



energoekspert sp. z o. o.
energia i ekologia

40-105 Katowice , ul. Węglowa 7
tel. +48/32/351-36-70, fax +48/32/351-36-75
e-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl



Strategia Energetyki Województwa Lubuskiego

Załącznik 1

Analiza stanu istniejącego systemów energetycznych

Lipiec 2013 r.



Zespół projektantów

dr inż. Adam Jankowski – dyrektor do spraw produkcji

mgr inż. Anna Szembak – kierownik projektu

mgr Sabina Sierzyńska

mgr inż. Zbigniew Przedpełski

inż. Alicja Janik

mgr Marcin Całka

mgr inż. Agata Lombarska - Blochel

mgr inż. Marian Surowiec



Spis treści

1. Wprowadzenie.....	9
1.1 Rola samorządu województwa	9
1.2 Charakterystyka dokumentów strategicznych województwa.....	11
1.3 Warunki powstania i rola „Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego”	14
2. Uwarunkowania prawne rozwoju sektora energetyki.....	19
2.1 Zasadnicze założenia i kierunki polityki energetyczno – klimatycznej Unii Europejskiej	19
2.2 Polityka energetyczna Polski do 2030 r.	24
2.3 Zadania jednostek sektora publicznego wynikające z wdrażania przepisów	41
3. Charakterystyka Województwa Lubuskiego	45
3.1 Położenie geograficzne, charakterystyka zagospodarowania.....	45
3.2 Warunki klimatyczne, czystość powietrza	49
3.3 Demografia	52
3.4 Mieszkalnictwo.....	53
3.5 Gospodarka – strefa produkcyjno-usługowa.....	55
3.6 Uwarunkowania środowiskowe – obszary chronione, ograniczenia inwestycyjne	58
4. Inwentaryzacja infrastruktury energetycznej województwa – Charakterystyka systemów energetycznych	60
4.1 Źródła skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.....	60
4.1.1 Elektrociepłownia Zielona Góra.....	60
4.1.2 Elektrociepłownia Gorzów	63
4.1.3 Arctic Paper Kostrzyn S.A.	65
4.2 Zaopatrzenie w ciepło	67
4.2.1 Systemy ciepłownicze	67
4.2.2 Kotłownie lokalne.....	77
4.2.3 Rozwiązania indywidualne	77
4.2.4 Zapotrzebowanie na ciepło i sposób jego pokrycia – bilans stanu istniejącego	78
4.2.5 Ocena stanu zaopatrzenia województwa w ciepło	80
4.3 System elektroenergetyczny.....	81
4.3.1 Charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa	81
4.3.2 System zasilania obszaru – kierunki zasilania z poziomu NN i WN.....	84
4.3.3 Źródła wytwarzania energii elektrycznej.....	86
4.3.4 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego (WN/SN)	86
4.3.5 Bilans zapotrzebowania mocy, źródła pokrycia	91
4.3.6 Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej.....	92
4.3.7 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	96
4.3.8 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną	101
4.4 System zaopatrzenia w gaz ziemny	106
4.4.1 Przedsiębiorstwa dystrybucyjne, obrotu gazem, eksploatacyjne – zakres oddziaływania.....	106
4.4.2 Kierunki źródłowe zaopatrzenia w gaz – sieci źródłowe i dystrybucyjne	113

4.4.3	Stopień zgazyfikowania obszaru.....	122
4.4.4	Plany rozwoju przedsiębiorstw.....	123
4.4.5	Zużycie gazu – charakterystyka odbiorów	125
4.4.6	Ocena stanu systemu gazowniczego.....	127
5.	Energia odnawialna, odzysk energii	129
5.1	Wprowadzenie.....	129
5.2	Wykorzystanie biomasy i biogazu	131
5.2.1	Biomasa.....	131
5.2.2	Biogaz.....	134
5.2.3	Ocena stanu i perspektywy rozwoju.....	136
5.3	Energetyka wiatrowa	137
5.3.1	Warunki ogólne wykorzystania energii wiatrowej.....	137
5.3.2	Rozwój energetyki wiatrowej województwa lubuskiego na tle kraju.....	138
5.3.3	Charakterystyka farm wiatrowych istniejących i planowanych	138
5.3.4	Ocena stanu i perspektywy rozwoju.....	139
5.4	Energetyka wodna.....	142
5.4.1	Warunki ogólne wykorzystania energii wodnej	142
5.4.2	Charakterystyka obiektów istniejących i planowanych.....	142
5.4.3	Ocena stanu i perspektywy rozwoju.....	144
5.5	Energia słoneczna.....	146
5.5.1	Warunki ogólne wykorzystania energii słonecznej.....	146
5.5.2	Charakterystyka obiektów wykorzystujących energię słoneczną	146
5.5.3	Możliwości dofinansowania oraz tempo upowszechniania	147
5.6	Energia geotermalna	148
5.6.1	Warunki ogólne wykorzystania energii geotermalnej	148
5.6.2	Charakterystyka obiektów wykorzystujących energię geotermalną	149
5.6.3	Ocena stanu i perspektywy rozwoju.....	149
5.7	Możliwość wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych..	150
5.8	Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej	150
5.9	Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii.....	152
5.10	Podsumowanie.....	156
6.	Charakterystyka i ocena stanu złóż kopalin oraz możliwości i planów ich wykorzystania do celów energetycznych.....	158
6.1	Gaz ziemny zaazotowany	159
6.2	Ropa naftowa	160
6.3	Węgiel brunatny	160
7.	Analiza kosztów nośników energii u odbiorców (Koncesje i taryfy na nośniki energii)	164
7.1	Ciepło	164
7.2	Gaz.....	166
7.3	Energia elektryczna.....	171
7.4	Porównanie kosztów energii cieplnej z różnych paliw - budownictwo jedno - i wielorodzinne.....	175
7.5	Wpływ liberalizacji rynku energii (zasada TPA) na gospodarkę energetyczną gminy	176



Spis załączników

Załączniki do rozdziału 3

Tabela Z-3-1 Charakterystyka gmin, powiatów, liczba ludności

Tabela Z-3-2 Obszary Natura 2000 w woj. lubuskim

Załączniki do rozdziału 4

Tabela Z-4-1 Zestawienie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW (włącznie z 20 MW)

Tabela Z-4-2 Zestawienie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od 5 do 20 MW (włącznie z 5 MW)

Tabela Z-4-3 Zestawienie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od 100 kW do 5 MW

Tabela Z-4-4 Ciągi liniowe 110 kV w województwie lubuskim

Tabela Z-4-5 Wykaz stacji transformatorowych WN/SN – moce i obciążenia transformatorów

Tabela Z-4-6 Zamierzenia inwestycyjne w zakresie odbudowy i rozbudowy sieci SN i nN

Tabela Z-4-7 Stopień zgazyfikowania gmin województwa lubuskiego

Tabela Z-4-8 Charakterystyka stacji redukcyjno- pomiarowych I stopnia systemu przesyłowego

Tabela Z-4-9 Charakterystyka stacji redukcyjno- pomiarowych I stopnia systemu dystrybucyjnego

Tabela Z-4-10 Charakterystyka stacji redukcyjno -pomiarowych II stopnia systemu dystrybucyjnego

Załączniki do rozdziału 7

Tabela Z-7-1 Wyciąg z Taryf dla ciepła wybranych przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa lubuskiego

Tabela Z-7-2 Wyciąg z Taryfy Nr 5/2012 dla paliw gazowych dla odbiorców gazu wysokometanowego zasilanych z sieci rozdzielczych (o ciśn. do 0,5 MPa włącznie i ciepłe spalania od 34 MJ/m³ do 39,5 MJ/m³) – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Tabela Z-7-3 Wyciąg z Taryfy Nr 5/2012 dla paliw gazowych dla odbiorców gazu wysokometanowego zasilanych z sieci rozdzielczych (o ciśn. do 0,5 MPa włącznie i ciepłe spalania od 34 MJ/m³ do 39,5 MJ/m³) – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Tabela Z-7-4 Wyciąg z Taryfy Nr 5/2012 dla paliw gazowych dla odbiorców gazu zaazotanego zasilanych z sieci rozdzielczych (o ciśn. do 0,5 MPa włącznie i ciepłe spalania od 30 MJ/m³ do 32,8 MJ/m³) – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Tabela Z-7-5 Wyciąg z Taryfy Nr 5/2012 dla paliw gazowych dla odbiorców gazu zaazotanego zasilanych z sieci rozdzielczych (o ciśn. do 0,5 MPa włącznie i cie-



ple spalania od 30 MJ/m³ do 32,8 MJ/m³) – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Tabela Z-7-6 Wyciąg z Taryfy dla paliw gazowych dla odbiorców gazu wysokometanowego zasilanych z sieci rozdzielczych (o ciśn. do 0,5 MPa włącznie) – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci EWE energia Sp. z o.o.

Tabela Z-7-7 Wyciąg z Taryfy Nr 8 dla paliw gazowych dla odbiorców gazu wysokometanowego zasilanych z sieci rozdzielczych (o ciśn. do 0,5 MPa włącznie) – dla odbiorców pobierających paliwa gazowe z sieci DUON Dystrybucja S.A.

Tabela Z-7-8 Wyciąg z taryfy dla energii elektrycznej ENEA Operator Sp. z o.o. - Oddział Gorzów Wielkopolski dla grup taryfowych G11 i G12

Tabela Z-7-9 Wyciąg z taryfy dla energii elektrycznej ENEA Operator Sp. z o.o. - Oddział Zielona Góra dla grup taryfowych G11 i G12

Tabela Z-7-10 Wyciąg z taryfy dla energii elektrycznej PKP Energetyka Sp. z o.o. - Zakład Zachodni w Poznaniu dla grup taryfowych G11 i G12

Tabela Z-7-11 Wyciąg z taryfy dla energii elektrycznej PKP Energetyka Sp. z o.o. - Zakład Pomorski w Szczecinie dla grup taryfowych G11 i G12

1. Wprowadzenie

1.1 Rola samorządu województwa

Z mocy obowiązującego prawa mieszkańcy województwa tworzą regionalną wspólnotę samorządową. Generalnie, do zakresu działania samorządu województwa należy wykonywanie zadań publicznych o charakterze wojewódzkim, nie zastrzeżonych ustawami na rzecz organów administracji rządowej. Samorząd województwa: wykonuje określone ustawami zadania publiczne w imieniu własnym i na własną odpowiedzialność, dysponuje mieniem wojewódzkim, prowadzi samodzielnie gospodarkę finansową na podstawie budżetu. Do najważniejszych jednak czynności organów samorządu wojewódzkiego należy wykonywanie zadań związanych z rozwojem regionalnym na obszarze województwa. Przez politykę rozwoju rozumie się zespół wzajemnie powiązanych działań podejmowanych i realizowanych w celu zapewnienia trwałego i zrównoważonego rozwoju, spójności społeczno-gospodarczej, regionalnej i przestrzennej, podnoszenia konkurencyjności gospodarki oraz tworzenia nowych miejsc pracy w skali krajowej, regionalnej lub lokalnej. Zgodnie z ogólną zasadą, przyjętą w przepisach o zasadach prowadzenia polityki rozwoju, podstawowym zadaniem stało się wdrożenie procesów planowania strategicznego, albowiem politykę rozwoju prowadzi się na podstawie strategii rozwoju, przy pomocy programów służących osiągnięciu celów polityki rozwoju, z wykorzystaniem środków publicznych.

W ujęciu najbardziej ogólnym planowanie strategiczne jest procesem długookresowego planowania ukierunkowanego na identyfikację najważniejszych celów i określenie metod ich realizacji. Planowanie strategiczne skupia się na identyfikacji wyłącznie najważniejszych kwestii o znaczeniu kluczowym w długookresowym horyzoncie czasowym, ustanawiając ramy dla tworzenia planów i programów operacyjnych wyznaczających bazę dla dalszych procesów podejmowania decyzji, wskazując na działania najważniejsze z punktu widzenia założonych celów.

Proces planowania strategicznego winien uwzględniać wszystkie aspekty funkcjonowania w danym otoczeniu zewnętrznym, zaś proces jego wdrożenia wymaga pełnego zaangażowania na wszystkich szczeblach zarządzania. W ujęciu klasycznym wdrożenie omawianego procesu wymaga gruntownej analizy dostępnych zasobów i otoczenia, w celu identyfikacji silnych i słabych stron podmiotu opracowującego strategię oraz potencjalnych szans i zagrożeń pojawiających się w jego otoczeniu, co z kolei umożliwia wyznaczenie zasadniczych, długookresowych celów i planowanych, nierzadko wariantowych sposobów ich osiągnięcia.

Na tym etapie konieczne jest określenie deklaracji wizji, opisującej określony w kategoriach jakościowych podstawowy cel działalności danego podmiotu lub organizacji związany z jego rolą w dynamicznie zmiennym otoczeniu, jasno odzwierciedlający wyznaczony kierunek rozwoju.

Planowanie strategiczne stanowi szansę racjonalizacji procesów zarządzania, dając możliwość uwzględniania istniejących ograniczeń stawianych przez zmienne uwarunkowania

najprzeróżniejszej natury np. politycznej, społecznej czy gospodarczej, barier finansowych, ograniczeń zasobowych, a także informacyjnych i umożliwiając w efekcie wykorzystanie posiadanego potencjału strategicznego w celu efektywnego wykorzystania możliwych do przewidzenia zmian w otoczeniu podmiotu definiującego strategię.

Podstawą prawną zarządzania strategicznego na szczeblu województwa jest art. 11 ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1590 ze zm.), zgodnie z którym samorząd województwa określa strategię rozwoju województwa, uwzględniającą między innymi następujące cele:

- pobudzanie aktywności gospodarczej.
- podnoszenie poziomu konkurencyjności i innowacyjności gospodarki województwa.
- zachowanie wartości środowiska kulturowego i przyrodniczego przy uwzględnieniu potrzeb przyszłych pokoleń.
- kształtowanie i utrzymanie ładu przestrzennego,

Strategia rozwoju województwa zawiera: diagnozę sytuacji społeczno-gospodarczej województwa, określenie celów strategicznych polityki rozwoju województwa i określenie kierunków działań podejmowanych przez samorząd województwa dla osiągnięcia celów strategicznych polityki rozwoju województwa. Strategia rozwoju województwa winna uwzględniać cele średniookresowej strategii rozwoju kraju, krajowej strategii rozwoju regionalnego, a także odpowiednich strategii ponadregionalnych oraz być spójna z planem zagospodarowania przestrzennego województwa. Każdorazowo w terminie 9 miesięcy od dnia wejścia w życie uchwały o przyjęciu lub aktualizacji średniookresowej strategii rozwoju kraju, krajowej strategii rozwoju regionalnego, a także odpowiednich strategii ponadregionalnych lub planu zagospodarowania przestrzennego województwa samorząd województwa, winien dostosować do nich strategię rozwoju województwa.

Strategia rozwoju województwa jest realizowana przez programy wojewódzkie i regionalny program operacyjny, o których mowa w ustawie z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2009 r. Nr 84 poz. 712 ze zm.) Samorząd województwa może występować o dofinansowanie realizacji programów wojewódzkich i regionalnego programu operacyjnego środkami budżetu państwa i środkami pochodzącymi z budżetu Unii Europejskiej oraz innymi środkami pochodzącymi ze źródeł zagranicznych, w trybie określonym w odrębnych przepisach.

Przy formułowaniu strategii rozwoju województwa i realizacji polityki jego rozwoju, samorząd województwa, współpracuje w szczególności z:

- jednostkami lokalnego samorządu terytorialnego z obszaru województwa oraz z samorządem gospodarczym i zawodowym,
- administracją, rządową, szczególnie z wojewodą,
- innymi województwami,
- organizacjami pozarządowymi oraz podmiotami wymienionymi w art. 3 ust. 3 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie (Dz. U. Nr 96. poz. 873. z późn. zm.),

- szkołami wyższymi i jednostkami naukowo-badawczymi.

Samorząd województwa może również współpracować z organizacjami międzynarodowymi i regionami innych państw, zwłaszcza sąsiednich. Sejmik województwa określa zasady, tryb i harmonogram opracowania strategii rozwoju województwa, uwzględniając w szczególności: zadania organów samorządu województwa przy określaniu strategii rozwoju województwa oraz tryb i zasady współpracy z wyżej wymienionymi podmiotami współpracującymi.

Wyżej opisany stan prawny stwarza zasadnicze narzędzia planowania strategicznego w kreowaniu polityki rozwoju województwa, za którą z mocy ustawy jest odpowiedzialny samorząd województwa.

1.2 Charakterystyka dokumentów strategicznych województwa

W dniu 19 listopada 2012 r. Sejmik Województwa Lubuskiego uchwałą nr XXXII/319/12 przyjął Strategię Rozwoju Województwa Lubuskiego 2020 stanowiącą aktualizację wcześniejszego dokumentu z 2000 roku.

Potrzeba ponownego przeglądu Strategii Rozwoju Województwa Lubuskiego i podjęcie w 2010 roku decyzji o kolejnej jej aktualizacji, wynikały z wielu przesłanek, które wpłynęły na sytuację polityczną gospodarczą i społeczną, tak wewnątrz regionu, jak i w jego otoczeniu.

W rozwoju województwa bardzo ważną rolę odgrywają rzeczywiste zmiany w sferze produkcji, wymiany i konsumpcji, w tym wpływ na nie funduszy strukturalnych Unii Europejskiej. Województwo lubuskie jest jednym z tych polskich regionów, które bardzo skutecznie wykorzystują środki unijne. Pozwoliły one na realizację wielu przedsięwzięć zapisanych w wizji województwa lubuskiego i celach strategicznych. Warto zwrócić uwagę na inwestycje infrastrukturalne, takie jak: drogi krajowe i wojewódzkie, oczyszczalnie ścieków czy rozpoczęcie budowy Lubuskiego Parku Przemysłowo-Technologicznego. Wiele środków skierowano na rozwój przedsiębiorczości, co przynosi efekty w postaci ograniczenia skutków światowego kryzysu w gospodarce regionu. Do najistotniejszych czynników zewnętrznych, stanowiących przesłankę do aktualizacji, zaliczają się: zmiany w aktach prawnych regulujących zasady prowadzenia polityki rozwoju oraz tworzenie i aktualizowanie dokumentów strategicznych szczebla krajowego i międzynarodowego. W 2010 roku Unia Europejska przyjęła Strategię Europa 2020, rozpoczęły się też prace nad przygotowaniem programów europejskiej polityki spójności na lata 2014-2020.

Zgodnie z nowym systemem zarządzania rozwojem kraju, podstawowymi dokumentami strategicznymi są: długookresowa i średniookresowa strategia rozwoju kraju oraz 9 zintegrowanych strategii sektorowych, w tym najważniejsza dla regionów Krajowa Strategia Rozwoju Regionalnego 2010-2020 Regiony, miasta, obszary wiejskie, przyjęta 13 lipca 2010 roku. W kwietniu 2012 roku weszła w życie Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030, a we wrześniu 2012 roku - średniookresowa Strategia Rozwoju Kraju

2020. Samorząd województwa zobligowany jest do aktualizacji strategii rozwoju w celu dostosowania jej do dokumentów o charakterze nadrzędnym. Strategia powinna być też spójna z Planem zagospodarowania przestrzennego województwa.

W aktualnie przyjętej Strategii dokonano radykalnego uproszczenia deklaracji wizji, czyniąc ją spójną, jasną i czytelną:

W 2020 roku województwo lubuskie w pełni korzysta ze swojego położenia w Europie, walorów środowiska i dostępności komunikacyjnej. Rozwinęły się konkurencyjne i innowacyjne sektory gospodarki i turystyka, a Lubuszan można już zaliczyć do społeczeństw informacyjnych. Efektywne wykorzystanie środków unijnych, aktywność samorządów, przedsiębiorców i organizacji pozarządowych zapewniły wysoki poziom życia mieszkańców i dostęp do usług o dobrym standardzie. Region postrzegany jako miejsce zdrowego stylu życia zyskuje miano „zielonej krainy nowoczesnych technologii”.

W celu urzeczywistnienia wizji rozwoju województwa lubuskiego w perspektywie dziesięciolecia sformułowano cel główny:

„Wykorzystanie potencjałów województwa lubuskiego do wzrostu jakości życia, dynamizowania konkurencyjnej gospodarki, zwiększenia spójności regionu oraz efektywnego zarządzania jego rozwojem”

W celu osiągnięcia celu głównego sformułowano cele strategiczne:

1. Konkurencyjna innowacyjna gospodarka regionalna.
2. Wysoka dostępność transportowa i teleinformatyczna.
3. Społeczna i terytorialna spójność regionu.
4. Region efektywnie zarządzany.

W ramach **celu strategicznego 1.** Konkurencyjna i innowacyjna gospodarka regionalna sformułowano następujące **cele operacyjne**:

Cel 1.1 Rozwój sektora B+R oraz usprawnienie mechanizmów transferu innowacji

Cel 1.2 Rozwój przedsiębiorczości i zwiększenie aktywności zawodowej

Cel 1.3 Podniesienie jakości kształcenia i dostosowanie go do potrzeb regionalnego rynku pracy

Cel 1.4 Rozwój funkcji metropolitalnych ośrodków wojewódzkich

Cel 1.5 Rozwój subregionalnych i lokalnych ośrodków miejskich

Cel 1.6 Udoskonalenie oraz rozbudowa infrastruktury energetycznej i ochrony środowiska

Cel 1.7 Rozwój potencjału turystycznego województwa

Cel 1.8 Poprawa jakości rolniczej przestrzeni produkcyjnej

W ramach **celu strategicznego 4.** Region efektywnie zarządzany sformułowano następujące **cele operacyjne**:

Cel 4.1 Tworzenie atrakcyjnego wizerunku województwa i promocja marki Lubuskie

Cel 4.2 **Wzmocnienie współpracy transgranicznej i międzyregionalnej**

Cel 4.3 Wzmocnienie potencjału kapitału społecznego oraz kształtowanie tożsamości regionalnej

Cel 4.4 **Wzmocnienie integralności systemów zarządzania strategicznego i planowania przestrzennego na poziomie regionalnym i lokalnym**

Cel 4.5 Podwyższenie sprawności działania administracji samorządowej i instytucji regionalnych

Ponadto, jako jeden ze wskaźników realizacji celu strategicznego zakłada się osiągnięcie udziału produkcji energii elektrycznej z OZE w produkcji energii ogółem w roku 2020 na poziomie 12,5 %.

Część diagnostyczna dokumentu wskazuje na nadzieje związane z występującymi na obszarze województwa złożami surowców energetycznych, szczególnie węgla brunatnego w okolicach gmin: Gubin, Lubsko i Brody, które mogą być istotnym czynnikiem mogącym mieć znaczący wpływ na rozwój regionu. Wskazano istotne związane z tym zapisy w Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030, gdzie zakłada się powstanie w okolicach Gubina elektrowni o mocy powyżej 800 MW, co jest zgodne z planami inwestora oraz prognozowaną rozbudową sieci przesyłowej na terenie województwa lubuskiego (ujęta w planach operatora systemu przesyłowego), oraz zgodność koncepcji zabezpieczenia i wykorzystania strategicznych nośników energii znajdujących się na terenie województwa lubuskiego, w tym pozostawienia węgla jako głównego paliwa dla energetyki, z odpowiednimi zapisami dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”.

Strategia Rozwoju Województwa Lubuskiego 2020 stanowi najważniejszy dokument samorządu województwa, określający kierunki rozwoju regionalnego i wskazujący obszary szczególnej interwencji. Łączy w sobie diagnozę stanu regionu, stojące przed nim wyzwania rozwojowe i aspiracje jego mieszkańców. Strategia funkcjonować będzie jako plan postępowania władz regionalnych, tak w procesie zarządzania województwem, jak i w inicjowaniu oraz rozwijaniu mechanizmów współpracy pomiędzy samorządem terytorialnym, sferą biznesową i mieszkańcami województwa. Uwzględnienie w strategii dokumentów planistycznych szczebla międzynarodowego i krajowego gwarantuje skorelowanie procesów rozwojowych województwa lubuskiego z podstawowymi założeniami europejskiej i krajowej polityki rozwoju regionalnego.

1.3 Warunki powstania i rola „Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego”

W obowiązującej „Strategii Rozwoju Województwa Lubuskiego Aktualizacja z horyzontem czasowym do 2020 roku” stwierdzono, że konieczność wypełnienia zobowiązań traktatowych Polski, dotyczących zmniejszenia ilości zanieczyszczeń powietrza dwutlenkiem siarki (SO₂) i tlenkami azotu (NO_x) oraz udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych, w określonych terminach i w przyjętych wielkościach, będzie wpływała na podejmowanie decyzji o likwidacji, modernizacji lub budowie źródeł energii. Należy wykonać pełną diagnozę sytuacji w poszczególnych branżach energetyki w województwie, ich wzajemnych relacji, zależności i możliwości ich optymalizacji oraz opracować i wdrożyć strategię działania w tej dziedzinie, będącą wskaźnikiem do planowania i podejmowania decyzji zarówno inwestycyjnych, jak i modernizacyjnych. a także działań edukacyjnych i upowszechniających pożądane zachowania energooszczędne oraz uwzględniające aspekty ochrony środowiska. Powyższy zapis stał się podstawową przesłanką sporządzenia niniejszego opracowania stanowiąc ponadto wyznacznik minimum jego celów i zawartości.

W aktualizacji Strategii Rozwoju Województwa Lubuskiego zakłada się, że na terenie województwa stworzone zostaną wysokosprawne systemy energetyczne, zapewniające bezpieczeństwo energetyczne i optymalne wykorzystanie niezbędnych surowców oraz infrastruktury, tj. pełne i bezawaryjne zaopatrzenie mieszkańców i podmiotów gospodarczych w energię elektryczną, ciepło, gaz ziemny i paliwa. W gospodarce i budownictwie zastosowane zostaną rozwiązania energooszczędne, pozwalające na ograniczenie zużycia energii i obniżenie wielkości emisji substancji zanieczyszczających do powietrza. Gospodarowanie zasobami energetycznymi będzie odbywać się w sposób racjonalny, ze szczególnym uwzględnieniem zwiększenia efektywności, np. w obiektach użyteczności publicznej. Wzrośnie wykorzystanie źródeł energii odnawialnej. Konieczne będzie podjęcie działań na rzecz dostosowania do zmian klimatycznych.

W celu urzeczywistnienia opisanego stanu konieczne jest ustalenie spójnego programu zarządzania strategicznego energetyką regionalną w celu umożliwienia realizacji zapisów innych dokumentów o znaczeniu strategicznym, przyjętych na szczeblu wspólnotowym, krajowym i regionalnym, takich jak np.: Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju, Średniookresowa Strategia Rozwoju Kraju (Strategia Rozwoju Kraju 2020), Krajowa Strategia Rozwoju Regionalnego – będąca podstawowym dokumentem strategicznym odnoszącym się do regionów, Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030 (w której figurują zapisy dotyczące budowy elektrowni zawodowej opalanej węglem brunatnym), czy też Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubuskiego – podstawowy dokument w zakresie polityki przestrzennej województwa, znowelizowany w marcu 2012 r.

Odrębnym problemem jest uwzględnienie doniosłych zmian w procesie planowania strategicznego na szczeblu krajowym, albowiem po zaprezentowaniu raportu „POLSKA 2030” w połowie 2009 r., stał się on przyczynkiem do dyskusji na temat przyszłości kraju oraz zasad prowadzenia polityki rozwoju. W wyniku publicznej debaty dokonano zmian stosow-

nych regulacji prawnych i wprowadzono nowe reguły przygotowywania dokumentów strategicznych. W rezultacie doszło do stworzenia nowego porządku strategicznego. W kohezji z wymaganiami Unii Europejskiej co do zakresu dokumentów o charakterze strategicznym powstał nowy model ich tworzenia, którego ramę będą stanowić: Długookresowa Strategia Rozwoju Kraju (perspektywa 2030 roku) oraz koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju i Plan Zagospodarowania Przestrzennego Kraju. W tak zdefiniowanych ramach umieszczono Średniookresową Strategię Rozwoju Kraju, obejmującą 10 letni horyzont czasowy, skorelowaną z europejskim dokumentem programowym (EU 2020) oraz 9 zintegrowanych strategii sektorowych dotyczących: Innowacyjności i Efektywności Gospodarki, Rozwoju Transportu, Bezpieczeństwa Energetycznego i Środowiska, Rozwoju Regionalnego, Rozwoju Kapitału Ludzkiego, Rozwoju Kapitału Społecznego, Zrównoważonego Rozwoju Wsi i Rolnictwa, Sprawnego Państwa oraz Rozwoju Systemu Bezpieczeństwa. Ponadto trwają prace nad Strategią Rozwoju Polski Zachodniej, w założeniach do której poprawę stanu bezpieczeństwa energetycznego oraz środowiskowego uznano za jeden ze szczegółowych celów, umieszczając w szczególności na liście kluczowych inwestycji rozbudowę sieci energetycznych.

Zważywszy, że obszar gospodarczy należy do kluczowych obszarów większości strategii rozwoju należy zauważyć, że energetyka jako dział przemysłu dostarczający różnych form energii odgrywa we współczesnej gospodarce znaczącą rolę ze względu na konieczność zapewnienia odpowiednich form energii i paliw dla wszystkich działów gospodarki. Kluczowego zatem dla gospodarki znaczenia nabiera pojęcie bezpieczeństwa energetycznego, zdefiniowane w art. 3 pkt. 16) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r. poz. 1059) jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska, jest jednym z podstawowych warunków zapewnienia bezpieczeństwa gospodarczego kraju. Troska o zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego należy do podstawowych celów uchwalenia wymienionego aktu prawnego. W warunkach polskich ustawodawca przyjął podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne, pomiędzy administrację publiczną (rządową oraz samorządową) oraz operatorów energetycznych systemów sieciowych.

Istotna rola w procesie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przypada odpowiednim organom władzy na poziomie województwa. W ogólnym przypadku wojewodowie oraz samorządy województw odpowiadają głównie za zapewnienie warunków do rozwoju infrastrukturalnych **połączeń międzyregionalnych i wewnątrzregionalnych, w tym przede wszystkim na terenie województwa i koordynację rozwoju energetyki w gminach.** W szczególności samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa opiniując projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa oraz bada zgodność planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa. Ponadto, na podstawie art. 23 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne, samorząd województwa, zgodnie

z właściwością miejscową, opiniuje również sprawy udzielania i cofania koncesji oraz projekty planów rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię.

Potrzeba opracowania strategicznego dokumentu z zakresu gospodarki energetycznej wynika zatem z następujących przesłanek:

- opiniowanie założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe poszczególnych gmin w zakresie współpracy z sąsiednimi gminami jest zasadniczo bezprzedmiotowe w przypadku braku jakichkolwiek oficjalnych wytycznych w zakresie takiej współpracy;
- ocena założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe odnoszących się do szczegółowych rozwiązań stosowanych na obszarze poszczególnych gmin, w aspekcie ich zgodności z polityką energetyczną państwa, stanowiącą podstawowy dokument w zakresie energetycznego planowania strategicznego na obszarze kraju, jest praktycznie rzecz biorąc niemożliwa w warunkach braku wypracowanej formuły lokalnej polityki energetycznej na obszarze województwa;
- wydawanie przez Zarząd Województwa Lubuskiego rzetelnych opinii merytorycznych do sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa lub energię, jest co najmniej poważnie utrudnione bez dokumentu zawierającego pełną analizę zasobów i wypływające stąd wnioski;
- województwo lubuskie dysponuje możliwościami by stać się zapleczem surowcowo-energetycznym dla okolicznych obszarów kraju i uwzględnienie tej specyfiki wymaga wypracowania własnej polityki energetycznej w ścisłym powiązaniu z polityką energetyczną państwa.

Jakkolwiek wymienione zadania samorządu województwa dotyczące koordynacji dokumentów planistycznych w zakresie rozwoju systemów oraz zaopatrzenia w paliwa i energię mają niewątpliwie charakter doniosły, ze względu na odpowiedzialność związaną z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego w zakresie dostaw paliw i energii na obszarze województwa, tym niemniej można stwierdzić, że rola samorządów szczebla wojewódzkiego w kreowaniu polityki energetycznej na szczeblu regionu jest słabo doprecyzowana pod względem ustawowym. Ustawa nie nakłada na samorząd województwa obowiązku opracowania własnego dokumentu z zakresu gospodarki energetycznej, a równocześnie nie zawiera zapisów dających prawo wyłączności w formułowaniu własnych poglądów na problematykę energetyczną. Tym niemniej należy zauważyć, że w podstawowym dokumencie strategicznym w zakresie krajowej polityki energetycznej, jakim jest „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, stwierdzono, co następuje:

„Istotnym elementem wspomagania realizacji polityki energetycznej jest aktywne włączenie się władz regionalnych w realizację jej celów, w tym poprzez przygotowywane na szczeblu wojewódzkim, powiatowym lub gminnym strategii rozwoju energetyki. Niezmiernie ważne jest, by w procesach określania priorytetów inwestycyjnych przez samorządy

nie była pomijana energetyka. ... Obecnie potrzeba planowania energetycznego jest tym istotniejsza, że najbliższe lata stawiają przed polskimi gminami ogromne wyzwania, w tym m.in. w zakresie sprostania wymogom środowiskowym czy wykorzystania funduszy unijnych na rozwój regionu. Wiąże się z tym konieczność poprawy stanu infrastruktury energetycznej, w celu zapewnienia wyższego poziomu usług dla lokalnej społeczności, przyciągnięcia inwestorów oraz podniesienia konkurencyjności i atrakcyjności regionu. Dobre planowanie energetyczne jest jednym z zasadniczych warunków powodzenia realizacji polityki energetycznej państwa.”

Doceniając wagę zagadnień dotyczących energetyki w szeroko rozumianym znaczeniu tego pojęcia, jako elementu mającego znaczenie i często decydujący wpływ na rozwój regionu w 2008 roku Marszałek Województwa przystąpił do opracowania „Studium rozwoju systemów energetycznych w województwie lubuski do roku 2025 ze szczególnym uwzględnieniem perspektyw rozwoju energetyki odnawialnej” oraz powołał Regionalną Radę do spraw energetyki przy Marszałku Województwa Lubuskiego (zwanej dalej Radą). Rada ta powołana została jako organ opiniotwórczo – doradczy Marszałka Województwa Lubuskiego w zakresie:

- nadzoru nad powstawaniem oraz wdrażaniem opracowania „Studium...”,
- wspierania działań samorządu województwa związanych z planowaniem energetycznym terenie województwa,
- inicjowania działań i projektów związanych z rozwojem energetyki,
- pobudzania i monitorowania rozwoju energetyki.

Przedmiotem 5-ciu posiedzeń Rady były dyskusje i kreowanie kluczowych zapisów „Studium...”.

Opracowane „Studium...” zawierało szczegółową inwentaryzację stanu istniejącego infrastruktury energetycznej, określenie bieżących i przyszłych potrzeb energetycznych województwa oraz koncepcję kierunków rozwoju zaopatrzenia województwa w energię do roku 2025. „Studium...” określało podstawowe cele rozwoju energetyki w województwie.

Jednym z wniosków wynikających z pracy nad „Studium...” było stwierdzenie o konieczności systematycznej aktualizacji zagadnień ujętych w dokumencie oraz wskazanie o celowości opracowania i przyjęcia dokumentu strategicznego w randze uchwały Sejmiku Województwa.

Mając to na uwadze Rada kontynuowała swoją działalność omawiając na kolejnych posiedzeniach zagadnienia w ujęciu branżowym. Dodatkowo miały miejsce posiedzenia Zespołu ds. wspierania projektu budowy elektrowni opartej na zasobach węgla brunatnego na terenie gmin Gubin i Brody.

Sprecyzowanie celów strategicznych, celów operacyjnych oraz określenie listy przedsięwzięć o znaczeniu priorytetowym, które zdefiniowane zostaną w „Strategii...” wymaga przeprowadzenia aktualizacji oceny poziomu bieżących i przyszłych potrzeb energetycznych województwa, stanu istniejącego pracy systemów energetycznych, przeprowadzenia analizy SWOT.

Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 r.”, najważniejszymi elementami polityki energetycznej realizowanymi na szczeblu regionalnym i lokalnym powinny być:

- dążenie do oszczędności paliw i energii w sektorze publicznym poprzez realizację działań określonych w Krajowym Planie Działań na rzecz efektywności energetycznej;
- maksymalizacja wykorzystania istniejącego lokalnie potencjału energetyki odnawialnej, zarówno do produkcji energii elektrycznej, ciepła, chłodu, produkcji skojarzonej, jak również do wytwarzania biopaliw ciekłych i biogazu;
- zwiększenie wykorzystania technologii wysokosprawnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach skojarzonych, jako korzystnej alternatywy dla zasilania systemów ciepłowniczych i dużych obiektów w energię;
- rozwój scentralizowanych lokalnie systemów ciepłowniczych, który umożliwia osiągnięcie poprawy efektywności i parametrów ekologicznych procesu zaopatrzenia w ciepło oraz podniesienia lokalnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego;
- modernizacja i dostosowanie do aktualnych potrzeb odbiorców sieci dystrybucji energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem modernizacji sieci wiejskich i sieci zasilających tereny charakteryzujące się niskim poborem energii;
- rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego na terenach słabo zgazyfikowanych, w szczególności terenach północno-wschodniej Polski;
- wspieranie realizacji w obszarze gmin inwestycji infrastrukturalnych o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju kraju, w tym przede wszystkim budowy sieci przesyłowych (elektroenergetycznych, gazowniczych, ropy naftowej i paliw płynnych), infrastruktury magazynowej, kopalni surowców energetycznych oraz dużych elektrowni systemowych.

Zważywszy, że należy dążyć do korelacji planów inwestycyjnych poszczególnych gmin i przedsiębiorstw energetycznych, stało się konieczne opracowanie dokumentu wyznaczającego długookresowe cele strategiczne w dziedzinie infrastruktury energetycznej na obszarze województwa, wyznaczające zasady kreowania racjonalnej polityki energetycznej na szczeblu regionalnym, zapewniające osiągnięcie właściwego poziomu szeroko pojętego bezpieczeństwa energetycznego na obszarze województwa, w warunkach pełnej spójności z krajowymi i regionalnymi dokumentami dotyczącymi kreowania polityki rozwoju w aspektach strategicznych, co stanowi główną przesłankę uchwalenia niniejszej „Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego”.

Zważywszy powyższe fakty, inicjatywa polegająca na opracowaniu „Strategii Energetyki Województwa Lubuskiego” znajduje głębokie uzasadnienie i w pełni wpisuje się w główny nurt aktualnej polityki energetycznej państwa, tym bardziej, że wykonanie aktualnej diagnozy systemów energetycznych oraz stworzenie dokumentu określającego w sposób jednoznaczny cele strategiczne, mogące stanowić bazę kreowania racjonalnej polityki energetycznej województwa, w sposób radykalny ułatwi wykonywanie bieżących zadań merytorycznych samorządu województwa, w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa gospodarczego regionu.

2. Uwarunkowania prawne rozwoju sektora energetyki

2.1 Zasadnicze założenia i kierunki polityki energetyczno – klimatycznej Unii Europejskiej

Poprawa efektywności energetycznej jest jednym z priorytetów unijnej polityki energetycznej z wyznaczonym do roku 2020 celem zmniejszenia zużycia energii o 20% w stosunku do scenariusza "business as usual". Rada Europejska zatwierdziła elementy, które Rada ds. Środowiska Naturalnego obradująca 20 lutego 2007 r. określiła jako podstawowe elementy skutecznych i właściwych ram w okresie po roku 2012, czyli m.in. określenie wspólnej wizji z myślą o osiągnięciu ostatecznego celu określonego w konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu, wzmocnienie i powiększenie światowego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla, opracowanie, wdrażanie i transfer niezbędnej technologii w celu zmniejszenia emisji, odpowiednie środki przystosowawcze mające na celu zaradzenie skutkom zmian klimatu, działania w zakresie wylesiania i emisji produkowanych przez międzynarodowe lotnictwo i transport morski. Unia Europejska konsekwentnie zachęca wszystkie kraje do podejmowania wysiłków w tych ramach zgodnie ze zróżnicowanymi zobowiązaniami i odnośnymi możliwościami. Rada Europejska podkreśliła, że Unia Europejska zaangażowana jest w przekształcanie Europy w gospodarkę o bardzo zracjonalizowanym wykorzystaniu energii i niskim poziomie emisji gazów cieplarnianych, i podejmuje stanowcze, niezależne zobowiązania w tym zakresie. Już w 1993 r. przyjęto Dyrektywę 93/76/WE w sprawie ograniczenia emisji dwutlenku węgla poprzez poprawę charakterystyki energetycznej budynków, potem uchyloną przez dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EEG, zmienioną następnie przez rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1137/2008 z dnia 22 października 2008 r. Celem wspomnianej dyrektywy jest opłacalna ekonomicznie poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii poprzez: określenie celów orientacyjnych oraz stworzenie mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do usunięcia istniejących barier rynkowych i niedoskonałości rynku utrudniających efektywne końcowe wykorzystanie energii i stworzenie warunków dla rozwoju i promowania rynku usług energetycznych oraz dla dostarczania odbiorcom końcowym innych środków poprawy efektywności energetycznej. W dokumencie ustalono, że państwa członkowskie będą dążyć do osiągnięcia krajowych celów indykatorywnych w zakresie oszczędności energii w wysokości 9 % w dziewiątym roku stosowania dyrektywy oraz podejmą efektywne kosztowo, wykonalne i rozsądne środki służące osiągnięciu tego celu. Państwa członkowskie zostały ponadto zobowiązane do opracowania programów w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Ponadto państwa członkowskie zobowiązano do podjęcia wzmocnionych wysiłków na rzecz promowania efektywności końcowego wykorzystania energii oraz ustanowienia odpowiednich warunków i bodźców dla podmiotów rynkowych do podniesienia poziomu informacji i doradztwa dla odbiorców końcowych na temat efektywności końcowego wykorzystania energii, a wreszcie do zapewnienia, aby informacje o mechanizmach służących efektywności energetycznej oraz ramach finansowych i prawnych przyjętych w celu osiągnięcia krajowego celu orientacyjnego

w zakresie oszczędności energii były przejrzyste i szeroko dostępne odpowiednim uczestnikom rynku. W zakresie prawodawstwa państwa członkowskie zobowiązano do uchylecia lub zmiany krajowych przepisów ustawowych i wykonawczych, innych niż o charakterze wyłącznie podatkowym, niepotrzebnie lub nieproporcjonalnie hamujących lub ograniczających wykorzystanie instrumentów finansowych dotyczących oszczędności energii na rynku usług energetycznych lub innych środków poprawy efektywności energetycznej, a także do usunięcia zachęt w taryfach w zakresie przesyłu i dystrybucji energii, niepotrzebnie zwiększających ilość dystrybuowanej lub przesyłanej energii, przy czym dopuszczono możliwość włączenia do systemów i taryf elementów socjalnych pod warunkiem, że jakkolwiek negatywny wpływ tych elementów na system przekazu i dystrybucji energii będzie sprowadzony do niezbędnego minimum i że wpływ ten nie jest nieproporcjonalny do osiąganego celu socjalnego. Uznano, że zarządzanie popytem na energię jest jednym z priorytetowych środków związanych ze zmianą klimatu, które należy podjąć na szczeblu wspólnotowym.

Jak już wspomniano, Unia Europejska przewodzi globalnym wysiłkom zmierzającym do redukcji emisji gazów cieplarnianych wynikających z działalności człowieka, grożących niebezpiecznymi zmianami klimatu na świecie. Kamieniem węgielnym strategii opłacalnego zmniejszenia emisji własnych gazów cieplarnianych jest wypracowany przez UE europejski system handlu emisjami (EU ETS). Europejski system handlu emisjami, wprowadzony na początku 2005 roku, jest pierwszym na świecie międzynarodowym systemem typu „ograniczenie-handel” realizowanym na poziomie przedsiębiorstw, opartym na handlu zezwoleniami na emisje dwutlenku węgla (CO₂) i innych gazów cieplarnianych. Zbudowany w oparciu o innowacyjne mechanizmy zapoczątkowane przez protokół z Kioto - międzynarodowy handel emisjami mechanizm czystego rozwoju CDM (*ang.: Clean Development Mechanism*) i instrument wspólnych wdrożeń JI (*ang.: Joint Implementation*) – obowiązkowy system wkrótce stał się motorem ekspansji międzynarodowego rynku emisji. Ustalając cenę za każdą tonę wyemitowanego dwutlenku węgla, europejski system handlu emisjami zachęca do inwestycji w technologie niskowęglowe. System zmusił zarządy przedsiębiorstw do wzięcia pod uwagę kosztów emisji ukierunkowując w ten sposób pomysłowość i kreatywność przedsiębiorców na wynajdowanie innowacyjnych i mniej kosztownych sposobów walki ze zmianami klimatu. System dał początek dużej liczbie związanych z nim nowych sektorów usługowych, jak np. handel uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, finansowanie działań ograniczających emisje, zarządzanie nimi oraz ich audyt. Zakłada się, że Europejski system handlu emisjami powinien umożliwić Unii Europejskiej osiągnięcie celu w zakresie redukcji emisji zgodnie z założeniami protokołu z Kioto przy kosztach wynoszących poniżej 0,1 % PKB tj. znacznie obniżonych dzięki wprowadzeniu systemu. System będzie także odgrywać kluczową rolę w realizacji jeszcze bardziej ambitnych europejskich celów w zakresie redukcji emisji do roku 2020 i w latach późniejszych. Obok zapewnienia unijnym przedsiębiorstwom opłacalnego sposobu na zmniejszenie ich emisji europejski system handlu emisjami kieruje także znaczne inwestycje oraz czyste technologie do krajów rozwijających się i gospodarek w fazie przejściowej, wspomagając w ten sposób ich wysiłki na rzecz osiągnięcia zrównoważonego rozwoju. Jest to możliwe dzięki temu, że system pozwala firmom na wykorzystanie kredytów z pro-

jektów ograniczających emisje, realizowanych w ramach mechanizmów CDM i JI, do kompensowania pewnej części ich własnych emisji.

Zasadniczym aktem normatywnym na etapie wdrażania rynku uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i ustanowienia jego zasad jest dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE. System handlu emisjami pozostanie trwałym elementem strategii walki ze zmianami klimatu. Sprawdza się on jako kluczowy instrument redukcji emisji gazów cieplarnianych po stosunkowo niskich kosztach i stymuluje ewolucję w kierunku gospodarki przyszłości opartej na technologiach niskoemisyjnych. Europejski system handlu emisjami opiera się na świadomości, że wyznaczenie ceny za emisje związków węgla jest najbardziej opłacalnym sposobem na znaczne zredukowanie globalnych emisji gazów cieplarnianych, które jest konieczne, aby zapobiec osiągnięciu przez zmiany klimatu niebezpiecznego poziomu.

Europejski system handlu emisjami jest wdrażany w kolejnych etapach, zwanych też „okresami handlowymi”.

