, że optymalnym scenariuszem jest scenariusz nr IV, tj. scenariusz zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego na terenie województwa pomorskiego.
Scenariusz nr IV gwarantuje wysokie bezpieczeństwo energetyczne i dynamiczny rozwój sektora elektroenergetycznego na Pomorzu - jest scenariuszem, w którym Woj. Pomorskie z importera energii elektrycznej staje się jej eksporterem. Realizacja tego scenariusza, jest w pewnym sensie kompromisem, który umożliwi rozwój gospodarczy województwa przy równoczesnym, satysfakcjonującym zachowaniem efektu ekologicznego. Również poniesione nakłady inwestycyjne wydają się być racjonalne pod względem uzyskanych efektów.
Ponadto, scenariusz zrównoważonego rozwoju charakteryzuje się również wieloma korzystnymi parametrami techniczno-ekonomicznymi oraz sprzyja wypełnieniu przez Polskę zobowiązań wynikających z dyrektyw UE, dotyczących 15% udziału energii z OZE w krajowym bilansie końcowym tej energii. Zgodność z polityką ekologiczną państwa sprawi, że Województwo Pomorskie może stać się wiodącym producentem świadectw pochodzenia.

Uwzględniając powyższe można stwierdzić, że scenariusz nr IV spełnia wymagania scenariusza rekomendowanego do realizacji.

11. Rekomendacja działań dla Samorządu Województwa Pomorskiego oraz dla lokalnych samorządów w zakresie realizacji programu rozwoju elektroenergetyki

W Programie RE zaproponowano trzy kierunki działań Samorządu Województwa Pomorskiego:

1. **Monitorowanie przedsiębiorstw energetycznych i jednostek samorządu terytorialnego.**

   Działania powinny być skoncentrowane na monitorowaniu planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych w zakresie energetyki oraz koordynacji działań - służących realizacji przedsięwzięć zgodnych z przyjętym do realizacji scenariuszem rozwoju sektora elektroenergetycznego WP - z jednostkami samorządu terytorialnego woj. pomorskiego.

2. **Organizacja i wspieranie działań szkoleniowo-informacyjnych oraz działań związanych z planowaniem energetycznym w jst.**

   W ramach tego kierunku działań, można wymienić następujące zadania:

   - prowadzenie kompleksowej polityki w zakresie planowania przestrzennego polegające na bieżącym monitorowaniu potrzeb rozwojowych i w porozumieniu z właściwym gestorem danego elementu infrastruktury wprowadzanie ich do planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Pomorskiego, a następnie śledzenie implementacji tych zapisów w planowaniu przestrzennym gmin, a także koordynacja planistyczna z województwami ościennymi;
   - opracowanie i aktualizowanie bazy danych dotyczących największych producentów energii elektrycznej zlokalizowanych na terenie woj. pomorskiego oraz bazy danych obejmującej wszystkich większych obiektów produkujących energię elektryczna w odnawialnych źródłach energii (OZE);
   - prowadzenie bieżącego monitoringu stanu zaopatrzenia Województwa Pomorskiego w energię elektryczną oraz opracowywanie stosownych raportów w tym zakresie – tego typu raporty powinny być opracowywane nie rzadziej niż raz na trzy lata (stosownie do wymagań znowelizowanego Prawa energetycznego, Art. 19);
   - koordynacja działań poszczególnych gmin w zakresie planowania energetycznego na zasadach określonych w Art.19 ustawy Prawo Energetyczne;
   - prowadzenie działalności szkoleniowej i promocyjnej (seminaria, warsztaty szkoleniowe, wyjazdy studyjno-szkoleniowe, itp.) w zakresie szeroko rozumianej poprawy efektywności energetycznej i poszanowania energii, wdrażania i wykorzystania OZE oraz w zakresie promocji gospodarki skojarzonej, w tym mikrokogeneracji;
   - zainicjowanie wprowadzenia stanowiska **„energetyka gminnego”** lub **„zespołu energetycznego”** w jednostkach samorządu terytorialnego (gminy i starostwa powiatowe), którego zadaniem będzie realizacja zadań

przewidzianych w punkcie 2 oraz współpraca z Samorządem Województwa Pomorskiego.

- na szczeblu Samorządu Województwa Pomorskiego, dodatkowo należy monitorować stan bezpieczeństwa energetycznego województwa oraz wspierać zadania przewidziane do realizacji w ramach scenariusza nr IV, tj. scenariusza zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego, w szczególności:
  - wspieranie działań zmierzających do szybkiej budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce na terenie woj. pomorskiego,
  - wspieranie (niezależnie od budowy elektrowni jądrowej) inwestycji polegającej na budowie nowoczesnej konwencjonalnej elektrowni zawodowej opalanej węglem o mocy w granicach 1600 MW, zlokalizowanej w rejonie Dolnej Wisły,
  - wspieranie budowy bloku energetycznego (wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym) w rejonie portu w Gdańsku, lub alternatywnie niezależnie zlokalizowanego bloku energetycznego, o stosunkowo dużej mocy, mającego zapewnić bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta Gdańska w ciepło,
  - wspieranie budowy terminala gazowego LNG dla celów m.in zasilania systemu gazowniczego (w tym również budowanych kawern gazu ziemnego w rejonie Kosakowa) jak również mogącego zasilać potencjalną elektrownię gazową w rejonie Trójmiasta,
  - wspieranie planów budowy elektrowni gazowej, pracującej szczytowo (do współpracy z elektrowniami wiatrowymi) lub w podstawie (o ile będzie to uzasadnione ekonomicznie) na terenie woj. pomorskiego,
  - wspieranie i promowanie rozwoju odnawialnych źródeł energii, głównie: biogazowni, elektrowni wiatrowych (również off-shore), systemów solarnych i pomp ciepła).
  - podjęcie inicjatywy zmian w uwarunkowaniach prawnych pozwalającej na włączenie części obszaru szelfu morza bałtyckiego przeznaczonego pod lokalizację elektrowni wiatrowych w granice administracyjne województwa pomorskiego.

W zakresie działań przedstawionych w pkt. 1 i 2, część zadań jest już realizowana w Referacie Planowania Energetycznego Departamentu Rozwoju Gospodarczego UMWP.

3. Powołanie instytucji odpowiedzialnej za promowanie i wdrażanie inwestycji energetycznych oraz realizację zadań określonych w ustawie o efektywności energetycznej.

W ramach tego kierunku działań, możliwe jest powołanie przez Marszałka Województwa Pomorskiego, organizacji mającej osobowość prawną, która będzie mogła realizować inwestycje innowacyjne w sektorze energetyki, w tym pilotażowe

inwestycje w OZE oraz opracowywać wzorcowe projekty z zakresu poprawy efektywności energetycznej (zgodnie z ustawą o efektywności energetycznej i dyrektywą 2006/32/WE).

Przedstawiono również propozycję działań wspomagających, które mogą być realizowane w woj. pomorskim, przy znaczącej współpracy jst.:

1. Wspieranie rozwoju produkcji energii elektrycznej pochodzącej ze skojarzenia, poprzez:
   - rozwój miejskich i lokalnych systemów ciepłowniczych oraz wspieranie rozwiązań pozwalających na pozyskiwanie nowych odbiorców ciepła,
   - podnoszenie sprawności wytwarzania energii oraz poprawy współczynnika skojarzenia w już istniejących źródłach;
   - wprowadzanie bloków energetycznych pracujących w układzie skojarzonym (wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym) w tych systemach ciepłowniczych, w których istnieje uzasadnienie ich zastosowania.
   - promowanie rozwiązań mikrokogeneracyjnych w układach lokalnych i indywidualnych.
2. Wspieranie działań zmierzających do rozwoju sieci elektroenergetycznej przesyłowej (nowe sieci 400 kV i przebudowa istniejących sieci 220 kV na 400 kV, optymalnie w układzie dwutorowym) - terminowa realizacja planów przedstawionych przez PSE-Operator jest tu optymalnym rozwiązaniem.
3. Wspieranie rozwoju sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej tak, aby:
   - zapewnić pewne i niezawodne zasilanie aktualnym odbiorcom,
   - zapewnić możliwość podłączania nowych odbiorców (warunek rozwoju gospodarczego i społecznego),
   - zapewnić właściwe warunki wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł energii.
4. Realizacja nowoczesnych rozwiązań technologicznych, które muszą charakteryzować się wysoką sprawnością wytwarzania energii, niskimi stratami przesyłu i dystrybucji oraz jak najniższym zapotrzebowaniem na energie po stronie odbiorcy.