- Etap 1, od 1 stycznia 2005 r. do 31 grudnia 2007 r., stanowił trwającą trzy lata fazę pilotażową obejmującą „uczenie się w praktyce” i przygotowanie do decydującego etapu 2. Podczas tego etapu z powodzeniem ustalono cenę emisji dwutlenku węgla, zainicjowano wolny handel zezwoleniami na emisję na terenie UE oraz stworzono niezbędną infrastrukturę konieczną do monitorowania, zgłaszania i weryfikacji rzeczywistych emisji przedsiębiorstw objętych systemem. Generowanie corocznych zweryfikowanych danych na temat emisji wypełniło ważną lukę informacyjną i stworzyło solidną podstawę dla wyznaczania limitów krajowych uprawnień na potrzeby etapu 2.
- Etap 2, od 1 stycznia 2008 r. do 31 grudnia 2012 r., zbiega się w czasie z „pierwszym okresem zobowiązań” w ramach protokołu z Kioto – jest to pięcioletni okres, podczas którego UE i państwa członkowskie muszą wywiązać się ze swoich celów w zakresie emisji określonych w protokole. Etap pilotażowy, realizowany w latach 2005-2007, był niezbędny dla zagwarantowania, że europejski system handlu emisjami w pełni przyczyni się do osiągnięcia tych celów dzięki efektywnemu funkcjonowaniu podczas etapu 2. Na podstawie zweryfikowanych emisji zgłoszonych podczas etapu 1 Komisja Europejska obniżyła wysokość przydziałów dozwolonych podczas etapu 2 do pułapu 6,5 % poniżej poziomu z 2005 roku, gwarantując w ten sposób, że nastąpi rzeczywista redukcja emisji.
- Etap 3 obejmie osiem lat, od 1 stycznia 2013 r. do 31 grudnia 2020 r. Ten wydłużony okres handlowy zaowocuje lepszą przewidywalnością, co jest niezbędne, aby zachęcić do długoterminowych inwestycji w redukcje emisji. Począwszy od roku 2013, europejski system handlu emisjami zostanie znacznie wzmocniony i rozszerzony, co umożliwi mu odegranie głównej roli w realizacji celów unijnych w zakresie zapobiegania zmianom klimatu i oszczędności energetycznej do roku 2020.

Obecnie wymaga się od państw członkowskich sporządzenia krajowych planów rozdzielania uprawnień na każdy okres handlowy, w których określi się ilość uprawnień do emisji dla każdego obiektu w poszczególnych latach. Decyzje dotyczące przydziałów są ogłaszane publicznie. Limit, zwany też „ograniczeniem” (*ang.*: *cap*), całkowitej ilości rozdysponowanych uprawnień tworzy niedobór konieczny do zaistnienia handlu. Przedsiębiorstwa, które utrzymują swoje emisje poniżej przyznanego im pułapu, mogą sprzedać nadwyżki uprawnień po cenie określonej przez popyt i podaż w danym okresie. Te przedsiębiorstwa, które mają trudności z utrzymaniem emisji w granicach uzyskanych uprawnień, mają kilka możliwości do wyboru. Mogą podjąć kroki w celu zredukowania swoich emisji (np. zainwestować w bardziej efektywną technologię lub korzystać ze źródeł energii emitujących mniej dwutlenku węgla), mogą zakupić dodatkowe zezwolenia i/lub kredyty CDM/JI na rynku, mogą też połączyć oba te rozwiązania. Taka elastyczność zapewnia redukcję emisji w najbardziej opłacalny sposób. Do tej pory większość uprawnień przydzielono obiektom nieodpłatnie – co najmniej 95 % podczas etapu początkowego i co najmniej 90 % w trakcie trwania etapu 2 w latach 2008-2012. Chociaż limity przyznawane są tylko przedsiębiorstwom objętym europejskim systemem handlu emisjami, każdy – osoby fizyczne, instytucje, organizacje pozarządowe i inne podmioty – jest uprawniony do nabywania i zbywania ich na rynku w taki sam sposób jak przedsiębiorstwa.

Jako część uzgodnionego w 2008 r. głównego pakietu inicjatyw mających na celu zwalczanie zmian klimatu i zwiększanie wykorzystania energii odnawialnych, od chwili rozpoczęcia realizacji etapu 3 w dniu 1 stycznia 2013 r. wejdą w życie istotne zmiany w zakresie europejskiego systemu handlu emisjami. Modernizacja ta, poparta wyczerpującą analizą funkcjonowania systemu od początku jego działania, uczyni z systemu handlu emisjami kluczowy instrument w realizacji unijnego celu, jakim jest stworzenie wysoce wydajnej energetycznie gospodarki emitującej niewielkie ilości gazów cieplarnianych. UE zobowiązała się do zredukowania przed rokiem 2020 całkowitych emisji o co najmniej 20 %, w porównaniu do poziomu z roku 1990, lub nawet o 30 %, jeżeli inne kraje rozwinięte zobowiążą się do podobnych redukcji w ramach nowego globalnego porozumienia klimatycznego. Unia zakłada także, że do 2020 roku 20 % jej energii pochodzić będzie ze źródeł odnawialnych, a dzięki poprawie efektywności energetycznej zużycie energii zostanie zredukowane o 20 % poniżej przewidywanego poziomu. Zmiany w europejskim systemie handlu emisjami, które wejdą w życie od 2013 roku, będą oznaczać bardziej zharmonizowane zasady, zwiększoną przewidywalność dla podmiotów gospodarczych oraz większą wiarygodność na skalę międzynarodową. Główne zmiany obejmują: niewielkie rozszerzenie zakresu systemu (oprócz włączenia transportu lotniczego od 2012 roku), tak by wprowadzić pewne dodatkowe gałęzie przemysłu i gazy cieplarniane oraz obiekty zajmujące się wychwytywaniem, transportem i geologicznym składowaniem emisji CO₂.

W marcu 2012 r. Polska zablokowała propozycje Komisji Europejskiej dotyczące zwiększenia celów redukcji emisji CO₂ ponad poziom określony w pakiecie klimatycznym. Zastrzeżenia wynikają z polskich realiów gospodarczych, w których obecnie ponad 90 proc. energii elektrycznej w Polsce powstaje przy wykorzystaniu węgla. W celu zmiany tego stanu rzeczy, potrzebne są gigantyczne inwestycje w przemyśle energetycznym, na co kraje

nie należące do ekskluzywnego klubu najbogatszych państw świata, nie mogą sobie pozwolić. Polska stoi na stanowisku, że Unii Europejskiej potrzebna jest elastyczność w dojściu do tzw. celów dekarbonizacyjnych – dotychczas w UE nie ma drugiego kraju, który tak radykalnie ograniczył emisję CO₂. Jednakże dalsza redukcja wymaga ogromnych inwestycji m.in. w sektorze energetycznym. W tym momencie pojawiają się kolejne pytania np. dotyczące możliwości utrzymania w takiej sytuacji konkurencyjności całej gospodarki. Polska popiera system handlu zezwoleniami na emisje, jednak uważa, że najpierw trzeba całkowicie wdrożyć jego wszystkie zapisy i przyrzeć się jego działaniu. Dopiero potem należy określać nowe, ambitniejsze i długoterminowe cele.

Podniesienie celów redukcyjnych z 20 do 30 proc. do 2020 r. stanowi istotny element europejskich ambicji w kierunku dojścia do gospodarki niskoemisyjnej. Zdaniem Komisji Europejskiej nadszedł już czas na kolejny krok, czyli gospodarkę niskoemisyjną i wysoce efektywną, bo ilość paliw kopalnych kurczy się przy rosnącym na nie zapotrzebowaniu. Dlatego Komisja Europejska proponuje przede wszystkim odchodzenie od węgla na rzecz gazu, który jest jej zdaniem bardziej wydajny i przyjazny dla środowiska. Sektor energetyczny w Polsce odstaje od standardów promowanych w Europie i Komisja Europejska dąży do pełnego włączenia do wspólnotowego systemu, gdzie jednym z czynników regulacyjnych jest ETS i ustalone cele ograniczania emisji. Zdaniem władz UE polską szansą może być m.in. zwiększenie efektywności energetycznej oraz inwestycje w odnawialne źródła energii. Zwraca się uwagę, że jakkolwiek w dobie kryzysu tego typu energetyka nie ma żadnego uzasadnienia ekonomicznego, tym niemniej wiele z takich inwestycji może liczyć na wspólnotowe dofinansowanie. Komisja Europejska zamierza dalej przekonywać polski rząd do ambitnej polityki klimatycznej.

Nie sposób nie zauważyć, że pomimo bardzo ambitnych osiągnięć Unii Europejskiej w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, potencjalne przyczyny klimatu nie zostaną ograniczone bez podjęcia wysiłków w zakresie właściwej polityki klimatycznej w skali całego świata. Jakkolwiek u podstaw polityki UE leży założenie, że państwa rozwinięte powinny same sobie podnosić poprzeczkę tak, aby stać się wzorem dla państw rozwijających się, niezwykle istotną będzie postawa Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej. Potężnym wyzwaniem jest również powstrzymanie wzrostu emisji przez we wzrastające azjatyckie potęgi gospodarcze jakimi są Chiny i Indie. Fiasko Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP15) w grudniu 2009 roku w Kopenhadze, gdzie nie udało się uzgodnić wartościowego porozumienia, pomimo że Unia Europejska miała niewątpliwie ambicje zostania liderem negocjacji, wskazuje że samo służenie jedynie za wzór i liczenie na znalezienie naśladowców jest metodą niezupełnie skuteczną. Obecnie wydaje się, że najtrudniej będzie przekonać do redukcji emisji wzrastające azjatyckie potęgi gospodarcze.

2.2 Polityka energetyczna Polski do 2030 r.

Zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, jak również zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także organów właściwych w sprawach gospodarki paliwami i energią, zostały w Polsce określone przepisami ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059). Zgodnie z jej postanowieniami naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest minister właściwy do spraw gospodarki, którego zadania w zakresie polityki energetycznej obejmują:

- przygotowanie projektu polityki energetycznej państwa i koordynowanie jej realizacji;
- określanie szczegółowych warunków planowania i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w paliwa i energię, w trybie i zakresie ustalonych w ustawie;
- nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym ustawą;
- współdziałanie z wojewodami i samorządami terytorialnymi w sprawach planowania i realizacji systemów zaopatrzenia w paliwa i energię;
- koordynowanie współpracy z międzynarodowymi organizacjami rządowymi w zakresie określonym ustawą.

Celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska. Polityka energetyczna państwa określa w szczególności: bilans paliwowo-energetyczny kraju, zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii, zdolności przesyłowe w tym połączenia transgraniczne, efektywność energetyczną gospodarki, działania w zakresie ochrony środowiska, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, wielkości i rodzaje zapasów paliw, kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego, kierunki prac naukowo-badawczych oraz współpracę międzynarodową. Ponadto, zgodnie z dyspozycją ustawy polityka energetyczna państwa jest opracowywana co 4 lata, zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera: ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres, część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat oraz program działań wykonawczych na okres 4 lat zawierający instrumenty jego realizacji. Politykę energetyczną państwa przyjmuje Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki.

W dniu 10 listopada 2009 r. Rada Ministrów, działając na podstawie art. 14 ust. 3 ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2009 r. Nr 34, poz. 712 i Nr 157, poz. 1241) oraz art. 15a ust. 1 ustawy Prawo energetyczne przyjęła uchwałą Nr 202/2009 „Politykę energetyczną Polski do 2030 roku”.

We wspomnianym dokumencie wskazano, że polski sektor energetyczny stoi obecnie przed poważnymi wyzwaniami. Wysokie zapotrzebowanie na energię, nieadekwatny poziom rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, znaczne uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i niemal pełne od zewnętrznych dostaw ropy naftowej oraz zobowiązania w zakresie ochrony środowiska, w tym dotyczące klimatu, powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań zapobiegających pogorszeniu się

sytuacji odbiorców paliw i energii. Jednocześnie w ostatnich latach w gospodarce światowej wystąpił szereg niekorzystnych zjawisk. Istotne wahania cen surowców energetycznych, rosnące zapotrzebowanie na energię ze strony krajów rozwijających się, poważne awarie systemów energetycznych oraz wzrastające zanieczyszczenie środowiska wymagają nowego podejścia do prowadzenia polityki energetycznej. W ramach zobowiązań ekologicznych Unia Europejska wyznaczyła na 2020 rok cele ilościowe, tzw. „3x20%”, tj.: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do roku 1990, zmniejszenie zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami dla UE na 2020 r., zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 20% całkowitego zużycia energii w UE, w tym zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w transporcie do 10%. W grudniu 2008 roku został przyjęty przez UE pakiet klimatyczno-energetyczny, w którym zawarte są konkretne narzędzia prawne realizacji ww. celów. Polityka energetyczna poprzez działania inicjowane na szczeblu krajowym wpisuje się w realizację celów polityki energetycznej określonych na poziomie Wspólnoty. Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej, czynnie uczestniczy w tworzeniu wspólnotowej polityki energetycznej, a także dokonuje implementacji jej głównych celów w specyficznych warunkach krajowych, biorąc pod uwagę ochronę interesów odbiorców, posiadane zasoby energetyczne oraz uwarunkowania technologiczne wytwarzania i przesyłu energii.

W związku z powyższym, podstawowymi kierunkami polskiej polityki energetycznej są:

- 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. W szczególności cele i działania określone w powołanym dokumencie przyczynią się do realizacji priorytetu dotyczącego poprawy stanu infrastruktury technicznej. Cele Polityki energetycznej są także zbieżne z celami Odnowionej Strategii Lizbońskiej i Odnowionej Strategii Zrównoważonego Rozwoju UE. Polityka energetyczna będzie zmierzać do realizacji zobowiązania, wyrażonego w powyższych strategiach UE, o przekształceniu Europy w gospodarkę o niskiej emisji dwutlenku węgla oraz pewnym, zrównoważonym i konkurencyjnym zaopatrzeniu w energię.

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. W dużej mierze działania określone w polityce energetycznej będą realizowane przez komercyjne firmy energetyczne, działające w warunkach konkurencyjnych rynków paliw i energii lub rynków regulowanych. Wobec powyższego, interwencjonizm państwa w funkcjonowanie sektora musi mieć ograniczony charakter i jasno określony cel: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz wypełnienie międzynarodowych zobowiązań Polski, szczególnie w zakresie ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa jądrowego. Tylko w takim zakresie i w zgodzie z prawem UE stosowana będzie interwencja państwa w sektorze energetycznym.

W sposób priorytetowy potraktowano w polityce energetycznej kwestię efektywności energetycznej uznając, że postęp w tej dziedzinie będzie kluczowy dla realizacji wszystkich jej

celów. W związku z tym, zostaną podjęte wszystkie możliwe działania przyczyniające się do wzrostu efektywności energetycznej. Jako główne cele polityki energetycznej w tym obszarze wyznaczono:

- Dążenie do utrzymania zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną,
- Konsekwentne zmniejszanie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15.

Szczegółowymi celami w tym obszarze są:

- Zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych,
- Dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.,
- Zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji, poprzez m.in. modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej,
- Wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii,
- Zwiększenie stosunku rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną do maksymalnego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, co pozwala zmniejszyć całkowite koszty zaspokojenia popytu na energię elektryczną.

Działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej obejmują:

- Ustalanie narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej,
- Wprowadzenie systemowego mechanizmu wsparcia dla działań służących realizacji narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej,
- Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin,
- Stosowanie obowiązkowych świadectw charakterystyki energetycznej dla budynków oraz mieszkań przy wprowadzaniu ich do obrotu oraz wynajmu,
- Oznaczenie energochłonności urządzeń i produktów zużywających energię oraz wprowadzenie minimalnych standardów dla produktów zużywających energię,
- Zobowiązanie sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli w oszczędnym gospodarowaniu energią,
- Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich, w tym w ramach ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów. Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, regionalnych programów operacyjnych, środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,
- Wspieranie prac naukowo-badawczych w zakresie nowych rozwiązań i technologii zmniejszających zużycie energii we wszystkich kierunkach jej przetwarzania oraz użytkowania,
- Zastosowanie technik zarządzania popytem (Demand Side Management), stymulowane poprzez m.in. zróżnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej w oparciu o ceny referencyjne będące wynikiem wprowadzenia



rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi,

- Kampanie informacyjne i edukacyjne, promujące racjonalne wykorzystanie energii.

Ponadto realizowany będzie cel indykacyjny wynikający z dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG, (Dz. U. L 114, z dnia 27.04.2006, str. 64 – 85), tj. osiągnięcie do 2016 roku oszczędności energii o 9% w stosunku do średniego zużycia energii finalnej z lat 2001 - 2005 (tj. o 53 452 GWh) określony w ramach Krajowego Planu Działań dotyczącego efektywności energetycznej, przyjętego przez Komitet Europejski Rady Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r., oraz pozostałe, nie wymienione powyżej, działania wynikające z tego dokumentu.

W wyniku wdrożenia zaproponowanych działań przewidywane jest bardzo istotne zmniejszenie energochłonności polskiej gospodarki, a przez to zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Przełoży się to też na mierzalny efekt w postaci unikniętych emisji zanieczyszczeń w sektorze energetycznym. Wreszcie, stymulowanie inwestycji w nowoczesne, energooszczędne technologie oraz produkty, przyczyni się do wzrostu innowacyjności polskiej gospodarki. Oszczędność energii będzie miała istotny wpływ na poprawę efektywności ekonomicznej gospodarki oraz jej konkurencyjność. Przyjmując, że przez bezpieczeństwo dostaw paliw i energii rozumie się zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych, wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii uznano za drugi podstawowy kierunek polskiej polityki energetycznej. Polska posiada znaczne zasoby węgla, które będą pełnić rolę ważnego stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego kraju, co ma szczególne znaczenie wobec uzależnienia polskiej gospodarki od importu gazu (w ponad 70%) i ropy naftowej (w ponad 95%). Polityka energetyczna ukierunkowana będzie na dywersyfikację dostaw surowców i paliw, rozumianą również jako zróżnicowanie technologii, a nie jak do niedawna - jedynie zróżnicowanie kierunków dostaw. Wspierany będzie rozwój technologii pozwalających na pozyskiwanie paliw płynnych i gazowych z surowców krajowych. Ze względu na stopniowe wyczerpywanie się zasobów węgla kamiennego i brunatnego w obecnie eksploatowanych złożach, planowane jest w horyzoncie do 2030 roku przygotowanie i rozpoczęcie eksploatacji nowych złóż. Z tego względu konieczne jest zabezpieczenie dostępu do zasobów strategicznych węgla, m.in. poprzez ochronę obszarów ich występowania przed dalszą zabudową infrastrukturalną nie związaną z energetyką i ujęcie ich w koncepcji zagospodarowania przestrzennego kraju, miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz długookresowej strategii rozwoju. Konieczne jest również skorelowanie w tych dokumentach planów eksploatacji złóż z planami inwestycyjnymi w innych sektorach, np. dotyczącymi infrastruktury drogowej. Dotyczy to w szczególności złóż węgla kamiennego „Bzie-Dębina”, „Śmiłowice”, „Brzezinka” oraz złóż węgla brunatnego „Legnica”, „Gubin” i złóż satelickich czynnych kopaliń. W sektorach gazu ziemnego i ropy naftowej niezbędne jest zwiększenie przepusto-

wości gazowniczych systemów przesyłowych i magazynowych oraz rurociągów naftowych i paliwowych wraz z infrastrukturą przeladunkową oraz magazynową, w tym kawern w strukturach solnych. Wzrost zdolności wydobywczych krajowego gazu ziemnego powinien służyć nie tylko pokryciu bieżących potrzeb, ale również stanowić zabezpieczenie na wypadek wyjątkowo niekorzystnych warunków atmosferycznych lub zakłóceń zewnętrznych. Dotychczasowe prognozy, dotyczące możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju, wskazują na konieczność rozbudowy istniejących mocy wytwórczych. Zobowiązania dotyczące ograniczania emisji gazów cieplarnianych, zmuszają Polskę do poszukiwania rozwiązań niskoemisyjnych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Wykorzystywane będą wszystkie dostępne technologie wytwarzania energii z węgla przy założeniu, że będą prowadziły do redukcji zanieczyszczeń powietrza. Energia elektryczna jest wytwarzana w systemie krajowym przy małych - obecnie poniżej 10% - możliwościach wymiany międzynarodowej. Dlatego główne kierunki polityki energetycznej obejmują, obok rozwoju mocy wytwórczych energii elektrycznej, zdolności przesyłowych i dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych, również zwiększenie możliwości wymiany energii elektrycznej z krajami sąsiednimi. Stworzone zostaną w tym celu odpowiednie regulacje ustawowe, eliminujące istniejące w tym zakresie bariery. Ważnym elementem polityki energetycznej w tym obszarze będzie również tworzenie warunków dla wzmocnienia pozycji konkurencyjnej polskich podmiotów energetycznych, tak aby zdolne były one do konkurencji na europejskich rynkach energii.

Głównym celem polityki energetycznej w obszarze pozyskiwania paliw jest racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla, znajdującymi się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Polityka energetyczna państwa zakłada wykorzystanie węgla jako głównego paliwa dla elektroenergetyki w celu zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Szczegółowymi celami w tym obszarze są:

- Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel, zagwarantowanie stabilnych dostaw do odbiorców i wymaganych parametrów jakościowych,
- Wykorzystanie węgla przy zastosowaniu sprawnych i niskoemisyjnych technologii, w tym zgazowania węgla oraz przerobu na paliwa ciekłe lub gazowe,
- Wykorzystanie nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla dla zwiększenia konkurencyjności, bezpieczeństwa pracy, ochrony środowiska oraz stworzenia podstaw pod rozwój technologiczny i naukowy,
- Maksymalne zagospodarowanie metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach.

Dla realizacji powyższych celów zostaną podjęte działania obejmujące:

- Wprowadzenie regulacji prawnych uwzględniających cele proponowane w polityce energetycznej, a w szczególności instrumentów motywujących do prowadzenia prac przygotowawczych oraz utrzymywania odpowiednich mocy wydobywczych,
- Rozwój zmodernizowanych technologii przygotowania węgla do energetycznego wykorzystania,

- Zniesienie barier prawnych w zakresie udostępniania nowych złóż węgla kamiennego i brunatnego,
- Identyfikacja krajowych zasobów strategicznych węgla kamiennego i brunatnego, oraz ich ochrona przez ujęcie w planach zagospodarowania przestrzennego,
- Zabezpieczenie dostępu do zasobów węgla poprzez realizację przedsięwzięć w zakresie udostępniania i przemysłowego zagospodarowania nowych, udokumentowanych złóż strategicznych jako inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym,
- Intensyfikacja badań geologicznych w celu powiększenia bazy zasobowej węgla z wykorzystaniem nowoczesnych technik poszukiwawczych i rozpoznawczych,
- Dokończenie trwających zmian organizacyjnych i strukturalnych. W uzasadnionych ekonomicznie przypadkach dopuszczenie możliwości tworzenia grup kapitałowych na bazie spółek węglowych i spółek energetycznych, z zachowaniem zasad dialogu społecznego,
- Wsparcie dla gospodarczego wykorzystania metanu, uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach węgla kamiennego,
- Wprowadzenie rozwiązań technologicznych umożliwiających wykorzystanie metanu z powietrza wentylacyjnego odprowadzanego z kopalni węgla kamiennego,
- Pozyskiwanie funduszy na rozwój górnictwa poprzez prywatyzację spółek węglowych, po uzgodnieniu ze stroną społeczną Zasadność prywatyzacji, wolumen akcji i czas debiutu będą analizowane pod kątem realizacji celów polityki energetycznej,
- Wspieranie prac badawczych i rozwojowych nad technologiami wykorzystania węgla do produkcji paliw płynnych i gazowych, zmniejszenia negatywnego wpływu na środowisko procesów pozyskiwania energii z węgla oraz w zakresie węglowych ogniw paliwowych,
- Zachowanie przez Ministra Gospodarki dotychczasowych kompetencji ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa w odniesieniu do przedsiębiorstw górniczych.

Głównym celem polityki energetycznej w obszarze pozyskiwania i przesyłania gazu jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego.

Szczegółowymi celami w tym obszarze są:

- Zwiększenie przez polskie przedsiębiorstwa zasobów gazu ziemnego pozostających w ich dyspozycji,
- Zwiększenie możliwości wydobywczych gazu ziemnego na terytorium Polski,
- Zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski,
- Rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego,
- Zwiększenie pojemności magazynowych gazu ziemnego,
- Pozyskanie przez polskie przedsiębiorstwa dostępu do złóż gazu ziemnego poza granicami kraju,
- Pozyskanie gazu z wykorzystaniem technologii zgazowania węgla,
- Gospodarcze wykorzystanie metanu, poprzez eksploatację z naziemnych odwier-tów powierzchniowych.

Działania zmierzające do dywersyfikacji dostaw poprzedzone zostaną każdorazowo analizą ekonomiczną pod kątem alternatywnego wykorzystania możliwości pozyskania gazu z surowców krajowych, w tym z zastosowaniem nowych technologii.

Działania w tym obszarze to:

- Właściwa polityka taryfowa, zachęcająca do inwestowania w infrastrukturę liniową (przesył i dystrybucja gazu),
- Budowa terminalu do odbioru gazu skroplonego (LNG),
- Zawarcie na warunkach rynkowych kontraktów na zdywersyfikowane dostawy gazu ziemnego dla terminalu do odbioru gazu skroplonego oraz z kierunku północnego,
- Stworzenie polityki zrównoważonego gospodarowania krajowymi zasobami gazu umożliwiającej rozbudowę bazy rezerw gazu ziemnego na terytorium Polski,
- Realizacja inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski,
- Dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemu przesyłowego umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego, zachodniego i południowego oraz budowa połączeń międzysystemowych realizujących w pierwszej kolejności postulat dywersyfikacji źródeł dostaw,
- Pozyskiwanie przez polskie przedsiębiorstwa dostępu do złóż gazu ziemnego poza granicami kraju,
- Wsparcie inwestycji infrastrukturalnych z wykorzystaniem funduszy europejskich,
- Usprawnienie mechanizmu reagowania w sytuacjach kryzysowych,
- Zabezpieczenie interesów państwa w strategicznych spółkach sektora gazowego,
- Stosowanie zachęt inwestycyjnych do budowy pojemności magazynowych (poprzez odpowiednią konstrukcję taryf oraz zapewnienie zwrotu na zaangażowanym kapitale),
- Działania legislacyjne, mające na celu likwidację barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie dużych inwestycji infrastrukturalnych (magazyny, infrastruktura LNG, tłocznie gazu, etc.) oraz inwestycji liniowych,
- Kontynuacja prac pilotażowych udostępnienia metanu ze złóż węgla kamiennego.

Odnosnie tematu ropy naftowej i paliw płynnych, w „Polityce energetycznej Polski do roku 2030 zapisano, że światowy rynek ropy naftowej i paliw płynnych jest rynkiem konkurencyjnym. W przypadku Polski istnieje jednak zagrożenie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej, a także monopolistycznego kształtowania jej ceny, co związane jest z ogromną dominacją rynku przez dostawy z jednego kierunku. Aby uniknąć takiej sytuacji, należy zwiększyć stopień dywersyfikacji dostaw (istotne jest nie tylko zwiększenie liczby dostawców, ale również wyeliminowanie sytuacji, w której ropa pochodzi z jednego obszaru, a jej przesył jest kontrolowany przez jeden podmiot).

Głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, poprzez:

- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako uzyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,

- budowę magazynów ropy naftowej i paliw płynnych o pojemnościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych.

Szczegółowymi celami w tym obszarze są:

- Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej do Polski z innych regionów świata, m.in. poprzez budowę infrastruktury przesyłowej dla ropy naftowej z regionu Morza Kaspijskiego,
- Rozbudowa infrastruktury przesyłowej i przeładunkowej dla ropy naftowej i produktów ropopochodnych,
- Rozbudowa i budowa magazynów na ropę naftową i paliwa płynne (magazyny kawernowe, bazy przeładunkowo-magazynowe),
- Uzyskanie przez polskich przedsiębiorców dostępu do złóż ropy naftowej poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej,
- Zwiększenie ilości ropy przesyłanej tranzytem przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- Zwiększenie poziomu konkurencji w sektorze, celem minimalizowania negatywnych skutków dla gospodarki, wynikających z istotnych zmian cen surowców na rynkach światowych,
- Utrzymanie udziałów Skarbu Państwa w kluczowych spółkach sektora, a także w spółkach infrastrukturalnych,
- Ograniczenie ryzyka wrogiego przejęcia podmiotów zajmujących się przerobem ropy naftowej, świadczących usługi w zakresie przesyłu i magazynowania ropy naftowej oraz produktów naftowych,
- Zwiększenie bezpieczeństwa przewozów paliw drogą morską.

Działania w tym obszarze to:

- Budowa infrastruktury umożliwiającej transport ropy naftowej z innych regionów świata, w tym z regionu Morza Kaspijskiego w ramach projektu Euroazjatyckiego Korytarza Transportu Ropy Naftowej,
- Wspieranie działań w zakresie intensyfikacji poszukiwań i zwiększenia wydobycia krajowego, prowadzonych przez polskie firmy na lądzie i na szelfie Morza Bałtyckiego oraz poza granicami kraju,
- Rozbudowa infrastruktury przesyłowej, przeładunkowej oraz magazynowej (w tym kawern) dla ropy naftowej i paliw płynnych,
- Wykorzystanie narzędzi nadzoru właścicielskiego Skarbu Państwa dla stymulowania i monitorowania realizacji projektów w zakresie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i paliw płynnych,
- Zmiany legislacyjne dotyczące zapasów paliw płynnych, w szczególności zniesienie obowiązku fizycznego utrzymywania zapasów przez przedsiębiorców w zamian za opłatę celową, przeznaczoną na utrzymywanie zapasów przez podmiot prawa publicznego,
- Likwidacja barier w rozwoju infrastruktury paliwowej oraz wsparcie inwestycji infrastrukturalnych z wykorzystaniem funduszy europejskich,
- Zabezpieczenie przewozów paliw drogą morską.

Zakłada się, że realizacja celów polityki energetycznej w obszarze pozyskiwania i przesyłania paliw pozwoli na zmniejszenie stopnia uzależnienia Polski od importu gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw płynnych z jednego kierunku. Możliwym do osiągnięcia celem jest zwiększenie udziału gazu wydobywanego w kraju, bądź produkowanego na bazie polskich surowców. Poprawią się też znacznie zdolności magazynowania ropy naftowej i paliw płynnych oraz gazu ziemnego, umożliwiające zaopatrzenie kraju w niezbędne paliwa w sytuacjach kryzysowych. Oparcie się na krajowych zasobach węgla, jako głównym paliwie dla elektroenergetyki systemowej, pozwoli na utrzymanie niezależności wytwarzania energii elektrycznej i w znacznym stopniu ciepła, szczególnie w systemach wielkomiej- skich, od zewnętrznych źródeł dostaw, gwarantując bezpieczeństwo energetyczne w zakresie wytwarzania i dostaw energii elektrycznej.

Głównym celem polityki energetycznej w obszarze wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej oraz ciepła jest zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyja- znych środowisku technologii.

Szczegółowymi celami w tym obszarze są:

- Budowa nowych mocy w celu zrównoważenia krajowego popytu na energię elektryczną i utrzymania nadwyżki dostępnej operacyjnie w szczycie mocy osiągalnej krajowych konwencjonalnych i jądrowych źródeł wytwórczych na poziomie minimum 15% maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną,
- Budowa interwencyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, wymaganych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego,
- Rozbudowa krajowego systemu przesyłowego umożliwiającą zrównoważony wzrost gospodarczy kraju, jego poszczególnych regionów oraz zapewniającą niezawodne dostawy energii elektrycznej (w szczególności zamknięcie pierścienia 400kV oraz pierścieni wokół głównych miast Polski), jak również odbiór energii elektrycznej z obszarów o dużym nasyceniu planowanych i nowobudowanych jednostek wytwórczych, ze szczególnym uwzględnieniem farm wiatrowych,
- Rozwój połączeń transgranicznych skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, pozwalający na wymianę co najmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do roku 2015, 20% do roku 2020 oraz 25% do roku 2030,
- Modernizacja i rozbudowa sieci dystrybucyjnych, pozwalająca na poprawę niezawodności zasilania oraz rozwój energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalne źródła energii,
- Modernizacja sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych, pozwalająca obniżyć do 2030 roku czas awaryjnych przerw w dostawach do 50% czasu trwania przerw w roku 2005,
- Dążenie do zastąpienia do roku 2030 ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast źródłami kogeneracyjnymi.

Dla realizacji powyższych celów zostaną podjęte działania obejmujące:

- Nałożenie na operatorów systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych obowiązku wskazywania w opracowanych planach rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej preferowanych lokalizacji nowych mocy wytwórczych oraz kosztów ich przyłączenia. Plany te będą opracowywane i publikowane co trzy lata,
- Działania legislacyjne, mające na celu likwidację barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie inwestycji liniowych,
- Wprowadzenie przez operatora sieci przesyłowej wieloletnich kontraktów na regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej i odbudowy zasilania krajowego systemu elektroenergetycznego,
- Ogłoszenie przez operatora systemu przesyłowego przetargów na moce interwencyjne niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego,
- Odtworzenie i wzmocnienie istniejących oraz budowa nowych linii elektroenergetycznych, w szczególności umożliwiających wymianę transgraniczną energii z krajami sąsiednimi,
- Ustalenie metodologii wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału, jako elementu kosztu uzasadnionego w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych dla inwestycji w infrastrukturę sieciową,
- Wprowadzenie zmian do Prawa energetycznego w zakresie zdefiniowania odpowiedzialności organów samorządowych za przygotowanie lokalnych założeń do planów i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- Przeniesienie do właściwości Ministra Gospodarki nadzoru właścicielskiego nad operatorem systemu przesyłowego energii elektrycznej (PSE Operator S.A.),
- Utrzymanie przez Skarb Państwa większościowego pakietu akcji w PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz kontrolnego, na poziomie pozwalającym zachować władztwo korporacyjne Skarbu Państwa, pakietu akcji w spółce Tauron Polska Energia S.A.,
- Wprowadzenie elementu jakościowego do taryf przesyłowych i dystrybucyjnych przysługującego operatorom systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych za obniżenie wskaźników awaryjności i utrzymywanie ich na poziomach określonych przez Prezesa URE dla danego typu sieci,
- Zmiana mechanizmów regulacji poprzez wprowadzenie metod kształtowania cen ciepła z zastosowaniem cen referencyjnych oraz bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło,
- Preferowanie skojarzonego wytwarzania energii jako technologii zalecanej przy budowie nowych mocy wytwórczych.

Realizacja polityki energetycznej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej pozwoli na zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną, które narasta szybko ze względu na rozwój gospodarczy kraju. Zapewnione zostaną niezbędne moce regulacyjne, potrzebne aby dostosować wytwarzanie energii elektrycznej do zmieniającego się w znacznym stopniu dobowego zapotrzebowania. Rozwój sieci przesyłowych oraz sieci dystrybucyjnych poprawi niezawodność pracy tych sieci, a informacja o możliwych lokalizacjach mocy wytwórczych ułatwi podejmowanie decyzji o inwestycjach. Wydawanie warunków przyłą-

czenia na określony czas, przy konieczności uiszczenia kaucji, zlikwiduje powszechnie występujące dziś zjawisko blokowania możliwości inwestycji, poprzez niewykorzystywanie warunków przyłączenia. Wprowadzenie ściśle określonej metodologii obliczania stopy zwrotu z kapitału zainwestowanego w infrastrukturę, pozwoli na przyciągnięcie inwestorów komercyjnych. Wprowadzenie elementu jakościowego w taryfach przesyłowych będzie zachętą dla operatorów systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych do podniesienia niezawodności pracy sieci. Istotnym elementem poprawy bezpieczeństwa energetycznego jest rozwój energetyki rozproszonej, wykorzystującej lokalne źródła energii, jak metan czy OZE. Rozwój tego typu energetyki pozwala również na ograniczenie inwestycji sieciowych, w szczególności w system przesyłowy. System zachęt dla energetyki rozproszonej w postaci systemów wsparcia dla OZE i kogeneracji będzie skutkował znacznymi inwestycjami w energetykę rozproszoną.

Z uwagi na brak wpływu odnośnie głównego kierunku polityki energetycznej, jakim jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej, na jej oddziaływanie i rozwój energetyki na terenie województwa lubuskie w niniejszym komentarzu pominięto to zagadnienie.

Nawiązując do kierunku rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, stwierdzono, że rozwój energetyki odnawialnej ma istotne znaczenie dla realizacji podstawowych celów polityki energetycznej. Zwiększenie wykorzystania tych źródeł niesie za sobą większy stopień uniezależnienia się od dostaw energii z importu. Promowanie wykorzystania OZE pozwala na zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach. Energetyka odnawialna to zwykle niewielkie jednostki wytwórcze zlokalizowane blisko odbiorcy, co pozwala na podniesienie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat przesyłowych. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych cechuje się niewielką lub zerową emisją zanieczyszczeń, co zapewnia pozytywne efekty ekologiczne. Rozwój energetyki odnawialnej przyczynia się również do rozwoju słabiej rozwiniętych regionów, bogatych w zasoby energii odnawialnej. Wspierane będzie zrównoważone wykorzystanie poszczególnych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych. W zakresie wykorzystania biomasy szczególnie preferowane będą rozwiązania najbardziej efektywne energetycznie, m.in. z zastosowaniem różnych technik jej zgazowania i przetwarzania na paliwa ciekłe, w szczególności biopaliwa II generacji. Niezwykle istotne będzie wykorzystanie biogazu pochodzącego z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i innych odpadów. Docelowo zakłada się wykorzystanie biomasy przez generację rozproszoną. W zakresie energetyki wiatrowej, przewiduje się jej rozwój zarówno na lądzie jak i na morzu. Istotny również będzie wzrost wykorzystania energetyki wodnej, zarówno małej skali jak i większych instalacji, które nie oddziałują w znaczący sposób na środowisko. Wzrost wykorzystania energii geotermalnej planowany jest poprzez użycie pomp ciepła i bezpośrednie wykorzystanie wód termalnych. W znacznie większym niż dotychczas stopniu zakłada się wykorzystanie energii promieniowania słonecznego za pośrednictwem kolektorów słonecznych oraz innowacyjnych technologii fotowoltaicznych. Wobec oczeki-

wanego dynamicznego rozwoju OZE istotnym staje się stosowanie rozwiązań, w szczególności przy wykorzystaniu innowacyjnych technologii, które zapewnią stabilność pracy systemu elektroenergetycznego.

Do głównych celów polityki energetycznej w zakresie rozwoju wykorzystania OZE zaliczono:

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych,
- Osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw: w: rynku paliw transportowych, oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji,
- Ochronę lasów: przed nadmiernym eksploatowaniem, w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem oraz zachować różnorodność biologiczną,
- Wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej istniejących urządzeń piętrzących stanowiących własność Skarbu Państwa,
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

Działania na rzecz rozwoju wykorzystania OZE obejmują:

- Wypracowanie ścieżki dochodzenia do osiągnięcia 15% udziału OZE w zużyciu energii finalnej w sposób zrównoważony, w podziale na poszczególne rodzaje energii: energię elektryczną, ciepło i chłód oraz energię odnawialną w transporcie,
- Utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. poprzez system świadectw pochodzenia,
- Utrzymanie obowiązku stopniowego zwiększania udziału biokomponentów w paliwach transportowych, tak aby osiągnąć zamierzone cele,
- Wprowadzenie dodatkowych instrumentów wsparcia zachęcających do szerszego wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii,
- Wdrożenie kierunków budowy biogazowni rolniczych, przy założeniu powstania do roku 2020 średnio jednej biogazowni w każdej gminie,
- Stworzenie warunków ułatwiających podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy farm wiatrowych na morzu,
- Utrzymanie zasady zwolnienia z akcyzy energii pochodzącej z OZE,
- Bezpośrednie wsparcie budowy nowych jednostek OZE i sieci elektroenergetycznych, umożliwiających ich przyłączenie z wykorzystaniem funduszy europejskich oraz środków funduszy ochrony środowiska, w tym środków pochodzących z opłaty zastępczej i z kar,
- Stymulowanie rozwoju potencjału polskiego przemysłu, produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, w tym przy wykorzystaniu funduszy europejskich,
- Wsparcie rozwoju technologii oraz budowy instalacji do pozyskiwania energii odnawialnej z odpadów zawierających materiały ulegające biodegradacji (np. odpadów komunalnych zawierających frakcje ulegające biodegradacji),

- Ocena możliwości energetycznego wykorzystania istniejących urządzeń piętrzących, stanowiących własność Skarbu Państwa, poprzez ich inwentaryzację, ramowe określenie wpływu na środowisko oraz wypracowanie zasad ich udostępniania.

Oprócz ww. działań, kontynuowana będzie realizacja Wieloletniego programu promocji biopaliw i innych paliw odnawialnych w transporcie na lata 2008-2014, przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 24 lipca 2007 roku.

Planowane działania pozwolą na osiągnięcie zamierzonych celów udziału OZE, w tym biopaliw. Ich skutkiem będzie zrównoważony rozwój OZE, w tym biopaliw bez negatywnych oddziaływań na rolnictwo, gospodarkę leśną, sektor żywnościowy oraz różnorodność biologiczną. Pozytywnym efektem rozwoju OZE będzie zmniejszenie emisji CO₂ oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, poprzez m.in. zwiększenie dywersyfikacji energy mix.

Konkurencyjne rynki paliw i energii przyczyniają się do zmniejszenia kosztów wytwarzania, a zatem ograniczenia wzrostu cen paliw i energii.

W znacznym zakresie działa również rynek węgla, pomimo konsolidacji kopalń. Możliwość importu węgla zarówno drogą morską, jak i lądową tworzy warunki do ustalania rynkowych cen tego paliwa. Część kopalń węgla kamiennego i brunatnego działa w grupach kapitałowych wraz z elektrowniami. W praktyce jednak możliwość ustalania rynkowych cen tego paliwa jest zaburzona kosztami transportu spoza i na terenie kraju.

Rynek gazu, pomimo wprowadzenia struktur wymaganych przez dyrektywę 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, tj. wydzielenia i wyznaczenia przez Prezesa URE operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, a także wyznaczenia pod koniec 2008 r. operatora systemu magazynowania paliw gazowych, nadal jest silnie zmonopolizowany. Dostęp nowych podmiotów do rynku jest utrudniony. Ponadto blisko 70% zapotrzebowania krajowego na gaz ziemny pokrywane jest z jednego kierunku dostaw, co wpływa zarówno na brak dywersyfikacji dostaw, jak też na możliwość konkurencji cenowej pomiędzy dostawcami gazu.

W znacznie większym stopniu zasady rynkowe zostały wdrożone w elektroenergetyce. Zgodnie z dyrektywą 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej nastąpiło wydzielenie operatorów systemów, odpowiednio operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych. Zlikwidowano kontrakty długoterminowe ograniczające zakres rynku, zniesiono obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf na energię elektryczną dla odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi. Jednakże pomimo wprowadzonych wielu zmian, rynek nie działa w pełni prawidłowo. Istniejące platformy obrotu, tj. giełda energii i platformy internetowe mają bardzo mały obrót. Niewielu odbiorców zdecydowało się na zmianę sprzedawcy energii elektrycznej ze względu na istniejące bariery, głównie ekonomiczne, techniczne i organizacyjne.

Głównym celem polityki energetycznej w obszarze rozwoju konkurencyjnych rynków jest zapewnienie niezakłóconego funkcjonowania rynków paliw i energii, a przez to przeciwdziałanie nadmiernemu wzrostowi cen.

Szczegółowymi celami w tym obszarze są:

- Zwiększenie dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw płynnych oraz dostawców, dróg przesyłu oraz metod transportu, w tym również poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii,
- Zniesienie barier przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej i gazu,
- Rozwój mechanizmów konkurencji jako głównego środka do racjonalizacji cen energii,
- Regulacja rynków paliw i energii w obszarach noszących cechy monopolu naturalnego w sposób zapewniający równowagę interesów wszystkich uczestników tych rynków,
- Ograniczanie regulacji tam, gdzie funkcjonuje i rozwija się rynek konkurencyjny,
- Udział w budowie regionalnego rynku energii elektrycznej, w szczególności umożliwienie wymiany międzynarodowej,
- Wdrożenie efektywnego mechanizmu bilansowania energii elektrycznej wspierającego bezpieczeństwo dostaw energii, handel na rynkach terminowych i rynkach dnia bieżącego, oraz identyfikację i alokację indywidualnych kosztów dostaw energii,
- Stworzenie płynnego rynku spot i rynku kontraktów terminowych energii elektrycznej,
- Wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen ciepła.

Główne działania w ramach polityki energetycznej, dotyczące wprowadzania i poszerzania zakresu funkcjonowania mechanizmów konkurencji, w odniesieniu do rynków paliw płynnych, gazu ziemnego i węgla, są takie same jak działania mające na celu poprawę bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto zostały wskazane dodatkowe działania, dotyczące rynku energii elektrycznej oraz rynku gazu ziemnego, tj.:

- Wdrożenie nowego modelu rynku energii elektrycznej, polegającego m.in. na wprowadzeniu rynku dnia bieżącego, rynków: rezerw mocy, praw przesyłowych oraz zdolności wytwórczych, jak również mechanizmu zarządzania usługami systemowymi i generacją wymuszoną systemu,
- Ułatwienie zmiany sprzedawcy energii, m.in. poprzez wprowadzenie ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu elektronicznych liczników energii elektrycznej,
- Stworzenie warunków umożliwiających kreowanie cen referencyjnych energii elektrycznej na rynku,
- Optymalizacja warunków prowadzenia działalności w kraju przez odbiorców energochłonnych dla zapobieżenia utracie konkurencyjności ich produktów sprzedawanych na rynkach światowych,
- Ochrona najgorzej sytuowanych odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wzrostu cen,
- Zmiana mechanizmów regulacji wspierających konkurencję na rynku gazu i wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen gazu.

Oprócz powyższych działań planowane jest wzmocnienie pozycji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w związku z koniecznością wdrożenia wytycznych nowych dyrektyw rynkowych oraz w dostosowaniu do skonsolidowanej struktury sektora energetycznego, w szczególności poprzez stworzenie możliwości kształtowania pożądanej struktury i infrastruktury rynkowej. Realizacja wskazanych powyżej celów, pozwoli na poszerzenie zakresu działania konkurencyjnych rynków paliw i energii elektrycznej oraz ciepła, prowadząc do zwiększenia konkurencji pomiędzy dostawcami tych paliw i energii. Będzie to skutkowało ograniczeniem wzrostu cen paliw i energii, w tym również wzrostu powodowanego przez czynniki zewnętrzne, jak np. rosnące ceny ropy naftowej czy gazu. oraz polityczne działania innych państw, ograniczające dostawy paliw.

Głównymi celami polityki energetycznej w zakresie ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko są:

- Ograniczenie emisji CO₂ do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego,
- Ograniczenie emisji SO₂ i NO_x oraz pyłów (w tym PM10 i PM2.5) do poziomów wynikających z obecnych i projektowanych regulacji unijnych,
- Ograniczanie negatywnego oddziaływania energetyki na stan wód powierzchniowych i podziemnych,
- Minimalizacja składowania odpadów poprzez jak najszersze wykorzystanie ich w gospodarce,
- Zmiana struktury wytwarzania energii w kierunku technologii niskoemisyjnych.

Działania na rzecz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko obejmują:

- Stworzenie systemu zarządzania krajowymi pułapami emisji gazów cieplarnianych i innych substancji,
- Wprowadzenie w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła dopuszczalnych produktowych wskaźników emisji jako narzędzia pozwalającego zmniejszać poziom emisji SO₂ i NO_x, w tym osiągnąć pułapy ustalone w Traktacie Akcesyjnym dla Polski,
- Realizacja zobowiązań wynikających z nowej dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L 140 z 5.06.2009. str. 63-87) dla elektroenergetyki i ciepłownictwa,
- Wykorzystanie przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ do wspierania działań ograniczających emisję gazów cieplarnianych,
- Wprowadzenie standardów budowy nowych elektrowni w systemie przygotowania do wychwytywania CO₂ oraz określenie krajowych możliwości geologicznego składowania dwutlenku węgla, w tym w pustych złożach ropy naftowej i gazu ziemnego na dnie Morza Bałtyckiego,
- Aktywny udział w realizacji inicjatywy Komisji Europejskiej, dotyczącej budowy obiektów demonstracyjnych dużej skali, w zakresie technologii wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS),

- Wykorzystanie technologii CCS do wspomagania wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego,
- Zintensyfikowanie badań naukowych i prac rozwojowych nad technologią CCS oraz nowymi technologiami pozwalającymi wykorzystać wychwycony CO₂ jako surowiec w innych gałęziach przemysłu,
- Gospodarcze wykorzystanie odpadów węgla,
- Zwiększenie wykorzystania ubocznych produktów spalania,
- Stosowanie zamkniętych obiegów chłodzenia o dużej efektywności w elektrowniach i elektrociepłowniach,
- Zdiagnozowanie możliwości występowania w sektorze energetycznym niezamierzonej produkcji trwałych zanieczyszczeń organicznych (dioksyn i furanów),
- Wsparcie działań w zakresie ochrony środowiska z wykorzystaniem m.in. funduszy europejskich.

Poza działaniami wskazanymi powyżej, istotne znaczenie dla osiągnięcia celów polityki energetycznej będzie miała realizacja „Polityki ekologicznej państwa w latach 2009 - 2012 z perspektywą, do roku 2016”, szczególnie w zakresie obniżania emisji pyłów, wykorzystania odpadów oraz ochrony wód powierzchniowych i podziemnych.

Przewidywane działania pozwolą na ograniczenie emisji SO₂, NO_x i pyłów zgodnie ze zobowiązaniami przyjętymi przez Polskę. Działania na rzecz ograniczenia emisji CO₂ powinny doprowadzić do znacznego zmniejszenia wielkości emisji na jednostkę produkowanej energii. W przedstawionym dokumencie uwzględniono działania umożliwiające Polsce wypełnienie zobowiązań, wynikających z obowiązujących regulacji Unii Europejskiej. W szczególności uwzględniono działania na rzecz realizacji przyjętych w grudniu 2008 r. przez Parlament Europejski projektów aktów prawnych wchodzących w skład pakietu klimatyczno-energetycznego. W wyniku negocjacji założeń projektu dyrektywy dotyczącej systemu handlu emisjami Polska otrzymała możliwość zastosowania okresu przejściowego w odniesieniu do obowiązku zakupu przez instalacje energetyczne wszystkich uprawnień do emisji gazów cieplarnianych począwszy od 2013 r. Funkcjonujące w Polsce instalacje, wg stanu na 31 grudnia 2008 r., będą nabywały na aukcjach jedynie część potrzebnych uprawnień - 30% w 2013 r. (w stosunku do średniej emisji z okresu 2005-2007, która stanowi wielkość odniesienia, bądź w oparciu o wskaźniki emisji ważone rodzajem paliwa), a następnie w latach 2014-2019 stopniowo zmniejszana będzie pula darmowych uprawnień, aby w 2020 r. osiągnąć pełny system aukcyjny. Dodatkowo, możliwość pozyskania darmowych uprawnień otrzymają instalacje, wobec których w terminie do 31 grudnia 2008 r. fizycznie rozpoczął się proces inwestycyjny. Przedmiotowy okres przejściowy zapobiegnie eliminacji węgla z portfela paliw pierwotnych, co wpłynęłoby na osłabienie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Pozwoli na zweryfikowanie możliwości zastosowania na szeroką skalę komercyjnych technologii CCS lub da ewentualnie podstawę do zastosowania klauzuli rewizyjnej w stosunku do założeń pakietu klimatyczno-energetycznego. Deregulacje od 100% zakupu uprawnień do emisji CO₂ na aukcji dla elektroenergetyki mogą być przedłużone na okres po 2020 r.

Monitorowanie postępów w realizacji polityki energetycznej odbywać się będzie w szczególności na podstawie ustalonych w omawianym dokumencie wskaźników. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku jest uznawana za strategię sektorową w rozumieniu ustawy z dnia 6 grudnia 2006 roku o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. Oprócz działań określonych bezpośrednio w dokumencie, cele określone w Polityce będą realizowane również poprzez inne sektorowe programy rozwoju oraz programy operacyjne, np. Program Operacyjny „Infrastruktura i Środowisko”. Wsparcie z funduszy europejskich inwestycji, działań na rzecz edukacji, badań i rozwoju, które zostało przewidziane w krajowych i regionalnych programach operacyjnych na lata 2007-2013, było niezwykle ważnym elementem realizacji polityki energetycznej. Realizacja polityki energetycznej będzie też wspomagana prowadzeniem okresowych prac analitycznych i prognostycznych, mających na celu zdiagnozowanie wpływu pojawiających się uwarunkowań w otoczeniu prawnym oraz gospodarczym na możliwe rezultaty planowanych działań. Wyniki tych prac będą na bieżąco uwzględniane przy doborze optymalnych zestawów narzędzi dla osiągnięcia zakładanych celów polityki.

2.3 Zadania jednostek sektora publicznego wynikające z wdrażania przepisów

Zgodnie z postanowieniami dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, sektor publiczny winien odgrywać wzorcową rolę w kwestii racjonalizacji końcowego wykorzystania energii. W ramach wymienionego sektora, należy zapewnić stosowanie środków poprawy efektywności energetycznej, skupiając się na opłacalnych ekonomicznie środkach, które generują największe oszczędności energii w najkrótszym czasie. Środki te, stosowane na odpowiednim szczeblu krajowym, regionalnym lub lokalnym mogą opierać się na inicjatywach legislacyjnych, dobrowolnych umowach, lub innych przedsięwzięciach przynoszących wymierne wyniki. Sektor publiczny, dysponując wieloma sposobami spełnienia swojej wzorcowej roli, jest zobowiązany dawać dobry przykład w zakresie inwestycji, eksploatacji i innych wydatków na urządzenia zużywające energię, usługi energetyczne i inne środki poprawy efektywności energetycznej oraz do włączenia kwestii związanych z poprawą efektywności energetycznej do inwestycji, odpisów amortyzacyjnych i budżetów operacyjnych. Przykład mogą stanowić pilotażowe projekty efektywności energetycznej i pobudzanie sprzyjających efektywności energetycznej zachowań pracowników. W celu osiągnięcia pożądanego efektu mnożnikowego obywatele lub przedsiębiorstwa powinni zostać w przystępny i skuteczny sposób poinformowani o podejmowanych działaniach, z jednoczesnym położeniem nacisku na korzyści wynikające z obniżenia kosztów.

Przyjęta w październiku 2012 roku nowa Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej ma wejść w życie pod koniec 2012 r., a jej wdrożenie w państwach członkowskich Unii wymagane jest w terminie do 5 czerwca 2014 roku.

Dyrektywa nakłada na państwa członkowskie wymóg ustanowienia krajowych systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej. Przewiduje on konieczność obowiązkowo-

wych audytów energetycznych w przypadku dużych przedsiębiorstw oraz określa szereg wymogów w zakresie opomiarowania i rozliczeń odnoszących się do przedsiębiorstw energetycznych.

Sektor publiczny powinien również dążyć do stosowania kryteriów efektywności energetycznej w procedurach postępowań o udzielanie zamówień publicznych, jako że taka praktyka została umożliwiona przez dyrektywę 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie koordynacji procedur udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych oraz dyrektywę 2004/18/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie koordynacji procedur udzielenia zamówień publicznych na roboty budowlane, dostawy i usługi.

W trakcie działalności związanej z udzielaniem zamówień publicznych dostępny jest szczególnie szeroki wachlarz środków zmierzających bezpośrednio do poprawy efektywności energetycznej. W ramach obowiązujących przepisów w tym zakresie, jednostki sektora finansów publicznych i inne podmioty zobowiązane do stosowania przepisów ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2010 r. Nr 113, poz. 759.), winny stosować wymogi związane z wzorcową rolą sektora publicznego, w tym:

- wymogi dotyczące wykorzystywania do oszczędności energetycznych instrumentów finansowych, takie jak umowy o poprawę efektywności energetycznej przewidujące uzyskanie wymiernych i wcześniej określonych oszczędności energii (także gdy administracja publiczna przekazała te obowiązki podmiotom zewnętrznym);
- wymogi w zakresie zakupu różnych kategorii wyposażenia i pojazdów, w oparciu o specyfikacje istotnych warunków zamówienia uwzględniające charakterystyki zużycia paliw i energii, jak również, w stosownych przypadkach, analizę minimalnych kosztów cyklu eksploatacji lub porównywalne metody zapewniające opłacalność;
- wymogi nabywania urządzeń efektywnych energetycznie w każdym trybie pracy, w tym w również w trybie oczekiwania, przy uwzględnieniu, w stosownych przypadkach, analizy minimalnych kosztów cyklu eksploatacji lub porównywalnych metod zapewniających opłacalność;
- wymogi powszechnego stosowania audytów energetycznych i wdrażania wynikających z nich opłacalnych ekonomicznie zaleceń;
- wymogi nabywania lub wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, jak również właściwe wymagania w zakresie zastąpienia lub wyposażenia nabytych lub wynajętych budynków lub ich części w celu zwiększenia ich efektywności energetycznej.

Do podstawowych narzędzi realizacji polityki proefektywnościowej, możliwych do zastosowania na różnych szczeblach władzy, począwszy od centralnych a skończywszy na lokalnych, należy ponadto zaliczyć zarówno tworzenie właściwych uregulowań prawnych, prowadzących do zmniejszenia zużycia energii przez użytkowników końcowych, jak również organizację i prowadzenie kampanii informacyjnych na rzecz promowania poprawy efektywności energetycznej i środków jej służących. W ogólnym przypadku instrumentami

efektywności energetycznej mogą być wszelkie ogólne instrumenty podejmowane przez rząd lub organy administracji w celu stworzenia systemu wspierania lub zachęt dla uczestników rynku, w celu świadczenia i korzystania z usług energetycznych oraz innych środków poprawy efektywności energetycznej.

Wdrożenia dyrektywy 2006/32/WE dokonano uchwalając ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551), w której określono: krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej, zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej, jak również zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej i której okres obowiązywania określono do 2016 roku. Przepisy powołanej ustawy stosuje się do przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej realizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Wszelkie osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, zużywające energię zostały zobowiązane do podejmowania działań w celu poprawy efektywności energetycznej.

W szczególności jednostki sektora publicznego zostały zobowiązane, aby realizując swoje zadania, stosować co najmniej dwa z następujących środków poprawy efektywności energetycznej:

- umowa, której przedmiotem jest realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej;
- nabycie nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, charakteryzujące się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji, albo ich modernizacja;
- nabycie lub wynajęcie efektywnych energetycznie budynków lub ich części albo przebudowa lub remont użytkowanych budynków, w tym realizacja przedsięwzięcia którego przedmiotem jest:
 - ulepszenie, w wyniku którego następuje zmniejszenie zapotrzebowania na energię dostarczaną na potrzeby ogrzewania i podgrzewania wody użytkowej oraz ogrzewania do budynków mieszkalnych, budynków zbiorowego zamieszkania oraz budynków stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego służących do wykonywania przez nie zadań publicznych;
 - ulepszenie, w wyniku którego następuje zmniejszenie strat energii pierwotnej w lokalnych sieciach ciepłowniczych oraz zasilających je lokalnych źródłach ciepła, jeżeli budynki mieszkalne, budynki zbiorowego zamieszkania oraz budynki stanowiące własność jednostek samorządu terytorialnego służące do wykonywania przez nie zadań publicznych, do których dostarczana jest z tych sieci energia, spełniają wymagania w zakresie oszczędności energii, określone

- w przepisach prawa budowlanego, lub zostały podjęte działania mające na celu zmniejszenie zużycia energii dostarczanej do tych budynków;
- wykonanie przyłącza technicznego do scentralizowanego źródła ciepła, w związku z likwidacją lokalnego źródła ciepła, w wyniku czego następuje zmniejszenie kosztów pozyskania ciepła dostarczanego do budynków mieszkalnych, budynków zbiorowego zamieszkania oraz budynków stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego służących do wykonywania przez nie zadań publicznych;
 - całkowita lub częściowa zamiana źródeł energii na źródła odnawialne lub zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji;
- sporządzenie opracowania określającego zakres oraz parametry techniczne i ekonomiczne przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, ze wskazaniem rozwiązania optymalnego, w szczególności z punktu widzenia kosztów realizacji tego przedsięwzięcia oraz oszczędności energii, stanowiącego jednocześnie założenia do projektu budowlanego, eksploatowanych budynków wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi, trwale związanych z gruntem i wydzielonych z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych oraz posiadających fundamenty i dach, o powierzchni użytkowej powyżej 500 m², których jednostka sektora publicznego jest właścicielem lub zarządcą.

Ponadto jednostki sektora publicznego obowiązane są informować o stosowanych środkach poprawy efektywności energetycznej na swojej stronie internetowej lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości.

3. Charakterystyka Województwa Lubuskiego

3.1 Położenie geograficzne, charakterystyka zagospodarowania

Województwo lubuskie, zlokalizowane jest w środkowo zachodniej części Polski. Rozciąga się od 53°07' do 51°22' szerokości geograficznej północnej i od 14°32' do 16°25' długości geograficznej wschodniej (rozciągłość z północy na południe wynosi 196,3 km, a z zachodu na wschód – 129,5 km). Zajmuje obszar 13 988 km² (co stanowi 4,5% powierzchni kraju). Długość granic wynosi 939,3 km. Teren województwa graniczy:

- od północy z województwem zachodnio-pomorskim;
- od wschodu z województwem wielkopolskim;
- od południa z województwem dolnośląskim;
- od zachodu granica województwa jest granicą państwową z krajem związkowym Republiki Federalnej Niemiec.

Województwo zamieszkuje ok. 1 023 tys. mieszkańców (tj. ok. 2,7% ludności kraju). Średnia gęstość zaludnienia w województwie wynosi 73 osoby/km². Największa gęstość zaludnienia występuje w miastach oraz w południowej części województwa, najmniejsza w środkowym pasie.

Województwo jest podzielone na 14 powiatów: dwa grodzkie (Gorzów Wielkopolski i Zielona Góra) i dwanaście ziemskich (gorzowski, krośnieński, międzyrzecki, nowosolski, słubicki, strzelecko-drezdenecki, sulęciński, świebodziński, wschowski, zielonogórski, żagański i żarski). W skład powiatów wchodzi 83 gminy, w tym 9 gmin miejskich, 33 gminy miejsko-wiejskie i 41 gmin wiejskich. Obszary wiejskie zajmują powierzchnie 13 354 km², co stanowi 94,5% obszaru województwa.

Jako jednostka terytorialna kategorii NUTS2 województwo podzielone jest na dwa podregiony kategorii NUTS3 – podregion zielonogórski i podregion gorzowski. Miasto Gorzów Wielkopolski jest siedzibą administracji rządowej, natomiast Miasto Zielona Góra – władz samorządowych.

Podział administracyjny województwa lubuskiego przedstawia rys. 3-1.

Rysunek 3-1 Podział administracyjny województwa



W poniższej tabeli zestawiono powierzchnię oraz liczbę ludności województwa w podziale na powiaty. Zestawienie szczegółowe z podziałem na gminy przedstawiono w załączniku do rozdziału 3 w tabeli Z-3-1.

Tabela 3-1 Podział administracyjny województwa – powierzchnia i liczba ludności w podziale na powiaty

L.p.	Powiat	Powierzchnia	Liczba mieszkańców	Gęstość zaludnienia
		[km ²]	[ilość]	[osoba/km ²]
Podregion gorzowski		6 113	386 904	63
1	Powiat grodzki: m. Gorzów Wielkopolski	86	124 554	1 448
2	Powiat ziemski: strzelecko-drezdenecki	1 248	50 686	41
3	Powiat ziemski: gorzowski	1214	69 396	57
4	Powiat ziemski: sulęciński	1 178	35 924	30
5	Powiat ziemski: międzyrzecki	1 388	58 846	42
6	Powiat ziemski: słubicki	999	47 498	48
Podregion zielonogórski		7 875	636 254	81
7	Powiat grodzki: m. Zielona Góra	58	119 197	2055
8	Powiat ziemski: świebodziński	937	56 777	61
9	Powiat ziemski: krośnieński	1 391	56 925	41
10	Powiat ziemski: zielonogórski	1 569	93 749	60
11	Powiat ziemski: żarski	1 393	99 762	72
12	Powiat ziemski: nowosolski	771	88 062	114
13	Powiat ziemski: wschowski	624	39 349	62
14	Powiat ziemski: żagański	1 132	82 433	73
Województwo - suma		13 988	1 023 158	73

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych za 2011 r.

Województwo lubuskie położone jest w prowincji Niżu Środkowoeuropejskiego pozaalpejskiej części Europy Zachodniej. Na jego terenie wyróżniamy obszary trzech podprowincji:

- ➔ podprowincja Pojezierza Południowobałtyckiego – północno-środkowa część województwa (wyróżnia się tutaj dwa rodzaje krajobrazów: młodoglacjalny (pagórkowato-pojezierny, równinno-morenowy, sandrowo-pojezierny) i dolinny (tarasy z wydmami, zalewowe dna dolin);
- ➔ podprowincja Niziny Środkowopolskiej i podprowincja Niziny Sasko-Łużyckiej – południowa część województwa (krajobraz równiny denudacyjne albo akumulacyjne o małych nachyleniach, niezbyt liczne ale dobrze rozwinięte rzeki, piaszczyste lub żwirowe kemy, ozy i moreny czołowe w formie wzgórz ostańcowych).

Cały obszar województwa znajduje się w zlewisku Bałtyku, w środkowej części Dorzecza Odry, do której dopływają duże rzeki (Bóbr, Nysa Łużycka i Warta) oraz pośrednio lub bezpośrednio mniejsze rzeki, które posiadają całą zlewnię na terenie województwa (m.in.: Pliszka, Ilanka, Kanał Postomski). Na terenie województwa znajduje się ponad 700 jezior o łącznej powierzchni ok. 20 000 ha (największe z nich to m.in. Sławskie, Osłysz z Ogardzką Odnogą, Niesłysz, Ostrowiec, Lubikowskie, Lubniewsko, Chłop, Szarcz, Lipie i Osiek).



Największą powierzchnię województwa zajmują lasy i grunty leśne oraz użytki rolne. Struktura powierzchni gruntów województwa według kierunków użytkowania przedstawia się w następujący sposób:

- lasy i zadrzewienia - 716 161 ha,
- użytki rolne - 568 949 ha, w tym:
 - grunty orne - 404 938 ha,
 - sady - 2 841 ha,
 - łąki i pastwiska - 137 248 ha,
 - pozostałe - 23 922 ha,
- grunty pod wodami - 24 964 ha,
- grunty zabudowane i zurbanizowane - 61 998 ha, w tym:
 - tereny mieszkaniowe - 8 392 ha,
 - tereny przemysłowe - 3 021 ha,
 - tereny komunikacyjne – 39 156 ha,
 - inne – 11 429 ha,
- nieużytki - 17 454 ha,
- użytki ekologiczne - 2 795 ha,
- tereny pozostałe - 6 467 ha.

Źródło: GUS, Bank Danych Lokalnych za 2011 r.

Sieć drogowa na terenie województwa jest gęsta i dobrze rozwinięta. Łączna długość dróg wynosi 5 917 km (krajowe, wojewódzkie i powiatowe). Przez województwo przebiegają międzynarodowe drogi A2, A18 i DK3. Również dobrze ukształtowana pod względem ilościowym jest sieć kolejowa. Przez teren województwa przebiegają ważne szlaki komunikacyjne włączone w system europejskiej sieci kolejowej (AGC E-20: Paryż – Berlin – Warszawa – Moskwa i AGTC CE-59: Skandynawia – Szczecin – Zielona Góra – Praga). W województwie funkcjonują dwa lotniska: cywilne w Babimoście (Port Lotniczy Zielona Góra) i sportowe w Przylepie.

Na terenie województwa lubuskiego rozwinęły się branże związane z przemysłem drzewno-meblarskim, papierniczym, spożywczym, motoryzacyjnym, chemicznym, produkcją tworzyw sztucznych, materiałów budowlanych - w tym ceramicznych, a także elektroniczna, tekstylna i wydawnicza.

Perspektywną branżą mogącą wpłynąć na rozwój gospodarczy województwa lubuskiego jest branża wydobywcza, bazująca na naturalnych złożach - pokłady węgla brunatnego (Gubin, Zasięki, Brody), ropa naftowa, gaz ziemny (północna część województwa).

Niestety niewielki udział w przychodach ze sprzedaży w województwie mają branże innowacyjne reprezentowane przez małe firmy, do których zalicza się zakłady produkujące: sprzęt i urządzenia medyczne, instrumenty i przyrządy pomiarowe i kontrolne, badawcze i nawigacyjne.

Największymi ośrodkami przemysłowymi są: Gorzów Wielkopolski, Zielona Góra, Żary, Nowa Sól oraz Kostrzyńsko-Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna (Podstrefy: Kostrzyn, Słubice, Bytom Odrzański, Gorzów Wielkopolski, Gubin, Nowa Sól, Zielona Góra, Czerwieńsk, Międzyrzecz, Sulęcín, Lubsko, Rzepin, Skwierzyna, Dobiegniew, Kożuchów).

Duże znaczenie dla województwa ma jego przygraniczne położenie. Współpraca zagraniczna i międzyregionalna jest bardzo istotnym elementem polityki województwa lubuskiego.

Wszystkie gminy należą do któregoś z euroregionów:

- Euroregion Pro Europa Viadrina;
- Euroregion Sprewa Nysa Bóbr;
- Euroregion Nysa (tylko gmina Gozdnicza).

Celem euroregionów jest m.in. zapewnienie dobrych stosunków między sąsiadami. Współpraca polsko-niemiecka odbywa się także w ramach inicjatywy „Partnerstwo Odry”.

3.2 Warunki klimatyczne, czystość powietrza

Warunki klimatyczne

Ziemia lubuska (wg „Atlasu Klimatycznego Polski”) należy do regionu klimatycznego lubusko-dolnośląskiego. Klimat w północnym obszarze województwa, w pasie pradoliny Noteci i Warty, ma charakter przejściowy między chłodnym i dość wilgotnym regionem pomorskim a cieplejszą i suchszą częścią środkową i południową regionu lubusko-dolnośląskiego. W Słubicach notowane są najwyższe maksymalne temperatury w Polsce (znajduje się tam tzw. polski biegun ciepła). Średnia temperatura roczna z wielolecia jest wysoka i prawie na całym obszarze województwa wynosi około 8,0°C. Średnie sumy opadów atmosferycznych w okresie rocznym kształtują się na poziomie 500-600 mm w części północnej, wschodniej i zachodniej województwa oraz powyżej 600 mm w części południowej. W stosunku do danych z wielolecia ostatnie lata należały do ciepłych pod względem temperatury i średnich pod względem opadów. Obszar regionu klimatycznego lubusko-dolnośląskiego zaliczany jest do najcieplejszego w kraju.

Zgodnie z Polską Normą PN-82/B-02403 teren Polski jest podzielony na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynków, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu. Województwo Lubuskie leży generalnie w II strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi (-) 18°C. Północne krańce województwa leżą w I strefie klimatycznej, dla której temperatura wynosi (-) 16°C.

Czystość powietrza

Wpływ na stan zanieczyszczenia powietrza ma emisja zanieczyszczeń:

- ze źródeł przemysłowych - zanieczyszczenia z procesów technologicznych;
- komunikacyjnych;
- ze źródeł niezorganizowanych;
- emisja transgraniczna.

Dla oceny stanu zanieczyszczenia powietrza prowadzony jest monitoring emisji zanieczyszczeń, który odzwierciedla rzeczywisty poziom zanieczyszczeń pochodzących z różnych źródeł. Na terenie Województwa Lubuskiego ocena stanu zanieczyszczeń powietrza jest prowadzona przez Lubuską Sieć Monitoringu Zanieczyszczeń Powietrza, którą tworzą 4 automatyczne stacje pomiarowe prowadzące pomiary w systemie ciągłym oraz 4 stacje, na których badania prowadzone są okresowo metodami manualnymi.

Badania zanieczyszczenia powietrza prowadzone są w zakresie następujących substancji: dwutlenku siarki, tlenków azotu, ozonu, pyłu zawieszony PM₁₀ i PM_{2,5}, tlenku węgla, benzo(α)pirenu oraz metali ciężkich: ołowiu, arsenu, niklu i kadmu zawartych w pyłe zawieszonym PM₁₀.

Na podstawie w/w badań, w 2011 roku, do sporządzenia opracowania programu ochrony powietrza zostały zakwalifikowane wszystkie trzy strefy województwa tj. strefa miasto Gorzów, strefa miasto Zielona Góra i strefa lubuska.

Dla miasta Gorzów Wielkopolski został opracowany w kwietniu 2012 roku Program Ochrony Powietrza, przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Lubuskiego Nr XXIII/204/12 z dn. 16 kwietnia 2012 r. Program opracowany został w związku z przekroczeniem poziomu docelowego jakości powietrza w zakresie benzo(α)pirenu zawartego w pyłe zawieszonym PM₁₀ w 2010 r.

Podstawowe kierunki działań zmierzających do przywracania poziomów docelowych benzo(α)pirenu powinny się koncentrować na obniżaniu emisji ze spalania paliw stałych do celów ogrzewania indywidualnego. Przejawiać się to powinno w następujących głównych działaniach:

- ➔ likwidacja ogrzewania indywidualnego opartego na węglu lub drewnie i zmiana na centralne ogrzewanie (tam gdzie istnieje sieć centralnego ogrzewania) lub na piece zasilane paliwem ekologicznym – gazem, olejem opałowym, prądem lub na odnawialne źródła ciepła (pompy ciepłe, panele słoneczne),
- ➔ zapisy w planach zagospodarowania przestrzennego zakazujące używania paliwa stałego do ogrzewania oraz zakazujące budowy kominów opalanych drewnem w obszarach przekroczeń wartości docelowych benzo(α)pirenu,
- ➔ edukacja ekologiczna mająca na celu uświadomienie ludności na temat szkodliwości spalania odpadów oraz paliw niskiej jakości (np. pyłu węglowego).

Poziom docelowy benzo(α)pirenu w okresie uśredniania wyników pomiarów w roku kalendarzowym do osiągnięcia i utrzymania w strefie miasto Gorzów Wielkopolski zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 3 marca 2008 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. Nr 47 poz. 281) to 1 ng/m³.

Powyższe standardy dla benzo(α)pirenu są wiążące dla władz samorządowych i powinny być osiągnięte oraz dotrzymane do roku 2013.



Program ochrony powietrza dla Zielonej Góry – miasta na prawach powiatu został przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Lubuskiego Nr XLI/379/02009 z dn. 21 września 2009 r. Program opracowany został w związku z przekroczeniem poziomu docelowego jakości powietrza w zakresie benzo(α)pirenu zawartego w pyłe zawieszonym PM10. Termin osiągnięcia docelowego poziomu substancji w powietrzu (1 ng/m^3) to 2013 r.

Działania zmierzające do ograniczenia emisji benzo(α)pirenu i poprawy jakości powietrza określone w POP:

- termomodernizacja budynków,
- wymiana starych kotłów węglowych na: gazowe, węglowe retortowe, węglowe nowoczesne, olejowe, piece elektryczne, ekologiczne – np. na biomasę lub brykiety, podłączenie do sieci ciepłej,
- źródła odnawialne - wspomaganie ogrzewania kolektorami słonecznymi,
- rozbudowa/przebudowa sieci ciepłych,
- kontrola jakości paliw – wprowadzenie, jako warunku korzystania z dofinansowania, stosowania paliwa o określonej jakości (dotyczy nowych kotłów węglowych).

Program ochrony powietrza dla strefy nowosolsko-wschowskiej został przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Lubuskiego Nr XLVII/464/2010 z dn. 23 lutego 2010 r.

Strefę nowosolsko-wschowską zakwalifikowano do grupy C (konieczność opracowania POP) na podstawie wyników rocznych ocen jakości powietrza w województwie lubuskim dokonanych w latach:

- 2005 - ze względu na przekroczenia dopuszczalnego stężenia pyłu zawieszzonego PM10 na stacji we Wschowie;
- 2006 - ze względu na przekroczenia dopuszczalnego stężenia pyłu zawieszzonego PM10 na stacji w Nowej Soli;
- 2007 - ze względu na przekroczone roczne stężenie docelowe benzo(α)pirenu na stacji we Wschowie.

Działania zmierzające do ograniczenia emisji benzo(α)pirenu i poprawy jakości powietrza określone w POP dla strefy nowosolsko-wschowskiej to m.in.:

- budowa obwodnicy Wschowy w ciągu dróg wojewódzkich nr 278 i 305,
- budowa obwodnicy Nowej Soli (południowej) w ciągu drogi wojewódzkiej nr 315,
- budowę obwodnicy Wschowy w ciągu drogi krajowej nr 12.
- przygotowanie i realizację Programu Ograniczenia Niskiej Emisji (PONE) w Nowej Soli i Wschowie, w ramach którego dofinansowywane będą inwestycje mieszkańców w zakresie termomodernizacji budynków oraz trwałej likwidacji starych kotłów węglowych poprzez zastępowanie ich:
 - podłączeniem do sieci ciepłowniczych, tam gdzie jest to możliwe,
 - nowoczesnymi kotłami węglowymi lub kotłami retortowymi,
 - ogrzewaniem gazowym,
 - kotłami ekologicznymi (np. opalanymi brykietami, zrębkami, peletami),

- ogrzewaniem olejowym,
- ogrzewaniem elektrycznym,
- wykorzystaniem alternatywnych źródeł energii w postaci kolektorów słonecznych, pomp ciepła, wykorzystaniem energii wiatru, które stanowiłyby uzupełniające źródła pozyskiwania energii cieplnej.

3.3 Demografia

Liczba ludności na koniec 2011 roku w województwie lubuskim wynosiła 1 023158 osób (gęstość zaludnienia – 73 osoby/km²), z czego kobiety stanowiły 51,3%, a mężczyźni 48,7%. Zaobserwowany przyrost naturalny ogółem w 2011 roku wynosił 773 osób.

Tabela 3-2 Liczba mieszkańców województwa w latach 2006-2011 w podziale na powiaty

Powiat / Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011
gorzowski	65723	66172	66760	67443	68065	69396
krośnieński	56325	56297	56193	56131	56041	56925
międzyrzecki	58275	58279	58225	58250	58153	58846
nowosolski	86768	86882	86881	86890	86996	88062
słubicki	46641	46551	46496	46413	46516	47498
strzelecko-drezdenecki	50132	50072	49959	49789	49757	50686
sulęciński	35347	35349	35436	35492	35409	35924
świebodziński	56111	56094	56026	56038	55988	56777
zielonogórski	89779	90389	90906	91638	92160	93749
żagański	82050	81946	81868	81658	81412	82433
żarski	98884	98610	98443	98364	98266	99762
wschowski	38866	38906	39055	39055	39168	39349
m.Gorzów Wielkopolski	125504	125411	125157	125383	125394	124554
m.Zielona Góra	118115	117523	117557	117503	117699	119197
Ogółem	1 008 520	1 008 481	1 008 962	1 010 047	1 011 024	1 023 158
W tym:						
Tereny miejskie	645 551	643 941	643 056	642 494	641 695	648 692
Tereny wiejskie	362 969	364 540	365 906	367 553	369 329	374 466

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Dotychczas obserwuje się w województwie lubuskim nieznaczny wzrost liczby ludności, co jest elementem wyróżniającym na tle średniej krajowej.

Prognozy GUS na okres do 2035 roku wskazują na stabilny poziom ogólnej liczby ludności do roku 2020 oraz późniejszą widoczną tendencję jej zmniejszania się w horyzoncie do 2035 roku. Szczególnie znaczący będzie spadek mieszkańców miast.

Obserwowane znaczne odchylenie liczby mieszkańców w 2011 roku w stosunku do lat wcześniejszych wynika z korekty wprowadzonej po przeprowadzeniu w 2011 roku spisu powszechnego.

Dynamikę zmian liczby ludności na terenie województwa lubuskiego w latach 2006-2030 z uwzględnieniem zróżnicowanego trendu dla obszarów miejskich i wiejskich przedstawiono w poniższej tabeli i na wykresie.

Wykres 3-1 Dynamika zmian liczby ludności na terenie województwa lubuskiego

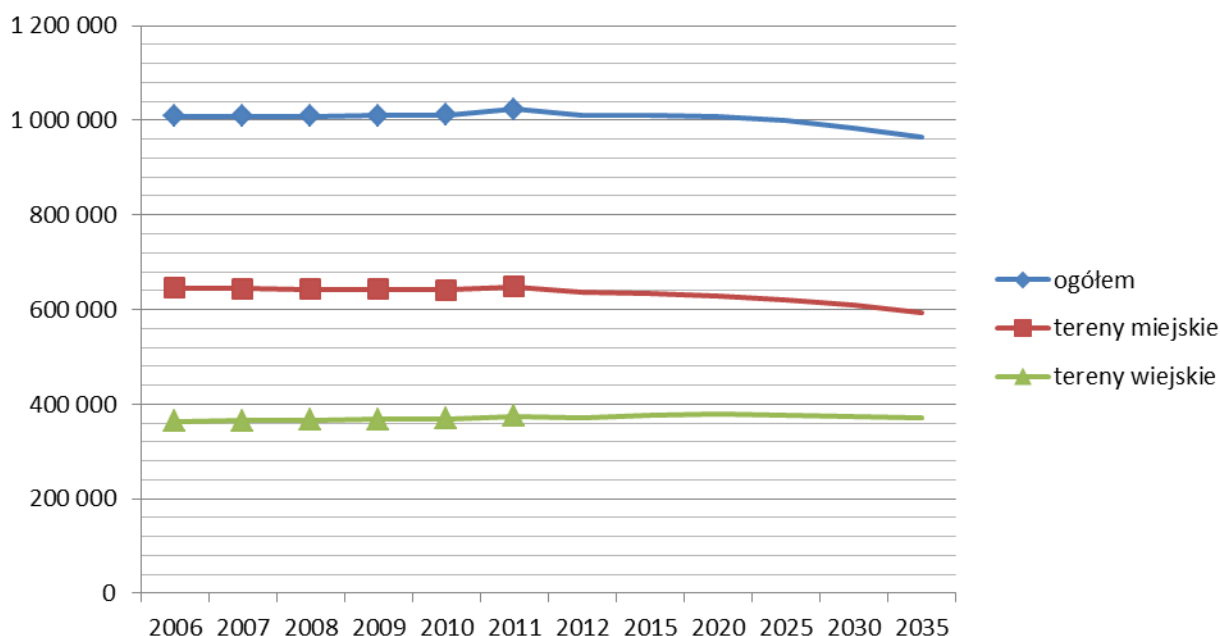


Tabela 3-3 Prognoza liczby ludności na terenie województwa lubuskiego do roku 2030

Okres	Województwo lubuskie ogółem	Tereny wiejskie	Tereny miejskie
Stan - Rok 2011	1 023 158	374 466	648 692
Rok 2015	1 010 232	375 437	634 795
Rok 2020	1 007 643	378 077	629 566
Rok 2025	999 201	377 838	621 363
Rok 2030	983 616	374 961	608 655

3.4 Mieszkalnictwo

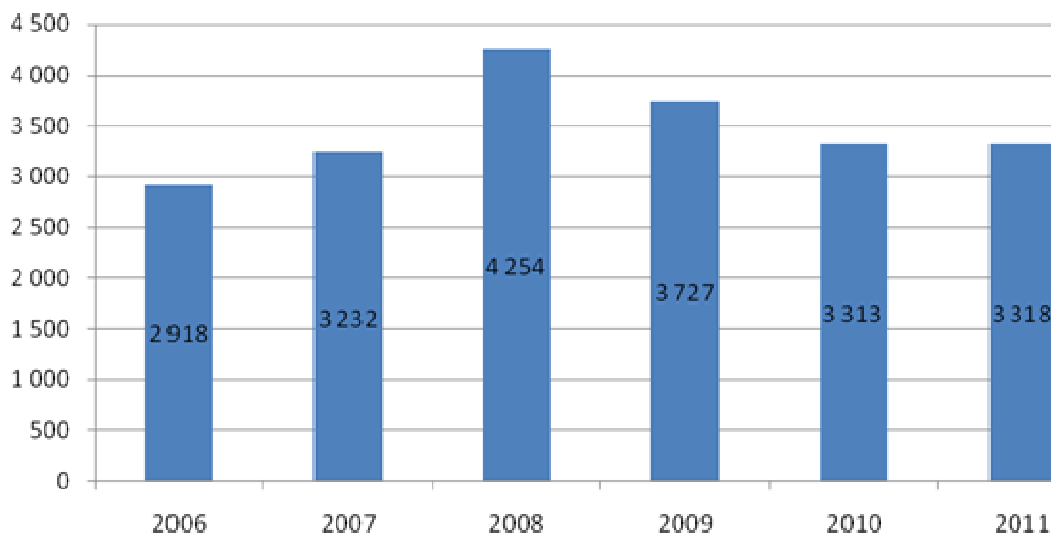
W województwie lubuskim w 2011 roku było według GUS 353,9 tys. mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej około 24,85 mln m². Przeciętna powierzchnia mieszkania wynosiła 70,2 m² i była mniejsza od średniej w kraju o 0,9 m². Przeciętna powierzchnia mieszkania przypadająca na 1 osobę w województwie lubuskim jest również mniejsza niż średnia w kraju i wynosi 24,3 m² (w Polsce 24,7 m²). Dane te świadczą o tym, że standard zamieszkania w woj. lubuskim ciągle jeszcze jest niższy niż przeciętnie w kraju, a tym samym wskazuje na potrzebę zwiększenia zasobów mieszkaniowych.

Przeprowadzona w 2008 roku, w ramach opracowanego „Studium rozwoju systemów energetycznych w woj. Lubuskim”, analiza poziomu deficytu zabudowy mieszkaniowej uwzględniająca założenie, że każde gospodarstwo domowe powinno dysponować wła-

snym mieszkaniem wskazywała na brak około 29,9 tys. mieszkań. Prognoza rozwoju budownictwa mieszkaniowego zakładała do roku 2025 zabudowę około 48 tys. mieszkań (23 tys. mieszkań do roku 2015)

W okresie ostatnich 5-ciu lat oddano do użytku blisko 17 900 mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej około 1,77 mln. m². Świadczy to o utrzymaniu przewidywanego tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej na poziomie o około 10% wyższym od założonego wariantu zrównoważonego, przy czym po 2008 roku zaznacza się tendencja spadkowa ilości oddawanych mieszkań w kolejnych latach.

Wykres 3-2 Liczba mieszkań oddanych do użytkowania w województwie lubuskim w latach 2006-2011



Uwzględniając występującą tendencję oraz przewidując likwidację deficytu mieszkaniowego około 2020 roku można założyć wzrost liczby mieszkań w okresie docelowym „Strategii...” tj. do 2030 roku o około 54 tys. mieszkań. Założono systematyczny spadek ilości mieszkań oddawanych rocznie do użytku z poziomu 3 200 do 2700 mieszkań rocznie. Prognozowaną liczbę mieszkań w perspektywie krótko, średnio i długoterminowej przedstawiono poniżej.

Tabela 3-4 Prognoza liczby mieszkań do 2030 roku

	Stan wyjściowy	Prognoza		
	2011	2015	2020	2030
Liczba mieszkań [tys.]	353,9	365,9	380,9	407,9
Pow. użytkowa mieszkań [tys. m²]	24 850	26 050	27 550	30 250

3.5 Gospodarka – strefa produkcyjno-usługowa

Cechami charakterystycznymi gospodarki na terenie województwa lubuskiego jest duża liczba przedsiębiorstw w przeliczeniu na liczbę mieszkańców, w tym znacząca ilość spółek udziałem kapitału zagranicznego.

Od kilku lat zaznacza się szybki rozwój branż przemysłowych takich jak motoryzacyjna, chemiczna, materiałów budowlanych, informatyczna, drzewna.

Przygraniczne położenie i poprawiająca się infrastruktura drogowa winny być atutem dla szukających dogodnych lokalizacji, potencjalnych inwestorów.

Jednym z obszarów wyzwań rozwojowych jakie zostały zdefiniowane w aktualnej Strategii Rozwoju województwa Lubuskiego 2020 jest Obszar 1: Gospodarka regionalna i rynek pracy.

Ważnymi elementami, które stanowiąc winny o rozwoju gospodarki regionu są:

- Działająca na terenie województwa Kostrzyńsko-Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna,
- Eksploatacja kopalni energetycznych, w tym uruchomiona na przełomie 2012 i 13 roku kopalnia ropy naftowej i gazu ziemnego, eksploatujące złoża w rejonie Lubiatowa, Międzychodu i Grotowa (na granicy województw wielkopolskiego i lubuskiego) oraz podejmowane działania w kierunku uruchomienia kompleksu wydobywczego energetycznego opartego na bazie złóż węgla brunatnego Gubin-Brody,
- Rozwój sektora usług związanych z turystyką w oparciu o wykorzystanie walorów przyrodniczych i kulturowych.

Właściwe wykorzystanie istniejącego potencjału oraz sposobności tkwiących w dogodnym położeniu, przy konsekwentnym wzroście znaczenia czynników dynamizujących rozwój przedsiębiorczości (innowacyjność i B+R) mogą stać się podstawą (dynamicznego) rozwoju gospodarki województwa. Sprzyja temu lokalizacja autostrady A18 i budowa autostrady A2 (z siedmioma węzłami) – o ile uniknie się syndromu peryferyjnego położenia, grożącego zepchnięciem do roli obszaru tranzytowego. W maksymalnym stopniu należy wykorzystać możliwości tkwiące w istniejących rezerwach terenowych, które przygotowywane są jako tereny rozwoju.

Składają się na nie:

- tereny wyznaczone w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin (bądź planach zagospodarowania przestrzennego),
- tereny Kostrzyńsko – Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej,
- tereny różnego rodzaju parków przemysłowych, stref aktywności, itp.,
- tereny ofert inwestycyjnych wg Lubuskiego Centrum Obsługi Inwestora.

Zestawienie terenów rozwoju działalności gospodarczej ze szczególnym uwzględnieniem obszarów należących do Kostrzyńsko – Słubickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej, jako istotnych obszarów aktualnego rozwoju strefy przemysłowej przedstawiono w załączniku do rozdziału 3 w tabeli Z-3-3.



Znaczącą rolę przy powstawaniu i funkcjonowaniu parków przemysłowych lub stref aktywności odgrywają władze samorządowe i lokalne środowiska przedsiębiorców i/lub środowiska naukowo-badawcze.

Przykładami takich inicjatyw o szczególnym znaczeniu są:

- Lubuski Park Przemysłowo-Technologiczny w Nowym Kisielinie
- Park Technologii i Logistyki Przemysłu INTERIOR w Nowej Soli
- Park Naukowo-Przemysłowy w Gorzowie Wlkp.

Ponadto do przygotowywanych obszarów aktywizacji gospodarczej należą:

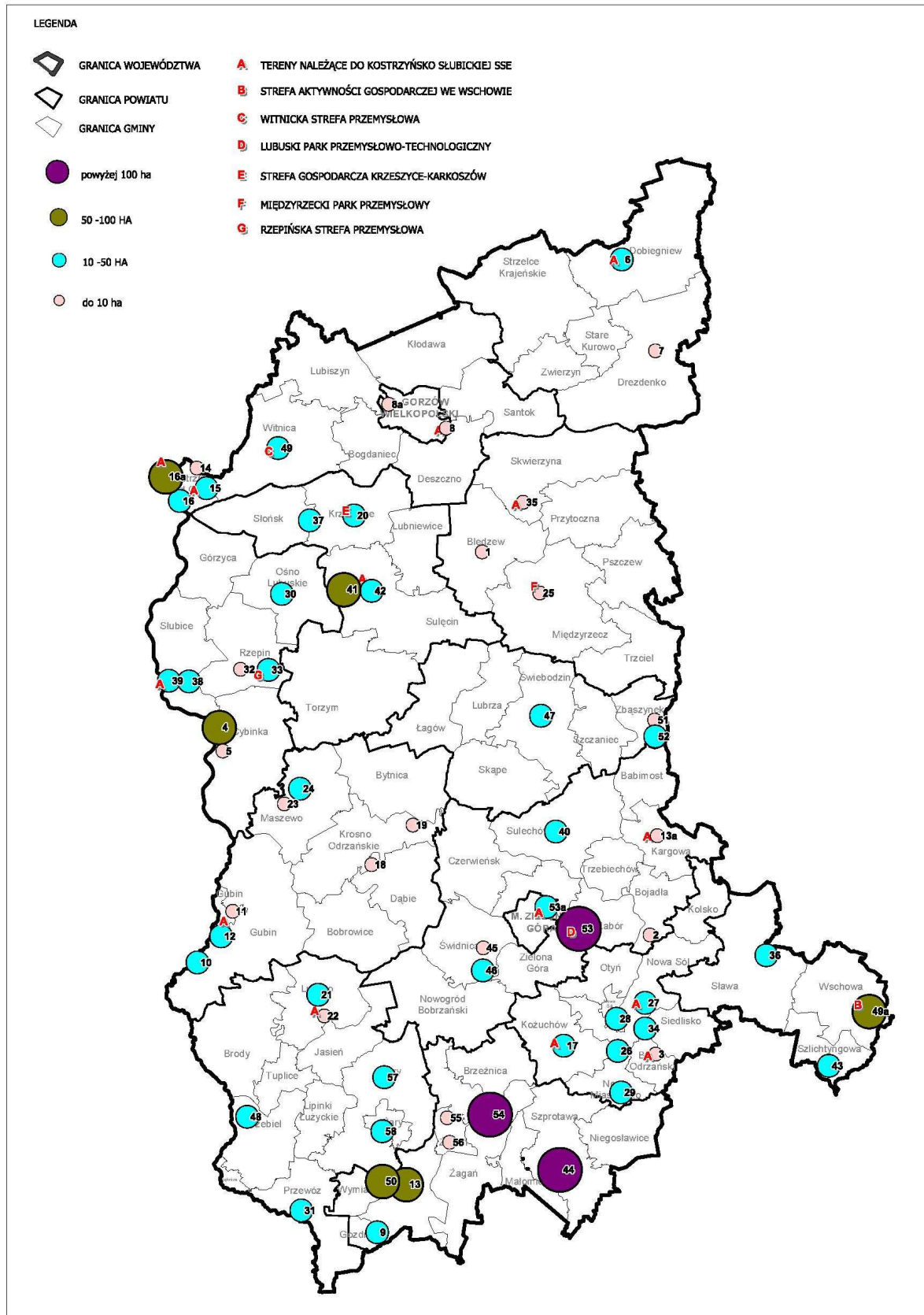
- Rzepińska Strefa Przemysłowa
- Strefa Aktywności Gospodarczej we Wschowie
- Witnicka Strefa Przemysłowa
- Strefa Gospodarcza Krzeszyce-Karkoszków
- Międzyrzecki Park Przemysłowy

Ogólna wielkość oszacowanych rezerw terenów pod rozwój strefy usługowo-wytwórczej na poziomie około 2 000 tys. ha jest wielkością znacznie przekraczającą możliwości ich zagospodarowania w horyzoncie czasowym obowiązywania niniejszej strategii tj. do roku 2030. Przewiduje się, że realne możliwości zagospodarowania oferowanych rezerw terenowych, w perspektywie będącej przedmiotem analiz sięgają około 50% wytypowanych obszarów.