12. Spis rysunków i tabel, bibliografia

Spis rysunków

Rysunek 2-1 Krajowy System Elektroenergetyczny 7

Rysunek 2-2 Roczne zapotrzebowanie na ciepło [TJ/rok] na terenie Województwa Pomorskiego w latach 2004 – 2008 12

Rysunek 2-3 System przesyłowy gazu w północnej Polsce 14

Rysunek 2-4 Punkty wejścia do polskiego systemu gazowniczego 15

Rysunek 2-5 Trasy przebiegów planowanych nowych gazociągów przesyłowych 18

Rysunek 2-6 Obszar działania Pomorskiej Spółki Gazownictwa 20

Rysunek 2-7 Gminy zaopatrywane w gaz 21

Rysunek 2-8 Roczne zużycie paliw gazowych [mln m^3] na terenie Województwa Pomorskiego w latach 2004 – 2007 22

Rysunek 2-9 Roczna suma promieniowania słonecznego w Polsce dla optymalnego kąta nachylenia powierzchni absorbera [kWh/m^2] 23

Rysunek 2-10 Średnie roczne usłonecznienie w Polsce [h/rok] 25

Rysunek 2-11 Potencjalne zasoby biopaliw stałych w Województwie Pomorskim [t/rok] 28

Rysunek 2-12 Potencjalne zasoby biopaliw stałych w Województwie Pomorskim [GJ/rok] 29

Rysunek 2-13 Biogazownia w Pawłówku 34

Rysunek 2-14 Potencjał produkcji biogazu dla poszczególnych powiatów Województwa Pomorskiego 35

Rysunek 3-1 Typowe rozpływy mocy – szczyt zimowy 39

Rysunek 3-2 Typowe rozpływy mocy – szczyt letni 40

Rysunek 3-3 Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych województwach w Polsce (2007) 42

Rysunek 3-4 Bilans energii elektrycznej w poszczególnych województwach 46

Rysunek 4-1 Aktualny przebieg linii energetycznych na obszarze Województwa Pomorskiego 48

Rysunek 4-2 Schemat sieci 110 kV w Województwie Pomorskim 49

Rysunek 4-3 Względne dystanse od stacji źródłowych 50

Rysunek 4-4 Obszary o znacznej odległości od stacji 110/15 kV 51

Rysunek 5-1 Produkcja energii elektrycznej w Województwie Pomorskim w 2007 67

Rysunek 5-2 Bilans wymiany energii elektrycznej krajów skandynawskich, 2008 [GWh/rok] 68

Rysunek 7-1 Źródła dostawy węgla dla elektrowni 84

Rysunek 7-2 Lokalizacje dogodne z punktu widzenia otwartego układu chłodzenia 91

Rysunek 7-3 Obszary lokalizacji elektrowni wiatrowych zgłoszonych do PSE-Operator 96