Wskazane tereny nie uwzględniają budowy kompleksu wydobywczo-energetycznego, która to inwestycja o ponadregionalnej skali oddziaływania może się stać inwestycją wiodącą w analizowanym okresie, co najmniej dla południowej części województwa.

Lokalizację obszarów rozwoju ze wskazaniem skali wielkości obszaru przedstawia rys. 3-2

Rysunek 3-2 Lokalizacja obszarów rozwoju strefy aktywizacji gospodarczej



3.6 Uwarunkowania środowiskowe – obszary chronione, ograniczenia inwestycyjne

Powierzchnia województwa w 48,2% pokryta jest lasami. Obszary prawnie chronione stanowią 39,3% ogólnej powierzchni województwa. Na terenie województwa znajdują się:

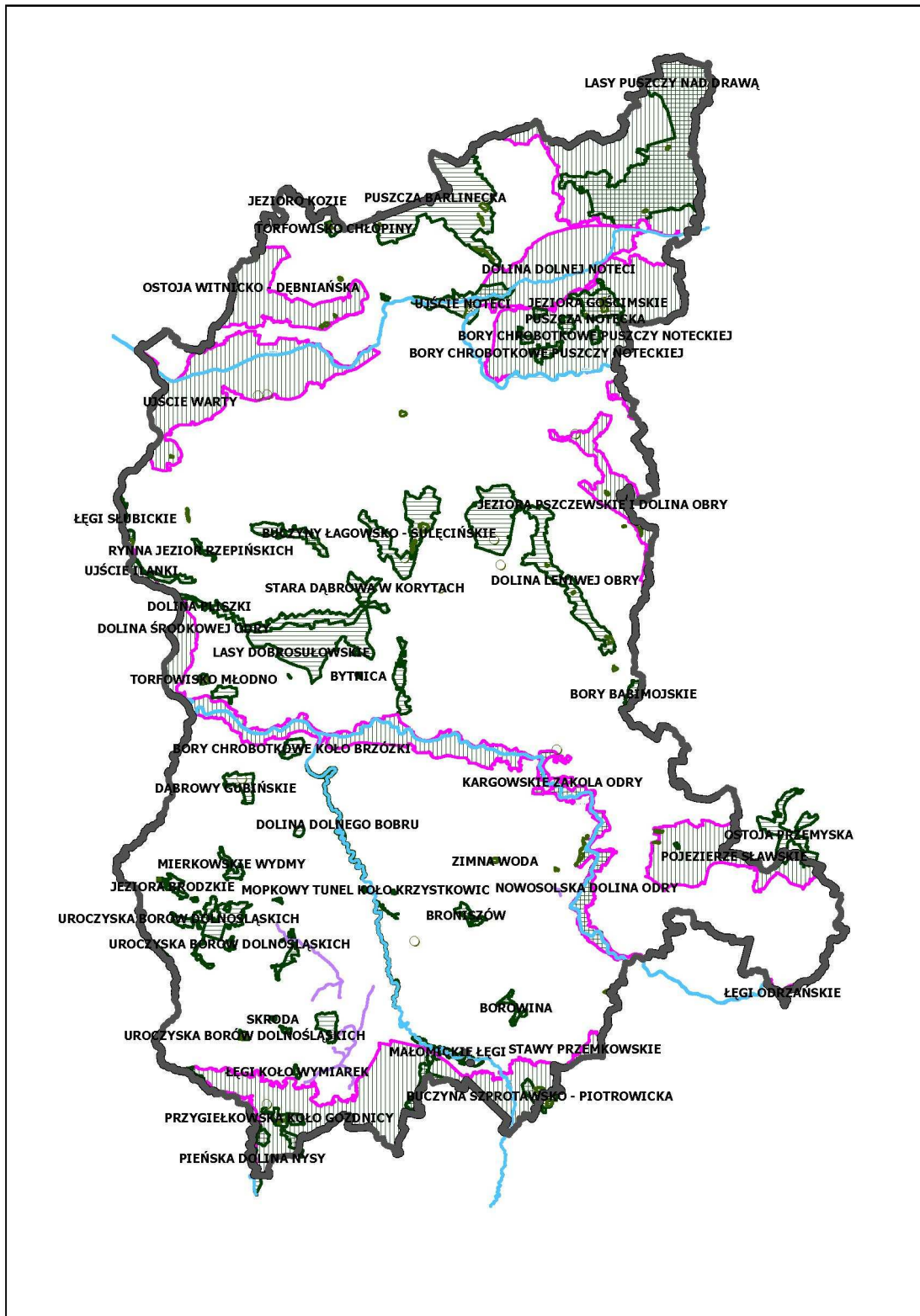
- ➔ dwa parki narodowe: Drawieński i „Ujście Warty” (stanowią 1% obszaru województwa),
 - 8 parków krajobrazowych: Łagowski, Pszczewski, Barlinecko-Gorzowski, „Ujście Warty”, Gryżyński, Krzesiński, Przemęcki i „Łuk Mużakowa” (stanowią 5,5% obszaru województwa),
 - 61 rezerwatów przyrody o łącznej powierzchni 3 674,1 ha (stanowią 0,2% obszaru województwa),
 - 1 182 pomników przyrody (stan na 1.09.2012),
 - 387 użytki ekologiczne objęte ochroną (stanowią 0,2% obszaru województwa),
 - 7 zespołów przyrodniczo-krajobrazowych (stanowią 1% obszaru województwa).

Obszary chronionego krajobrazu (bez rezerwatów i pozostałych form ochrony przyrody) stanowią 31,4% obszaru województwa.

Ponadto na obszarze województwa zlokalizowanych jest szereg obszarów należących do Europejskiej Sieci Ekologicznej NATURA 2000 obejmujących obszary: OSO tj. specjalnej ochrony wyznaczane na podstawie tzw. Dyrektywy ptasiej oraz SOO – specjalne obszary ochrony wyznaczane na podstawie dyrektywy siedliskowej. W znaczącym stopniu obszary te pokrywają się z ww. obszarami prawnie chronionymi.

Lokalizację obszarów NATURA 2000 przedstawiono na poniższym rysunku, natomiast ich zestawienie ujęto w tabeli Z-3-2 w załączniku do opracowania.

Rysunek 3-3 Obszary NATURA 2000 na terenie województwa lubuskiego



4. Inwentaryzacja infrastruktury energetycznej województwa – Charakterystyka systemów energetycznych

4.1 Źródła skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Na terenie Województwa Lubuskiego zlokalizowane są trzy elektrociepłownie generujące energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła tj. Elektrociepłownia „Zielona Góra”, Elektrociepłownia Gorzów, Elektrociepłownia Arctic Paper Kostrzyn.

Wspólną cechą ww. elektrociepłowni jest przetwarzanie energii w nowoczesnych, wysokosprawnych układach gazowo-parowych z wykorzystaniem lokalnych źródeł zaazotowanego gazu ziemnego.

Wymienione źródła zasilają miejskie, scentralizowane systemy ciepłownicze, a wytworzona energia elektryczna wyprowadzana jest do sieci rozdzielczych ENEA Operator. Poniżej przedstawiono szczegółową charakterystykę wymienionych źródeł.

4.1.1 Elektrociepłownia Zielona Góra

Elektrociepłownia "Zielona Góra" S.A. jest przedsiębiorstwem energetyki zawodowej prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Od 1 kwietnia 2009 r., po połączeniu z Zielonogórką Energetyką Ciepłą Sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A. zajmuje się również dystrybucją i dostawą ciepła do odbiorców i posiada Plan rozwoju miejskiego systemu ciepłowniczego w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło w latach 2012-2014.

Od 16 lutego 2012 r. Spółka należy do Grupy kapitałowej EDF.

Prowadzi działalność na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Tabela 4-1 Posiadane koncesje EC „Zielona Góra” S.A.

Typ koncesji	Data wydania	Data ważności
WCC - wytwarzanie ciepła	28.10.1998	31.12.2024
PCC – przesył ciepła	31.12.2002	31.12.2020
OEE – obrót energią elektryczną	22.09.2011	31.12.2030
WEE – wytwarzanie energii elektrycznej	05.10.2000	31.12.2024

Główne urządzenia wytwórcze to:

- ➔ Blok Gazowo-Parowy (układ skojarzony) - zainstalowana moc elektryczna - 198 MWe i ciepła - 135 MWt, zużywający gaz ziemny zaazotowany z lokalnych źródeł,
- ➔ Blok Węglowy - 4 kotły parowe OR-32, 2 kotły wodne WR-25 zużywające miążwę węgla kamiennego oraz dwa turbozespoły parowe współpracujące z kotłami parowymi (układ skojarzony) – zainstalowana moc elektryczna bloku – 23,4 MWe, ciepła 158 MWt. Planowane wyłączenie z eksploatacji - 31.12.2012 r.



→ kotły gazowo-olejowe o zainstalowanej mocy cieplnej 167 MW – 5 kotłów wodnych o łącznej mocy 160 MWt i pomocniczy kocioł parowy o mocy 7 MWt. Rok budowy – 2012.

Charakterystyka turbozespołów:

- w Bloku Gazowo-Parowym – turbozespół gazowy PG 9171 (Frame 9e) o mocy zainstalowanej 134 MWe (w warunkach zimowych), o sprawności ok. 33 %, zasilana gazem Lw i turbozespół parowy 7CK65 Alstom Power o mocy zainstalowanej 64 MWe zasilany parą z kotła odzysknicowego o sprawności ok. 80 %, zabudowane w 2004 r.
- w Bloku Węglowym – turbina O-PR.15.0 (Jugoturbina) o mocy 10,5 MWe, sprawności ok. 85 % (z roku 1976) i turbina VE32 (ABB) o mocy 12,9 MWe, sprawności ok. 90 % (z roku 1996). Obie turbiny są zasilane parą z kotłów parowych OR-32. Planowane wyłączenie tych turbin z eksploatacji 31.12.2012 r.

Blok Gazowo-Parowy pracuje w podstawie obciążenia cieplnego, Blok Węglowy stanowi rezerwę na wypadek awarii Bloku Gazowo-Parowego oraz źródło szczytowe. Od 2013 r. funkcję źródła szczytowego będą pełniły kotły gazowo-olejowe. Blok Węglowy zostanie zlikwidowany.

Tabela 4-2 Kształtowanie się mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców i sprzedaż ciepła w latach 2007 - 2012

Lp.	Wyszczególnienie	Moc zamówiona na sieci ciepłowniczej				Sprzedaż ciepła [TJ]	Potrzeby własne [TJ]
		C.O.	C.W.	WENT.	RAZEM		
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
1	31.12. 2007	152,50	22,04	4,24	178,78	1 521,6	144,0
2	31.12. 2008	155,90	22,90	9,15	187,95	1 343,6	133,8
3	31.12. 2009	155,02	23,48	9,43	187,93	1 372,9	139,8
4	31.12. 2010	156,39	25,21	13,52	195,11	1 596,0	149,6
5	31.12.2011	157,08	25,80	14,75	197,62	1 320,7	113,1
	30 .09. 2012	154,82	25,28	14,85	194,95	867,4	88,8
6	31.12. 2012 – PROGNOZA	156,99	25,72	15,09	197,80	1 375,4	127,5

Tabela 4-3 Wielkość produkcji i zużycie energii elektrycznej przez grupy odbiorców i własne (wg poziomów napięć)

Dane za lata 2008-2012 [MWh]	2008	2009	2010	2011	2012*
Produkcja energii elektrycznej	1 206 980	1 228 887	1 223 435	1 357 443	1 397 366
Zużycie na potrzeby własne – poziom 0,4 kV, 6kV i 220 kV (straty w linii)	41 958	40252	41 452	43 952	44 978
W tym straty w linii 220 kV	6 453	6 679	6 366	7 830	8 060
Sprzedaż odbiorcom końcowym – poziom 0,4 kV	40	277	201	197	180

* Rok 2012 - prognoza

Występujące aktualnie zagrożenia w dostawie energii elektrycznej lub ciepłej i wynikające stąd konieczne inwestycje

- Istotnym zagrożeniem w wyprowadzeniu mocy z ECZG jest jedno połączenie linią napowietrzną 220 kV z GSZ Leśniów. Awaria linii 220 kV lub awaria w GSZ Leśniów uniemożliwi wyprowadzenie mocy z ECZG. Planowana budowa nowego GSZ w rejonie Zielona Góra- Nowa Sól poprawiłaby bezpieczeństwo zaopatrzenia województwa lubuskiego w energię elektryczną z KSE.
- W przypadku dużej awarii w KSE, BGP w ECZG nie dysponuje możliwością samodzielnego podniesienia się po wyłączeniu Systemu energetycznego (blackout). Do poprawy tej sytuacji może służyć planowana zabudowa zasilania awaryjnego EC. W roku 2014 planuje się zabudowę agregatu prądotwórczego 6 kV 3MVA.
- System elektroenergetyczny Zielonej Góry jest całkowicie uzależniony od jednostronnego zasilania z GSZ LEŚNIÓW. W Założeniach do Planu Zaopatrzenia w Ciepło, Energię Elektryczną i Paliwa gazowe (opracowanie EP Warszawa z 2005 roku) postuluje się podjęcie wysiłku opracowania analizy techniczno-ekonomicznej przebudowy układu wyprowadzenia mocy z istniejącego bloku gazowo – parowego ECZG w kierunku stworzenia warunków do powiązania go z miejskim systemem elektroenergetycznym. Rozwiązanie tego problemu ma istotne znaczenie dla zapewnienia miastu bezpieczeństwa energetycznego. Postulat ten można również zrealizować poprzez budowę mniejszego bloku gazowo-parowego w ECZG o mocy około 65 MWe (dopasowanej do potrzeb elektroenergetycznych miasta). Moc z generatorów nowego bloku ECZG można wyprowadzić do sieci dystrybucyjnej 110 kV zasilającej Zieloną Górę.

Najbliższe plany inwestycyjne oraz zamierzenia przyszłościowe

- Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A. od roku 2011 pracuje nad koncepcją budowy nowego bloku gazowo-parowego o mocy około 65 MWe i 50 MWt. Nowe moce wytwórcze mogą zostać oddane do użytkowania najwcześniej w roku 2015 (nie zostały podjęte jeszcze decyzje inwestycyjne). Paliwem w planowanej instalacji byłby gaz ziemny ze złóż lokalnych. Wyprowadzenie mocy z planowanej jednostki jest możliwe zarówno do sieci 110 kV (poprawa bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną miasta Zielona Góra) jak i do KSE na napięciu 220 kV po istniejącej linii z EC do GSZ Leśniów.
- W przypadku realizacji tego projektu EC mogłaby dostarczać dodatkowo około 500 GWh energii elektrycznej rocznie. Energia ta produkowana byłaby w wysoko-sprawnej kogeneracji. Łącznie po zrealizowaniu inwestycji możliwości ECZG dostaw energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznych wyniosłyby około 1 900 GWh rocznie.
- Elektrociepłownia w planach perspektywicznych przewiduje budowę małej elektrowni fotowoltaicznej, która powstałaby na terenach elektrociepłowni po zlikwidowaniu składowiska miału węglowego i infrastruktury związanej z gospodarką węglem. Przewiduje się możliwość zabudowy elektrowni fotowoltaicznej o mocy co najmniej 2 MWe.



4.1.2 Elektrociepłownia Gorzów

W maju 2007 r. Elektrociepłownia Gorzów S.A. weszła w skład PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oddział Elektrociepłownia Gorzów, analogicznie jak EC "Zielona Góra" S.A. jest przedsiębiorstwem energetyki zawodowej prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. W 2010 roku w skład przedsiębiorstwa weszło Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Gorzów Sp. z o.o. rozszerzając zakres jego działalności o dystrybucję ciepła.

Przedsiębiorstwo prowadzi działalność na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Tabela 4-4 Posiadane koncesje PGE GiEK S.A. o/ EC Gorzów

Typ koncesji	Data ważności
WCC - wytwarzanie ciepła	31.12.2025
PCC – przesył i dystrybucja ciepła	15.10.2025
WEE – wytwarzanie energii elektrycznej	31.12.2025

Zdolności produkcyjne PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Gorzów:

- Moc elektryczna nominalna - 97,5 MW,
- Moc cieplna maksymalna urządzeń - 300,8 MW
- Maksymalna moc cieplna dyspozycyjna przy minimalnej mocy elektrycznej w skojarzeniu - 215 MW.

W Elektrociepłowni Gorzów urządzenia wytwórcze podzielone są na dwie części:

- ➔ EC I, w której skład wchodzi przekazany do eksploatacji w 1999 roku blok gazowo-parowy, składający się z:
 - turbosespołu gazowego typu GT8C o mocy elektrycznej 54,4 MW_e,
 - kotła odzysknicowego OUG o mocy cieplnej 121 MW_t,
 - dwóch turbosespołów parowych tj.1 turbosespół przeciwprężnego typu DDM - 55 o mocy elektrycznej nominalnej 5 MW_e i 1 turbosespół upustowo-przeciwprężnego 3P6-6 o mocy elektrycznej nominalnej 6 MW_e
- ➔ EC II opalanej węglem, w skład której wchodzi:
 - dwa węglowe kotły parowe OP-140 (jeden stanowi rezerwę),
 - blok ciepłowniczy BC 32 o mocy elektrycznej 32 MW_e, opartym na kotle OP140
 - kocioł wodny WP-70 (szczytowy).

W roku 2010 Elektrociepłownia Gorzów wyprodukowała ok. 2 011 TJ ciepła, z czego 67% to ciepło wytworzone w EC I, a 33% wytworzone zostało w EC II.

Struktura wytwarzanego ciepła w roku 2010 przedstawiała się następująco:

- w wodzie grzewczej - 87% produkcji ogólnej ciepła,
- w parze technologicznej o ciśnieniu 0,4 MPa - 11% produkcji ogólnej ciepła,
- w parze technologicznej o ciśnieniu 1,2 MPa - 2% produkcji ogólnej ciepła.

Zestawienie produkcji ciepła i jego sprzedaży na przestrzeni ostatnich lat przedstawiono w tabeli 4-5.

Tabela 4-5 Zestawienie produkcji i sprzedaży ciepła z EC Gorzów w latach 2005 ÷ 2012

Wyszczególnienie		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Moc zamówiona w wodzie grzewczej	MW	196,2	193,7	199,7	203,6	198,6	197,9		208,1
Moc zamówiona w parze 0,4 MPA	MW	33,8	33,7	32,0	32,0	14,0	12,0		12,0
Moc zamówiona w parze 1,2 MPa	MW	12,5	12,0	9,0	5,5	5,5	5,0		5,0
Produkcja ciepła ogółem	TJ	1 940,1	1 879,8	1 820,4	1 783,0	1 748,1	2 010,97	1 772,8	1 826,5
w tym									
ze spalania gazu	TJ	1 114,2	1 077,6	1 310,0	1 301,2	1 281,8	1 344,4		
ze spalania węgla	TJ	825,9	802,2	510,4	481,8	466,3	666,6		
Produkcja ciepła w skojarzeniu	TJ	1 900,5	1 817,5	1 820,2	1 730,5	1 687,2	1 941,5		

Źródło: Założenia do planu zaopatrzenia.. na obszarze miasta Gorzowa Wlkp (rok 2011), dane z EC Gorzów

Zestawienie powyższe wskazuje na wahania wielkości produkcji związane z jednej strony z przyrostem ilości nowych odbiorców, a z drugiej – ze zmiennością warunków atmosferycznych w sezonie grzewczym.

Wytwarzana w EC Gorzów energia elektryczna wyprowadzana jest w następujący sposób:

- ➔ Energia elektryczna z turbiny gazowej wyprowadzona jest za pośrednictwem transformatora blokowego do sieci 110 kV. Energia elektryczna z generatorów turbin parowych T4 i T5 może być dostarczona na napięciu 6 kV bezpośrednio do odbiorcy przemysłowego lub poprzez dwa transformatory trójzwojeniowe do systemu 110 kV.
- ➔ Energia elektryczna z generatora turbiny T6 może być dostarczona na napięciu 6 kV bezpośrednio do odbiorcy przemysłowego lub poprzez dwa transformatory trójzwojeniowe do systemu 110 kV.

Wielkość wyprodukowanej w roku 2010 w Elektrociepłowni Gorzów energii elektrycznej wyniosła ok. 640 GWh, z czego 73% energii wyprodukowano w ECI, a 27% energii zostało wyprodukowane w ECII.

Struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2010 przedstawiała się następująco:

- produkcja w skojarzeniu - 81% produkcji ogólnej energii elektrycznej,
- produkcja w kondensacji - 19% produkcji ogólnej energii elektrycznej.

Zestawienie produkcji energii elektrycznej oraz wielkości jej sprzedaży na przestrzeni ostatnich lat i porównawczo za rok 2001 przedstawiono w tabeli 4-6.

Tabela 4-6 Zestawienie produkcji energii elektrycznej w latach 2005 ÷ 2012 w MWh

Wyszczególnienie	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produkcja energii elektrycznej w tym	688 822	672 142	678 708	601 533	640 793	643 549	579 700	633 838
ze spalania gazu	513 464	472 438	504 396	423 467	465 353	466 775	b.d.	b.d.
ze spalania węgla	175 358	199 704	174 312	178 066	175 440	176 774	b.d.	b.d.
Sprzedaż energii elektrycznej	660 076	643 381	649 859	571 652	607 842	612 564	583 330	b.d.

Źródło: Założenia do planu zaopatrzenia.. na obszarze miasta Gorzowa Wlkp (rok 2011), dane z EC Gorzów

Struktura paliw, jako energii pierwotnej zużywanych do wytworzenia energii elektrycznej i ciepła dla roku 2010 przedstawia się następująco:

- węgiel kamienny ok. 124 tys. Mg/rok, tj. ok. 29% - wartość opałowa 20 ÷ 23 MJ/kg,
 - gaz ziemny zaazotowany ok. 250 000 tys. m³/rok, tj. ok. 71% - wartość opałowa 20,2 MJ/Nm³,
 - olej opałowy ok. 200 Mg/rok, tj. ok. 0,03% - wartość opałowa 43,740 MJ/kg
- gdzie udział procentowy wskazuje stopień wykorzystania energii pierwotnej.

Oddział Elektrociepłownia Gorzów posiada ważne do 15 lipca 2015 roku Pozwolenie Zintegrowane na prowadzenie instalacji.

Do roku 2015 EC Gorzów nie przewiduje wystąpienia zagrożeń w dostawie energii elektrycznej i ciepłej do obszaru Gorzowa Wlkp. W roku 2016 planowane jest wyłączenie kotła wodnego WP-70, który jest w derogacji naturalnej (zgłoszony do wyłączenia w Traktacie Akcesyjnym RP do UE).

Plany inwestycyjne EC Gorzów obejmują:

1. budowę nowego bloku gazowo-parowego o mocy od 100 do około 140 MW_e, 70 – 90 MW_t – projekt w fazie przygotowania inwestycji,
2. budowę dwóch kotłów wodnych na paliwo gazowe o mocy 2x 32 MW_t, kotły pełnić będą rolę rezerwowo-szczytowych – projekt w fazie przed inwestycyjnej,
3. budowę jednego kotła parowego na paliwo gazowe o mocy 15 MW_t, kocioł pełnić będzie rolę rezerwowo-szczytowego – projekt w fazie przed inwestycyjnej.

4.1.3 Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. jest przedsiębiorstwem, którego głównym przedmiotem działania jest produkcja papierów offsetowych i graficznych. Elektrociepłownia jest integralną częścią fabryki o znaczącym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i parę technologiczną.

Od 2006 roku na terenie Arctic Paper Kostrzyn S.A. w Kostrzynie nad Odrą działa elektrociepłownia gazowa wytwarzająca energię elektryczną i ciepło na bazie gazu ziemnego ze źródeł lokalnych. Inwestycja została zrealizowana w latach 2005-2006, w ramach przedsięwzięcia współfinansowanego z Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrost Konkurencyjności Przedsiębiorstw Działanie 2.4: Wsparcie dla przedsięwzięć w zakresie dostosowywania przedsiębiorstw do wymogów ochrony środowiska.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. prowadzi działalność w zakresie energetyki na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Tabela 4-7 Posiadane koncesje Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Typ koncesji	Data wydania	Data ważności
WCC - wytwarzanie ciepła	12.11.1998	30.11.2018
PEE – przesył energii elektrycznej	08.12.1998	15.12.2018
OEE – obrót energią elektryczną	08.12.1998	15.12.2018
WEE – wytwarzanie energii elektrycznej	03.04.2006	31.12.2015

Ogólna charakterystyka Elektrociepłowni

- wydajność znamionowa i osiągalna kotłów energetycznych - 188 t/h,
- moc znamionowa turbozespołów - 40,4 MW,
- Moc osiągalna elektryczna brutto - 36,3 MW,
- Moc osiągalna elektryczna netto - 35,2 MW,
- Moc osiągalna cieplna - 197 MW,
- Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu - 141 MW,
- Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej - 197 MW,
- Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej - 36,3 MW.

Tabela 4-8 Charakterystyka urządzeń wytwórczych

Kotły energetyczne									
Nr kotła	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Moc kotła [MW]		Wydajność [t/h]		Producent
			°C	MPa	znamion.	osiągalna	Znamion.	osiągalna	
1	2006	OG	430	4,0	41	41	45	45	RENTECH
2	2006	OOG	430	4,0	59	59	65	65	RENTECH
3	2006	OOG	230	2,3	28	28	33	33	STANDARD KESSEL
4	2009	OG	430	4,0	41	41	45	45	RENTECH
Turbozespoły									
Nr turbiny	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu		Producent		
			°C	MPa	znamion.	osiągalna	turbiny	generatora	
1	2006	TG			10,9	10,9	MARS 100		LEROY SOMER
2	2009	TG			10,9	10,9	MARS 100		LEROY SOMER
4 *)	1969	TP	415	3,7	12,1	8,0	LANG		GANZ
5	2009	TP	415	3,7	6,5	6,5	STAL		DOLMEL

*) w 2006 r. przeprowadzono kapitalny remont, modernizację systemu sterowania i regulacji turbiny

Zestawienie wielkości dotyczących produkcji, zakupu i sprzedaży nośników energii w Arctic Paper Kostrzyn za rok 2011 przedstawia się następująco:

- moc cieplna zamówiona - dla potrzeb co + cwu - 12,3 MW,
- dla potrzeb technologii - 5,46 MW
- Roczne zużycie ciepła - dla potrzeb co + cwu - 118 TJ,
- dla potrzeb technologii - 2 449 TJ
- Produkcja energii elektrycznej – 225,2 GWh,9
- Zakup z systemu elektroenergetycznego – 9,2 GWh,
- Zakup od dostawcy przyłączonego do sieci APK – 13,8 GWh,
- Odsprzedaż do systemu elektroenergetycznego - 44,0 GWh.

Elektrociepłownia jest zasilana paliwem gazowym – niskokalorycznym gazem ziemnym (wysokozaazotowanym) z lokalnych złóż ropno – gazowych (dostawca - Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. – Oddział w Zielonej Górze).

Jako przedsiębiorstwo wytwórcze Arctic Paper Kostrzyn nie posiada oficjalnych i publikowanych planów rozwoju, gdyż nie jest do tego zobowiązane.

4.2 Zaopatrzenie w ciepło

Zaopatrzenie w ciepło na terenie województwa lubuskiego realizowane jest przy wykorzystaniu:

- gazu ziemnego przesyłanego sieciami, zasilającego kotłownie lokalne i indywidualne,
- systemów ciepłowniczych o zróżnicowanym zasięgu,
- węglowych kotłowni lokalnych i indywidualnych,
- kotłowni wykorzystujących paliwo ciekłe,
- energii elektrycznej,
- odnawialnych źródeł energii, w tym kotłowni na biomasę, kolektory słoneczne, pompy ciepła,
- przy wykorzystaniu rozwiązań indywidualnych (kotłownie < 100 kW, piece).

Wykorzystanie ww. sposobów dostawy ciepła ulega procesom zmian w sposób dynamiczny. Wiąże się to zarówno ze zmieniającymi się preferencjami odbiorców w obszarach, w których możliwe jest indywidualne podejście do sposobu ogrzewania, jak i z dokonującymi się zmianami instytucjonalnymi wynikającymi z procesu restrukturyzacji gospodarki.

4.2.1 Systemy ciepłownicze

Na terenie województwa lubuskiego, z uwagi na zasięg oddziaływania wydzielić można dwie kategorie systemów ciepłowniczych:

- centralne systemy ciepłownicze, do których zaliczono do nich dwa największe (pod względem produkcji ciepła i długości sieci) systemy funkcjonujące na omawianym terenie, tj.: system ciepłowniczy miasta Zielona Góra zasilany z EC Zielona Góra oraz system ciepłowniczy Gorzowa Wielkopolskiego podłączony do EC Gorzów i Ciepłowni „Zakanale”;
- lokalne systemy ciepłownicze, które swoim zasięgiem obejmują większe osiedla i/lub skupiska obiektów mieszkaniowo-usługowych, zlokalizowanych w głównych obszarach miejskich województwa. Zinventaryzowano 26 takich systemów.

W większości przypadków przedsiębiorstwo ciepłownicze działające na terenie danego miasta prowadzi działalność zarówno w zakresie wytwarzania ciepła, jak i jego dostawy.

Cechą charakterystyczną zmian jakie zachodzą w zakresie stanu właścicielskiego są postępujące działania w kierunku prywatyzowania przedsiębiorstw ciepłowniczych i komasowania w ramach jednego przedsiębiorstwa działań obejmujących wytwarzanie i przesył ciepła.

W ciągu ostatnich czterech lat nastąpiło włączenie dużych przedsiębiorstw ciepłowniczych zajmujących się przesyłem ciepła tj. Zielonogórskiej Energetyki Ciepłej i PEC Gorzów w struktury przedsiębiorstw wytwórczych oraz częściowa prywatyzacja lokalnych przedsiębiorstw systemowych.

Nastąpiło uregulowanie zagadnień formalno-prawnych i przejęcie przez Energetykę Ciepłą Opolszczyzny S.A. (ECO S.A.) jako właściciela i eksploatatora lokalnych źródeł i sys-

temów ciepłowniczych działających dotychczas pod zarządem między innymi LZEC-u Zielona Góra, ECO Żagań itp. Obecnie do ECO S.A. należą lokalne systemy ciepłownicze wraz ze źródłami zlokalizowane w Gubinie, Sulechowie, Żarach, Żaganiu i Nowej Soli. Podobne działanie dotyczy również zakładu w Świebodzinie przejętego przez Dalkię Poznań. Przeprowadzona została prywatyzacja przedsiębiorstwa w Słubicach.

W tabeli poniżej zestawiono wykaz przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie województwa ze wskazaniem zakresu działalności, posiadanych koncesji i struktury własnościowej.

Tabela 4-9 Przedsiębiorstwa ciepłownicze - zakres działalności, koncesje, struktura własności

Powiat	Gmina	Przedsiębiorstwo		Zakres działalności / posiadane koncesje	Data ważności koncesji	Struktura własnościowa
		Wytwarzanie ciepła	Dystrybucja ciepła			
Miasto Gorzów Wlkp.	Gorzów Wlkp.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oddział Elektrociepłownia Gorzów		WCC PCC	31.12.2025 15.10.2025	
Gorzowski	Kostrzyn nad Odrą	EC Arctic Paper Kostrzyn S.A.		WCC	30.11.2018	
			Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	PCC	15.10.2025	gmina
Miasto Zielona Góra	Zielona Góra	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.		WCC PCC	31.12.2024 31.12.2020	Gr. Kapit. EDF, Gmina ZG 1,47%
Świebodziński	Świebodecin	Dalkia Poznań SA - Zakład Świebodecin		WCC, OCC, PCC	31.12.2025	
Żarski	Lubsko	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.		WCC, PCC	Brak <5MW	gmina
		ECO S.A.				
	M. Żary	K-1002 Żary		WCC, OCC, PCC	31.10.2023	E.ON edis energia Sp. z o.o.
Nowosolski	Nowa Sól miasto	K-1031 Nowa Sól				
Żagański	Żagań	K- 1301 Żagań				
Krośnieński	Gubin miasto	K-1051 Gubin				
Zielonogórski	Sulechów	K-1061, K-1062, K-1063				
Nowosolski	Kożuchów	Zaset Sp. z o.o.	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa			
Żagański	Szprotawa	Szprotawski Zarząd Nieruchomościami CHROBRY Sp. z o.o.		WCC PCC	04.08.2025 21.10.2019	gmina



Powiat	Gmina	Przedsiębiorstwo		Zakres działalności / posiadane koncesje	Data ważności koncesji	Struktura właścicielska
		Wytwarzanie ciepła	Dystrybucja ciepła			
Słubicki	Słubice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Słubice Sp. z o.o.		WCC, PCC	30.11.2025	100% SEC
Sulęciński	Sulęcín	Komunalnik Sp. z o.o.		WCC PCC	31.12.2023	gmina
Międzyrzecki	Międzyrzecz	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.		WCC PCC	15.10.2018	gmina
Międzyrzecki	Skwierzyna	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skwierzynie		WCC PCC	15.10.2023	Ostrowskie ZC, Gmina 49%
Strzelecko-drezdeński	Strzelce Krajeńskie	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o.		WCC, PCC	04.08.2025	100% Gmina

4.2.1.1 Charakterystyka systemowych źródeł ciepła

Charakterystykę elektrociepłowni stanowiących źródła ciepła dla centralnych systemów ciepłowniczych Zielonej Góry i Gorzowa Wlkp. oraz przedsiębiorstw energetycznych je prowadzących przedstawiono w rozdz. 4.1.

Na obszarze województwa wyróżnić można trzy duże (tj. powyżej 100 MW) źródła ciepła zasilające systemy ciepłownicze:

- Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.
- Elektrociepłownia „Gorzów” S.A.
- Elektrociepłownia Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Wymienione wyżej źródła produkują ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu (wykorzystując jako paliwo gaz ziemny ze złóż krajowych) dla pokrycia potrzeb własnych, jak również miejskich systemów zaopatrzenia w ciepło oraz odbiorców lokalnych, przemysłowych zlokalizowanych w pobliżu źródła.

Centralne systemy ciepłownicze pokrywają 10% ogólnego zapotrzebowania na ciepło na terenie województwa, natomiast systemy lokalne zabezpieczają około 4,5% tego zapotrzebowania.

Łączna moc dyspozycyjna źródeł systemowych zasilających systemy ciepłowniczej o mocy zamówionej powyżej 2,0 MW wynosi (według stanu na 01.01.2013 r.) 930 MW, z czego 56,5% stanowi suma mocy źródeł zasilających centralne systemy ciepłownicze, tj.: EC Zielona Góra 255 MW (stan na 01.01.2013) i EC Gorzów 300 MW.

Z EC APK posiadającej moc zainstalowaną 197 MW do miejskiego systemu ciepłowniczego wyprowadzane jest ciepło z wykorzystaniem tylko około 7% tej wielkości.

W tabeli 4-10 przedstawiono podstawowe dane dotyczące systemów ciepłowniczych zinventoryzowanych na terenie województwa.



Na rysunku 4-1 wskazano lokalizację zinwentaryzowanych źródeł systemowych.

W znakomitej większości systemów nastąpiło obniżenie, w porównaniu do roku 2007, zarówno mocy zamówionej w źródłach, jak i wielkości wytwarzanej i sprzedanej energii cieplnej.

Tam gdzie zakończona została regulacja uwarunkowań własnościowych przedsiębiorstwa, w tym zakończenie procesu prywatyzacji rozpoczęto działania zmierzające do optymalizacji warunków pracy źródeł przez przystąpienie do ich modernizacji i wyłączania zamortyzowanych jednostek kotłowych będących w złym stanie technicznym i stanowiących o nadmiernym poziomie mocy zainstalowanej w stosunku do mocy zamówionej.



Tabela 4-10 Zestawienie centralnych i lokalnych systemów ciepłowniczych na terenie województwa lubuskiego

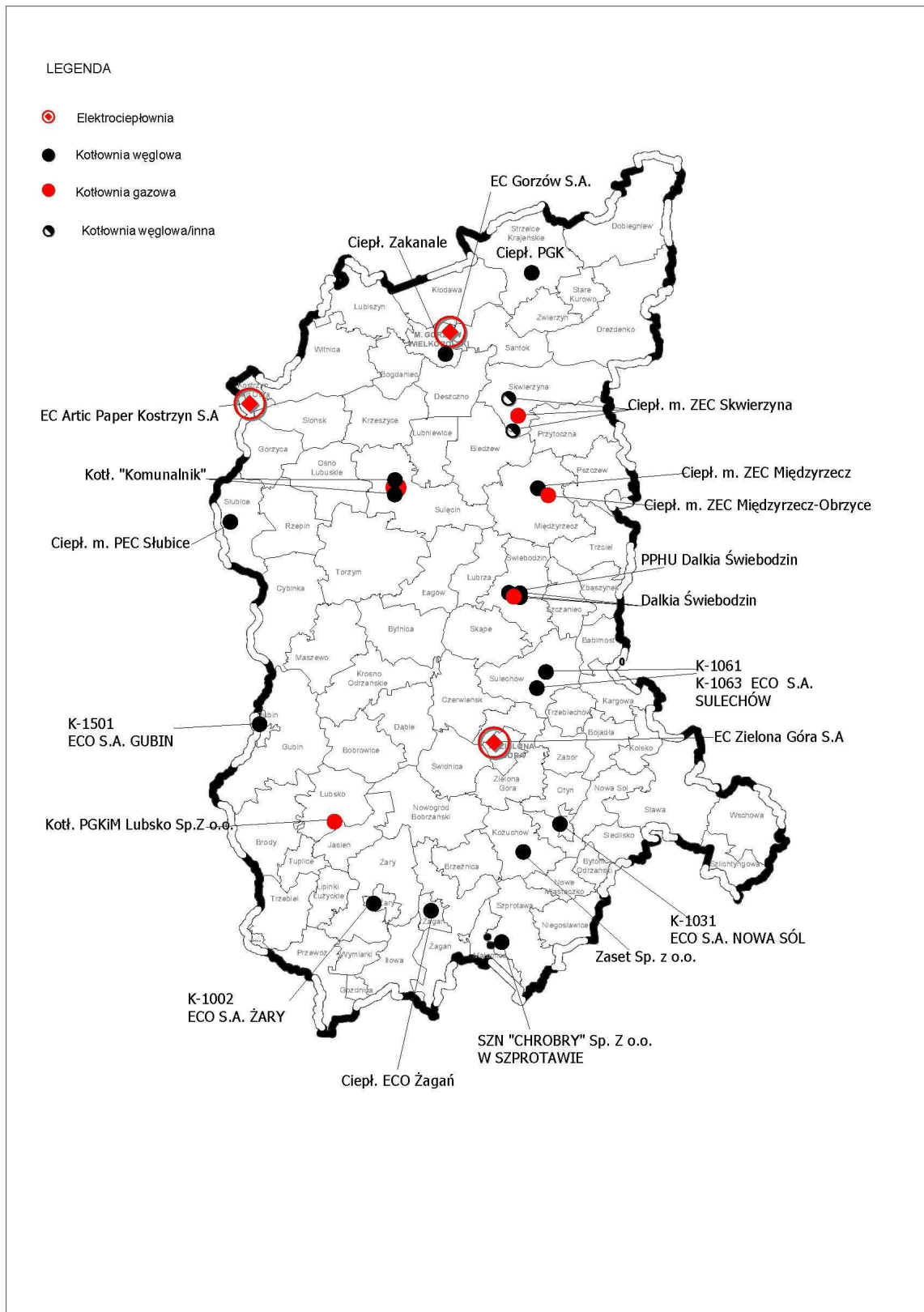
Powiat	Gmina	System ciepłowniczy – dystrybucja ciepła	Źródło – wytwarzanie ciepła	Paliwo	Moc zainstalowana /osiągalna [MW] 2007 / 2011	Moc zamówiona przez sc [MW] 2007 / 2011	Produkcja energii [TJ] 2007 / 2011	Sprzedaż Energii [TJ] 2007 / 2011	Straty ciepła
Gorzów Wlkp.	Gorzów Wlkp.	PGE G i EK SA o/ EC Gorzów	EC Gorzów, C. Zakanale,	węgiel, gaz	300,0	152,0 / 170	1 849 / 1 800	1 332 + 460	11%
Gorzowski	Kostrzyn nad Odrą	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	Elektrociepłownia Arctic Paper Kostrzyn S.A.	gaz,	197,0	12,40 / 14,27	99,7 // b.d	81,2 / 82,3	14 – 22%
Zielona Góra	Zielona Góra M	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.		gaz, węgiel	293,0 / 255 ¹	181,34 / 197,8	1 665 / 1600	1 521 / 1320	15%
Świebodziński	Świebodzin	Dalkia Poznań S.A. Zakład Świebodziński	Kotłownie systemowe: Os. Łużyckie Pl. Jana Pawła II Kamienna 15	węgiel; węgiel gaz	14,13 0,7 0,85	10,87 / b.d.	90,15 / b.d.	79,7 / b.d.	11,4%
			C. Świerczewskiego	węgiel	24,10	7,40 / b.d	62,6 / b.d	47,1 / b.d	25%
Żarski	Lubsko	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.	Kotł. ul. Żeromskiego – PGKiM w Lubsku Sp. z o.o.	gaz Lw	4,50	3,65 / 3,11	26,5 / 22,7	23,1 / 21,05	~ 8%
	Żary miasto	ECO SA	K-1002 Żary	węgiel	29,08 / 17,44	21,65 / 22,6	168,8 / b.d	145,0 / 146,2	11,4%
Nowosolski	Kożuchów	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	Zaset Sp. z o.o.	węgiel	12,00	8,50/ b.d	62,9 / b.d	40,2 / b.d	b.d
	Nowa Sól miasto	ECO SA	K-1031	węgiel	29,08 / 17,44	19,53 / 19,2	137,2 / b.d	119,6 / 112	14,8%
Żagański	Szprotawa	SZN „Chrobry Sp. z o.o. w Szprotawie	1 kotłownia systemowa - ZGK	węgiel	7,96	5,51 / 4,41	44,3 / 31,0	32,5 / 25,8	20%
	Żagań	ECO SA	K-1301	węgiel	29,07	18,70 / 17,4	153,5 / b.d	137,4 / 136,3	b.d.

¹ Osiągalna moc cieplna od 01.01.2013



Powiat	Gmina	System ciepłowniczy – dystrybucja ciepła	Źródło – wytwarzanie ciepła	Paliwo	Moc zainstalowana /osiągalna [MW] 2007 / 2011	Moc zamówiona przez sc [MW] 2007 / 2011	Produkcja energii [TJ] 2007 / 2011	Sprzedaż Energii [TJ] 2007 / 2011	Straty ciepła
Słubicki	Słubice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Słubice Sp. z o.o.	Ciepłownia Miejska PEC Słubice	węgiel	16,00	12,40 / 12,7	78,3 / 84,8	70,2 / 71,1	~13,6%
Sulęciński	Sulęcín	Komunalnik Sp. z o.o.	3 kotłownie systemowe – Komunalnik Sp. z o.o.	węgiel	6,95	4,40/ b.d	25,3 / b.d	22,0 / b.d	~13,2%
Krośnieński	Gubin miasto	ECO SA	K-1051”	węgiel	14,5	7,45 / 7,6	52,5 / b.d	47,1 / 41,27	13,9%
Zielonogórski	Sulechów	ECO SA	K-1061 K-1063	węgiel	6,515 5,145	10,50 / 11,4	75,4 / b.d	63,9 / 73,6	~ 10%
Międzyrzecki	Międzyrzecz	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.	Kotłownia Miejska ul. Fabryczna 5	węgiel	18,6 / 15,0	13,9 / 12,5	113,6 / b.d	98,8 / b.d	~13,0%
	Skwierzyna	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skwierzynie	Kotłownia Obrzyce	gaz	6,18	4,24 / bd	80,0 / b.d	59,7 / b.d	~ 25%
			7 kotłowni systemów lokalnych niskoparametrycznych ZEC	węgiel, 2k - Gaz E, Węgiel brykiety +	1,39 1,85 4,14	0,70 0,79 2,64	29,4 / b.d	26,3 / 5 740 5 224 20 320	~ 14%
Strzelecko - drezdeński	Strzelce Krajeńskie	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Strzelcach Krajeńskich	C. ul. Wyzwolenia 18	węgiel,	7,44	7,44	56,4 / 48,0	49,1 / b.d.	~11%

Rysunek 4-1 Lokalizacja systemowych źródeł ciepła na terenie województwa lubuskiego



4.2.1.2 Charakterystyka sieci ciepłowniczych

Na obszarze województwa lubuskiego sieci ciepłownicze rozprowadzające ciepło na terenie miast wyposażonych w systemy ciepłownicze w okresie mniej więcej do 1990 roku były wykonywane w technologii tradycyjnej kanałowej lub rzadziej w układzie sieci napowietrznych, po 1990 roku zaczęto stosować nowoczesną technologię rur preizolowanych.

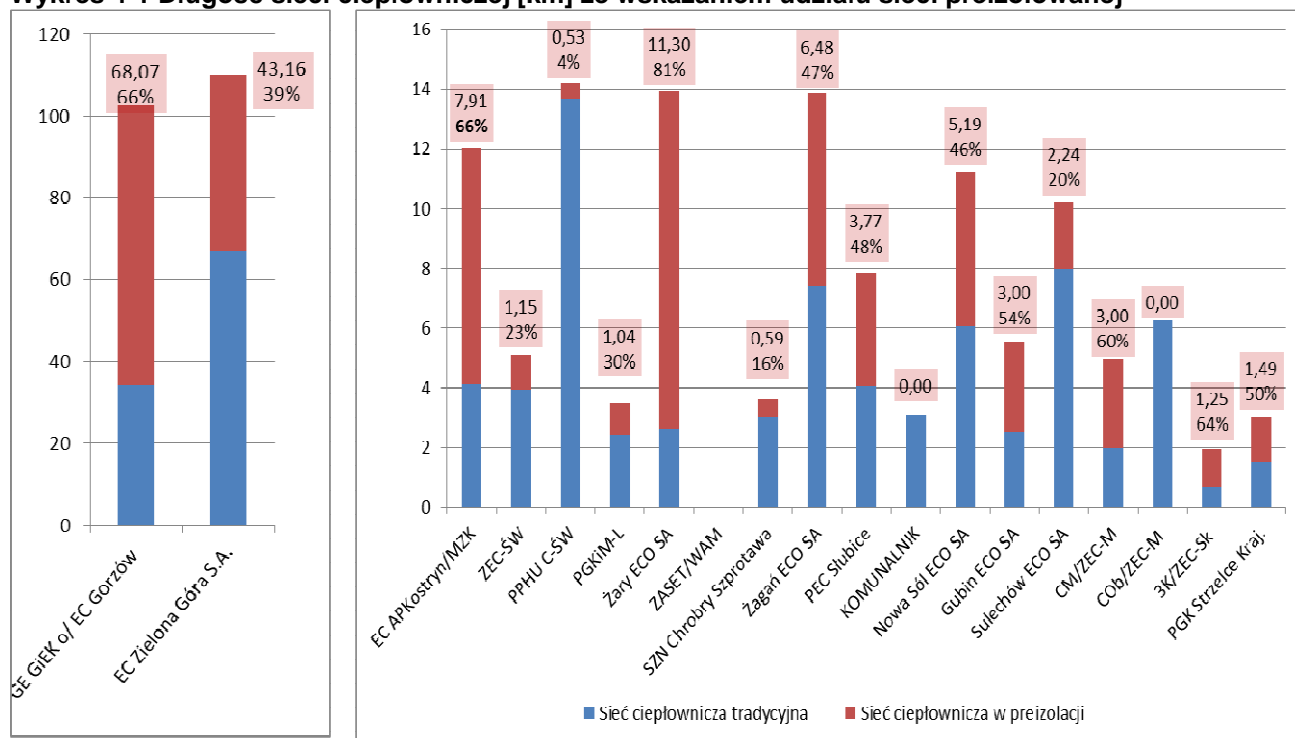
Obserwuje się znaczne zróżnicowanie udziału nowoczesnych, niskostratnych sieci preizolowanych w poszczególnych systemach. Porównując stan techniczny sieci i skalę rozwoju i modernizacji systemów ciepłowniczych w latach 2007 i 2012 zauważa się wyraźny wzrost udziału sieci wykonanych w preizolacji. W skali całego województwa (według udostępnionych danych) udział ten wzrósł o 10% z 36 do 46%, przy czym decydujący wpływ na to mają dynamicznie rozwijające się i modernizowane systemy ciepłownicze Gorzowa i Zielonej Góry, których długość stanowi blisko $\frac{2}{3}$ stanu sieci w województwie.

W tabeli poniżej przedstawiono podstawową charakterystykę sieci, a na wykresie 4-1 ich długości u poszczególnych dystrybutorów w układzie technologii budowy (tradycja/preizolacja).

Tabela 4-11 Długości sieci ciepłowniczych, udział sieci w preizolacji

Powiat	Gmina	System ciepłowniczy – dystrybucja ciepła	Stan 2007		Stan 2012		
			Długość sieci ciepłowniczej [km]	% sieci w preizolacji	Długość sieci ciepłowniczej [km]	w tym sieć preizolowana [km]	% sieci w preizolacji
Gorzów Wlkp.	Gorzów Wlk.	PGE GiEK o/ EC Gorzów	83,369	54%	102,4	68,07	66%
Gorzowski	Kostrzyn nad Odrą	Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o.	12,008	8%	12,03	7,91	66%
Zielona Góra	Zielona Góra	EC Zielona Góra S.A.	96,88	29%	110,08	43,16	39%
Świebodziński	Świebodzin	Dalkia Poznań SA Zakład Świebodzin Os. Łużyckie	5,101	23%	5,101	1,148	23%
Świebodziński	Świebodzin	Dalkia Poznań SA Zakład Świebodzin c. ul. Świerczewskiego	14,21	4%	14,21	0,529	4%
Żarski	Lubsko	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o.	3,247	11%	3,46	1,04	30%
Żarski	Żary miasto	ECO SA	14,668	44%	13,92	11,30	81%
Nowosolski	Kożuchów	Wojskowa Agencja Mieszkaniowa	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.
Żagański	Szprotawa	SZN Chrobry Sp. z o.o. Szprotawa	3,528	4%	3,59	0,59	16%
Żagański	Żagań	ECO SA	10,946	54%	13,88	6,48	47%
Słubicki	Słubice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Słubice	7,339	38%	7,82	3,77	48%
Sulęciński	Sulęcín	Komunalnik Sp. z o.o.	3,1	0%	3,1	0	0%

Nowosolski	Nowa Sól miasto	ECO SA	10,463	47%	11,22	5,19	46%
Krośnieński	Gubin miasto	ECO SA	5,59	48%	5,53	3,00	54%
Zielonogórski	Sulechów	ECO SA	4,61	18%	11,31	2,24	20%
Międzyrzecki	Międzyrzecz	ZEC Sp. z o.o. K. ul. Fabryczna 5	4,97	60%	4,97	3,0	60%
Międzyrzecki	Międzyrzecz	ZEC Sp. z o.o. C. Obrzyce	6,244	0%	6,244	0	0%
Strzelecko - drezdenecki	Skwierzyna	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Skwierzynie	1,949	64%	2,626	1,432	54%
Strzelecko - drezdenecki	Strzelce Krajeńskie	PGK Strzelce Kraj.	b.d.	b.d.	3,00	1,49	50%
Województwo lubuskie – suma			288	36%	333,8	160,1	48%

Wykres 4-1 Długość sieci ciepłowniczej [km] ze wskazaniem udziału sieci preizolowanej


4.2.1.3 Plany rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych

Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A. udostępniając wyciąg z Planu rozwoju wskazała, w perspektywie do roku 2016 na ujęcie szeregu inwestycji mających na celu między innymi modernizację układów odpylania kotłów dla dostosowania do wymagań jakie będą obowiązywały od 1 stycznia 2016 roku, wprowadzanie układów kogeneracyjnych do poszczególnych źródeł systemowych, oraz zadania mające na celu modernizację i utrzymanie majątku technicznego w stanie pozwalającym na bezpieczną i bez awaryjną pracę.



Potencjalne inwestycje podłączenia nowych odbiorców zależą od skali odbioru ciepła i wyników indywidualnych analiz techniczno-ekonomicznych.

W rozbiciu na poszczególne instalacje planowane działania obejmować będą odpowiednio w miejscowościach:

Gubin

- rozbudowę układów odpylania kotłów,
- po ustaleniu możliwości i efektywności zabudowę gazowego układu kogeneracyjnego (ok. 0,5MWe + 0,5MWt) z równoczesną likwidacją jednego kotła WR5,
- budowę nowego odcinka sieci ciepłowniczej, który zastąpi odcinek sieci przy rzece Lubszy uszkodzony podczas powodzi w 2009 r.

Nowa Sól

- zabudowę gazowego układu kogeneracji o mocy cieplnej ok. 2MWt i elektrycznej ok. 2MWe uwzględniającą warunki pracy w okresie letnim,
- modernizację układów odpylania kotłów,
- modernizację układów elektrycznych oraz sterowania kotła WR-10.

Sulechów

- w bieżącym roku zakończona zostanie realizacja zadania polegającego na likwidacji kotłowni z ul. Tkackiej i włączeniu sieci ciepłowniczej zlikwidowanej kotłowni do systemu ciepłowniczego zasilanego z modernizowanej kotłowni przy ul. Mieszka I. Realizacja ww. inwestycji zmniejszy ogólne koszty wytwarzania, a modernizacja kotłowni przy ul. Mieszka I poprawi sprawność i pewność dostaw ciepła dla odbiorców,
- Kotłownia K-1603 ul. Łąkowa - modernizację kotła WCO-80 mającą na celu zwiększenie mocy oraz sprawności wytwarzania ciepła,
- modernizację układów odpylania.

Żary

- zabudowę gazowego układu kogeneracji o mocy cieplnej ok. 2MWt i elektrycznej ok. 2MWe, uwzględniającą warunki pracy w okresie letnim,
- rozbudowa układu odpylania kotłów.

Żagań

- zabudowę gazowego układu kogeneracji o mocy ok. 2 MWt + 2 MWe uwzględniającą warunki pracy w okresie letnim, z jednoczesną likwidacją kotła WR10,
- modernizację układów odpylania kotłów.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Słubice Sp. z o.o.

Z uwagi na prowadzenie procesu restrukturyzacji własnościowej w latach 2008-2011 nie przeprowadzono znaczących inwestycji modernizacyjnych ani w źródłach ani na sieciach przesyłowych.

W roku 2013 PEC Słubice planuje przystąpienie do kompleksowej modernizacji ciepłowni i wystąpił do NFOŚiGW o dofinansowanie przygotowywanej inwestycji.

Zakres modernizacji głównego źródła ciepła obejmować będzie następujące działania:

- Wybudowanie nowego kotła WR-8M w technologii ścian szczelnych, który zagwarantuje dostawę ciepła praktycznie przez cały sezon ciepłowniczy, istniejący kocioł WR-5 po modernizacji będzie stanowił rezerwę jako kocioł szczytowy.

- Modernizację części ciśnieniowej i armatury drugiego kotła WR-5.
- Zainstalowanie pełnej automatyki pracy kotłów i układów ciepłno – technologicznych w ciepłowni.
- Przebudowę stacji uzdatniania wody.
- Kompleksową modernizację układów odpylania i transportu pyłów i żużla.
- Modernizację pompowni wraz z układami ciepłno – hydraulicznymi.
- Montaż automatyki (wraz z wizualizacją) służącej do sterowania pracą ciepłowni i układów ciepłno - technologicznych zainstalowanych w ciepłowni.

4.2.2 Kotłownie lokalne

Jednym z kroków przeprowadzonych dla oceny wielkości zapotrzebowania mocy i energii niezbędnej dla pokrycia potrzeb ciepłych na terenie województwa i sposobu ich pokrycia było sporządzenie inwentaryzacji kotłowni lokalnych działających na jego terenie.

Inwentaryzacji podlegały znaczące obiekty przemysłowe oraz obiekty użyteczności publicznej będące pod zarządem gmin i powiatów.

Podsumowaniem przeprowadzonej inwentaryzacji jest przedstawione poniżej zbiorcze zestawienie źródeł ciepła o mocy powyżej 0,1 MW z wyłączeniem elektrociepłowni.

Zestawienie źródeł ciepła wraz z ich charakterystyką ujęto w załączniku do opracowania w tabelach Z-4-1, Z-4-2 i Z-4-3.

Tabela 4-12 Zbiorcze zestawienie kotłowni lokalnych na terenie województwa lubuskiego

KOTŁOWNIE przedział mocy	ILOŚĆ ZINWENTARYZOWANYCH KOTŁOWNI					MOC kotłowni (łącznie) [MW]
	Węgiel	Gaz sieciowy	Biomasa, biogaz	Inne (olej, gaz płynny, odpady produk- cyjne)	RAZEM	
od 0,1 MW do 5 MW	362	575	28	159	1 124	572,8
od 5 MW do 20 MW	16	6	2	2	26	278,3
powyżej 20 MW	4	1	1	0	6	351,6
Kotłownie woj. lubuskie – razem	382	582	31	161	1 156	1 202,7
Moc zainstalowana (łącznie) [MW]	581,4	338,7	205,9	76,7	1 202,7	

Procesem ciągłym jest modernizacja lokalnych kotłowni węglowych na wysokosprawne, niskoemisyjne nowoczesnej konstrukcji lub modernizacja związana z przejściem na inne paliwo (np. gaz ziemny, olej opałowy, odnawialne źródła energii /OZE/) lub likwidacja kotłowni i podłączanie zasilanego obiektu do systemu ciepłowniczego.

4.2.3 Rozwiązania indywidualne

Odbiorcy indywidualni pokrywają swoje potrzeby grzewcze także poprzez wykorzystanie energii chemicznej paliwa stałego, w tym przypadku węgla kamiennego, spalając go we własnych kotłach węglowych lub piecach kaflowych.



Źródło takiej energii grzewczej jest głównym emitorem tlenków węgla do atmosfery, ze względu na niedoskonały proces spalania i powstawanie innych zanieczyszczeń gazowych (tzw. „niska emisja”).

Mniejsza grupa mieszkańców wykorzystuje do ogrzewania olej opałowy, gaz ziemny, gaz płynny czy energię elektryczną. Główną przyczyną takiego stanu, są wysokie koszty tych paliw w porównaniu z paliwem stałym.

Odpady drzewne, jak i samo drewno, również są wykorzystywane w procesie ogrzewania mieszkań czy budynków jednorodzinnych, jako paliwo dodatkowe.

Coraz częściej stosowanej jest wykorzystywanie OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła) jako rozwiązań wspomagających wytwarzanie energii z wykorzystaniem paliw kopalnych.

4.2.4 Zapotrzebowanie na ciepło i sposób jego pokrycia – bilans stanu istniejącego

Zapotrzebowanie na moc cieplną na terenie całego województwa lubuskiego oszacowano na poziomie 4 159 MW, przy rocznym zużyciu energii na poziomie 26 550 TJ.

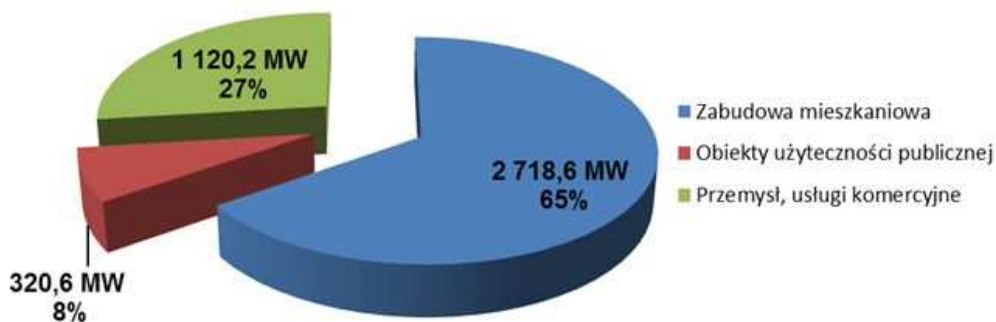
Bilans zapotrzebowania mocy cieplnej [MW] dla województwa z podziałem na kategorie odbiorców ciepła i sposoby jego pokrycia przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 4-13 Zapotrzebowanie mocy cieplnej na obszarze województwa lubuskiego [MW]

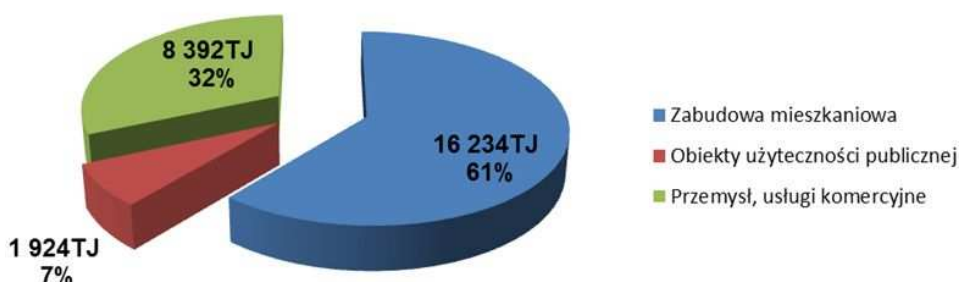
Wyszczególnienie		Gaz sieciowy	Centralny system ciepłowniczy	Wyspowe systemy ciepłownicze	Ogrzewanie węglowe	Inne paliwo	Odnawialne źródła energii	Razem
Budownictwo mieszkaniowe		445,3	275,3	148,8	1 532,3	313,9	3,1	2 718,6
Obiekty użyteczności publicznej		97,6	61,8	15,3	113,5	30,1	2,2	320,6
Przemysł, usługi	c.o. + c.w.u.	683,2	58,4	12,9	79,5	12,0	22,7	868,7
i handel	technologia	53,2	17,0	6,9	28,7	4,2	141,4	251,6
Ogółem		1 279,3	412,4	184,0	1 754,1	360,3	169,4	4 159,3

Powyższe wielkości obrazują stan zapotrzebowania szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców z obszaru całego województwa, a udział poszczególnych grup odbiorców w poborze zapotrzebowania mocy i wielkości zużycia energii przedstawiono na poniższych wykresach.

Wykres 4-2 Udział poszczególnych grup odbiorców w zapotrzebowaniu na moc ciepłą z terenu województwa lubuskiego

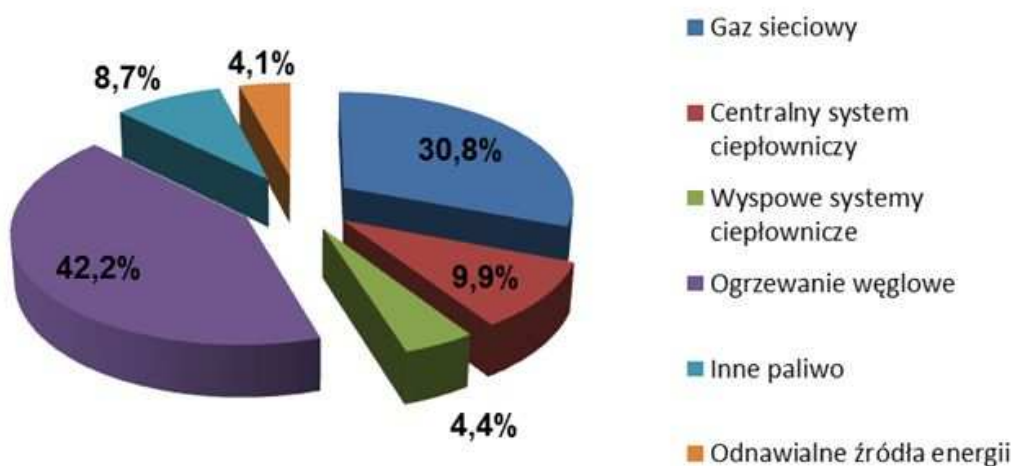


Wykres 4-3 Udział grup odbiorców w zużyciu energii na pokrycie potrzeb cieplnych

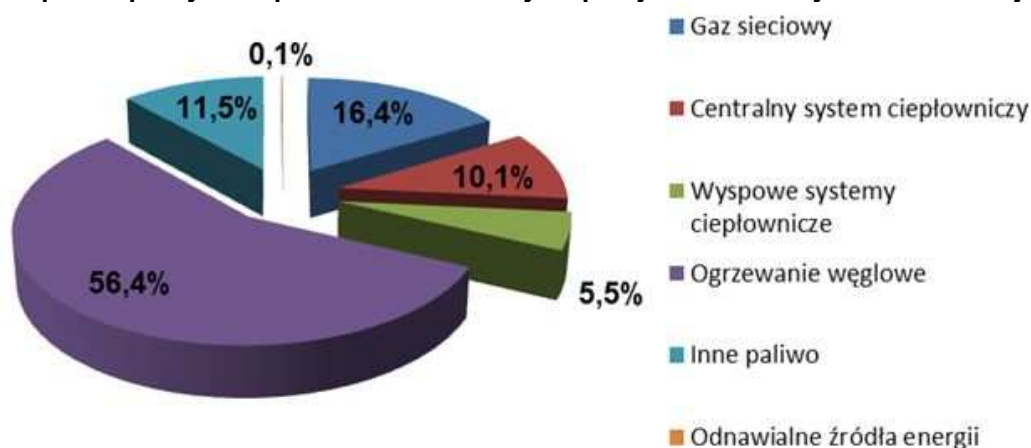


Sposób pokrycia tego zapotrzebowania obrazują wykresy 4-4 i 4-5 uwzględniające potrzeby wszystkich odbiorców oraz potrzeby zabudowy mieszkaniowej.

Wykres 4-4 Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy ciepłej dla odbiorców z terenu woj. lubuskiego



Wykres 4-5 Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej dla zabudowy mieszkaniowej



4.2.5 Ocena stanu zaopatrzenia województwa w ciepło

Centralne systemy ciepłownicze charakteryzują się wysoką efektywnością wytwarzania i przesyłu ciepła. W źródłach systemowych, przy pracy w podstawie wykorzystywane są nowoczesne, wysokosprawne bloki parowo-gazowe. Według stanu przewidywanego na styczeń 2013 tylko w EC Gorzów pozostanie zainstalowany blok węglowy, który wymagać będzie przeprowadzenia inwestycji modernizacyjnych, zwłaszcza w aspekcie wzrostu wymagań środowiskowych po roku 2015.

W obrębie systemów sieciowych w sposób ciągły prowadzona jest modernizacja zarówno węzłów ciepłowniczych, jak i powiększany jest udział zmodernizowanych sieci preizolowanych.

Znacząca część węglowych źródeł systemów wyspowych pozostaje w niezadowalającym stanie technicznym, zaś eksploatowane sieci ciepłownicze pozostają ciągle jeszcze w znacznym stopniu w technologii tradycyjnej, kanałowej i są w złym stanie technicznym.

W większości źródeł systemowych istnieją rezerwy mocy zainstalowanej, pozwalające na bezproblemowe przyłączanie nowych odbiorców do rozwijającego się systemu ciepłowniczego.

W ostatnim okresie nastąpiło wyłączenie z eksploatacji zamortyzowanych i będących w złym stanie technicznym, jednostek kotłowych stanowiących o nadmiernym poziomie rezerw mocy zainstalowanej.

Plany rozwoju dotyczące wybranych źródeł systemowych pracujących w systemie pracy całorocznej obejmują instalowanie układów kogeneracyjnych w oparciu o paliwo gazowe o mocy elektrycznej i cieplnej rzędu 0,5 do 2 MW (wg zgromadzonych informacji 5 takich układów).

Ciągle jeszcze istotnym niekorzystnym elementem w analizie całości zagadnień dotyczących zaopatrzenia w energię ciepłą jest utrzymujący się, wysoki udział węgla spalanego w niskosprawnych urządzeniach w kotłowniach lokalnych i indywidualnych.

4.3 System elektroenergetyczny

4.3.1 Charakterystyka przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa

Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., (od 10 stycznia 2013r. nowa nazwa spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zwany dalej PSE S.A.), jest spółką z siedzibą w Konstancinie-Jeziornej, która zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 r., została wyznaczona Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 1 stycznia 2008 r. do 1 lipca 2014 r.

Głównym celem działalności PSE SA jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej oraz zapewnianie bezpiecznej i ekonomicznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, a także zapewnianie współdziałania tego systemu z innymi systemami elektroenergetycznymi, z którymi jest połączony. Jako operator systemu przesyłowego wymienione przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej jest odpowiedzialne za:

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

Do obowiązków operatora systemu przesyłowego należy również bilansowanie systemu polegające na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną, z dostawami energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów zarządzanie ograniczeniami systemowymi odbywa się w zakresie wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej.

Operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze województwa lubuskiego jest spółka ENEA Operator powstała w grudniu 2006 roku jako spółka zależna ENEA S.A., z której została wydzielona zgodnie z dyrektywą 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 96/92/WE.

Przedsiębiorstwo prowadzi działalność na podstawie koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 28 czerwca 2007 r. DEE/50/13854/W/2/2007/PKo z późn. zm., ważnej do dnia 1 lipca 2017 r. ENEA Operator Sp. z o.o. została wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 30 czerwca 2007 r. na okres od 1 lipca 2007 r. do 1 lipca 2017 r.

Najważniejszym obowiązkiem wymienionej spółki jest zapewnienie odbiorcom ciągłego dostępu do wysokiej jakości energii elektrycznej. Jego obowiązkiem jest:



- dbałość o rozwój i systematyczne ulepszanie infrastruktury dystrybucyjnej w celu poprawiania jakości świadczonych usług,
- planowanie rozwoju sieci z uwzględnieniem popytu na energię elektryczną oraz rozwoju mocy wytwórczej przyłączonych obiektów,
- pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych sprzedawcom energii, wykonywania procedur zmiany sprzedawcy,
- zapewnienie bezpieczeństwa zarówno infrastruktury,
- zakup energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych na przejrzystych i niedyskryminacyjnych zasadach.

Działania przedsiębiorstwa skupiają się obecnie w następujących obszarach:

- przyłączanie nowych odbiorców zapewniających wzrost sprzedaży usług dystrybucji,
- zmniejszenie strat w dystrybucji energii, stosowanie profilaktyki sieciowej,
- prowadzenie ruchu i utrzymanie sieci w odpowiednim stanie technicznym, poprawa jakości i pewności zasilania, poprawa bezpieczeństwa obsługi urządzeń elektroenergetycznych, rozwój systemów informatycznych i telekomunikacyjnych, a także środków transportu,
- działania z zakresu zmniejszenia negatywnego wpływu wykorzystywanych urządzeń na środowisko.

Funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarach związanych z zasilaniem obiektów kolejowych pełni PKP Energetyka S. A., przekształcona z PKP Energetyka Sp. z o.o. Ważność posiadanej koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej została przedłużona Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DE-E/237-ZTO/3158/W/2/2010/BT z dnia 12 maja 2010 r. na okres do 31 grudnia 2030 r.

Przedsiębiorstwo wchodzi w skład Grupy PKP, ale stanowi samodzielny podmiot prawa handlowego. Jest ogólnopolskim dostawcą energii elektrycznej, przede wszystkim w formie tzw. energii trakcyjnej, na potrzeby odbiorców kolejowych. Należy też do największych krajowych odbiorców energii elektrycznej (3,4% zużycia krajowego). Przedsiębiorstwo posiada sieć dystrybucyjną na terenie całego kraju, zlokalizowaną zarówno w centrach dużych miast, jak i na terenach słabiej zurbanizowanych oraz o niedostatecznie rozwiniętej infrastrukturze elektroenergetycznej, dzięki czemu skutecznie uzupełnia ofertę innych dostawców energii elektrycznej. W strukturze przedsiębiorstwa dystrybucją energii elektrycznej zajmuje się Oddział Dystrybucja Energii Elektrycznej w Warszawie, przy czym województwo lubuskie leży w obszarze działania podległych mu: Zachodniego Rejonu Dystrybucji z siedzibą w Poznaniu i Pomorskiego Rejonu Dystrybucji z siedzibą w Szczecinie. Do najważniejszych zadań, jakie postawiło przed sobą omawiane przedsiębiorstwo energetyczne na najbliższe lata należy:

- modernizacja dotychczas eksploatowanych i budowa nowych obiektów zasilania sieci trakcyjnej (głównie podstacje trakcyjnych i linii zasilających podstacje) w ramach modernizacji linii kolejowych,
- uruchomienie działalności w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, obejmujące przede wszystkim udział Spółki w budowie siłowni wytwarzających energię elek-

tryczną w kogeneracji z wytwarzaniem energii cieplnej oraz wykorzystujących paliwa odnawialne,

- rozbudowa sieci dystrybucyjnej Spółki wynikająca z przyłączenia nowych odbiorców energii elektrycznej (głównie podmiotów spoza rynku kolejowego),
- rozbudowa potencjału technicznego służącego do świadczenia usług elektroenergetycznych, w tym modernizacji urządzeń sieci trakcyjnej.

Oprócz wymienionych koncesje na przesył energii elektrycznej na terenie województwa lubuskiego posiadają: Zakład Elektroenergetyczny ENERGO-STIL Sp. z o. o. i Arctic Paper Kostrzyn S.A. Ponadto przez teren województwa lubuskiego przebiega linia SN relacji Przemków-Nowa Sól będąca własnością TAURON Dystrybucja S.A.

Zakład Elektroenergetyczny ENERGO-STIL Sp. z o. o. jest przedsiębiorstwem multienergetycznym, świadczącym usługi w zakresie obrotu i przesyłu energii elektrycznej na napięciu 6 kV i 0,4 kV na terenie przemysłowym STILON i bezpośrednio do niego przyległym. Wymieniona spółka posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej udzieloną decyzją z Prezesa URE z dnia 26 listopada 1998 r., Nr PEE/50/40//W/1/98/MS z późniejszymi zmianami, która obejmuje wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na dystrybucji energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Gorzowa Wielkopolskiego, na obszarze przemysłowym STILON i w jego sąsiedztwie, za pomocą sieci rozdzielczych o napięciu 6 kV i 0,4 kV. W dniu 24 czerwca 2011 r. Zakład Elektroenergetyczny ENERGO-STIL Sp. z o. o. został wyznaczony operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od dnia 1 września 2011 r. do dnia 30 listopada 2018 r.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. prowadzi działalność gospodarczą w zakresie obrotu oraz przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej na podstawie udzielonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 8 grudnia 1998 r. Nr PEE/79/585/U/1/98/AS z późn. zm. Przedsiębiorstwo zostało wyznaczone operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w dniu 4 lutego 2011 r., na okres od 1 kwietnia 2011 r. do 15 grudnia 2018 r., na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego wynikającym z udzielonej przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej tj. dystrybucja energii elektrycznej na terenie zakładu ARCTIC PAPER KOSTRZYN S.A. oraz terenach bezpośrednio przylegających do terenu zakładu za pomocą sieci rozdzielczych o napięciu 6 kV i 0,4 kV. Arctic Paper Kostrzyn S.A. eksploatuje 29 stacji transformatorowych SN, dostarczając w 2007 r. 18 odbiorcom końcowym 7144 MWh energii elektrycznej.

Wśród przedsiębiorstw wytwórczych, oprócz wcześniej opisanych Elektrociepłowni Zielona Góra SA, Elektrociepłowni Gorzów SA oraz elektrociepłowni Arctic Paper Kostrzyn SA, kluczową rolę w zasilaniu obszaru województwa lubuskiego odgrywa PGE Energia Odnawialna SA Oddział Zespół Elektrowni Wodnych Dychów w Dychowie (zwana dalej PGE EO SA o/ZEW Dychów).

PGE Energia Odnawialna S.A. jest spółką zależną PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Podstawowymi dziedzinami działalności Grupy są wytwarzanie energii elektrycznej z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) oraz świadczenie Regulacyjnych Usług Systemowych (na mocy umowy z PSE Operator SA).

Strategia Grupy zakłada utrzymanie wiodącej pozycji dostawcy regulacyjnych usług systemowych oraz osiągnięcie pozycji krajowego lidera w zakresie produkcji energii odnawialnej wytwarzanej z wiatru i wody. Głównymi kierunkami rozwoju PGE Energia Odnawialna SA są inwestycje w dziedzinie energetyki wiatrowej oraz wykorzystanie małych elektrowni wodnych.

Oprócz wymienionych koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego posiadają przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię w urządzeniach o charakterze odnawialnych źródeł energii, najczęściej w postaci turbin wiatrowych i małych elektrowni wodnych, których instalacje wytwórcze szerzej przedstawiono w następnym rozdziale.

4.3.2 System zasilania obszaru – kierunki zasilania z poziomu NN i WN

Na obszarze województwa lubuskiego PSE-Operator S.A. eksploatuje następujące linie przesyłowe:

- fragment linii jednotorowej 400 kV relacji Krajnik - Plewiska o długości (w woj. Lubuskim) - 123,3 km,
- fragment linii jednotorowej 220 kV relacji Gorzów- Krajnik o długości do granicy województwa - 59,0 km,
- linia jednotorowa 220 kV relacji Gorzów - Leśniów o długości 91,4 km,
- fragment linii jednotorowej 220 kV relacji Leśniów - Mikułowa o długości do granicy województwa - 61,4 km,
- fragment linii jednotorowej 220 kV relacji Leśniów - Żukowice o długości do granicy województwa - 56,1 km,
- fragment linii 220 kV relacji Polkowice - Leszno

oraz następujące stacje elektroenergetyczne NN/WN:

- stacja 220/110 kV Gorzów (symbol GOR) z dwoma autotransformatarami 220/110 kV o mocy 160 MVA każdy,
- stacja 220/110 kV Leśniów k. .Zielonej Góry (symbol LSN) z dwoma autotransformatarami 220/110 kV o mocy 160 MVA każdy.

Jak wynika z mapy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego - rysunek 4-2 – najbliższymi dużymi elektrowniami systemowymi, odgrywającymi zasadniczą rolę w zasilaniu województwa lubuskiego są:

- ➔ Elektrownia Dolna Odra, znajdująca się w strukturze PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A., przyłączona do stacji elektroenergetycznej Krajnik

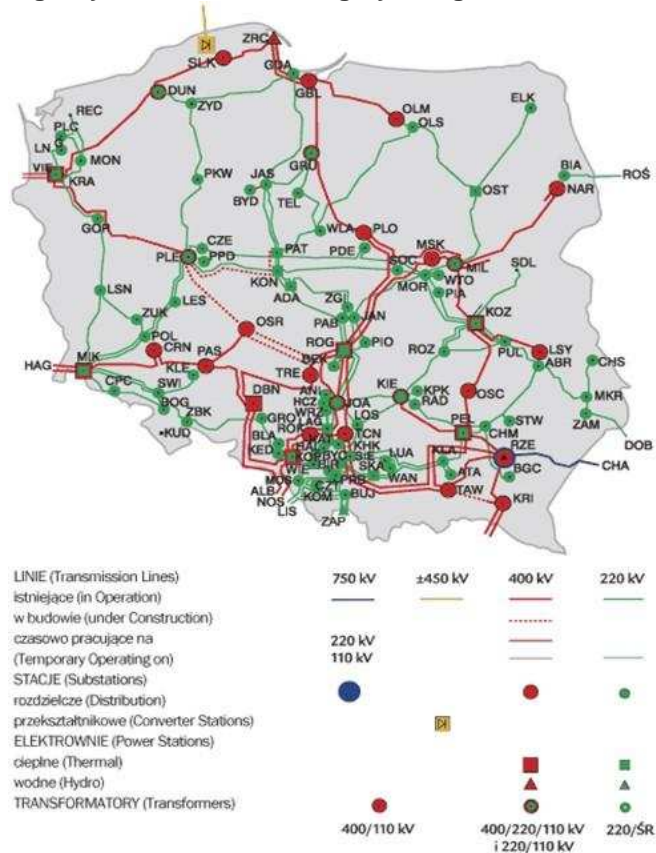
➔ Elektrownia Turów z siedzibą w Bogatyni, pozostają obecnie w strukturze PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA jako Oddział Elektrownia Turów, przyłączona do stacji elektroenergetycznej Mikułowa.

Elektrownia Dolna Odra jest konwencjonalną elektrownią blokową z otwartym układem chłodzenia i podstawowym źródłem energii elektrycznej na Pomorzu Zachodnim. Produkuje energię elektryczną do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz zasila w ciepło miasto Gryfino. Obecnie Elektrownia Dolna Odra dysponuje mocą elektryczną 1772 MWe i mocą cieplną 100 MWt.

Elektrownia Turów jest elektrownią cieplną, kondensacyjną, blokową z międzystopniowym przegrzewem pary i zamkniętym układem wody chłodzącej. W Elektrowni Turów zainstalowanych było 8 bloków energetycznych. Paliwem podstawowym jest węgiel brunatny pobliskiej Kopalni Węgla Brunatnego Turów. Bloki nr 5 i 6 współspalają również biomasę leśną i rolną. Udział produkcji energii elektrycznej Elektrowni Turów w produkcji krajowej w 2010 roku wyniósł ok. 7. Moc osiągalna wg stanu na koniec 2010 roku wynosiła 1900MW. Produkcja energii elektrycznej za 2011r. wyniosła 11 358 705 MWh.

Należy podkreślić, że obydwie wymienione stacje Krajnik i Mikułowa odgrywają zasadniczą rolę w wymianie transgranicznej z niemieckim obszarem systemu UCPTÉ, poprzez połączenia na napięciu 400 kV.

Rysunek 4-2 Mapa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego



Źródło: PSE OPERATOR SA

4.3.3 Źródła wytwarzania energii elektrycznej

Podstawowymi źródłami wytwórczymi na obszarze województwa lubuskiego, dostarczającymi większość energii elektrycznej wytwarzanej na jego obszarze, są wcześniej opisane źródła wytwarzające energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu.

Oprócz nich wytwórcą o istotnym znaczeniu dla systemu elektroenergetycznego województwa jest PGE EO o/ZEW Dychów. Wymieniona jednostka organizacyjna eksploatuje obecnie 17 małych elektrowni wodnych (MEW) o łącznej mocy zainstalowanej około 20 MW oraz Elektrownię Wodną Dychów o mocy zainstalowanej 90 MW. Modernizacje przeprowadzone od 1992 roku dały znaczny przyrost zdolności produkcyjnej.

Wszystkie źródła PGE EO SA o/ ZEW Dychów zostały scharakteryzowane w rozdziale poświęconym odnawialnym źródłom energii. Tam również omówiono pozostałe odnawialne źródła energii elektrycznej, tworzące na obszarze województwa możliwość generacji rozproszonej na łącznym poziomie ok. 80 MW.

W ostatnich latach na obszarze województwa nastąpił dynamiczny przyrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii elektrycznej i jej wykorzystania. Zgodnie z ogólną tendencją w tej dziedzinie należy przewidywać dalsze zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym województwa, co będzie skutkowało koniecznością adekwatnego rozwoju i dostosowania systemu dystrybucyjnego.

4.3.4 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego (WN/SN)

Sieć rozdzielcza WN/SN na obszarze województwa lubuskiego jest eksploatowana przez odpowiedzialne za dystrybucję energii elektrycznej przedsiębiorstwo ENEA Operator Sp. z o. o. Sieć dystrybucyjna w województwie lubuskim składa się z linii i stacji elektroenergetycznych o napięciach znamionowych 110 kV, 20 kV, 15 kV oraz 0,4 kV.

Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza ENEA Operator na napięciu znamionowym 110 kV jest połączona:

- 1) z siecią przesyłową PSE SA za pośrednictwem wyżej wymienionych stacji elektroenergetycznych: 220/110kV Gorzów i 220/110 kV Leśniów.
- 2) z siecią dystrybucyjną TAURON Dystrybucja S.A. za pośrednictwem następujących linii elektroenergetycznych:
 - 110 kV Wschowa-Huta Głogów 2
 - 110 kV Bytom Odrzański - Żukowice
 - 110 kV Sława - Żukowice
 - 110 kV Szprotawa - Przemków
 - 110 kV Jankowa Żagańska - Bolesławiec
- 3) z wytwórcami:
 - Elektrownię Wodną Dychów (PGE EO SA o/ZEW Dychów) za pomocą transformatorów 110/10,5 kV;
 - Elektrociepłownią „Gorzów” S.A. (EC Gorzów S.A.) za pośrednictwem transformatorów 110/6/6 kV i 110/15 kV.

- Elektrociepłownią „Zielona Góra” za pośrednictwem przyłącza 6kV w GPZ Energetyków.

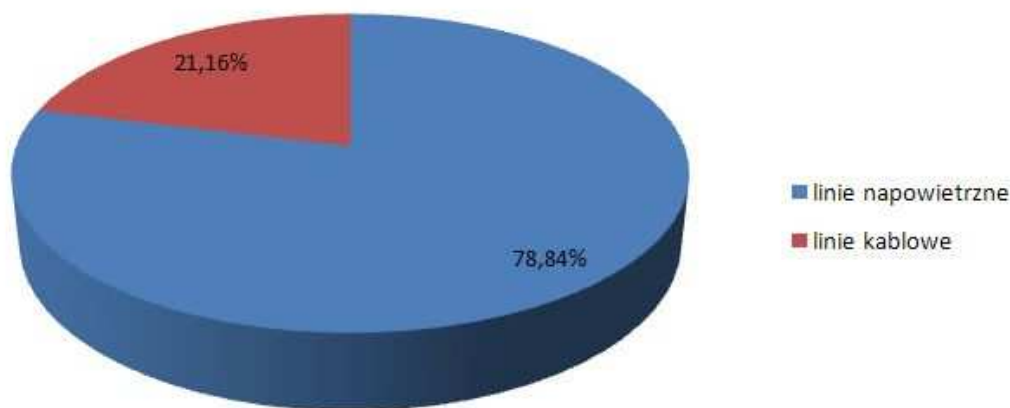
System elektroenergetyczny województwa lubuskiego przedstawiono na rysunku 4-3. Długość linii elektroenergetycznych 110 kV, wynosi 1243 km. Jest to wyłącznie sieć napowietrzna. Ciągi liniowe 110 kV na obszarze województwa lubuskiego wraz z określeniem obciążalności prądowej w okresie zimowym i letnim przedstawiono w załączniku do rozdziału tabela Z-4-4.

W województwie lubuskim ENEA Operator posiada 48 stacji elektroenergetycznych o górnym napięciu 110 kV. Szczegółowy wykaz GPZ ze wskazaniem oceny stanu technicznego i stopnia wykorzystania został ujęty w tabeli Z-4-5 załącznika do opracowania.

Sieć SN i nN na terenie województwa lubuskiego, należąca do ENEA Operator Sp. z o.o., składa się z linii napowietrznych i kablowych. Większość sieci SN, działającej na napięciu 15 kV oraz 20 kV (OD Zielona Góra), stanowią linie napowietrzne, które ok. w 95 % wykonane są przewodami niez izolowanymi. W zdecydowanej większości linie napowietrzne wykonane są w oparciu o linki aluminiowe lub stalowo-aluminiowe. Zdecydowanie rzadziej, incydentalnie w uzasadnionych przypadkach stosowane są linie SN izolowane. Linie kablowe występują głównie na terenach miejskich. Sieć rozdzielcza SN na terenach większych miast wykonana jest w większości jako sieć kablowa, wyprowadzona bezpośrednio ze stacji transformatorowych WN/SN, pracująca w układzie pierścieniowym, z możliwością dwustronnego zasilania odbiorców. Sieć rozdzielcza SN zasilająca pozostałe tereny jest rozległą siecią terenową z liniami napowietrznymi, przebiegającymi w znacznym stopniu przez tereny leśne. Główne ciągi linii napowietrznych tworzą układ pierścieniowy pomiędzy sąsiednimi stacjami WN/SN.

Długość linii SN w przeliczeniu na jeden tor wynosi 8 884,6 km, z czego 7 004,9 km stanowią linie napowietrzne, zaś 1 879,7 km linie kablowe. Linie elektroenergetyczne niskiego napięcia to głównie linie napowietrzne – 6456,2 km. Długość linii kablowych nN wynosi 4 674,5 km. Ponad 3 030,2 km to długość przyłączy nN.

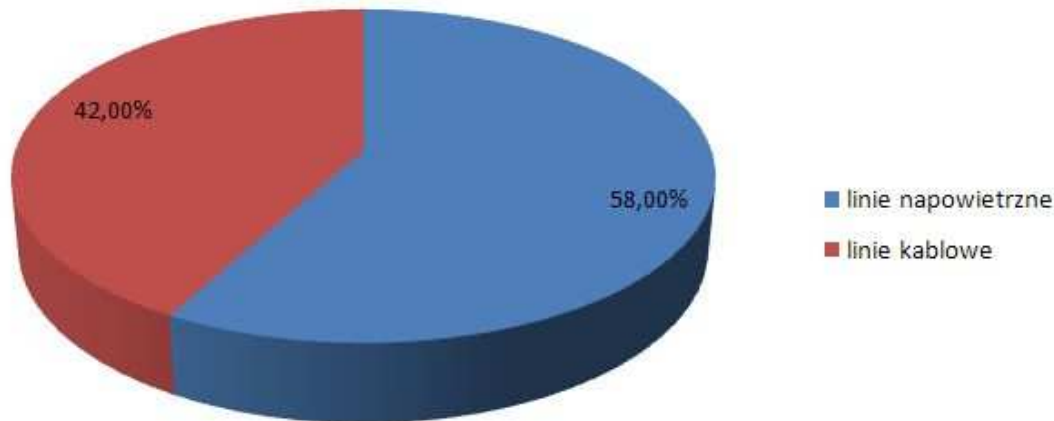
Wykres 4-6 Struktura sieci SN ENEA Operator Sp. z o. o. na terenie województwa lubuskiego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o. o.

Linie, kablowe stanowią zdecydowaną większość sieci dystrybucyjnej zlokalizowanej na terenach silnie zurbanizowanych. Spośród ogólnej długości linii kablowych będących w eksploatacji ENEA Operator Sp. z o. o. dominującą grupę stanowią kable pracujące na napięciu 15 kV. W eksploatacji znajdują się głównie kable aluminiowe o przekrojach 70, 120 i 240 mm².

Wykres 4-7 Struktura sieci nN ENEA Operator Sp. z o. o. na terenie województwa lubuskiego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o. o.

Na obszarze zasilania Oddziałów w Zielonej Górze i Gorzowie Wielkopolskim ENEA Operator Sp. z o. o. eksploatuje 7 513 stacji transformatorowych SN/nN. Stacje SN/nN ENEA Operator to przede wszystkim:

- stacje murowane - zlokalizowane głównie na terenach zurbanizowanych,
- stacje małogabarytowe, kontenerowe - ze względu na dużą elastyczność rozwiązań technicznych oraz łatwość i szybkość budowy obecnie najczęściej stosowane w gęstej zabudowie miejskiej,
- stacje słupowe (w tym słupowe uproszczone) - stanowiące większość głównie na terenach wiejskich i pozamiejskich,
- stacje wieżowe - coraz rzadziej spotykane.

Istniejące opomiarowanie w stacjach transformatorowych 110/SN umożliwia kontrolę częstotliwości i napięć na liniach 110 kV. Kontrolę parametrów technicznych w sieci niskiego napięcia wykonuje się poprzez przenośne rejestratory instalowane czasowo przez Rejony Dystrybucji w wybranych punktach sieci w zależności od potrzeb.