Rysunek 7-4 Możliwości rozwoju farm wiatrowych w Województwie Pomorskim 97

Rysunek 7-5 Potencjał energetyczny produkcji biogazu w Województwie Pomorskim 98

Rysunek 7-6 Planowany docelowy przebieg sieci przesyłowej na terenie Pomorza 104

Rysunek 10-1 Bilans mocy elektrycznej w woj. pomorskim – rok 2025 162

Rysunek 10-2 Emisja uniknięta CO_2 w perspektywie 2025 roku 163

Rysunek 10-3 Wskaźnik kosztów PLN / t CO_2 – rok 2025 164

Rysunek 10-4 Nakłady inwestycyjne w woj. pomorskim łącznie do roku 2025 165

Rysunek 10-5 Nakłady do produkcji en. elektrycznej w roku 2025 166

Rysunek 10-6 Procentowy udział OZE w woj. pomorskim – rok 2025 167

Rysunek 10-7 Procentowy udział OZE i woj. pomorskiego – rok 2025 167
Rysunek 10-8 Struktura produkcji en. elektrycznej w woj. pomorskim – rok 2025 168
Rysunek 10-9 Produkcja energii el. brutto w woj. pomorskim – rok 2025 168
Rysunek 10-10 Produkcja energii el. brutto w woj. pomorskim – rok 2025 169
Rysunek 10-11 Bilans mocy el. produkowanej z OZE w woj. pomorskim – rok 2025 169
Rysunek 10-12 Eksport/import energii elektrycznej do KSE z woj. pomorskiego – rok 2025 170
Rysunek 10-13 Struktura nakładów inwestycyjnych w woj. pomorskim – rok 2025 170
Rysunek 10-14 Wskaźniki jednostkowe dla mocy elektrycznych [mln PLN/MW] - rok 2025 171

Spis tabel

Tab. 2.1 Sprzedaż ciepła w Województwie Pomorskim odbiorcom (z uwzględnieniem strat przesyłu) 12
Tab. 2.2 Zużycie gazu ziemnego przez poszczególne kategorie odbiorców (2007) 22
Tab. 2.3 Wartość nasłonecznienia w powiatach Województwa Pomorskiego 24
Tab. 2.4 Istniejące farmy wiatrowe w Województwie Pomorskim 26
Tab. 2.5 Podstawowe parametry elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW 27
Tab. 2.6 Oczyszczalnie ścieków w Województwie Pomorskim, w których prowadzona jest produkcja energii elektrycznej i ciepła ze ścieków 31
Tab. 2.7 Składowiska odpadów w Województwie Pomorskim, na których następuje energetyczne wykorzystanie biogazu 32
Tab. 2.8 Dane dotyczące produkcji biogazu w dwóch biogazowniach rolniczych 33
Tab. 2.9 Dane dotyczące produkcji biogazu rolniczego z odchodów zwierzęcych 34
Tab. 3.1 Aktualny bilans mocy w Województwie Pomorskim (MW) 38
Tab. 3.2 Aktualny bilans mocy w Województwie Pomorskim (z uwzględnieniem wpływu ESP Żarnowiec (MW) 39
Tab. 3.3 Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych województwach 41
Tab. 3.4 Zużycie brutto energii elektrycznej w Województwie Pomorskim (2008) [GWh] 42
Tab. 3.5 Zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe i rolne w mieście i na wsi w Województwie Pomorskim w latach 2006, 2007 i 2008 43
Tab. 3.6 Produkcja brutto energii elektrycznej w Województwie Pomorskim [GWh/rok] 43
Tab. 3.7 Produkcja brutto energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii w Województwie Pomorskim [GWh/rok] 44
Tab. 3.8 Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej w poszczególnych województwach 44
Tab. 4.1 Zestawienie długości linii 110 kV, SN, nN należących do ENERGA-OPERATOR S.A. 52
Tab. 5.1 EC Gdańsk - charakterystyka kotłów energetycznych 55
Tab. 5.2 EC Gdańsk - charakterystyka turbin parowych 55
Tab. 5.3 EC Gdańsk - charakterystyka kotłów ciepłowniczych 56
Tab. 5.4 EC Gdynia - charakterystyka kotłów energetycznych 56
Tab. 5.5 EC Gdynia - charakterystyka turbin parowych 56
Tab. 5.6 EC Gdynia - charakterystyka kotłów ciepłowniczych 57
Tab. 5.7 Sprzedaż ciepła i energii elektrycznej w EC Wybrzeże 57
Tab. 5.8 EC Władysławowo - charakterystyka turbin gazowych 58
Tab. 5.9 EC Władysławowo - charakterystyka kotłów odzysknicowych 58
Tab. 5.10 EC Władysławowo - charakterystyka kotłów ciepłowniczych 59

Tab. 5.11 EC Kwidzyn - charakterystyka kotłów energetycznych ... 61
Tab. 5.12 EC Kwidzyn - charakterystyka turbin parowych ... 61
Tab. 5.13 EC Kwidzyn - charakterystyka kotłów ciepłowniczych ... 61
Tab. 5.14 EC LOTOS - charakterystyka kotłów energetycznych ... 62
Tab. 5.15 EC LOTOS - charakterystyka turbin parowych ... 63
Tab. 5.16 EC Starogard - charakterystyka kotłów energetycznych ... 64
Tab. 5.17 EC Starogard - charakterystyka turbin parowych ... 64
Tab. 5.18 EC GZNF - charakterystyka kotłów energetycznych ... 65
Tab. 5.19 EC GZNF - charakterystyka turbin parowych ... 65
Tab. 5.20 Zainstalowana moc elektryczna w Województwie Pomorskim [MW] ... 66
Tab. 5.21 Produkcja energii elektrycznej w Województwie Pomorskim wg źródeł [GWh/rok] ... 66
Tab. 5.22 Struktura zużycia paliw zużywanych do produkcji energii elektrycznej w Województwie Pomorskim ... 67
Tab. 5.23 Bilans mocy w krajach NORDEL, 2008 [MW] ... 68
Tab. 7.1 Krajowy cel w zakresie oszczędności energii ... 75
Tab. 7.2 Środki poprawy energetycznej z podziałem na poszczególne sektory ... 76
Tab. 7.3 Średni roczny wzrost zużycia energii elektrycznej ... 80
Tab. 7.4 Prognoza zużycia energii elektrycznej brutto w Województwie Pomorskim [GWh] ... 80
Tab. 7.5 Prognoza zapotrzebowania mocy elektrycznej w Województwie Pomorskim (MW) ... 80
Tab. 7.6 Planowane i prognozowane wycofania wytwórczych mocy brutto w elektrowniach systemowych [MW] ... 81
Tab. 7.7 Porównanie najbardziej optymalnych bloków z kotłami fluidalnymi i z kotłami pyłowymi z odsiarczaniem ... 83
Tab. 7.8 Potencjał biopaliw stałych w Województwie Pomorskim ... 100
Tab. 7.9 Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla produkcji energii elektrycznej z OZE ... 100
Tab. 7.10 Zestawienie planowanych przedsięwzięć na obszarze Województwa Pomorskiego ... 102
Tab. 9.1 Moc elektryczna źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr I) ... 121
Tab. 9.2 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr I) ... 122
Tab. 9.3 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr I) ... 123
Tab. 9.4 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 202, 2025 (scenariusz nr I) ... 123
Tab. 9.5 Moc el. źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr I A) ... 125
Tab. 9.6 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr I A) ... 125
Tab. 9.7 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr I A) ... 126
Tab. 9.8 Moc elektryczna źródeł energii w województwie pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020, 2025 (scenariusz nr II) ... 130
Tab. 9.9 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr II) ... 131
Tab. 9.10 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr II) ... 131
Tab. 9.11 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr II) ... 132
Tab. 9.12 Moc elektryczna źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III) ... 136

Tab. 9.13 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III) ... 137
Tab. 9.14 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III) ... 137
Tab. 9.15 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr III) ... 138
Tab. 9.16 Moc el. źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV) ... 142
Tab. 9.17 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV) ... 143
Tab. 9.18 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV) ... 144
Tab. 9.19 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr IV) ... 144
Tab. 9.20 Moc el. źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A) ... 149
Tab. 9.21 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A) ... 150
Tab. 9.22 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A) ... 150
Tab. 9.23 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V A) ... 151
Tab. 9.24 Moc elektryczna źródeł energii w woj. pomorskim w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B) ... 152
Tab. 9.25 Produkcja energii el. dla woj. pomorskiego i KSE w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B) ... 153
Tab. 9.26 Uniknięta emisja zanieczyszczeń w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B) ... 153
Tab. 9.27 Nakłady finansowe w perspektywie lat 2015, 2020 i 2025 (scenariusz nr V B) ... 154
Tab. 10.1 Wyniki analiz wyboru scenariusza optymalnego – moc źródeł energii elektrycznej ... 159
Tab. 10.2 Wyniki analiz wyboru scenariusza optymalnego – produkcja energii elektrycznej na potrzeby woj. pomorskiego i KSE ... 160
Tab. 10.3 Wyniki analiz wyboru scenariusza optymalnego – emisja uniknięta i nakłady finansowe ... 161