PKP Energetyka S.A. na obszarze województwa lubuskiego nie posiada linii elektroenergetycznych WN. Linie elektroenergetyczne SN na terenie woj. lubuskiego, których łączna długość wynosi ok. 340,3 km, to głównie linie LPN (linie potrzeb nietrakcyjnych) rozmieszczone wzdłuż linii kolejowych:

- linia nr 3 Warszawa - Kunowice (LPN o długości ok. 103,1 km),
- linia nr 273 Wrocław - Szczecin (LPN o długości ok. 160,7 km),
- linia nr 351 Poznań - Szczecin (LPN o długości ok. 24,0 km),

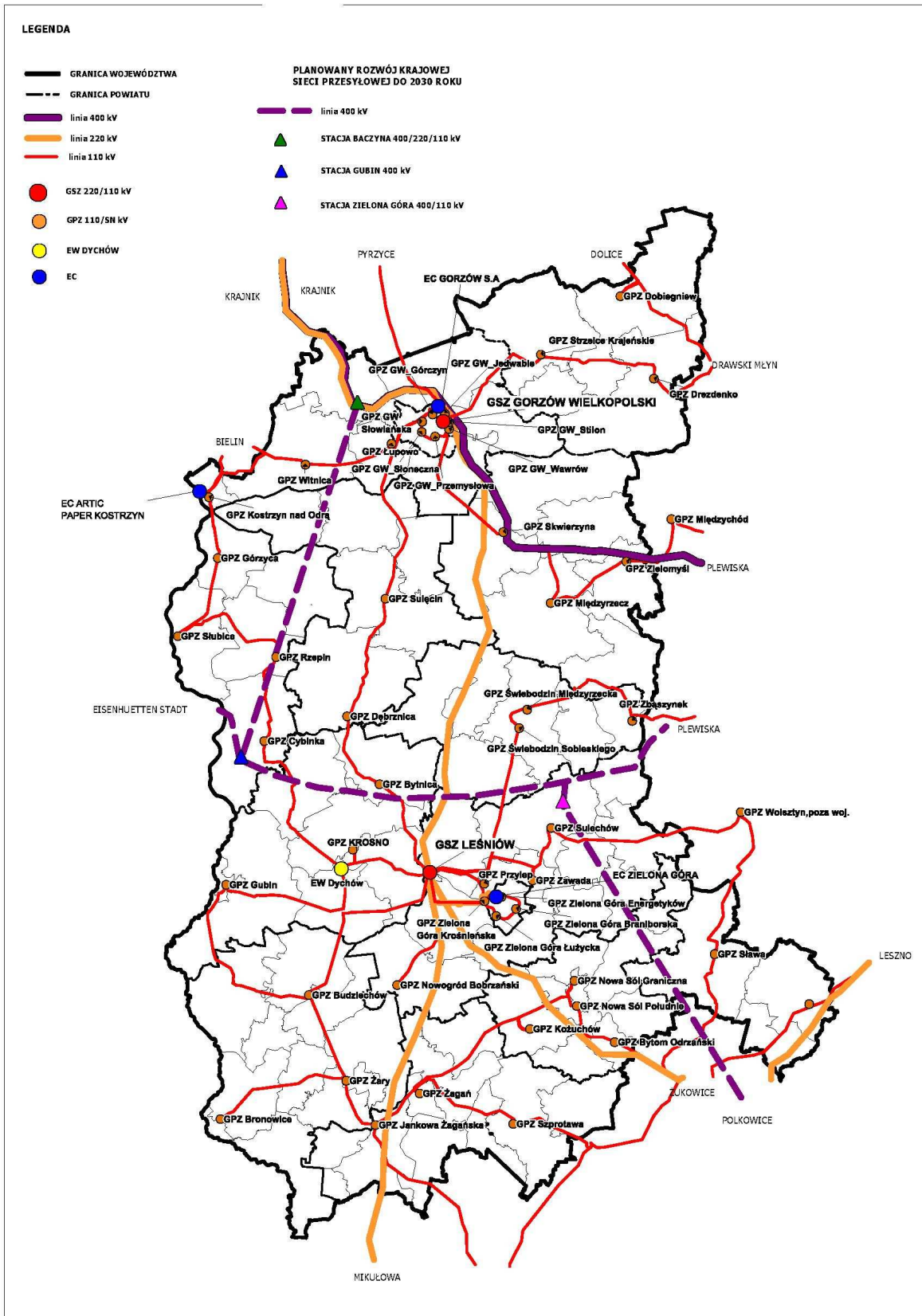


- linia nr 358 Czerwieńsk - Zbąszynek (LPN o długości ok. 46,0 km),
- pozostałe linie łącznie ok. 5,0 km.

Zakład Elektroenergetyczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. w 2008 roku zaopatrywał w energię elektryczną 63 odbiorców przemysłowych, w tym jednego na średnim napięciu, dostarczając im 110 359,6 MWh. ENERGO-STIL Sp. z o.o. zakupuje energię elektryczną w ok. 85% od PGE EC Gorzów SA, natomiast pozostała część jest dostarczana przez ENEA Operator Sp. z o. o. Przedsiębiorstwo eksploatuje łącznie 317,66 km linii elektroenergetycznych, z czego 200 m to linie napowietrzne wysokiego napięcia (WN), 60,37 km dotyczy linii kablowych SN, których stan jest określany jako dobry, natomiast 257,09 km to linie kablowe nN, o stanie technicznym dostatecznym - ze względu na wiek infrastruktury niskich napięć wynoszący w zdecydowanej większości 30-40 lat. Dodatkowo Spółka posiada 67 stacji elektroenergetycznych (w tym WN/SN - 1 szt.; SN/SN - 6 szt.; SN/nN - 60 szt.) i 143 transformatory sieciowe (w tym WN/SN - 2 szt. i SN/nN - 143 szt.), z czego większość posiada strukturę wiekową wynoszącą 35-45 lat i więcej. Przedsiębiorstwo posiada znaczne zdolności przesyłowe energii elektrycznej, które dwukrotnie przekraczają obecne zapotrzebowanie odbiorców. Spółka zaznacza, iż do własnych zagrożeń w dostawie energii elektrycznej należy zaliczyć stan techniczny stacji rozdzielczych (lata 60-75) i sieci kablowej oraz bardzo duże uzbrojenie terenu sieciami energetycznymi.

Infrastruktura dystrybucyjna 6/0,4 kV Arctic Paper Kostrzyn SA funkcjonuje wyłącznie na obszarze przedsiębiorstwa spółki i nie ma wpływu na kondycję systemu na obszarze województwa. Z tego powodu wymieniony operator systemu dystrybucyjnego nie widzi przesłanek do opisywania jej w kontekście „Strategii energetyki Województwa Lubuskiego” Instalacje elektroenergetyczne SN/nN pozostające w gestii tego przedsiębiorstwa energetycznego są utrzymywane w stanie technicznym dobrym.

Rysunek 4-3 System elektroenergetyczny na obszarze województwa lubuskiego



Źródło: opracowanie własne

4.3.5 Bilans zapotrzebowania mocy, źródła pokrycia

ENEA Operator Sp. z o. o. ocenia szczytowe zapotrzebowanie mocy odbiorców zlokalizowanych na obszarze województwa lubuskiego na około 700 MW. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej zdolne są oddać do sieci moc, wg danych zawartych w tabeli 4-14. Możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania z instalacji wytwórczych zlokalizowanych na obszarze województwa przedstawiono na wykresie 4-8.

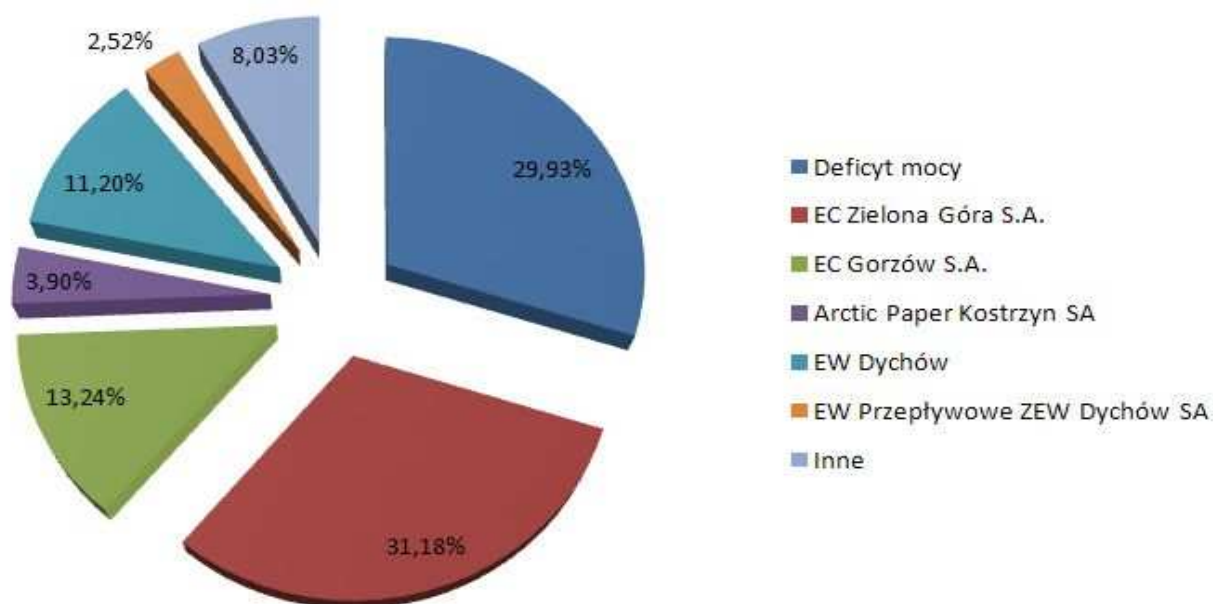
Tabela 4-14 Moc osiągalna wytwórców na obszarze województwa lubuskiego

Źródło	Moc osiągalna [MW]
EC Zielona Góra S.A.	221,4 (198 od 01.01.2013)
EC Gorzów S.A.	97,5
Arctic Paper Kostrzyn SA	~36
EW Dychów	85
EW Przepływowe ZEW Dychów SA	17,3
Inne (w tym OZE)	51,1
Razem	508,3

Źródło: opracowanie własne wg danych operatorów instalacji wytwórczych i GUS za 2011 r.

Jak wynika z przedstawionych danych moc osiągalna źródeł zlokalizowanych w województwie lubuskim nie wystarcza do zapewnienia zasilania w energię elektryczną odbiorców w warunkach szczytowego zapotrzebowania mocy. W warunkach szczytowego zapotrzebowania konieczne jest zapewnienie dostawy energii i rezerwy mocy z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez GSZ Leśniów i GSZ Gorzów. Moc autotransformatorów zainstalowanych w tych stacjach powinna wystarczać do zapewnienia ciągłości zasilania z uwzględnieniem kryterium „n-1”.

Wykres 4-8 Możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców z terenu województwa lubuskiego przez źródła zlokalizowane na obszarze województwa



Należy podkreślić, że dane liczbowe odnośnie mocy osiągalnej są słuszne z teoretycznego punktu widzenia. Praktycznie moc osiągalna źródeł zlokalizowanych na obszarze województwa lubuskiego podlega ograniczeniom, zależnym od chwilowych warunków. Wynika to z faktu, że dominujące źródła są elektrociepłowniami, wymagającymi dla osiągnięcia mocy osiągalnej optymalnego odbioru ciepła. Również w Elektrowni Wodnej Dychów, posiadającej pewne możliwości regulacyjne dzięki zainstalowanym zespołom pompowym, większość produkcji pochodzi z klasycznej pracy przepływowej, a więc zależy od aktualnie panujących warunków hydrologicznych. Jeszcze bardziej nieprzewidywalne są ewentualne rezerwy w siłowniach wiatrowych. Jest rzeczą skądinąd oczywistą, że aby zapewnić rezerwowanie mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych konieczne jest wybudowanie źródeł konwencjonalnych, lub co najmniej przewidywalnych (np. opalanych biomasą), o niemal takiej samej mocy zainstalowanej jak moc zainstalowana w siłowniach wiatrowych (wg danych niemieckich – rezerwa powinna w praktyce przekraczać 97% mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych). Możliwość uzyskania w warunkach szczytowego zapotrzebowania mocy z istniejących i planowanych siłowni wiatrowych, będzie zatem zależna od chwilowych warunków meteorologicznych.

Przytoczone czynniki wskazują, że faktyczny deficyt mocy w warunkach szczytowego zapotrzebowania może być znacznie wyższy od wynikającego z tabeli, wymagając odpowiednio zwiększonej dostawy z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

4.3.6 Bilans produkcji i zużycia energii elektrycznej

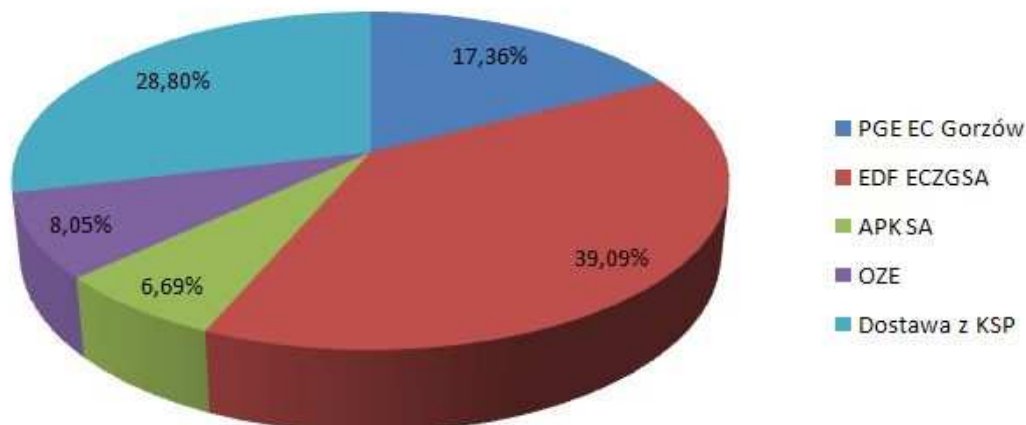
Na podstawie danych pomiarowych otrzymanych z PSE SA oraz danych otrzymanych od największych wytwórców sporządzono bilans produkcji energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego w 2011 r. Stosowne dane zamieszczono w tabeli oraz w ujęciu graficznym na wykresie.

Tabela 4-15 Produkcja energii elektrycznej w województwie lubuskim

Producent	Produkcja netto [MWh]
PGE GiEK SA o/EC Gorzów	584 495
EDF ECZGSA	1 315 851
APK SA	225 183
OZE	271 071
Dostawa z KSP	969 500
Zużycie	3 366 100

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE SA, ECZG SA, APK SA i PGE GiEK SA Oddział EC Gorzów – 2011 r.

Wykres 4-9 Energia elektryczna wyprodukowana i zużyta w województwie lubuskim

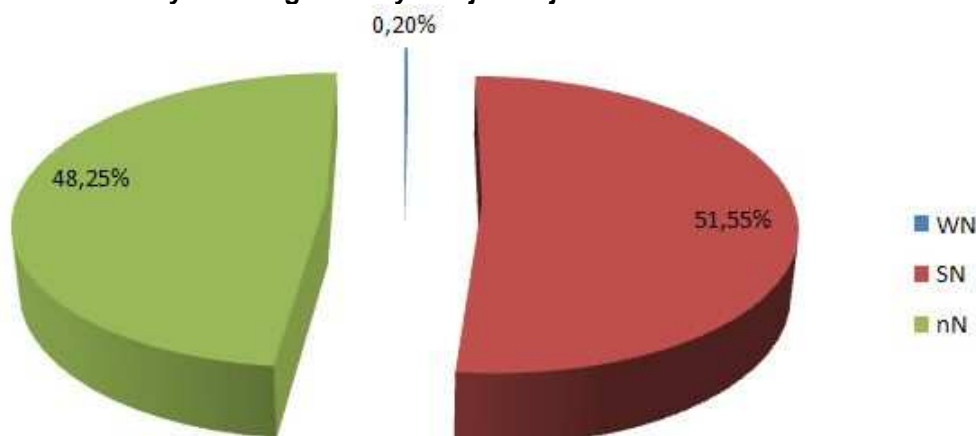


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE Operator SA, ECZG SA, APK SA i PGE GiEK SA Oddział EC Gorzów – 2011 r.

Jak wynika z tabeli i wykresu, znaczącymi producentami są: Elektrociepłownia Zielona Góra i Elektrociepłownia Gorzów, zaspokajające ponad połowę zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarze województwa. Około 30 % energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych w granicach województwa dostarczane jest z krajowej sieci przesyłowej.

W strukturze odbiorców energii elektrycznej w województwie lubuskim uderzający jest praktyczny brak odbiorców zasilanych z linii WN, co zapewne spowodowane jest brakiem tak rozpowszechnionych w innych regionach kraju zakładów przemysłu ciężkiego, hutnictwa, zakładów górniczych itd. Do 2004 r. jedynym odbiorcą przyłączonym do systemu rozdzielczego WN był wspomniany Zakład Elektroenergetyczny „Energostil” Sp. z o. o. Dopiero w 2005 r. został przyłączony nowowytbudowany zakład firmy Swedwood Polska Sp. z o. o., zlokalizowany na terenie gminy Zbąszynek. Z uwagi na małą ilość odbiorców, udział zużycia odbiorców przyłączonych na WN jest relatywnie mały i nieznacznie przekracza 2%. Największy udział w zużyciu energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego mają odbiorcy przyłączeni na SN, zużywający połowę wolumenu energii elektrycznej zużywanej w województwie. Strukturę odbiorców i zużycia energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia na obszarze województwa lubuskiego przedstawiono na wykresie 4-10.

Wykres 4-10 Struktura zużycia energii elektrycznej w województwie lubuskim



Źródło: opracowanie własne wg danych ENEA Operator SA za 2011 r.

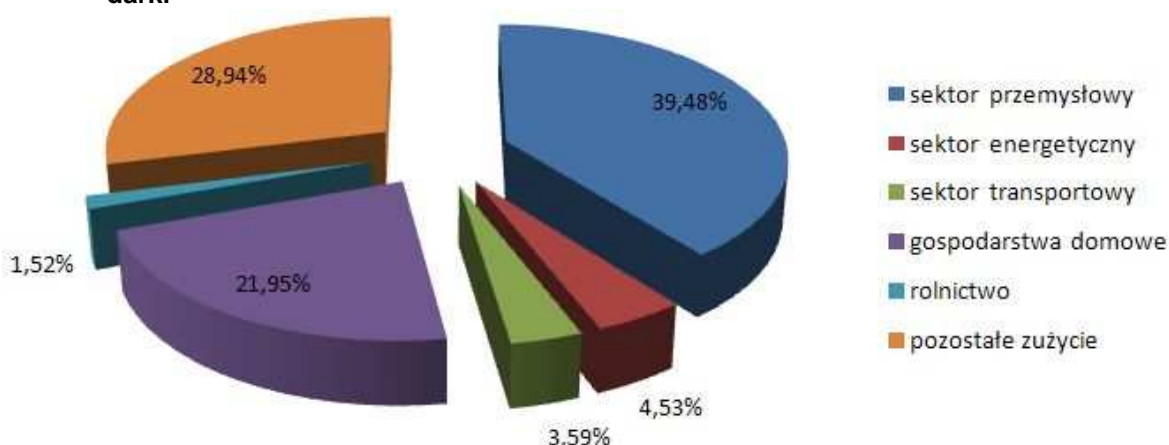
Natomiast w tabeli 4-16 i na wykresie 4-11 przedstawiono strukturę zużycia wg sektorów gospodarki.

Tabela 4-16 Zużycie energii elektrycznej w województwie lubuskim wg sektorów gospodarki

Wyszczególnienie	Zużycie [GWh]
sektor przemysłowy	1 299
sektor energetyczny	149
sektor transportowy	118
gospodarstwa domowe	722
rolnictwo	50
pozostałe zużycie	952
ogółem	3 291

Źródło: dane GUS za 2010 r.

Wykres 4-11 Struktura zużycia energii elektrycznej w województwie lubuskim wg sektorów gospodarki

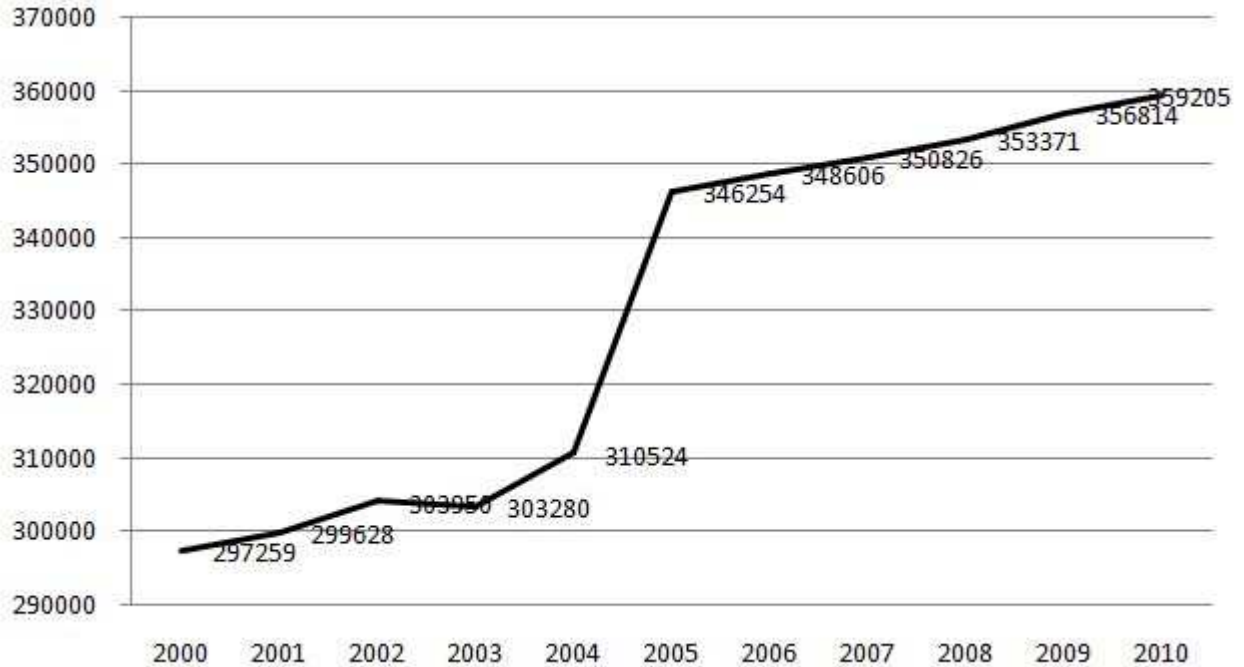


Źródło: dane GUS za 2010 r.

Ogólna liczba odbiorców wykazuje tendencję wzrostową. Najliczniejszą grupę odbiorców stanowią gospodarstwa domowe, zużywające około jednej czwartej energii elektrycznej zużywanej na obszarze województwa. Wg danych PSE SA w 2011 r. przeciętne zużycie

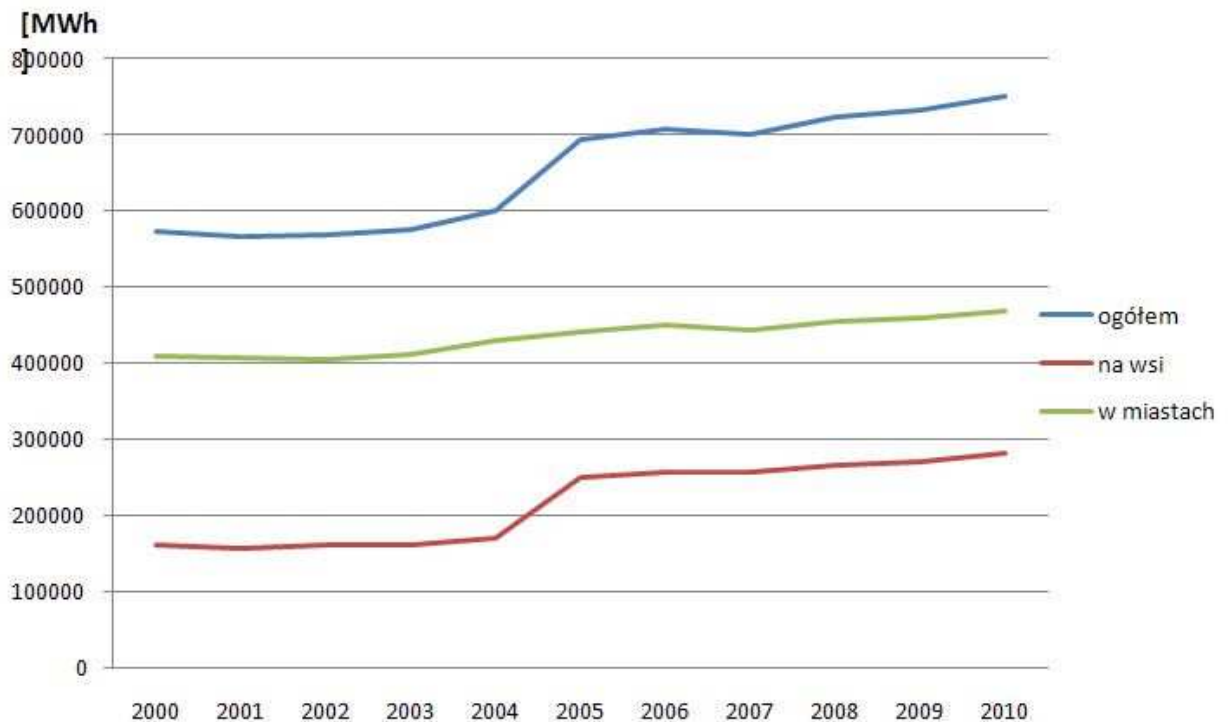
na 1 odbiorcę w tej grupie odbiorców wynosiło: 1913,1 kWh/rok w miastach i 2392,5 kWh/rok na wsi. Charakterystykę tej grupy odbiorców i zużycia w latach 2000 - 2010 przedstawiono na wykresach 4-12, 4-13 i 4-14.

Wykres 4-12 Ilość odbiorców energii elektrycznej w taryfie G w latach 2000 – 2010



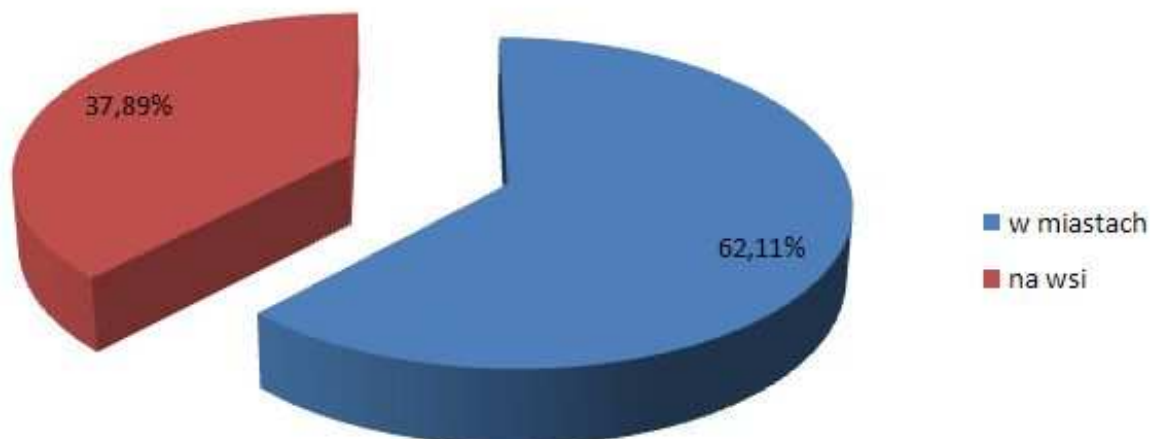
Źródło: GUS

Wykres 4-13 Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców w taryfie G w latach 2000–2010



Źródło: GUS

Wykres 4-14 Struktura zużycia energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe i rolne w grupie taryfowej G



Źródło: PSE SA

4.3.7 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Jak wcześniej wspomniano w rozdz. 2, ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. Nr 0, poz. 1059), nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii obowiązek sporządzenia dla obszaru swojego działania planu rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zaspokojenia zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię. Zaostrzone wymagania w tym zakresie odnoszą się do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. I tak operator systemu elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat. oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego powinien uwzględniać plan rozwoju opracowany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego.

Poniżej zestawiono zamierzenia inwestycyjne dotyczące obszaru województwa lubuskiego, przewidziane do realizacji w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego.

Opublikowany przez **PSE Operator SA** „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010 – 2025” znajduje się obecnie w stadium aktualizacji. Zgodnie z informacją otrzymaną od Operatora Systemu Przesyłowego, w zakresie infrastruktury Krajowej Sieci Przesyłowej zlokalizowanej na obszarze województwa lubuskiego planowane są inwestycje PSE Operator S.A., których celem jest:

1. Zmiana strukturalna układu zasilania województwa lubuskiego polegająca na budowie pierścieni 400 kV zasilanych z istniejących elektrowni systemowych (Elektrowni Dolna Odra, Elektrowni Turów i Elektrowni Bełchatów), połączenia transgranicznego z Niemcami i Odnawialnych Źródeł Energii.
2. Budowa nowych linii i stacji elektroenergetycznych:
 - w latach 2013 – 2022 planowana jest budowa linii 400 kV Plewiska - granica RP kierunek Eisenhuettenstadt. Ostateczny termin realizacji będzie uszczegółowiony po uzgodnieniach z operatorem niemieckim;
 - budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik - Baczyna z jednym torem pracującym czasowo na napięciu 220 kV Krajnik – Gorzów - realizacja planowana w latach 2014 – 2019;
 - budowa 2-torowej linii 400 kV Polkowice - Zielona Góra - realizacja planowana w latach 2023 – 2025;
 - budowa stacji 400/110 kV Zielona Góra z TR 400/110 kV, 400 MVA - Realizacja planowana w latach 2023 – 2024;
 - budowa stacji 400/110 kV Baczyna z wprowadzeniem do tej stacji linii 400 kV Krajnik – Plewiska - realizacja planowana w latach 2014 – 2017;
 - wprowadzenie linii Krajnik - Gorzów do stacji Baczyna po przełączeniu odcinka Krajnik -Baczyna na napięcie 400 kV - realizacja planowana w 2025 r.;
 - wprowadzenie linii 400 kV Plewiska Bis - Eisenhuettenstadt do stacji Zielona Góra - realizacja planowana do 2024 r.;
 - budowa stacji 400 kV Gubin - realizacja planowana w latach 2023 – 2024;
 - budowa linii 400 kV Baczyna – Gubin - realizacja planowana w latach 2022 – 2025;
3. Modernizacje elementów infrastruktury Krajowej Sieci Przesyłowej:
 - modernizacja linii 220 kV Polkowice - Leszno - Plewiska wraz z wymianą przewodów na wysokotemperaturowe - realizacja planowana w 2030 r.;
 - modernizacja linii 220 kV Leśniów - Gorzów wraz z wymianą przewodów na wysokotemperaturowe - realizacja planowana w latach 2013 - 2014.;
 - modernizacja SE Żukowice - realizacja planowana w latach 2014 – 2015;
 - modernizacja SE Leśniów - zakończenie realizacji planowane do roku 2015;
 - modernizacja linii 220 kV Mikułowa – Leśniów - realizacja planowana w latach 2014 – 2015;

W stosunku do wcześniejszych planów PSE Operator S.A., ze względu na decyzję o lokalizacji elektrowni jądrowych na obszarze północnej Polski, nastąpiła rezygnacja z poniższych zamierzeń inwestycyjnych:

- budowa 2 - torowej linii 400 kV Klempicz (EA 2) - Baczyna;
- budowa 2-torowej linii 400 kV Plewiska Bis - Pasikurowice.

ENEA Operator Sp. z o. o. opracowała Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2011 - 2015. W zakresie projektów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem nowych odbiorców wymieniony plan przewiduje:

- w zakresie przyłączy odbiorców na WN – przyłączenie odbiorców o łącznej mocy przyłączeniowej 41 MW na obszarze gminy Kostrzyn
- w zakresie przyłączy odbiorców na SN – przyłączenie odbiorców o łącznej mocy przyłączeniowej 170,7 MW na obszarze gmin: Babimost, Bledzew, Bogdaniec, Czerwieńsk, Deszczno, Dębno, Dobiegniew, Drezdenko, Gorzów Wlkp. Górzycy, Gubin, Jasień, Kłodawa, Kostrzyn, Krosno Odrzańskie, Krzeszyce, Lubiszyn, Lubniewice, Lubsko, Międzyrzecz, Myślibórz, Nowa Sól, Nowogród Bobrzański, Ośno Lubuskie, Przytoczna, Pszczew, Rzepin, Santok, Skwierzyna, Słońsk, Słubice, Stare Kurowo, Strzelce Krajeńskie, Sulęcín, Szprotawa, Świdnica, Świebodzin, Trzciel, Witnica, Wolsztyn, Zielona Góra, Zwierzyn, Żagań i Żary;
- w zakresie przyłączy odbiorców na napięciu poniżej 1 kV - przyłączenie odbiorców o łącznej mocy przyłączeniowej 186,6 MW na obszarze gmin: Babimost, Bledzew, Bobrowice, Bogdaniec, Bojadła, Brody, Brzeźnica, Bytnica, Bytom Odrzański, Choszczno, Cybinka, Czerwieńsk, Dąbie, Deszczno, Dębno, Dobiegniew, Drezdenko, Gorzów Wlkp., Gozdnicza, Górzycy, Gubin, Iłowa, Jasień, Kargowa, Kolsko, Kostrzyn, Kożuchów, Krosno Odrzańskie, Krzeszyce, Lipinki, Lubiszyn, Lubniewice, Lubrza, Lubsko, Łagów, Łęknica, Małomice, Maszewo, Międzyrzecz, Myślibórz, Niegostawice, Nowa Sól, Nowe Miasteczko, Nowogród Bobrzański, Ośno Lubuskie, Otyń, Przewóz, Przytoczna, Pszczew, Rzepin, Santok, Siedlisko, Skąpe, Skwierzyna, Sława, Słońsk, Słubice, Stare Kurowo, Strzelce Krajeńskie, Sulechów, Sulęcín, Szczaniec, Szprotawa, Świdnica, Świebodzin, Torzym, Trzciel, Trzebiechów, Trzebiel, Tuplice, Witnica, Wschowa, Wymiarki, Zabór, Zbąszynek, Zielona Góra, Zwierzyn, Żagań i Żary;

W zakresie projektów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem nowych źródeł przewidziano:

- na poziomie napięcia WN - przyłączenie farm wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej 200,6 MW w miejscowościach: Górzycy, Lubicz, Lubiechnia Wielka, Lutol;
- na poziomie napięcia SN - przyłączenie elektrowni biogazowej, elektrowni gazowej, elektrowni wodnych, farm wiatrowych i instalacji kogeneracji o łącznej mocy przyłączeniowej 59,67 MW na obszarze gmin: Brzeźnica, Drezdenko, Gubin, Kolsko, Krosno Odrzańskie, Lubsko, Małomice, Nowa Sól, Nowa Sól, Santok, Szprotawa, Świebodzin, Wschowa, Żagań i Żary;
- na poziomie napięcia nN – przyłączenie małej elektrowni wodnej o mocy 7 kW na obszarze gminy Dąbie.

Znacząca grupa projektów inwestycyjnych związana jest z modernizacją i odtworzeniem majątku. W tym zakresie przewiduje się:

- modernizację rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Leśniów;
- budowę linii 110 kV Nowogród-Zakładowa (25 km) 240mm², 60°C;
- budowę linii 110 kV Babimost-Zbąszynek (15 km) 240mm², +60°C;

- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Leśniów - Krosno Odrzańskie - (18,3 km) ze stanu istniejącego: 120mm² 40°C (18 km) i 240mm² 40°C (0,3 km) do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Cybinka - Dychów ze stanu istniejącego: 2x120mm² 40°C (11,15 km) i 240mm² 40°C (21,9 km), do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Górzycza - Słubice ze stanu istniejącego 120mm² 40°C i 240mm² 40°C, do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Jedwabie - Myślibórz ze stanu istniejącego 120mm² 40°C i 240mm² 60°C, do docelowego 240mm² 80°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Kostrzyn - Górzycza ze stanu istniejącego 120mm² 40°C i 240mm² 40°C, do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Dychów - Krosno ze stanu istniejącego 120mm² 40°C, do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Rzepin - Cybinka ze stanu istniejącego 240mm² 40°C, do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Gorzów - Witnica ze stanu istniejącego 120mm² 40°C, 240mm² 40°C i 240mm² 60°C, do docelowego 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Dębno - Kostrzyn ze stanu istniejącego 120mm² 40°C i 240mm² 40°C, do docelowego 240mm² 80°C
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Budziechów - Żary (17,1 km) ze stanu istniejącego 240mm² 40°C, docelowy 240mm² 60°C;
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Wschowa - Leszno Gronowo ze stanu istniejącego: 120mm² 40°C i 240mm² 40°C, do docelowego 240mm² 60°C (21 km)
- modernizację linii napowietrznej 110 kV relacji Wschowa - Huta Głogów do słupa granicznego 52 – ze stanu istniejącego 120mm² 40°C i 240mm² 40°C, docelowy 240mm² 80/60°C (14,4 km);
- przebudowę linii relacji Świebodzin Sobieskiego - Leśniów Fabryka mebli Swedwood o przekroju 2x120 mm² 40°C (0,92 km) na 240 mm² 60°C;
- przebudowę linii 110 kV relacji Przylep-Krośnieńska o przekroju 120 mm² 40°C (4,5 km) na linię o przekroju 240 mm² 60°C;
- przebudowę linii 110 kV relacji Leśniów-Przylep o przekroju 120 mm² 40°C (4,5 km) na linię o przekroju 240 mm² 60°C;
- dostosowanie linii WN relacji Świebodzin Sobieskiego - Świebodzin Międzyrzecka Fabryka mebli Swedwood o przekroju 240 mm² 40°C (21,9 km) do 240 mm² 60°C;
- dostosowanie linii WN relacji Nowy Tomyśl - Grodzisk o przekroju 120 mm² 40°C do 120 mm² 60°C
- modernizację i odtworzenie linii 110kV relacji Zielomyśl - Sieraków , w zakresie wymiany słupów, fundamentów, izolacji, przewodu roboczego o przekroju 240mm² dostosowanego do pracy w temperaturze +60°C;
- modernizacja linii 110 kV - budowa nowej po istniejącej trasie w przekroju 240 mm² (obecnie - 120mm²), temp. przed modernizacją 40°C, po modernizacji 80°C - 9,7 km;
- podniesienie konstrukcji słupowej linii 110 kV relacji Bronowice - Żary na odcinku około 500m (0,5 km);



- prace przygotowawcze związane z modernizacją linii napowietrznych 110 kV relacji: Gorzów – Jedwabie, Skwierzyna – Międzyrzecz, Witnica – Dębno, Leśniów – Łużycka, Łużycka – Braniborska, Braniborska – Energetyków, Krośnieńska – Energetyków, Gorzów - Strzelce Krajeńskie, Strzelce Krajeńskie – Drezdenko, Drezdenko - Drawski Młyn, Kostrzyn - Witnica i Dychów – Gubin;
- rozbudowę lub modernizację stacji 110/15 kV: Słubice Sulęcín, Kostrzyn, Świebodzin-Międzyrzeczka, Zbąszynek, Witnica, Krosno, Kostrzyn Zakład produkcyjny, Międzychód, Wawrów, Międzyrzecz, Łupowo, Słowiańska, Sobieskiego, Braniborska i stacjach 110/20 kV: Kożuchów, Szprotawa, Wschowa;
- przebudowę rozdzielni 110 kV w stacji 110/15/6 kV Krosno i w stacji 110/20 kV Nowogród;
- wymianę baterii akumulatorów w stacjach 110/20 kV: Łużycka, Międzyrzeczka, Zbąszynek, Bytnica, Gubin, Energetyków i w stacjach 110/15 kV: Bytom, Nowogród, Południe, Żagań, Jankowa Żagańska;
- wymianę wyłączników 110 kV w stacjach: Zawada, Bytom, Wolsztyn, Budziechów, Łużycka i Sobieskiego (15 szt.);
- wymianę transformatorów w stacjach 110/15 kV Sobieskiego, Zbąszynek i stacjach 110/20 kV: Bronowice, Jankowa Żagańska (6 szt);

Ponadto przewidziano przedsięwzięcia w zakresie: wymiany lub zabudowy pól w stacjach SN/nN, eksploatacyjnej wymiany i modernizacji transformatorów Sn/nN, modernizacji stacji dla potrzeb przyłączania OZE, rozbudowy automatyki w sieci SN, wymiany kabli niesieciowanych, budowy szczelnych stanowisk transformatorów i wymiany transformatorów w istniejących stacjach SN/nn. Szczegółowy zakres zamierzeń w zakresie odbudowy i rozbudowy sieci SN i nN na obszarze poszczególnych gmin zebrano w tabeli Z-4-6. w załączniku do niniejszego rozdziału.

Również **PKP ENERGETYKA SA** posiada opracowany plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2011-2015. W grupie zadań inwestycyjnych związanych ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię na obszarze województwa lubuskiego przewiduje się budowę i rozbudowę sieci elektroenergetycznej w ramach przyłączeń nowych odbiorców energii elektrycznej, w tym budowę linii kablowych nN wraz ze złączami kablowo-pomiarowymi oraz zabudowę odgałęzień kablowych od linii potrzeb nietrakcyjnych i stacji transformatorowych.

W grupie zadań inwestycyjnych nie związanych ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię przewidziano:

- budowę STS w Lubsku, na linii kolejowej 275 – zadanie obejmuje: budowę linii kablowej SN 15 kV o dł. 360 m i przekroju 3x70 mm² oraz budowę stacji STS z transformatorem o mocy 250 kVA;
- modernizacja układu energetycznego stacji PKP Zbąszynek, obejmującą wymianę i budowę linii kablowych SN 15 kV o dł. 2870 m i przekroju 3x120 mm², wraz z budową stacji transformatorowej SN/nN;

- modernizację układu energetycznego stacji PKP Czerwieńsk, obejmującą wymianę i budowę linii kablowych SN 15 kV o dł. 4000 m i przekroju 3x120 mm² wraz z budową stacji transformatorowej SN/nN;
- wymianę baterii akumulatorów z prostownikiem ładowczym w stacji transformatorowej OST-1 Żagań;
- modernizację automatyki w stacji transformatorowej OST-1 Żagań;
- wymianę słupowych stacji transformatorowych wraz z montażem transformatorów o mocach: 63 kVA w stacji OST Czerwieńsk, 25 kVA w stacji STS Gądków Wielki oraz 6,3 kVA w stacji STS Lubiń i Suchy Las

oraz inne modernizacje nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię i rezerwy na usuwanie kolizji sieci elektroenergetycznej, a także modernizację zdalnego sterowania rozłącznikami LPN na linii E20 obejmującą budowę słupów z rozłącznikami o napędzie silnikowym ze zdalnym sterowaniem łączami GSM i sterowanie zdalne GSM rozłącznikami w ciągu linii LPN.

Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o. o. posiada plan rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2012-16. Infrastruktura elektroenergetyczna na terenach Zakładów STILON posiadała i będzie posiadać rezerwy transformatorowe, w związku z czym nie założono konieczności przeprowadzenia znaczących inwestycji w zakresie rozbudowy systemu elektroenergetycznego. W planie uwzględniono natomiast wymianę elementów sieci, takich jak: wyłączniki, zabezpieczenia, odłączniki, uziemniki, prostowniki, baterie akumulatorów, które mają wpływ na bezpieczeństwo i pewność dostawy energii elektrycznej dla odbiorców. Zaplanowano wymianę torów prądowych zasilających z sieci 110kV, wymianę 40-letnich napowietrznych odłączników z uziemnikami, a także układu wyprowadzenia energii elektrycznej z transformatorów 110/6kV z aktualnych szynoprzewodów na linie kablowe. Plan przewiduje także zakup aparatury do lokalizacji uszkodzeń kabli dzięki czemu będzie możliwe skrócenie czasu usuwania awarii poszczególnych przyłączy kablowych oraz sprawdzanie kabli w sposób mniej inwazyjny.

Arctic Paper Kostrzyn S.A. nie posiada planów przyłączania nowych odbiorców i skupia się na utrzymaniu infrastruktury elektroenergetycznej poprzez prowadzone modernizacje i remonty sieci, starając się zapewnić wysokie standardy pewności zasilania odbiorców.

4.3.8 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną

Stan techniczny urządzeń sieciowych systemu dystrybucyjnego jest bardzo zróżnicowany. Istniejąca sieć SN i nN jest siecią częściowo wyeksploatowaną, wymagającą bieżących prac eksploatacyjnych oraz sukcesywnego remontu lub modernizacji najbardziej wyeksploatowanych jej elementów, dla zapewnienia ciągłości oraz zachowania wymaganych standardów dostaw energii elektrycznej. Sieć energetyczna na terenach wiejskich jest często przestarzała, co rodzi konieczność jej sukcesywnej planowej modernizacji. Modernizacja polega w szczególności na: wymianie w liniach napowietrznych przewodów gołych na izolowane, zastępowaniu newralgicznych odcinków linii napowietrznych liniami kablo-



wymi, modernizacji napowietrznych stacji SN/nN poprzez ich wymianę na nowe, wymianie linii kablowych SN z polietylenu nieusieciowanego, wymianie linii kablowych nN jednożyłowych, stosowaniu sterowania zdalnego w głębi sieci, budowie powiązań na różnych poziomach napięć zwiększających elastyczność sieci, czego efektem jest znaczne ograniczenie ewentualnych przerw w dostawie energii elektrycznej.

Istniejące ciągi liniowe są niejednokrotnie bardzo długie, przez co w przypadku zasilania awaryjnego, dla niektórych obszarów nie zapewniają wymaganych warunków napięciowych. Istnieje również szereg linii zasilających oraz odgałęzień pracujących w układzie promieniowym. Przeważająca część eksploatowanych linii napowietrznych SN wykonana jest przy zastosowaniu przewodów nieizolowanych. Tymczasem doświadczenia eksploatacyjne potwierdzają korzyści ze stosowania linii napowietrznych izolowanych, przede wszystkim ze względu na widoczne zmniejszenie awaryjności linii z przewodami izolowanymi i w osłonie izolacyjnej w porównaniu z awaryjnością linii napowietrznych z przewodami gołymi. Szczególnie ważna jest możliwość przeprowadzenia linii przez tereny zarzewione i o trudnej lokalizacji. Linie średniego napięcia napowietrzne, z przewodami izolowanymi charakteryzują się małą awaryjnością w bezpośrednim zetknięciu z mokrymi gałęziami drzew, a nawet upadkiem na nie całych drzew. Idealnie sprawdzają się w terenach leśnych i o gęstej zabudowie. Największe zalety linii izolowanych SN to:

- mniejsza awaryjność,
- idealne dla terenów leśnych o gęstej zabudowie,
- lepsze w użytkowaniu od tradycyjnych.
- pewność i niezawodność zasilania odbiorcy nawet w ekstremalnych warunkach klimatycznych i pogodowych,
- przyjazne dla środowiska, dzięki węższej przecince leśnej,
- łatwe i szybkie w montażu,
- możliwe w montażu na różnych słupach drewnianych, betonowych i żelbetonowych,
- koszty budowy linii w porównaniu do otrzymanych efektów są zadawalające,
- zminimalizowane koszty eksploatacyjne.