Bibliografia

[1] „*Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku";* Uchwała Rady Ministrów Nr 202/2009 z dnia 10 listopada 2009 r.

[2] „*Plan zagospodarowania przestrzennego województwa pomorskiego"*, praca pod redakcja F. Pankau; Załącznik do uchwały Sejmiku Województwa Pomorskiego Nr 1004/XXXIX/09 z dnia 26.10.2009 r.; Pomorskie Studia Regionalne; Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego; Gdańsk 2010 r.

[3] „*Strategia rozwoju województwa pomorskiego"*, pod redakcją R. Matczaka, Pomorskie Studia Regionalne, Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego, Gdańsk 2005 r.

[4] „*Regionalna Strategia Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim na lata 2007÷2025; Tekst podstawowy,* red. T. Żurek, L. Wróblewski; Fundacja Poszanowania Energii w Gdańsku; Gdańsk 2006 r.

[5] „Regionalna strategia energetyki ze szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych"; Uchwała Nr 1098/LII/06 Sejmik Województwa Pomorskiego z dnia 23.10.2006 r.

[6] „*Program Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2007–2010 z uwzględnieniem perspektywy 2011–2014"*, red. K. Wojcieszyk; Pomorskie Studia Regionalne; Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego; Gdańsk 2007 r.

[7] „*Plan Gospodarki Odpadami Województwa Pomorskiego 2010”*; red. A. Grapatyn-Korzeniowska; Pomorskie Studia Regionalne; Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego, Gdańsk 2007 r.

[8] „*Projekt Aktualizacji Regionalnej Strategii Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025 w zakresie elektroenergetyki wraz z prognozą oddziaływania na środowisko”,* red. M. Niernsee; Tractebel Engineering S.A.; Katowice 2009 r.

[9] „*Energetyka w województwie pomorskim”; Referaty konferencyjne;* Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego, Pomorska Rada Federacji Stowarzyszeń NOT w Gdańsku, Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych Oddział w Gdańsku, Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła; Gdańsk 2009 r.

[10] „Plan działań w zakresie inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym”; Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.; Warszawa 2009 r.

[11] ENERGA-OPERATOR S.A.; „Projekt planu rozwoju na lata 2008-2011, Aktualizacja na lata 2009-2011”; Gdańsk 2009 r.

[12] ENERGA-OPERATOR; Projekt planu rozwoju na lata 2011-2015 wraz z załącznikiem nr 5 „Plan inwestycyjny”; Gdańsk 2010 r.

[13] ENERGA S.A.; Presentation on Key Strategic Projects and Assets of Energa Group”; Warszawa 2010 r.

[14] ENEA Operator Sp. z o.o.; „Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2011-2015”; Poznań 2010r.

[15] Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.: „Plan rozwoju Polenergia Dystrybucja Sp.z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, lata 2010-2013; Warszawa 2010 r.

[16] Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.: Plan rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. dla obszaru województwa pomorskiego, Załącznik 12; Warszawa 2009 r.

[17] PKP Energetyka S.A.: Plan rozwoju PKP Energetyka S.A. na lata 2009-2012; Warszawa 2009 r.

[18] Wybrane materiały dotyczące planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych: Elektrociepłownie Wybrzeże S.A., EDF Polska Sp. z o.o., PSE Operator S.A., Elektrownia Północ Sp. z o.o., Vattenfall Poland Sp. z o.o.; Gdańsk 2009-2010.