Na obszarze zasilania ENEA Operator Sp. z o. o. wciąż jeszcze można spotkać kable w izolacji z polietylenu niesieciowanego (termoplastyczne). Osobnym zagadnieniem jest problem rezerwowania stacji jednotransformatorowych 110 kV/SN. Z uwagi na słabo rozbudowaną sieć SN lub jej zbyt małą przepustowość przywrócenie zasilania w przypadku awarii transformatora 110 kV/SN lub linii 110 kV wymaga dużej liczby przełączeń w sieci SN, których czas wykonania sięga kilku godzin.

Na parametry techniczne, a szczególnie ciągłość dostaw energii elektrycznej na obszarach wiejskich, duży wpływ ma stan techniczny licznych odgałęzień linii napowietrznych SN. W obszarze sieci miejskich SN dużym problemem są odcinki linii kablowych o niewystarczających przekrojach np. linie kablowe 35mm² Cu. Powyższy stan uniemożliwia wzajemne rezerwowanie się stacji 110/15 kV oraz utrudnia zasilenie odbiorców w przypadku awarii lub prac planowych na stacjach WN/SN.

Zarówno sieć SN jak i sieć nN jest systematycznie modernizowana. Linie kablowe nN na obszarach miejskich pracują w układzie pierścieniowym zapewniającym dwustronne zasilanie załączone ręcznie. Dla poprawienia parametrów dostarczanej energii elektrycznej oraz niezawodności pracy sieci wymieniane są przewody na izolowane o większym przekroju. Sieć eksploatowana jest zgodnie z ogólnie obowiązującymi przepisami eksploatacyjnymi, a także obowiązującymi w Enea Operator Sp. z o.o. - Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej oraz Katalogiem standardowych zabiegów eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej.

Pomimo wyżej opisanych niedostatków, stan techniczny sieci SN i nN można określić jako zasadniczo dobry. Awaryjność urządzeń i sieci utrzymuje się na poziomie poniżej pożądanych wartości mierników awaryjności. Zaniżone parametry techniczne, w stosunku do wymaganych, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w układzie pracy normalnej nie występują na napięciu SN oraz 110 kV. Natomiast na terenach wiejskich występują obszary zasilane z sieci 0,4 kV o zaniżonym napięciu, wskutek dużego rozproszenia odbiorców oraz wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach rolnych, jaki wystąpił w ostatnich latach. Spowodowane jest to wzrostem standardu jakości życia na wsi (np. budowy wodociągów), co skutkuje instalowaniem dużej ilości urządzeń gospodarstwa domowego (pralki, ogrzewacze przepływowe, itp) oraz urządzeń do produkcji rolnej. Zwiększanie obciążenia w stacjach, w których zainstalowana moc transformatorów 110 kV/SN utrudnia ruch i utrzymanie obiektu ze względu na niespełnienie wymogów związanych z pewnością zasilania przy braku możliwości rezerwowania tych stacji z sąsiednich GPZ-ów na wypadek wystąpienia awarii lub planowych prac eksploatacyjnych, winno odbywać się z uwzględnieniem faktu, że zapewnienie rezerwowych dróg dostawy wymaga przerw w zasilaniu odbiorców, niezbędnych dla wykonania odpowiednich przełączeń w sieci lub jest wręcz technicznie nie do zrealizowania ze względu na napięciowych lub ze względu na dopuszczalną obciążalność.

Oceny pewności zasilania dokonuje się na podstawie wskaźników publikowanych przez operatorów systemów. Na podstawie § 41 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.) operatorzy systemów dystrybucyjnych zostali zobowiązani do publikacji wskaźników niezawodności zasilania odbiorców.

Przy wyznaczaniu wskaźników uwzględniono następujące definicje, znajdujące się w ww. rozporządzeniu:

- SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- SAIFI - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;



- MAIFI - wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Przerwy planowane są to przerwy wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy nieplanowane to przerwy spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy krótkie to przerwy trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty. Przerwy długie to przerwy trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin. Przerwy bardzo długie to przerwy trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny. Przerwy katastrofalne są to przerwy trwające dłużej niż 24 godziny.

Zakład Energetyczny „ENERGO-STIL” Sp. z o. o. i Arctic Paper Kostrzyn SA pełnią funkcję operatora systemu dystrybucyjnego od 2011 r. i nie opublikowały dotąd wskaźników niezawodności zasilania. Przedmiotowe wskaźniki dla obszaru zasilania ENEA Operator Sp. z o. o. oraz PKP Energetyka S.A. za 2011 r. kształtowały się następująco:

Tabela 4-17 Wskaźniki niezawodności zasilania w 2011 r.

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	PKP ENERGETYKA S.A.	ENEA OPERATOR Sp. z o. o.
1.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane)	min.	18,70	362,72
2.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplanowane z katastrofalnymi)	min.	19,92	366,46
3.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	min.	8,41	139,38
4.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane)	szt.	0,12	4,86
5.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi)	szt.	0,12	4,86
6.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo	szt.	0,06	0,62



Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	PKP ENERGETYKA S.A.	ENEA OPERATOR Sp. z o. o.
	długich (SAIFI - planowane)			
7.	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	szt.	0,03	2,14
8.	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN)	szt.	43 930	2 392 621

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o. o. i PKP ENERGETYKA S.A.

Jak wynika między innymi z wyżej zamieszczonej tabeli, krajowy operator systemu dystrybucyjnego na przestrzeni ostatnich lat oferuje wskaźniki czasu trwania i częstości przerw często o rząd wielkości lepsze niż operatorzy lokalni. Należy jednak pamiętać, że PKP ENERGETYKA S.A. obsługuje nieporównanie mniejszą liczbę odbiorców niż więksi lokalni operatorzy systemów dystrybucyjnych, co w obliczeniach statystycznych rodzi określone konsekwencje. Tym niemniej osiągnięcie takich wskaźników niezawodności, w połączeniu z faktem, że sieć dystrybucyjna PKP ENERGETYKA S.A. przeważnie jest zasilana z sieci lokalnych operatorów systemów dystrybucyjnych dobrze świadczy o jakości operatywnego zarządzania systemem, jak również technicznych możliwościach rezerwowania. Wydaje się zatem, że warto brać pod uwagę zasilanie z sieci PKP ENERGETYKA S.A. w miarę oferowanych przez to przedsiębiorstwo rezerw dystrybucyjnych, zwłaszcza w przypadku realizacji obiektów położonych w sąsiedztwie terenów kolejowych.

4.4 System zaopatrzenia w gaz ziemny

System gazowniczy w województwie lubuskim cechuje znaczący stopień złożoności. Składa się na to zarówno struktura i liczba przedsiębiorstw działających na terenie województwa, jak i podział na niezależne systemy, zasilane różnymi rodzajami gazu.

Obszar województwa zaopatrywany jest:

- z krajowego systemu przesyłu gazu wysokometanowego (E) i zaazotowanego (Lw),
- przez import gazu wysokometanowego,
- wykorzystanie gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż krajowych,
- wykorzystanie skroplonego gazu LNG.

4.4.1 Przedsiębiorstwa dystrybucyjne, obrotu gazem, eksploatacyjne – zakres oddziaływania.

Przedsiębiorstwami gazowniczymi działającymi na terenie województwa lubuskiego są:

- w zakresie przesyłu gazu
 - Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ - SYSTEM SA:
 - Oddział we Wrocławiu,
 - Oddział w Poznaniu;
- w zakresie technicznej dystrybucji gazu:
 - PGNiG SPV 4 sp. z o.o. oddział we Wrocławiu,
 - PGNiG SPV 4 sp. z o.o. oddział w Poznaniu,
 - EWE Energia Sp. z o.o.
 - DUON Dystrybucja SA
- w zakresie wydobycia:
 - PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze;
- tranzyt – EuRoPol Gaz SA

System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz SA

System Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa [SGT] na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jest częścią gazociągu biegnącego z Rosji, z półwyspu Jamał, poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej. Projekt SGT zakładał budowę dwóch nitek gazociągu DN1400 o długości około 684,7 km każda. Obecnie przekazana jest do eksploatacji północna nitka gazociągu wraz z pięcioma tłoczniami gazu i stacjami pomiarowymi oraz systemami łączności technologicznej i SCADA. Właścicielem polskiego odcinka SGT jest firma System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA. w Warszawie. Funkcje operatorskie pełni natomiast firma OGP GAS-SYSTEM SA.

Akcjonariuszami Spółki są: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA - 48% akcji, OAO GAZPROM - 48% akcji, Gas-Trading SA - 4% akcji

Gazociąg tranzytowy przebiega na terenie Polski równoleżnikowo, ze wschodu na zachód od granicy białorusko-polskiej, którą przekracza w rejonie miejscowości Kondratki, do granicy polsko-niemieckiej, którą przekracza w rejonie miejscowości Górzycy. Gazociąg biegnie przez następujące jednostki administracyjne kraju: 5 województw (podlaskie, mazowieckie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie i lubuskie) oraz 27 powiatów i 69 gmin.

Podstawowe dane techniczne polskiego odcinka gazociągu tranzytowego:

- ciśnienie robocze - 8,4 MPa,
- długość - 683,9 km,
- średnica 1400 mm,
- przepustowość systemu: obecna – ponad 32 mld m³/rok wg GOST ("20°C"),
- 1 punkt wejścia - Kondratki (ID 870001),
- 3 punkty wyjścia - Mallnow (ID 800002), Lwówek (ID 800004), Włocławek (ID 800003),
- 5 tłoczni gazu o łącznej mocy 400 MW - TG Kondratki, TG Zambrów, TG Ciechanów, TG Włocławek, TG Szamotuły.

W dniu 17 listopada 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia spółki GAZ-SYSTEM SA na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r.

Przedmiotem działalności objętej koncesją stanowi działalność gospodarcza polegająca na przesyłaniu paliw gazowych, odcinkiem gazociągu tranzytowego Jamał – Europa Zachodnia znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Przez teren województwa lubuskiego przebiega odcinek rurociągu jamalskiego DN 1 400 o długości 99 km przez gminy Pszczew, Międzyrzecz, Bledzew, Sulęcín, Lubniewice, Ośno Lubuskie i Górzycy.

EuRoPol Gaz SA nie uczestniczy bezpośrednio w zaopatrzeniu województwa w gaz ziemny. Na poniższym rysunku przedstawiono przebieg gazociągu tranzytowego na terenie województwa lubuskiego.

Rysunek 4-4 Przebieg gazociągu tranzytowego na terenie województwa lubuskiego



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ – SYSTEM SA

We wrześniu 2006 r. nastąpiło przekształcenie przedsiębiorstwa w Spółkę Akcyjną. Jedy-
nym właścicielem Spółki jest Skarb Państwa posiadający 100% akcji.

30 czerwca 2004 roku, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił spółce GAZ-SYSTEM
SA koncesji na przesyłanie i dystrybucję gazu na lata 2004 – 2014, a w dniu 23 sierpnia
2010 r. przedłużył koncesję na przesyłanie paliw gazowych do dnia 31 grudnia 2030 r.

W 2006 roku firma uzyskała status operatora systemu przesyłowego z ważnością do lipca
2014r., 13 października 2010 r. GAZ-SYSTEM SA został wyznaczony operatorem syste-
mu przesyłowego gazowego do dnia 31 grudnia 2030 r.

Głównym zadaniem OGP GAZ – SYSTEM SA jest organizacja i zabezpieczenie transportu
gazu ziemnego siecią przesyłową w skali całego kraju i równoważenie bilansu pracy sieci
przesyłowej.

Sieć przesyłowa obsługiwana przez GAZ - SYSTEM obejmuje sieć gazową wysokiego
ciśnienia (1,6 MPa do 10 MPa) z następującymi elementami:

- ➔ gazociągi wraz z zespołami zaporowo-upustowymi (ZZU), zespołami podłączeniowymi
(ZP), zespołami podłączeniowymi tłoczni (ZPT),
- ➔ tłocznie gazu,
- ➔ stacje gazowe I-go stopnia - zespoły urządzeń do redukcji ciśnienia, regulacji, pomia-
rów i rozdziału paliwa gazowego.

PGNiG SPV 4 sp. z o.o. – oddział we Wrocławiu i oddział w Poznaniu

W dniu 1 lipca 2013 r. nastąpiło formalne połączenie spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej
PGNiG. W miejsce dotychczasowych sześciu operatorów dystrybucyjnych (w tym
działających na terenie województwa lubuskiego: Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa
i Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa) i spółki PGNiG SPV 4 sp. z o.o. utworzono jedną
spółkę pod nazwą PGNiG SPV 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

W miejsce dotychczas działających Spółek Gazownictwa skonsolidowana spółka funkcjo-
nować będzie w oparciu o oddziały zlokalizowane w siedzibach dotychczasowych spółek
Proces konsolidacji był bezpośrednią konsekwencją przyjętej przez PGNiG SA w 2012 r.
"Krótkoterminowej Strategii budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku".

Spółka PGNiG SPV 4 wchodzi w skład Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo (PGNiG). Jest wyznaczona operatorem systemu dystrybucyjnego do
31 grudnia 2030 r.

PGNiG SPV4 sp. z o.o., przejął w całości działalność operacyjną oraz wszystkie dokumen-
ty obowiązujące Spółki Gazownictwa, w tym zawarte umowy, otrzymane koncesje i zezwo-
lenia oraz wewnętrzne akty normatywne.

Do zakresu działalności PGNiG SPV4 sp. z o.o. (dawniej WSG i DSG) należy:

- ➔ dystrybucja gazu ziemnego dla odbiorców indywidualnych i instytucjonalnych,
- ➔ zapewnienie kompleksowej realizacji sieci gazowej i przyłączy gazowych (projektowa-
nie i wykonawstwo),
- ➔ planowanie i projektowanie gazyfikacji nowych terenów, a także określanie warunków
przyłączenia do sieci gazowej instalacji gazowych i urządzeń na gaz ziemny,

→ uzgadnianie projektów budowlanych sieci i przyłączy gazowych oraz odbiór sieci gazowych.

PGNiG SPV4 sp. z o.o. oddział w Poznaniu (Wielkopolska Spółka Gazownictwa) zarządza siecią gazociągów dystrybucyjnych na terenie całych województw wielkopolskiego i zachodniopomorskiego oraz na terenie szeregu gmin województw łódzkiego, dolnośląskiego i lubuskiego (z podregionu gorzowskiego).

PGNiG SPV4 sp. z o.o. oddział we Wrocławiu (Dolnośląski Spółka Gazownictwa) dzięki posiadanej sieci gazociągów, dostarcza gaz do odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego, Ziemi Lubuskiej oraz powiatu wolsztyńskiego w województwie wielkopolskim.

1 lipca 2007 roku Grupa Kapitałowa PGNiG dokonała organizacyjnego i prawnego rozdzielenia swojej działalności tj. technicznego przesyłu gazu od jego sprzedaży, jako realizację zapisów ustawy Prawo Energetyczne. Oddziały Handlowe, w tym Dolnośląski i Wielkopolski stanowią wyodrębnioną strukturę organizacyjną PGNiG SA.

EWE Energia Sp.z o.o.

EWE energia została założona w 1999 roku z inicjatywy spółki EWE Polska i Związku Międzygminnego Odra Warta. Pierwotnie firma nosiła nazwę wynikającą z obszaru jej działania - Media Odra Warta (MOW). W 2008 roku nastąpiła fuzja firmy MOW ze spółką EWE energia - dostawcą gazu ziemnego do klientów na terenie Polski południowej. W wyniku fuzji 100% kapitału EWE energia zostało przejęte przez MOW. W efekcie zasięgu działania MOW przekroczył granice zawarte w dotychczasowej nazwie, dlatego w 2009 roku nazwa została zmieniona na EWE energia.

W 1999 roku spółka uzyskała koncesję na przesył i dystrybucję paliw gazowych.

W październiku 1999 uruchomiona została pierwsza sieć rozdzielcza zaopatrująca gminę Międzyrzecz w gaz, w listopadzie tego samego roku podłączony został do sieci pierwszy odbiorca. Spółka od 13 lat intensywnie rozwija sieć gazowniczą w lubuskich gminach.

EWE jest właścicielem i zarządza siecią gazową szeregu gmin na terenie województw Lubuskiego, Dolnośląskiego, Lubelskiego, łódzkiego, Świętokrzyskiego i Opolskiego.

DUON Dystrybucja SA

Spółka powstała przez połączenie w 2011 r. spółki KRI S.A. oraz spółki CP Energia S.A. a następnie w roku 2012 nastąpiła zmiana nazwy spółki na DUON S.A. Spółka DUON Dystrybucja wchodzi w skład grupy DUON, jej akcje są notowane na giełdzie papierów wartościowych. Przedmiotem działalności spółki jest m.in. dystrybucja sieciowa paliw gazowych w tym gazu ziemnego po regazyfikacji. Spółka posiada koncesje na obrót, dystrybucję i import paliwa gazowego oraz skraplanie i regazyfikację gazu ziemnego wydane przez Urząd Regulacji Energetyki. Jest przedsiębiorstwem energetycznym dostarczającym Klientom gaz ziemny z wykorzystaniem gazociągów wysokiego ciśnienia połączonych z sieciami dystrybucyjnymi oraz za pomocą technologii LNG, również z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnych. Na terenie województwa lubuskiego przedsiębiorstwo obsługuje miasto i gminę Sława za pomocą instalacji regazyfikacji LNG (skroplonego gazu ziemnego) i gminę Gozdnicza oraz sieci gazowe średniego ciśnienia.



Tabela 4-18 Zestawienie okresów ważności koncesji, uprawnień operatorów sieci oraz horyzontów planów rozwojowych

Przedsiębiorstwo	Posiadane koncesje	Data ważności koncesji	Wyznaczenie operatorem	Plan rozwoju na lata
System Gazociągów Przesyłowych EuRoPol GAZ S.A.	przesył paliw gazowych	do 31.12.2025	do 31.12.2025	2012 - 2014
Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.	przesył i dystrybucja gazu	2004 - 2014 przedłużenie na przesył do 31.12.2030	do 31.12.2030	2009-2014
PGNiG SPV4 Sp.z o.o.	dystrybucja paliw gazowych	do 31.12.2030	do 31.12.2030	2012-2014
EWE Energia Sp. z o.o.	obrót paliwami gazowymi, przesył paliw gazowych, obrót gazem ziemnym z zagranicą	do 31.12.2025	do 31.12.2025	2012-2014
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA Oddział w Zielonej Górze	Wydobycie i dystrybucja surowców energetycznych			
DUON Dystrybucja S.A. Wysogotowo k/Poznania	dystrybucja paliw gazowych, obrót paliwami gazowymi, skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego	do 31.12.2025		

Zasięg działania poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego ze wskazaniem podległych im oddziałów i rozdzielni (działów obsługi sieci) działających w obrębie województwa lubuskiego zestawiono w poniższej tabeli oraz na rysunku.

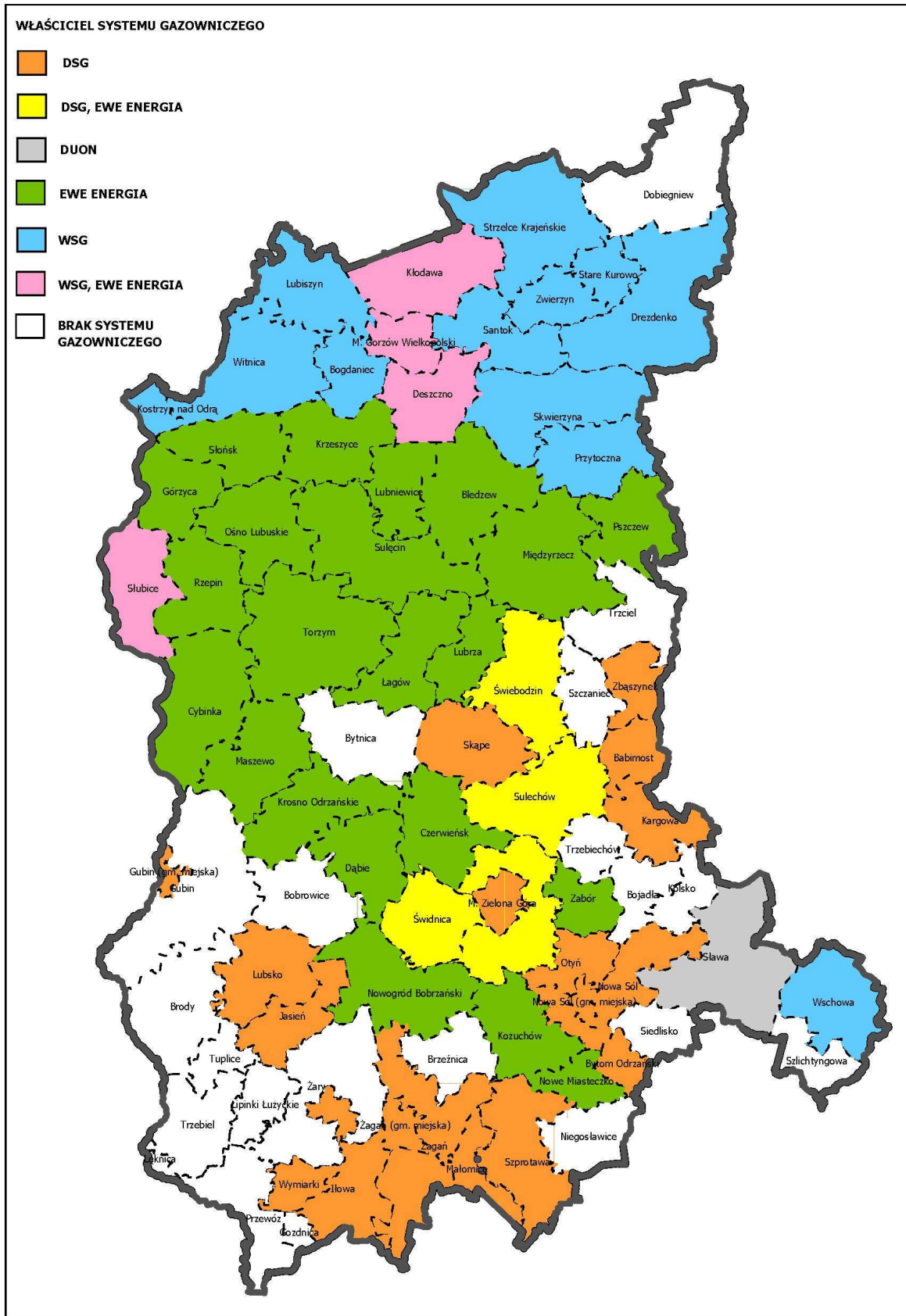
Tabela 4-19 Zasięgu oddziaływania poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego na terenie województwa Lubuskiego

Operator -	Oddział – obszar oddziaływania	Obszar oddziaływania na terenie województwa lubuskiego
PGNiG SPV4 Sp. z o.o.	Oddział we Wrocławiu Zakład Gazowniczy Zgorzelec Rejon Dystrybucji Gazu Zgorzelec	Powiat grodzki Zielona Góra Powiat Świebodziński – Skąpe, Świebodzin, Zbąszynek; Powiat Zielonogórski – Sulechów, Babimost, Kargowa, Świdnica, Zielona Góra; Powiat Krośnieński – Gubin (gmina miejska); Powiat Żarski – Lubsko, Jasień, Żary (gmina miejska); Powiat Żagański – Wymiarki, Iłowa, Żagań (gmina miejska), Żagań (gmina wiejska), Małomice, Szprotawa; Powiat Nowosolski – Otyń, Bytom Odrzański, Nowa Sól (gmina miejska), Nowa Sól (gmina wiejska)
PGNiG SPV4	Oddział w Poznaniu - Rejon Dystrybucji Gazu Leszno	Powiat Wschowski - Wschowa



Operator -	Oddział – obszar oddziaływania	Obszar oddziaływania na terenie województwa lubuskiego
Sp. z o.o	Oddział w Poznaniu Zakład w Szczecinie – Rejon Dystrybucji Gazu Gorzów Wielkopolski Rejon Dystrybucji Gazu Kostrzyn nad Odrą Rejon Dystrybucji Gazu Choszcz- no - Drezdenko	Powiat grodzki Gorzów Wielkopolski, Powiat Gorzowski – Witnica, Bogdaniec, Kostrzyn n/Odrą, Kłodawa, Santok, Deszczno Powiat Międzyrzecki – Przytoczna, Skwierzyna, Powiat Słubicki - Słubice, Powiat Strzelecko-Drezdenecki – Drezdenko, Stare Kurowo, Zwierzyn, Strzelce Krajeńskie,
EWE	Województwo lubuskie	Powiat grodzki Gorzów Wielkopolski; Powiat Gorzowski – Kłodawa, Deszczno; Powiat Słubicki – Słubice, Górzycza, Ośno Lubuskie, Rzepin, Cybinka; Powiat Sulęciński – Słońsk, Krzeszyce, Lubniewice, Sulęcín, Torzym; Powiat Międzyrzecki – Bledzew, Międzyrzecz, Pszczew; Powiat Krośnieński – Maszewo, Krosno Odrzańskie, Dąbie; Powiat Świebodziński – Łągów, Lubrza, Świebodzin; Powiat Zielonogórski – Czerwieńsk, Sulechów, Świdnica, Zielona Góra, Zabór, Nowogród Bobrzański; Powiat Nowosolski – Kożuchów, Nowe Miasteczko
DUON	Województwo Lubuskie	Powiat Wschowski – Sława Powiat Żagański - Gozdnicza

Rysunek 4-5 Zasięg oddziaływania przedsiębiorstw dystrybucyjnych



*Uwaga: DSG – obecnie PGNiG SPV4 oddział we Wrocławiu,
WSG – obecnie PGNiG SPV4 oddział w Poznaniu*

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. oddział w Zielonej Górze

Podstawowa działalność spółki obejmuje poszukiwania i eksploatację złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz magazynowanie, obrót i dystrybucję paliw gazowych i płynnych. Na terenie województwa lubuskiego działa Oddział w Zielonej Górze.

Oddział w Zielonej Górze – rozpoczął działalność w 1968 roku jako Przedsiębiorstwo Poszukiwań Naftowych. Oddział Zielona Góra wydobywa rocznie około 3 mld m³ gazu ziemnego oprócz tego pozyskuje w procesie produkcyjnym ropę naftową, gaz płynny i siarkę. Produkcja Oddziału zaspakaja około 20% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Ponad 79% pozyskiwanego gazu trafia do systemu gazowniczego, natomiast pozostała część sprzedawana jest na rynku lokalnych odbiorców, największymi z nich są: Elektrociepłownia Gorzów, Elektrociepłownia Zielona Góra oraz Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Gaz wydobywany przez o/ZG jest gazem zaazotowanym.

Gaz ten jest dostarczany:

- do zakładu KRIO Odolanów oraz Odazotowni Grodzisk, gdzie następuje jego odazotowanie, a następnie dostarczenie do systemu w postaci gazu wysokometanowego – rocznie do Odolanowa trafia 0,914 mld m³/rok (2011r.) wydobywanego przez oddział gazu;
- do odbiorców lokalnych – sprzedaż gazu z kopalń bezpośrednio do odbiorców za pośrednictwem gazociągów niezależnych, niezwiązanych z pracą krajowego systemu przesyłu gazu ziemnego.

4.4.2 Kierunki źródłowe zaopatrzenia w gaz – sieci źródłowe i dystrybucyjne

Na terenie województwa rozprowadzane są następujące rodzaje gazu ziemnego:

- gaz ziemny wysokometanowy – E,
- gaz ziemny zaazotowany – Lw,
- gaz ziemny E po procesie regazyfikacji LNG.

Skład gazu ziemnego musi być zgodny z parametrami jakościowymi określonymi w Polskiej Normie PN-C-04750. Oznacza to, że musi on spełniać następujące wymagania:

Rodzaj gazu ziemnego	Wysokometanowy E	Zaazotowany Lw	Zaazotowany Ls
Wartość opałowa [MJ/m ³] nie mniej niż	31,0	27,0	24,0

Poszczególne rodzaje gazu ziemnego rozprowadzane są oddzielnymi, niezależnymi od siebie systemami gazociągów, co oznacza, że nie ma możliwości ich mieszania się ze sobą. Do odbiorców na danym terenie dociera więc jedynie jeden rodzaj gazu.

4.4.2.1 Charakterystyka systemu przesyłowego

Za ciągły i bezpieczny transport gazu na terenie województwa lubuskiego odpowiada Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ SYSTEM oddział w Poznaniu i oddział we Wrocławiu.

Główne kierunki zasilania dla systemu przesyłowego na przedmiotowym obszarze to dla:

➔ **Gazu wysokometanowego z grupy E:**

- punkt wejścia Lwówek, (id:772413) – z układu Systemu Gazociągów Tranzytowych;
- punkt wejścia KRIO Odolanów, (id:772300) - system oparty na złożach krajowych; gaz wysokometanowy otrzymywany po odazotowaniu w zakładzie KRIO Odolanów;
 - ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 500 relacji: Grodzisk – Skwierzyna – Barlinek, z odgałęzieniami (OGP o/Poznań):
 - odbiór Przytoczna (DN 150/80),
 - odbiór Międzyrzecz (DN 150),
 - odbiór Skwierzyna (DN 80),
 - odbiór Janczewo (DN 100),
 - odbiór Gorzów Wielkopolski (DN 250)
 - ✓ gazociągiem PN 63 MPa, DN 200 relacji: Recz – Gorzów Wielkopolski (OGP o/Poznań);
- Gubin – import lokalny na granicy polsko/niemieckiej gazociągiem PN 2,5 MPa DN 300 relacji granica Państwa – Gubin (OGP o/Wrocław).

➔ **Gazu zaazotowanego z podgrupy Lw:**

- złoża krajowe – z kopalni Grodzisk:
 - ✓ dla gazociągu relacji: Rakoniewice – Nowe Tłoki – Wolsztyn – Sulechów – Świebodzin gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 150 z odgałęzieniami (OGP o/Wrocław):
 - Świebodzin (DN 150/100),
 - Skąpe (DN 150),
 - Radoszyn (DN 50),
 - Nowe Kramsko (DN 100),
 - Babimost (DN 80),
 - Kargowa (DN 80);
 - Sulechów(DN150/80)
- złoża krajowe Kościan – Brońsko:
 - ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 200 relacji: Kotowice – Głogów – Zielona Góra, z odgałęzieniami (OGP o/Wrocław):
 - Bytom Odrzański (DN 100),
 - w. Zakęcie – Zielona Góra (DN 250),
 - Jędrzychów (DN 150),
 - Kisielin (DN 80),
 - Chynów (DN 250),
 - Otyń (DN 100);
 - ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa, DN 250/200 relacji: Kotowice – Głogów – Jasień z odgałęzieniami (OGP o/Wrocław):
 - Przemków (DN 80),
 - Szprotawa 2 Wiechlice (DN 80),
 - Szprotawa 1 Kolejowa (DN 100),
 - Szprotawa Żagańska (DN 100/50),

- Małomice (DN 50),
 - Tomaszowo/St.Kopernia (DN 50),
 - Żagań (DN 100),
 - Olszyniec (DN 100);
- ✓ gazociągiem PN 6,3 MPa DN 80 do gminy Wschowa (OGP o/Poznań).

Ponadto w pobliżu województwa lubuskiego (około 15 km na południe od granicy województwa) na granicy polsko- niemieckiej – znajduje się punkt wejścia Lasów k/Zgorzelca obsługiwany przez o/Wrocław. Punkt ten jest znaczącym węzłem łączącym krajowy system przesyłowy z europejskim systemem gazowniczym.

Z powyższych punktów gaz ziemny systemem gazociągów wysokiego ciśnienia (łączna długość na terenie województwa lubuskiego – ok. 286,5 km), poprzez stacje redukcyjno pomiarowe I stopnia (łączna przepustowość stacji zlokalizowanych na terenie województwa lubuskiego - 148 700 nm³/h), wprowadzany jest do systemu dystrybucyjnego.

Poniżej przedstawiono charakterystykę systemu przesyłowego w podziale na rodzaj gazu z uwzględnieniem długości sieci przesyłowej oraz przepustowości stacji redukcyjno pomiarowych I stopnia.

Gaz wysokometanowy:

- ➔ gazociągi wysokiego ciśnienia, którymi przesyłany jest gaz wysokometanowy (E) – łączna długość gazociągów na terenie województwa wynosi: ok. 100,6 km (w tym ok. 100,3 km w zarządzie o/Poznań i ok. 0,3 km w zarządzie o/Wrocław – do SRP Gubin);
- ➔ stacje redukcyjno – pomiarowe I ° na gaz wysokometanowy – 6 stacji o łącznej przepustowości 42 000 nm³/h (w tym 5 o łącznej przepustowości 35 000 nm³/h w zarządzie o/Poznań – Przytoczna, Skwierzyna, Międzyrzecz, Gorzów – Kłodawa, Janczewo i SRP Gubin o przepustowości 7 000 nm³/h w zarządzie o/Wrocław).

Gaz zaazotowany:

- ➔ gazociągi wysokiego ciśnienia, którymi przesyłany jest gaz zaazotowany (Lw) – łączna długość gazociągów na terenie województwa wynosi: ok. 185,8 km (w tym. ok. 5,3 km w zarządzie o/Poznań – do SRP Wschowa i ok. 180,5 km w zarządzie o/Wrocław);
- ➔ stacje redukcyjno – pomiarowe I ° na gaz zaazotowany – 22 SRP o sumarycznej przepustowości 106 700 nm³/h (w tym SRP Wschowa o przepustowości 3 150 nm³/h w zarządzie o/Poznań i pozostałe (Babimost, Nowe Kramsko, Sulechów, Świebodzin, Radoszyn, Skąpe, Kargowa, Bytom Odrzański, Zakęcie, Otyń, Jędrzychów, Kisielin, Chynów, Szprotawa 1, Szprotawa 2, Szprotawa 3, Małomice, Stara Kopernia/Tomaszowo, Żagań, Żary – Lubomyśl) o łącznej przepustowości 103 550 nm³/h w zarządzie o/Wrocław).

Dokładną charakterystykę stacji redukcyjno pomiarowych systemu przesyłowego przedstawiono w Załączniku do rozdziału, tabela Z-4-8.

Obszar województwa lubuskiego nie jest już określany przez GAZ SYSTEM jako obszar o znaczącym braku przepustowości. Po przestawieniu w 2009 roku na gaz E układu Kro-



bia –Poznań nastąpiła poprawa zasilania w gaz między innymi województwa lubuskiego. Ponadto realizowana jest obecnie budowa gazociągu Szczecin Lwówek, który zmieni warunki przepływu gazu po wybudowaniu źródeł gazu na północy Polski.

W przypadku gazu zaazotowanego wskaźnik wykorzystania dostępnej zdolności przesyłowej kształtuje się na poziomie 90-99,9%

OGP GAZ-SYSTEM realizuje obecnie gazociąg Polkowice – Żary, który znacząco zwiększy przepustowość istniejącego systemu.

Lokalizację systemu przesyłowego łącznie z dystrybucyjnym na terenie województwa lubuskiego wraz z kierunkami zasilania pokazano na rysunku 4-6.

4.4.2.2 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego

Przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi gazu na terenie województwa lubuskiego są spółki: PGNiG SPV4 Sp. z o.o. oddział we Wrocławiu i oddział w Poznaniu, EWE energia, DUON, które poprzez system sieci i urządzeń gazowniczych dostarczają gaz ziemny do celów komunalno-bytowych oraz do celów grzewczych budownictwa mieszkaniowego, usług, przemysłu. System dystrybucyjny PGNiG SPV4 połączony jest z systemem przesyłowym zarządzanym przez OGP GAZ - SYSTEM poprzez punkty wyjścia z systemu przesyłowego (istniejące i nowowybudowane stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia).

Systemem dystrybucyjnym rozprowadzane jest paliwo gazowe pod ciśnieniem wysokim (w zakresie ciśnień powyżej 1,6 MPa do 5,5 i 6,3 MPa), średnim podwyższonym (od 1,6 do 0,5 MPa), średnim (od 0,5 MPa do 10 kPa) i niskim (do 10 kPa).

Dystrybucja gazu ziemnego wysokometanowego grupy E

Dystrybucja gazu ziemnego grupy E realizowana jest:

➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PGNiG SPV4 oddział w Poznaniu za pośrednictwem:

- gazociągu dystrybucyjnego wysokiego ciśnienia DN 150/100 relacji Gorzów Wielkopolski – Kostrzyn n/Odrą,
- gazociągu DN 150/100 relacji Pełczyce – Drezdenko;

które połączone i zasilane są z sieci przesyłowej DN 500 relacji Grodzisk – Skwierzyna - Barlinek, będącej w dyspozycji operatora systemu przesyłowego OGP GAZ - SYSTEM S.A. i od których wyprowadzona jest sieć dystrybucyjna średniego ciśnienia.

PGNiG SPV4 oddział w Poznaniu świadczy również usługę dystrybucji w mieście Słubice za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego ciśnienia, wykorzystując stacje zasilaną z sieci gazowej będącej w dyspozycji spółki EWE Energia.

➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PGNiG SPV4 oddział we Wrocławiu za pośrednictwem:

- sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia przyłączonej do systemu przesyłowego będącego w dyspozycji OGP GAZ - SYSTEM tzn. stacji redukcyjno – pomiarowej I^o Gubin zasilanej z gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 relacji granica Państwa – SRP Gubin.

➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki EWE Energia poprzez:

- zakup gazu od PGNiG w Polsce oraz import gazu od swojej niemieckiej spółki matki EWE AG gazociągami wysokiego oraz średniego ciśnienia. W poniższej tabeli wskazano punkty odbioru gazu przez system gazowniczy EWE Energia dla analizowanego obszaru.

Tabela 4-20 Punkty odbioru gazu przez system gazowniczy EWE Energia

Lp.	Rok budowy	Nazwa stacji / źródło gazu	Lokalizacja	Dostawca gazu	Rodzaj stacji	Przepustowość
1	1999	Międzyrzecz	Międzyrzecz	PGNiG	redukc. - pomiarowa	6 000m ³ /h
2	2001	Finkenherd	Niemcy	EWE AG	redukc. - pomiarowa	70 000m ³ /h
3	2003	Kłodawa	Kłodawa	PGNiG	pomiarowa	1 100m ³ /h

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę systemu dystrybucyjnego w podziale na dystrybutorów z uwzględnieniem długości sieci dystrybucyjnej wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz przepustowości stacji redukcyjno pomiarowych I stopnia.

Tabela 4-21 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego gazu wysokometanowego

Lp.	Parametr	Jednostka	Ogółem	Operator		
				PGNIG SPV4 - oddziały		EWE
				w Poznaniu	we Wrocławiu	
1	Długość sieci wysokiego ciśnienia	[km]	294,7	88,5	-	206,2
2	Długość sieci średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	27,4	27,4		-
3	Ilość stacji redukcyjno pomiarowych I ^o lokalizacja stacji	-	14	5/ Strzelce Krajeńskie Kostrzyn nad Odrą Drezdenko Bogdaniec Witnica	-	9/ Słubice Rzepin Cybinka Sulęcín Krosno Odrzańskie Nowogród Bobrzański Świdnica Cigacice Czerwieńsk
4	Przepustowość stacji redukcyjno – pomiarowych I ^o	[m ³ /h]	100 700	20 700		80 000
5	Długość sieci średniego ciśnienia	[km]	1 419,1	355,0	35,1	1 029
6	Długość sieci niskiego ciśnienia	[km]	343,1	322,4	20,7	-
7	Ilość stacji pomiarowych i redukcyjno-pomiarowych II ^o z wyprowadzoną siecią niskiego ciśnienia	-	55	46	9	36 stacje wg wymagań klienta

* EWE na terenie województwa lubuskiego posiada stacje II stopnia, które redukują ciśnienie panujące w sieci gazociągów średniego ciśnienia (max 5 bar i poniżej) do poziomu ciśnienia wymaganego przez od-

biorców.

Dokładną charakterystykę stacji redukcyjno pomiarowych I i II systemu dystrybucyjnego przedstawiono w Załączniku do rozdz. tabele Z-4-9 i Z-4-10.

Dystrybucja gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw

Dystrybucja gazu ziemnego grupy Lw realizowana jest systemem opartym na źródłach krajowych:

- ➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PGNiG SPV4 oddział we Wrocławiu poprzez:
 - gazociąg dystrybucyjny średniego podwyższonego ciśnienia do SRP I stopnia Nowa Sól, stanowiący odgałęzienie od gazociągu relacji: Rakoniewice – Nowe Tłoki – Wolsztyn -Sulechów – Świebodzin, będącego w dyspozycji OGP Gaz-System oraz system gazociągów dystrybucyjnych średniego ciśnienia;
 - gazociąg dystrybucyjny wysokiego ciśnienia relacji: Żary Lubomyśl – Jasień oraz odgałęzienie w kierunku Żary Przemysłowa oraz Żary Kronopol oraz średniego podwyższonego ciśnienia, stanowiący odgałęzienie od węzła Olszyniec w kierunku Miasta Iłowa i Wymiarki wraz z systemem gazociągów dystrybucyjnych średniego ciśnienia. Gazociągi te połączone i zasilane są z sieci przesyłowej relacji Kotowice – Głogów – Zielona Góra – Jasień, będącej w dyspozycji operatora systemu przesyłowego OGP GAZ - SYSTEM S.A.
- ➔ dla systemu będącego w dyspozycji spółki PGNiG SPV4 oddział w Poznaniu:
 - siecią dystrybucyjną średniego ciśnienia przyłączoną do systemu przesyłowego będącego w dyspozycji OGP GAZ-SYSTEM tzn. stacji redukcyjno – pomiarowej I stopnia Wschowa zasilanej z gazociągu wysokiego ciśnienia DN 80 relacji Góra Śląska – Wschowa, stanowiącego odgałęzienie od gazociągu DN 400 relacji Krobica - Kotowice.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę systemu dystrybucyjnego w podziale na dystrybutorów z uwzględnieniem długości sieci dystrybucyjnej wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz przepustowości stacji redukcyjno pomiarowych I stopnia.

Tabela 4-22 Charakterystyka systemu dystrybucyjnego gazu zaazotowanego

Lp.	Parametr	Jednostka	Ogółem	Operator		
				PGNIG SPV4 - oddziały		EWE
				w Poznaniu	we Wrocławiu	
1	Długość sieci wysokiego ciśnienia	[km]	28,6	-	28,6	-
2	Długość sieci średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	37,1	-	37,1	-
3	Ilość stacji redukcyjno pomiarowych I? lokalizacja stacji	-	8	-	8/ Żary Kronopol Jasień Graniczna	-

					Żary Żurawia Nowa Sól Okrężna Żary Strefa Przemysłowa Wymiarki Iłowa Żary Kunice	
4	Przepustowość stacji redukcyjno - pomiarowych	[m ³ /h]	44 320	-	44 320	-
5	Długość sieci średniego ciśnienia	[km]	1042,8	9,0	1033,8	-
6	Długość sieci niskiego ciśnienia	[km]	526,1	41,2	484,9	-
7	Ilość stacji pomiarowych i redukcyjno-pomiarowych II°	-	169	15	154	-

Gaz ziemny E (GZ-50) po procesie regazyfikacji LNG

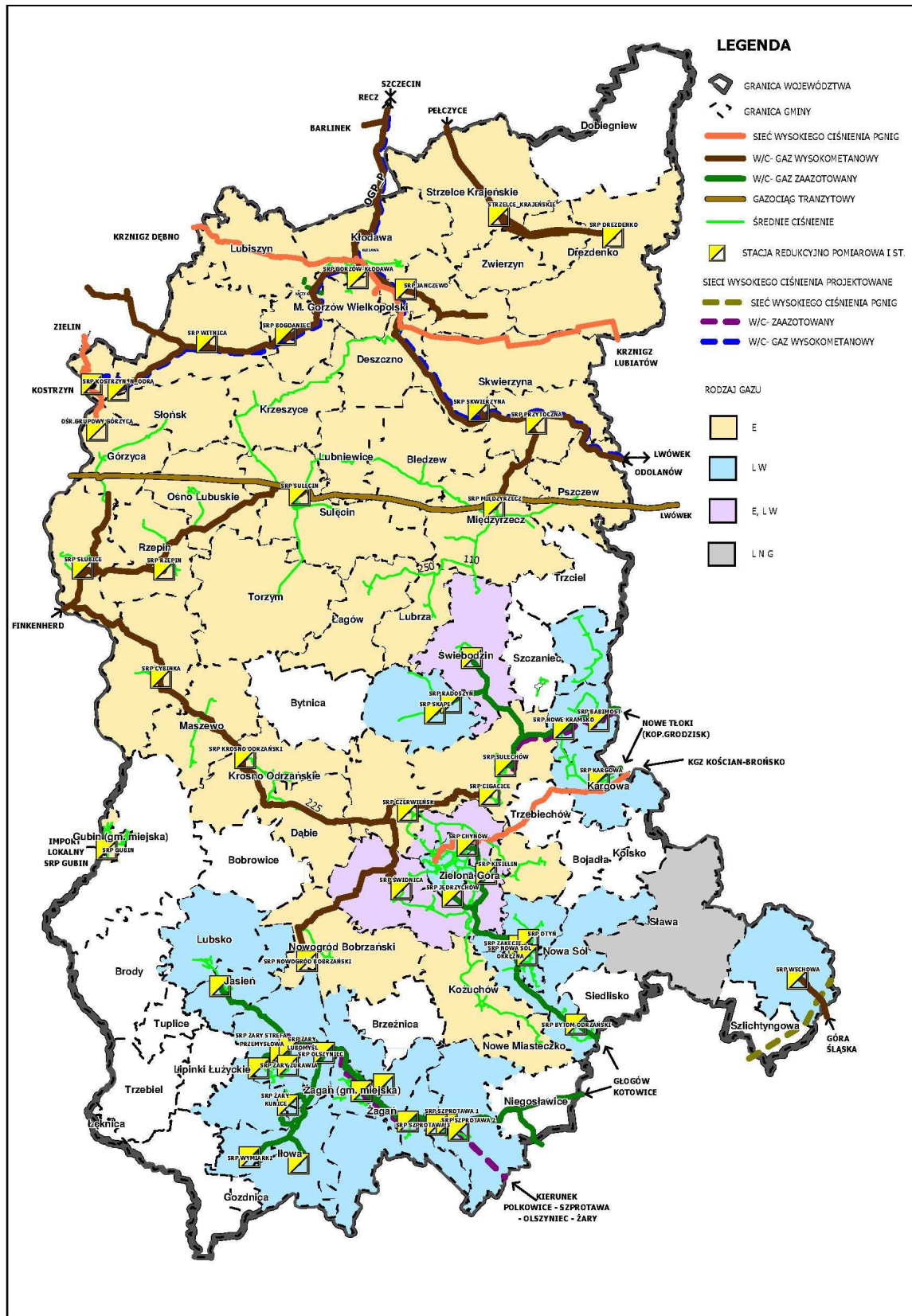
DUON S.A.