[19] Materiały seminarium: „Regionalna Strategia Energetyki województwa pomorskiego ze szczególnym uwzględnieniem OZE w zakresie elektroenergetyki”; Sprawozdanie, Gdańsk 06.05.2009 r.

[20] Materiały II Regionalnego Seminarium: „Scenariusze rozwoju infrastruktury energetycznej Województwa pomorskiego”; Projekt 7 PR UE „SUSPLAN”; Gdańsk 2010 r.

[21] Buriak J., Jaskólski M.: Ścieżki energetyczne dla Gdańska; Acta Energetica Kwartalnik Naukowy Elektroenergetyków; Nr 02/2009.

[22] Kamrat W.: *Stacja elektroenergetyczna Słupsk Wierzbięcino jako element łączący układ przesyłowy prądu stałego Szwecja – Polska*; Energetyka Nr 10/2001

[23] Kamrat W.: *Elektrownie gazowe szansą poprawy bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski*; Rynek Energii, Nr 4/2009

[24] Kamrat W.: *Dylematy rozwoju elektroenergetyki w Polsce - podsektor wytwarzania;* Polskie Elektrownie 2008.

[25] Kiciński J. Lampart P.: Kogeneracja w dużej i małej skali; Acta Energetica Kwartalnik Naukowy Elektroenergetyków; Nr 02/2009.

[26] Lubośny Zb.: *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*; WNT, Warszawa, 2009 r.

[27] Malko J.: Energetyka europejska 2020 i dalej; Energetyka, Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej Nr 5/2010.

[28] Pawlik M.: Rozbudowa mocy wytwórczych w Polsce a pakiet klimatyczno-energetyczny UE; Energetyka cieplna i zawodowa Nr 7-8/2009.

[29] Popczyk J.: Elektroenergetyka 2030 W kierunku wielkiej syntezy energii z otoczeniem cz. I.; Energetyka cieplna i zawodowa Nr 10/2009.

[30] Popczyk J.: Innowacyjna energetyka; Energetyka, Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej Nr 7/2009.

[31] Popczyk J.: Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku; Rynek Energii Nr 3/2008.

[32] Zaporowski B.: Efektywność energetyczna skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła; Energetyka cieplna i zawodowa Nr 7-8/2009.

[33] Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, Rola dużych jednostek wytwórczych w realizacji planów obrony i odbudowy KSE; Energetyka, Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej Nr 1/2009.

[34] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie paliw i nośników energii w 2007 r.; Informacje i opracowania statystyczne; Warszawa 2008 r.

[35] Główny Urząd Statystyczny: Zużycie paliw i nośników energii w 2008 r.; Informacje i opracowania statystyczne; Warszawa 2010 r.

[36] Główny Urząd Statystyczny: Energia ze źródeł odnawialnych w 2007 r.; Informacje i opracowania statystyczne; Warszawa 2008 r.

[37] Główny Urząd Statystyczny: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r.; Informacje i opracowania statystyczne; Warszawa 2009 r.

[38] Agencja Rynku Energii S.A.: Statystyka elektroenergetyki polskiej 2007; Warszawa 2008r.

[39] Agencja Rynku Energii S.A.: Statystyka elektroenergetyki polskiej 2008; Warszawa 2009r.

[40] *Rocznik Statystyczny Województwa Pomorskiego 2007*, US w Gdańsku, Gdańsk 2008.

[41] *Rocznik Statystyczny Województwa Pomorskiego 2008*, US w Gdańsku, Gdańsk 2009.

[42] Prawo Energetyczne; Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r.; URE, Tekst jednolity z dnia 14 czerwca 2010 r.

[43] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21.08.2008 r. (Dz.U. Nr 162 poz. 1005) zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

[44] Projekty założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczna i paliwa gazowe dla gmin (wiejskich, miejsko-wiejskich i miejskich) województwa pomorskiego; Wybrane dokumenty, które zostały wykonane lub zaktualizowane w latach 2006-2010; Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego; Gdańsk 2010 r.