Zaopatrzenie w gaz ziemny LNG realizowane jest na terenie miasta i gminy Sława. Instalacja regazyfikacji LNG - Sława, ul. Łąkowa (rok budowy 2002, modernizacja 2008, bardzo dobry stan techniczny) ma przepustowość $Q = 2\,500 \text{ nm}^3/\text{h}$, pojemność magazynowa 45t ($60\,228 \text{ nm}^3$) oraz rezerwę przepustowości około 80%. Gaz dostarczany jest cysternami kriogenicznymi z KRIO Odolanów.

Również teren gminy Gozdnica zaopatrywany jest z instalacji rozprężania gazu LNG, złożonej z dwóch zbiorników o pojemności łącznej 100 m^3 gazu skroplonego, czterech parownic o wydajności po $390 \text{ m}^3/\text{h}$, stacji redukcyjno - pomiarowej o przepustowości $2\,000 \text{ m}^3/\text{h}$ wraz z kotłownią technologiczną oraz nawianialnią kontaktową. Parametry gazu oferowanego odbiorcom są identyczne z gazem podgrupy E (gaz wysokometanowy).

Lokalizację systemu przesyłowego i dystrybucyjnego z uwzględnieniem rodzaju rozprzodzanego gazu przedstawiono na poniższym rysunku.

Rysunek 4-6 Lokalizacja gazociągów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego na terenie województwa lubuskiego



Stan techniczny systemu dystrybucyjnego

Charakterystykę stanu technicznego sieci gazowniczej przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 4-23 Charakterystyka stanu technicznego sieci gazowniczej

Operator	Charakterystyka stanu technicznego sieci gazowniczej
PGNiG SPV4 o/w Poznaniu (WSG)*	Sieć gazowa średniego i niskiego ciśnienia jest od kilkunastu lat budowana z polietylenu, którego okres użytkowania szacuje się na minimum 50 lat, jednakże część gazociągów jest wykonana z innych materiałów takich jak: stal, żeliwo, o znacznie krótszym okresie żywotności. Ze względu na bezpieczeństwo gazociągi te są sukcesywnie wymieniane przez WSG na nowe polietylenowe. Wg szacunku spółki (stan na 2007rok) gazociągi z polietylenu stanowią ok. 52%, ze stali – ok. 46%, a pozostałe (żeliwne) – 2% długości sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego ciśnienia WSG
PGNiG SPV4 o/we Wrocławiu (DSG)*	Sieć średniego i niskiego ciśnienia nie jest jednorodna materiałowo, znaczną część stanowią gazociągi stalowe (ok. 3,8 tys. km). Od 1991 roku do budowy sieci wykorzystywany jest polietylen. Ponad 200 km stanowią gazociągi średniego i niskiego ciśnienia, które wymagają wymiany.
EWE	Gazociągi wysokiego ciśnienia wykonane ze stali L360 MB, gazociągi średniego ciśnienia z polietylenu; sieć jest nowa, w bardzo dobrym stanie
DUON	Sieć jest nowa, w bardzo dobrym stanie

* dane dotyczą całego obsługiwanego przez WSG i DSG systemu dystrybucyjnego

Obecnie gazociągi stalowe są stosowane, jako materiał sieci wysokiego i średniego podwyższonego ciśnienia, natomiast polietylen do budowy gazociągów do 1,0 MPa. Stosowane obecnie stacje redukcyjno-pomiarowe i pomiarowe I i II stopnia charakteryzują się dużą niezawodnością i bezpieczeństwem pracy, zaawansowaną automatyką i opomiarowaniem. Dystrybutorzy w Planach Rozwoju deklarują wymianę starych sieci gazowniczych zgodnie z przyjętymi harmonogramami.

W przypadku PGNiG SPV4 o/w Poznaniu, system dystrybucyjny średniego i niskiego ciśnienia generuje posiadanie rezerw przepustowości, co umożliwi podłączanie nowych odbiorców. Jednakże w szczególnych przypadkach, tj. przyłączenia nowych odbiorców lub znacznego zwiększenia zapotrzebowania na paliwo gazowe przez istniejących odbiorców, mimo istniejącej rezerwy przepustowości, konieczna jest rozbudowa systemu dystrybucyjnego średniego lub niskiego ciśnienia.

Na terenie województwa lubuskiego system obsługiwany przez PGNiG SPV4 o/we Wrocławiu jest szczególnie obciążony na terenie Nowej Soli, w pozostałych regionach istnieją rezerwy przepustowości.

W przypadku EWE Energia, system dystrybucyjny posiada rezerwy przepustowości i jest w stanie rozwoju, jednak obowiązek jaki nakładała na operatora ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym ograniczała w pewnym stopniu do roku 2010 rozwój przedsiębiorstwa.

4.4.3 Stopień zgazyfikowania obszaru

Ogólny stopień zgazyfikowania obszaru województwa wyrażony jako ilość gospodarstw domowych podłączonych do systemu gazowniczego do ilości gospodarstw ogółem wynosi 55,6 %. Na terenie województwa lubuskiego 20 gmin nie posiada dostępu do systemu gazowniczego. Spośród pozostałych osiągnięty stopień zgazyfikowania wynosi:

- poniżej 5% dla 12 gmin;
- od 5 do 15% dla 14 gmin;
- od 15 do 30% dla 8 gmin;
- od 30 do 50% dla 7 gmin;
- od 50 do 80% dla 13 gmin;
- powyżej 80% dla 7 gmin.

Wysoki stopień zgazyfikowania (powyżej 80%) występuje w większych miastach (tj. Zielona Góra, Gorzów Wielkopolski, Nowa Sól, Żary, Żagań, Gubin, Kostrzyn n/Odrą, Babimost). Spośród gmin wiejskich najwyższy wskaźnik zgazyfikowania terenu występuje w gminie: Zielona Góra (około 50,1%), Skąpe (około 49,1 %), Wymiarki (około 33,8%) oraz Santok (35,9%) i Przytoczna (około 29,5%).

System gazowniczy rozbudowywany jest głównie na obszarach o zagęszczonej zabudowie. Bardzo częstym zjawiskiem dla gmin miejsko-wiejskich, jest występowanie systemu gazowniczego tylko na terenie miast.

W poniższej tabeli zestawiono ilość podłączonych odbiorców oraz stopień zgazyfikowania województwa w podziale na powiaty ze wskazaniem różnic w stosunku do roku 2007. Stopień zgazyfikowania w podziale na gminy zestawiono w Załączniku do niniejszego rozdziału tabela Z-4-7.

Tabela 4-24 Stopień zgazyfikowania województwa lubuskiego w podziale na powiaty

Powiat	Ilość gmin ogółem	Ilość gmin niezgazyfikowanych	Ilość gospodarstw domowych	Stan na rok 2011		Stan na rok 2007
				Ilość odbiorców gazu (gospodarstwa domowe)	Stopień zgazyfikowania %	Stopień zgazyfikowania %
WOJEWÓDZTWO	83	20	350543	189563	54,1	55,6
1 M. GORZÓW WLKP.	1	0	49102	39367	80,1	85
2 STRZELECKO-DREZDENECKI	5	1	16210	4074	25,1	23,9
3 GORZOWSKI	7	0	21004	10304	49,1	46,4
4 SULĘCIŃSKI	5	0	11813	402	3,4	5,9
5 MIĘDZYRZECKI	6	1	19715	2617	13,3	11,5
6 SŁUBICKI	5	0	15540	6805	43,8	43
7 M. ZIELONA GÓRA	1	0	47750	40124	84,0	92,5
8 ŚWIEBODZIŃSKI	6	1	18401	10620	57,7	56
9 KROŚNIŃSKI	7	3	18680	6270	33,6	33,6
10 ZIELONOGÓRSKI	10	2	29038	14129	48,7	45,9
11 ŻARSKI	10	7	33448	18393	55,0	55,9
12 NOWOSOLSKI	8	2	29256	15250	52,1	52,1
13 ŻAGAŃSKI	9	2	28621	16499	57,6	57,7
14 WSCHOWSKI	3	1	11965	4709	39,4	48,9

Zwraca uwagę zmniejszenie się stopnia zgazyfikowania województwa jako całości w 2011 r. w porównaniu do roku 2007. Zmniejszenie to najsilniej wystąpiło w powiecie wschowskim oraz dużych miastach: Zielonej Górze i Gorzowie Wlkp.

W miastach tych obserwuje się wzrost ilości gospodarstw domowych przy równoczesnym spadku ilości odbiorców gazu. W nowo utworzonych gospodarstwach domowych (nowej zabudowie mieszkaniowej) najczęściej zlokalizowanych w budownictwie wielorodzinnym ciepło do ogrzewania i dla cwu dostarczane jest systemów ciepłowniczych, przy równoczesnej rezygnacji z gazu dla celów kuchennych.

Również czynnik kosztowy może odgrywać znaczącą rolę przy decyzjach odnośnie ogrzewania mieszkań gdyż ciepło systemowe jest tańsze od ciepła pochodzącego ze spalania gazu ziemnego.

4.4.4 Plany rozwoju przedsiębiorstw

PLAN ROZWOJU EuRoPol GAZ S.A. - na lata 2012 – 2014 w całości ukierunkowany jest na utrzymanie sprawności eksploatacyjnej systemu gazociągów tranzytowych na terytorium Polski poprzez obsługę profilaktyczno-remontową, inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne.

PLAN ROZWOJU OGP - GAZ - SYSTEM na lata 2009-2014, obejmuje w zakresie związanym z zagospodarowaniem w gaz województwa lubuskiego:

- budowę gazociągu wysokiego ciśnienia:
- relacji Szczecin-Gorzów Wielkopolski – Lwówek DN 700 (odcinek od granicy województwa w rejonie Gorzowa Wielkopolskiego do granicy województwa w kierunku Lwówka)
- Projekt jest zlokalizowany na obszarze województw: zachodniopomorskiego, wielkopolskiego i lubuskiego. Gazociąg będzie biegł częściowo wzdłuż istniejącego gazociągu wysokiego ciśnienia DN 500 na trasie Goleniów – Lwówek.
- Gazociąg wysokiego ciśnienia ma być zasilany dwukierunkowo, na początku z Lwówka, a później po wybudowaniu terminalu w Goleniowie i gazoportu od strony Świnoujścia – zadanie dofinansowane jest z Funduszu Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (projekt ujęty w rządowym Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko – 2007-2013);
- budowę gazociągu przesyłowego w/c relacji Polkowice – Olszyniec (Żary) DN 300, przy czym w pierwszy etap (obecnie w fazie projektowania) przewidziana jest realizacja powyższego zadania na odcinkach Polkowice – Szprotawa oraz Olszyniec – Żary. Natomiast w późniejszym etapie – w zależności od wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe – będzie zrealizowany odcinek Szprotawa – Olszyniec;
- modernizacja stacji Kisielin (zwiększenie przepustowości do 9000m³/h);
- w dalszej perspektywie planowana jest przebudowa gazociągu w/c relacji Nowe Tłoki – Sulechów na odcinkach: Nowe Kramsko – odg. Sulechów oraz części odgałęzienia do



Sulechowa. Termin realizacji i zakres dalszych prac będzie uzależniony od wzrostu zapotrzebowania na paliwo gazowe;

- w przypadku pojawienia się zapotrzebowania na gaz z przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia przez potencjalnego klienta, warunki odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami i będą zależały od szczegółowych warunków technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej. Równocześnie techniczne warunki rozwoju systemu przesyłowego określone są przez OGP Gaz -System SA w zależności od zgłaszanego zapotrzebowania na usługę przesyłową przez potencjalnych klientów.

PLAN ROZWOJU PGNiG S.A. w Warszawie oddział w Zielonej Górze

Na terenie województwa lubuskiego przedsiębiorstwo kontynuować będzie inwestycje, które realizowane były w latach 2008 – 2012, należą do nich:

- realizacja projektu Lubiatów – Międzychód – Grotów – projektu o znaczeniu strategicznym, do którego należy:
 - budowa Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Lubiatów – Międzychód – Grotów wraz z niezbędną infrastrukturą – w trakcie realizacji włączenie do eksploatacji,
 - Terminal ekspedycyjny Wierzbno w celu odbioru, wysyłki, magazynowania i sprzedaży węglowodorów - zrealizowano.
- Gazociąg relacji Mieszalnia Kłodawa – KRNiGZ LMG – umożliwi przesył gazu w dwóch kierunkach: z rejonu Dębna poprzez Mieszalnię Kłodawa i kopalnię LMG,
- Zagospodarowanie złóż: Radoszyn, Połęcko, Ołobok, Wilków, Dzieduszyce, Gajewo, Kamień Mały,
- Prace na złożu Górzycza – podłączenie kolejnego odwiertu dla uzyskania przemysłowego przepływu ropy naftowej i gazu ziemnego,
- Prace na złożu Wilków związane z rozbudową tłoczni gazu w celu zapewnienia właściwych parametrów technicznych eksploatacji złoża.

Oddział PGNiG SA oddział w Zielonej Górze prowadzi ponad to działania inwestycyjne na terenach woj. wielkopolskiego, zachodnio-pomorskiego oraz dolnośląskiego.

PLAN ROZWOJU Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (obecnie PGNiG SPV4 Sp. z o.o. oddział w Poznaniu)

Obecnie nie występują większe zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu do aktualnych odbiorców. Jednakże dla zapewnienia przyszłego zapotrzebowania planuje się następujące działania:

- Dla rozbudowy możliwości dystrybucyjnych przewiduje się budowę:
 - gazociągu w/c DN 200 o długości ok. 11,6 km relacji Kostrzyn n/Odrą – Witnica wraz ze stacją red.-pom. I⁰ w Kostrzynie o przepustowości Q=31 500 m³/h,
 - gazociągu w/c DN 200 o dł. 12,5 km tzw. obwodnica Kostrzyna n/O wraz ze stacjami red.-pom I⁰ o przepustowości Q=10 000 m³/h i Q=5 000 m³/h
 - gazociągu w/c DN 250 Gorzów Wlkp. – Witnica o długości ok. 40,1 km wraz ze stacją red.-pom. I⁰ o przepustowości Q=10 000 m³/h zapewniającą drugostronne zasilanie Gorzowa.



- Rozbudowa i modernizacja sieci gazowych śr/c i n/c wraz przyłączaniem nowych odbiorców, w tym gazyfikacja miejscowości Licheń i Długie w gminie Strzelce Krajeńskie oraz Ługi, Dobiegniew i Mierzęcín w gminie Dobiegniew – gazociągi DN 32 ÷ 180 o łącznej długości ok. 50 km.
- Modernizacja istniejącej stacji red-pom w/c Wschowa do przepustowości $Q=6300 \text{ m}^3/\text{h}$ i budowa gazociągu przyłączeniowego DN 100 o dł. ok. 3,7 km do gazociągu w/c DN 350 Kościan - Polkowice.

PLAN ROZWOJU Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (obecnie PGNiG SPV4 Sp. z o.o. oddział we Wrocławiu)

W najbliższych planach przewidywana jest jedynie inwestycja związana z wprowadzeniem drugostronnego zasilania Zielonej Góry z terminem realizacji planowanym na rok 2013.

PLAN ROZWOJU EWE Energia Sp. z o.o.

W najbliższej przyszłości rozwój systemu gazowniczego EWE Energia skoncentrowany będzie na podłączaniu do istniejących sieci nowych odbiorców oraz rozbudowie sieci na wysokim i średnim ciśnieniu w kierunkach rozwoju gospodarczego i mieszkaniowego w miejscowościach leżących w zasięgu istniejących sieci i obszarach przyległych.

Planuje się wybudowanie stacji redukcyjno – pomiarowej I stopnia oraz wymianę i modernizację pojedynczych elementów sieci.

Wzrost sprzedaży gazu przez EWE Energia w kolejnych latach spowodowany jest ciągłym zagęszczeniem sieci (podłączaniem klientów do już istniejącej sieci).

W miarę wzrastających potrzeb na zapotrzebowanie paliwa gazowego planuje się rozwój infrastruktury z zamiarem tworzenia układów pierścieniowych sieci dystrybucyjnej umożliwiającej dostawę z różnych kierunków.

4.4.5 Zużycie gazu – charakterystyka odbiorów

Całkowita ilość odbiorców gazu z systemów dystrybucyjnych na obszarze województwa lubuskiego w 2011 r. wynosiła 192 867, w tym

- gospodarstwa domowe - 185 608 (w tym ogrzewających mieszkania 44 851);
- przemysł i budownictwo – 1 500
- usługi i handel – 5 642
- pozostali - 113

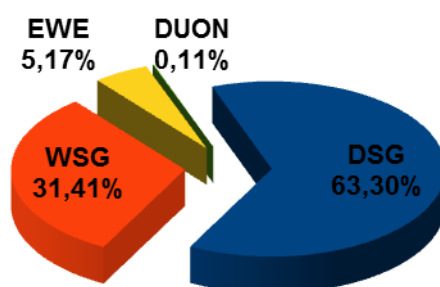
W poniższej tabeli zestawiono ilości odbiorców gazu w podziale na gospodarstwa domowe, przemysł i budownictwo, handel i usługi oraz pozostałych odbiorców w rozbięciu na poszczególne operatory dystrybucyjnych.

Tabela 4-25 Ilość odbiorców w podziale na operatorów dystrybucyjnych. Dane za rok 2011

Lp.	Operator	Ilość odbiorców gazu ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi i handel	Pozostali
			Ogółem	w tym ogrzewający mieszkania			
1	DSG*	122090	117774	30267	862	3398	56
2	WSG*	60588	58774	14453	360	1430	24
3	EWE	9975	8898	brak danych	264	779	33
4	DUON	214	162	131	14	35	0
Sumarycznie		192867	185608	44851	1500	5642	113

*DSG – obecnie PGNiG SPV4 o/we Wrocławiu, WSG – obecnie PGNiG SPV4 o/w Poznaniu

Wykres 4-15 Udział ilości odbiorców obsługiwanych przez poszczególnych operatorów dystrybucyjnych stan na 2011 r.



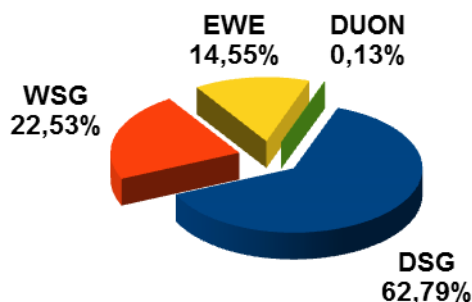
W tabeli poniżej pokazano wielkość sprzedaży gazu wyrażoną w tys. m³/rok w rozbięciu na poszczególne grupy odbiorców oraz na operatorów dystrybucyjnych.

Tabela 4-26 Sprzedaż gazu w podziale na operatorów i grupy odbiorców 2011 r.

Lp.	Operator	Sprzedaż ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł i budownictwo	Usługi i handel	Pozostali
			Ogółem	W tym ogrzewający mieszkania			
		[tys m ³]	[tys m ³]	[tys m ³]	[tys m ³]	[tys m ³]	[tys m ³]
1	DSG*	220 299,2	80 801,4	49 552,9	107 631,4	31 343,9	522,5
2	WSG*	79 048	26 558,6	2 0568,8	39 789,5	12 593	106,9
3	EWE	51 047,9	15 263,3	brak danych	22 410	8 713,9	250,1
4	DUON	455	455	23	0	0	0
Ogółem		350 850,1	123 078,3	70 144,7	169 830,9	52 650,8	879,5

*DSG – obecnie PGNiG SPV4 o/we Wrocławiu, WSG – obecnie PGNiG SPV4 o/w Poznaniu

Wykres 4-16 Udział poszczególnych operatorów dystrybucyjnych w sprzedaży gazu w 2011 r.



Ilość odbiorców gazu oraz wielkość sprzedaży gazu w latach 2007-2011 jest na zbliżonym poziomie i waha się w granicach $\pm 2-5\%$. Jedynie w EWE Energia tendencja ta jest jednoznacznie rosnąca.

4.4.6 Ocena stanu systemu gazowniczego

Istotną cechą systemu gazowniczego działającego na terenie województwa lubuskiego jest dostępność krajowych zasobów gazu ziemnego zaazotowanego, przy czym głównym źródłem są zasoby zlokalizowane na terenie województw sąsiadujących – zachodniopomorskiego i wielkopolskiego.

Do niedawna województwo lubuskie znajdowało się w strefie znaczącego zagrożenia dostaw gazu ze względu na ograniczone przepustowości istniejących gazociągów przesyłowych gazu wysokometanowego w północnej części województwa (rejon gorzowski) oraz w części południowej województwa zasilnie poszczególnych gmin z końcówek gazociągów gazu zaazotowanego o ograniczonym przekroju, działających w układzie promieniowym bez możliwości zasilania drugostronnego.

Realizowane działania rozbudowy systemu przesyłowego – budowa gazociągów relacji Lwówek – Goleniów oraz Polkowice – Olszyniec w znacznym stopniu ograniczy lub wręcz wyeliminuje ww. zagrożenia.

Z uwagi na znaczne odległości pomiędzy gminami i utrudnienia wynikające z dużej lesistości terenu, sieć rurociągów dystrybucyjnych gazu jest relatywnie słabo rozbudowana, prawie 50% powierzchni nie jest objęta siecią gazowniczą.

Dla odbiorców gazu z systemu szansą na zwiększenie prawdopodobieństwa wprowadzenia gazu ziemnego na nowe tereny i rozbudowę systemu gazowniczego jest zaistniała konkurencja, która może wpływać na szybkość rozwoju systemów dystrybucyjnych gazu i poziom ceny u odbiorcy.

Przykładem tego jest wejście na teren województwa spółki EWE Energia (dawniej Media Odra Warta Sp. z o. o.) wykorzystującej import gazu z Niemiec i rozprowadzającej gaz wybudowaną i eksploatowaną przez spółkę siecią gazową wysokiego i średniego ciśnienia. Działanie spółki przyczyniło się do zgazyfikowania szeregu gmin na obszarze województwa.

Znaczący odsetek odcinków sieci dystrybucyjnej to rurociągi nowo wybudowane, co pozwala spodziewać się niższej awaryjności sieci i wyższej pewności dostaw.

W ramach wspomnianej konkurencji istotne znaczenie ma również rozwój nowoczesnej technologii LNG (upłynnionego gazu ziemnego), uniezależniającej część odbiorców od dostaw siecią przesyłową. Rozwiązanie to jest szczególnie interesujące dla znacznych skupisk zabudowy zlokalizowanych w dużych odległościach od działającego systemu gazowniczego. Dotychczas niewielkie krajowe zdolności produkcyjne LNG skutkują ograniczeniami dla odbiorców sieci zasilanych ze stacji regazyfikacji LNG.

Barierą intensywnej rozbudowy sieci gazowniczey są uwarunkowania wynikające często z braku uzasadnienia ekonomicznego realizacji inwestycji.

5. Energia odnawialna, odzysk energii

5.1 Wprowadzenie

Aktualna polityka Unii Europejskiej wnosi duże wsparcie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. Ustalony na szczycie UE, na początku 2007 r., plan strategiczny zakładał, jako cel polityki energetycznej Unii, wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w 2020 r. do poziomu 20%. Związane z tym możliwości pozyskania środków pomocowych na inwestycje tego typu (Program Operacyjny „Infrastruktura i Środowisko” – oś priorytetowa 9 i 10) potwierdzały konieczność większego nasilenia działań w tym kierunku.

Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz plan miejscowy są miejscem w systemie planowania przestrzennego, a Założenia do planu są miejscem w systemie planowania energetycznego (zgodnie z ustawą Prawo energetyczne), w których ujęte są zadania związane z energią odnawialną. Zgodnie z ustawą z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. 2003, Nr 80, poz. 717 ze zm.), „jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu; w studium ustala się ich rozmieszczenie.” Oznacza to, że elektrownia wiatrowa czy biogazownia musi być przez samorząd gminny ujęta w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (lub miasta). Następnie opracowany zostaje plan zagospodarowania przestrzennego, zgodny ze strategią rozwoju obszaru. W większości studiów gmin z terenu województwa lubuskiego zapisy obligują do opracowania planów miejscowych na farmy wiatrowe. Opracowania planów miejscowych wymagają także w większości gmin elektrownie wodne.

Do energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł zalicza się głównie energię:

- z elektrowni wodnych,
- z elektrowni wiatrowych,
- ze źródeł wytwarzających energię z biogazu rolniczego, z oczyszczalni ścieków oraz biogazu składowiskowego,
- ze źródeł wytwarzających energię z biomasy, głównie z odpadów drzewnych, rolniczych i ogrodowych,
- z instalacji wykorzystujących promieniowanie słoneczne.

W celu dokonania pełnego bilansu energetycznego źródeł OZE na terenie województwa należy wziąć pod uwagę zarówno źródła wytwarzające energię elektryczną jak i ciepłą. Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE wymaga uzyskania koncesji niezależnie od mocy zainstalowanej urządzeń wytwórczych.

Natomiast wytwarzanie energii cieplnej z OZE wymaga uzyskania koncesji wyłącznie dla źródeł ciepła o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej przekraczającej 5 MW.

W tabeli poniżej zestawiono koncesjonowane instalacje OZE wykorzystywane wyłącznie do produkcji energii elektrycznej w województwie lubuskim na tle kraju.

Tabela 5-1 Zestawienie instalacji OZE w województwie lubuskim (wg URE, stan na dzień 31.12.2012r.) – dotyczy wyłącznie produkcji energii elektrycznej

Lp.	Typ instalacji	Polska		Województwo Lubuskie		
		Ilość instalacji	Moc instalacji	Ilość instalacji	Moc instalacji	Udział mocy
		[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[%]
1	elektrownie biogazowe	207	136,319	6	3,492	2,56
2	elektrownie biomasowe	29	876,108	1	1,800	0,21
3	elektrownia geotermalna	0	0,000	0	0,000	0,00
4	wytwarzające z promieniowania słonecznego	9	1,289	0	0,000	0,00
5	elektrownie wiatrowe	743	2 644,898	7	56,600	2,14
6	elektrownie morskie	0	0,000	0	0,000	0,00
7	elektrownie wodne, w tym:	771	966,236	56	118,860	12,30
	MEW do 5 MW	756	238,469	55	27,530	11,54
8	elektrownie realizujące technologię współspalania *	41	0,000 *	0	0,000	0,00
Razem:		2 550	4 862,242	69	208,282	4,28

* dla instalacji współspalania nie można określić mocy

Z tabeli wynika, że łączna moc 69 koncesjonowanych instalacji wykorzystujących OZE w województwie lubuskim wzrosła ze 103 MWe (140 GWh wyprodukowanej energii elektrycznej) w 2007 r. do około 208 MWe (283 GWh wyprodukowanej energii elektrycznej) w 2012 r. i stanowi 4,28% całego udziału mocy instalacji wykorzystujących OZE w Polsce.

Identyfikacja instalacji do produkcji energii cieplnej jest trudna, gdyż w większości przypadków są to małe indywidualne instalacje wykorzystywane wyłącznie dla własnych potrzeb. Ponadto nie jest możliwe jednoznaczne ustalenie udziału mocy dla instalacji realizujących technologię współspalania. Według szacunków w województwie lubuskim wielkość mocy cieplnej instalacji wykorzystujących OZE wynosi około 95 MW (w tym Kronopol około 46 MW).

Obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną, wytwarzanej z OZE (tzw. system zielonych certyfikatów), reguluje rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 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. 2012, Nr 0, poz. 1229). Paragraf 3 ww. rozporządzenia mówi, że ilość wytworzonej energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii przez przedsiębiorstwo energetyczne powinno wynieść nie mniej niż:

- 10,4% - w 2012 r.
- 12,0% - w 2013 r.
- 13,0% - w 2014 r.
- 14,0% - w 2015 r.
- 15,0% - w 2016 r.
- 16,0% - w 2017 r.
- 17,0% - w 2018 r.
- 18,0% - w 2019 r.
- 19,0% - w 2020 r.
- 20,0% - w 2021 r.

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, w strukturze paliw i innych nośników energii pierwotnej zużytych do wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej przez ENEA S.A. wykazuje wzrost z 3,93% w 2007 r. na 14,85% w 2012 r. Wykorzystanie OZE kształtuje się na trzecim miejscu, zaraz po węglu kamiennym i brunatnym. Odnawialne źródła energii dla ENEA S.A. stanowią: biomasa (8,20%), energia wiatrowa (4,96%) i wodna (1,69%). W związku z powyższym stwierdza się, że ilość wytworzonej energii elektrycznej w OZE przez ENEA S.A. mieści się w granicach ustalonych w ww. rozporządzeniu.

5.2 Wykorzystanie biomasy i biogazu

5.2.1 Biomasa

Biomasa zdefiniowana została jako „*stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji...*” (Dz. U. 2012, Nr 0, poz. 1229).

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym,
- rośliny energetyczne z upraw celowych (plantacje energetyczne),
- zieleń miejska,
- słoma zbożowa, słoma z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano,
- biopaliwa płynne (np. oleje roślinne, rzepakowy biodiesel, bioetanol z gorzelnii i agrorafinerii),
- oraz biogaz pozyskiwany z instalacji przeróbki gnojowicy, osadów ściekowych i wysypisk komunalnych.

Drewno i odpady drzewne

Wysoka lesistość województwa lubuskiego, określona na poziomie około 50% powierzchni całkowitej województwa, zdecydowała o dynamicznym rozwoju przemysłu sektora drzewnego (np. Kronopol Sp. z o.o. siedzibą w Żarach, Homanit Krosno Odrzańskie Sp. z o.o.). Pociąga to za sobą wymóg zabezpieczenia zaopatrzenia tych zakładów w surowiec przez nadleśnictwa RDLP w Zielonej Górze i Szczecinie. Ponadto, za zgodą nadleśnictw, pozyskiwana jest przez miejscową ludność wiejską drobnicą gałęziowa, jako tzw. samowyrób

z przeznaczeniem na cele grzewcze w gospodarstwach domowych. W związku z powyższym, na terenie województwa brak jest wolnych zasobów drewna, które mogłyby być przeznaczone w energetyce na większą skalę. Energetycznie wykorzystywane są natomiast odpady drzewne wytwarzane w ww. zakładach.

Plantacje roślin energetycznych

Uprawy energetyczne umożliwiają zagospodarowanie terenów zdegradowanych i/lub nisko produktywnych terenów rolniczych. Pożądanymi cechami roślin energetycznych są: duży przyrost roczny, wysoka wartość opałowa, znaczna odporność na choroby i szkodniki oraz stosunkowo niewielkie wymagania glebowe. W województwie lubuskim najczęściej uprawiana jest wierzba wiciowa (energetyczna) o wartości opałowej suchej masy drzewnej ok. 16 MJ/kg. Wykorzystywana jest w postaci zrębków do spalania bezpośredniego lub w formie brykietu czy pelletu. Znaczna część materiału energetycznego eksportowana jest do Niemiec.

W ostatnich latach na omawianym terenie obserwuje się wahania areалу upraw wierzby energetycznej, co w dużej mierze spowodowane jest stanem aktywności gospodarczej. Wykazano, na podstawie informacji otrzymanych w formie kwestionariuszy od gmin oraz innych jednostek administracyjnych, że w województwie lubuskim uprawa wierzby energetycznej w 2012 r. prowadzona była na obszarze około 1 140 ha (o 45% więcej niż zinventaryzowano w 2008 r.) W celu oszacowania potencjału zasobów energii z tego typu plantacji na obszarze województwa przyjęto następujące założenia:

- 10 Mg/ha - przeciętny roczny przyrost suchej masy,
- 3 lata - cykl zbioru z danego terenu,
- 16 MJ/kg - wartość opałowa,
- 1600 h - praca kotła w ciągu roku,
- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- 3 800 Mg/rok – łączne zasoby,
- 50 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 9 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Zieleń miejska (zieleń urządzona)

Zasoby biomasy uzyskiwane w trakcie rutynowej pielęgnacji obszarów zajmowanych przez parki, skwery i zieleńce, aleje i zieleń uliczną, tj. około 1 300 ha (jej wartość nie uległa w ostatnich latach dużym zmianom), przy przyjętym zbiorze 2 Mg masy zielonej z hektara oraz wartości opałowej na poziomie około 14 MJ/kg, dawałyby potencjał mocy cieplnej na poziomie 5 MW oraz wielkość produkcji energii cieplnej wynoszący około 30 TJ.

Słoma

Celem oszacowania potencjalnych zasobów słomy na obszarze województwa, przyjęto następujące założenia:

- 405 tys. ha - powierzchnia gruntów ornych (wg GUS, BDL za 2011 r.) – przyjęto, że 50% tej powierzchni jest wykorzystywana na zasiew zbóż,

- 1,5 Mg/ha - przeciętny uzysk słomy,
- 10% - udział słomy przeznaczonej do energetycznego wykorzystania,
- 14 MJ/kg - wartość opałowa słomy,
- 1600 h - praca kotła w ciągu roku,
- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- 303 750 Mg/rok - łączne zasoby słomy,
- 30 375 Mg/rok - możliwa ilość słomy przeznaczona do produkcji energii cieplnej
- 340 TJ/rok - potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 60 MW - potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Z szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny słomy w województwie lubuskim jest duży i wynosi rocznie około 60 MW. Na przestrzeni kilku ostatnich lat obserwuje się nieznaczne wahania zasobów słomy.

Z powyższych szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny województwa lubuskiego w zakresie wykorzystania biomasy wynosi łącznie:

- 420 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 74 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

W chwili obecnej w Polsce, wg danych URE (stan na dzień 31.12.2012 r.), pracuje 29 koncesjonowanych elektrowni biomasowych o mocy około 876 MW. W województwie lubuskim istnieje 1 koncesjonowana instalacja biomasowa wykorzystująca odpady drzewne, rolnicze i ogrodowe zlokalizowana w Mieście Zielona Góra o mocy 1,80 MW.

Firma Stelmet S.A. w czerwcu 2008 r. uruchomiła w Zielonej Górze Zakład Produkcji Pellet. Pellet to paliwo z biomasy, w tym przypadku z drewna iglastego, wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń, a także wytwarzania energii w procesach przemysłowych. Nowa fabryka pozwoliła spółce efektywnie wykorzystywać produkty uboczne (wióry, trociny) powstające przy produkcji drewnianej architektury ogrodowej. Jednocześnie część ciepła powstającego na potrzeby produkcji Pellet przeznaczona zostanie do wytwarzania tzw. „zielonej energii elektrycznej”. Będzie to możliwe dzięki wykorzystaniu specjalnej turbiny pracującej w kogeneracji z produkcją ciepła z biomasy.

Natomiast na podstawie otrzymanych od przedsiębiorstw kwestionariuszy informacyjnych na terenie województwa lubuskiego zinventaryzowano 36 pracujących kotłowni (w 2008 r. 35 kotłowni) opalanych biomasą, w tym: drewnem, odpadami z drewna, słomą, pelulem o łącznej mocy cieplnej wynoszącej około 87 MW (w 2008 r. wynosiła 86,5 MW), w tym: 46 MW Kronopol Sp. z o.o.

Wyróżniamy:

- 33 małe kotłowni o mocach do 5 MW,
- 3 o mocach powyżej 5 MW (Lubuskie Fabryki Mebli S.A. z siedzibą w Świebodzinie, Swedwood Poland Sp. z o.o. o z siedzibą w Zbąszynku oraz Kronopol Sp. z o.o. z siedzibą w Żarach).

Szczegółowe informacje odnośnie kotłowni opalanych biomasą zamieszczono w załączniku do rozdziału w tabeli Z-4-3.

5.2.2 Biogaz

Biogaz zdefiniowany został jako „gaz pozyskiwany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów” (Dz. U. 2012, Nr 0, poz. 1229).

Gospodarstwa hodowlane oraz oczyszczalnie ścieków produkują duże ilości wysoko zanieczyszczonych odpadów. Jedną z ekologicznie dopuszczalnych form utylizacji tych odpadów jest fermentacja beztlenowa. Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są:

- odchody zwierzęce, tzw. gnojowica,
- osady z oczyszczalni ścieków,
- odpady organiczne.

Wg danych URE (stan na dzień 31.12.2012 r.) na terenie Polski pracuje 207 koncesjonowanych instalacji wykorzystujących biogaz. Łączna moc instalacji biogazowych wynosi około 136 MW. Natomiast na terenie województwa lubuskiego działa 6 koncesjonowanych instalacji biogazowych o mocy około 3,5 MW, co stanowi około 2,56% udziału mocy z elektrowni biogazowych w Polsce. Biogazownie zlokalizowane są w: Gorzowie Wielkopolskim (1) oraz w powiatach: krośnieńskim (1), zielonogórskim (3) i nowosolskim (1). Ww. biogazownie wytwarzają biogaz:

- z 2 oczyszczalni ścieków (moc instalacji 0,6 MW),
- z 1 składowiska (moc instalacji 0,5 MW),
- rolniczy w 3 biogazowniach (moc instalacji 2,4 MW).

Biogazownie rolnicze

Wytwarzanie biogazu może być traktowane zarówno jako proces pozyskania paliwa gazowego, jak i proces utylizacji różnego rodzaju odpadów organicznych. Jednym z surowców do wytwarzania biogazu jest obornik uzyskiwany z hodowli zwierząt. Często dla zwiększenia wydajności instalacji obornik mieszany jest z biomasą roślinną, zwierzęcą oraz innymi odpadami organicznymi.

W gospodarstwach hodowlanych powstają znaczne ilości odpadów, które mogą być wykorzystane do produkcji biogazu. Z 1m³ płynnych odchodów można uzyskać średnio 20 m³ biogazu, a z 1m³ obornika – 30m³ biogazu, o wartości energetycznej około 23 MJ/m³. Potencjał produkcji biogazu z odpadów zwierzęcych – gnojowicy szacuje się na około 40 mln m³/rok.

Na terenie województwa lubuskiego zinventaryzowano 3 istniejące obiekty wytwarzające biogaz rolniczy o łącznej mocy elektrycznej wynoszącej około 2,4 MW i mocy cieplnej 2,7 MW, a mianowicie:

- w miejscowości Kalsk (gm. Sulechów) powstała biogazownia, której inwestorem jest Spółka Rolna Kalsk z Sulechowa. Biogazownia o mocy cieplnej 1,14 MW i elek-

trycznej 1,06 MW. 92% wytworzonej energii elektrycznej sprzedawane jest do sieci elektroenergetycznej, a pozostałą część oraz uzyskane ciepło Spółka wykorzystuje na własne potrzeby. Uzyskane z niej ciepło służy miejscowej suszarni. Wsad do biogazowni stanowią: obornik, gnojowica oraz kiszonka kukurydziana. Odpad, czyli pozostały z procesu produkt pofermentacyjny jest odzyskiwany i służy do nawożenia pól (nawóz pozbawiony związków azotu);

- w miejscowości Klępsk (gm. Sulechów) powstała biogazownia, której investorem jest Gospodarstwo Rolne Kargowa – Klępsk Ryszard Maj, wytwarzająca energię elektryczną i ciepłą w turbinach gazowych i wymienniku ciepła. Biogazownia o mocy elektrycznej 1,40 MW i cieplnej 1,00 MW. Instalacja przystosowana jest do przerabiania szerokiego asortymentu półproduktów: gnojowicy świńskiej, pomiotu kurzego, wysłodków browarnianych, różnego rodzaju kiszonek itp.;
- w Niodoradzu (gm. Otyń) w 2009 r. powstała biogazownia o mocy elektrycznej wynoszącej 0,252 MW i mocy cieplnej 0,291 MW. Biogazownia znajduje się przy wielkoprzemysłowej fermie trzody chlewnej, dlatego gnojowica świńska stanowi główny substrat. W celu intensyfikacji produkcji biogazu do gnojowicy dodaje się tam niewielkie ilości pomiotu kurzego oraz kiszonki z kukurydzy. Dostawcą technologii w Niodoradzu jest firma BD Agro Renewables, a właścicielem biogazowni jest Biogaz Agri Sp. z o.o.;

oraz 11 obiektów w fazie planowania o łącznej orientacyjnej mocy wynoszącej około 14 MW i 22 duże gospodarstwa i/lub przetwórnice z potencjalną, opłacalną możliwością energetycznego wykorzystania biogazu (patrz załącznik do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne: Tabela 5-1 Istniejące, planowane biogazownie rolnicze oraz potencjalne obiekty z możliwością energetycznego wykorzystania biogazu w województwie lubuskim).

Biogaz z oczyszczalni ścieków

Na terenie województwa lubuskiego działa 87 komunalnych oczyszczalni ścieków. W chwili obecnej zainwentaryzowano 4 oczyszczalnie (w 2008 r. na 2), na których wytwarzany jest biogaz wykorzystywany do produkcji ciepła (około 2 MW) i energii elektrycznej (około 0,6 MW), a mianowicie:

- Oczyszczalnia Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji w Gorzowie Wielkopolskim (funkcjonująca od 2008 r.) posiada kotłownię biogazową o mocy cieplnej zainstalowanej wynoszącej 0,43 MW oraz mocy elektrycznej zainstalowanej 0,37 MW. Ilość wytworzonego biogazu wynosi 1 128 m³/h. Wytworzona energia pokrywa około 30% potrzeb cieplnych OŚ oraz zaspokaja potrzeby technologiczne i c.w.u. Wielkość uzyskanej w instalacji w 2010 r. energii, wyniosła ok. 1 478 MWh. Nieznaczne nadwyżki wyprodukowanej energii elektrycznej przekazywane są do sieci ENEA Operator Sp. z o.o.,
- Oczyszczalnia Zakładu Wodociągów Kanalizacji i Usług Komunalnych w Zielonej Górze posiada kotłownię biogazową o mocy 0,60 MW;
- Oczyszczalnia ścieków Zakładu Wodociągów Kanalizacji i Usług Komunalnych w Świebodzinie posiada kotłownię o mocy 0,60 MW. Ilość wytworzonego biogazu wynosi 1,3 tys. m³/d;

- Przedsiębiorstwo oczyszczania ścieków Gubin - Guben. Biogaz wykorzystywany jest na potrzeby własne przedsiębiorstwa. Wielkość produkcji biogazu wynosi 360 tys. m³/rok, moc elektryczna 0,23 MW, a moc cieplna 0,375 MW.

Na 24 obiektach istnieje potencjalna możliwość energetycznego wykorzystania biogazu. - (patrz załącznik do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne: Tabela 5-2 Istniejące i potencjalne obiekty biogazowe w województwie lubuskim).

Biogaz ze składowisk odpadów komunalnych

W 2010 r. na terenie województwa lubuskiego funkcjonowało 21 składowisk odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne, na których deponowano odpady komunalne.

Zinventaryzowano 1 składowisko odpadów komunalnych, na którym prowadzone jest energetyczne wykorzystanie gazu wysypiskowego. W miejscowości Racula (gm. Zielona Góra) ZGKiM w Zielonej Górze prowadzi składowisko odpadów, którego eksploatacją energetyczną zajmuje się Eko Energia s.c. z siedzibą w Nowej Soli. Na starej części składowiska wybudowanych jest 100 studni, z których pozyskiwany jest biogaz przetwarzany na energię elektryczną. Na terenie nowego składowiska planowane jest spalanie go w tzw. pochodni.

Na podstawie analizy składowisk odpadów, wykonanej przez Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Ekologii Miast ustalono, że z 1 Mg wilgotnych odpadów zebranych z gospodarstw domowych i przedsiębiorstw powstaje 80-160 m³ gazu wysypiskowego. Biorąc pod uwagę wartość opałową (4,5 kWh/m³) oraz ilość wydobywanego biogazu (> 50 m³/h) okazuje się, że składowisko odpadów komunalnych może stanowić potencjalne źródło energii. Energetyczne wykorzystanie gazu wysypiskowego jest opłacalne ekonomicznie dla składowisk: o powierzchni powyżej 3 ha i miąższości złoża min 5 m oraz, na których łączna masa deponowanych odpadów wynosi co najmniej 0,5*10⁶ Mg odpadów. Należy również pamiętać, że gaz wysypiskowy produkowany jest intensywnie przez 10-15 lat po zakończeniu eksploatacji składowiska.

W przyszłości wystąpić powinna malejąca skala powstawania gazu wysypiskowego wynikająca ze zmiany morfologii składowanych odpadów z uwagi na rozszerzenie działań segregacji odpadów i ograniczenie ilości składowanych odpadów, w tym biodegradowalnych.

5.2.3 Ocena stanu i perspektywy rozwoju

W województwie lubuskim dla celów energetycznych wykorzystywane jest głównie drewno odpadowe pochodzące z lasów i przemysłu drzewnego. Podstawowym kierunkiem rozwoju energetycznego wykorzystania drewna będzie produkcja energii cieplnej. Coraz częściej drewno wykorzystywane jest do ogrzewania domów, zwłaszcza na wsi i z każdym rokiem rośnie liczba domowych instalacji grzewczych przystosowanych do jego spalania. Z ekologicznego punktu widzenia, niewielkie lokalne kotłownie wydają się korzystne, gdyż nie będą wywierały znaczących zmian w dotychczasowej gospodarce leśnej województwa. O wiele bardziej skomplikowany wydaje się jednak proces zaopatrzenia w surowiec drzewny dużych zakładów energetycznych. Dlatego też, w województwie lubuskim nie przewiduje się wykorzystania drewna na większą skalę w energetyce.

Bardzo trudno jest jednak precyzyjnie określić, ile biomasy wykorzystuje się w województwie lubuskim dlatego też, wszystkie podawane informacje w tym zakresie mają dzisiaj jedynie charakter szacunkowy.

Na terenie województwa lubuskiego obserwujemy również duże zainteresowanie zarówno uprawą roślin energetycznych jak i wykorzystaniem energetycznym roślin uprawianych dla celów rolniczo-spożywczych.

Łączna zainstalowana moc cieplna zidentyfikowanych instalacji biomasowych wynosi obecnie około 87,0 MW, natomiast moc elektryczna około 1,8 MW.

W minimalnym stopniu, w województwie lubuskim, wykorzystywany jest biogaz wytwarzany podczas procesów składowania odpadów na składowiskach oraz w oczyszczalniach ścieków. Małe jest też zainteresowanie wykorzystaniem biogazu, możliwego do uzyskania w hodowli zwierząt (głównie krów, świń i drobiu) oraz przetwórstwie spożywczym.

W 2008 roku powstał program rządowy pt. "Bezpieczna energetyka - Rolnictwo energetyczne", w ramach którego przy współudziale organizacji pozarządowych planuje się zrealizować zadanie: "Biogazownia w każdej gminie". Planuje się do roku 2020 wybudować ponad 2 500 biogazowni, co wg oceny Ministerstwa Gospodarki pozwoli uzyskać moc rzędu 3 tys. MW. Produkcja bioenergii, w tym zwłaszcza biogazu w oparciu o lokalne surowce jest szansą na rozwój i aktywizację mikroregionów, a także poprawę samozaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło. Dywersyfikacja źródeł energii i oparcie o mniejsze zakłady wytwórcze zwiększa bezpieczeństwo energetyczne.

W województwie lubuskim łączna zainstalowana moc cieplna zidentyfikowanych instalacji biogazowych wynosi około 4,4 MW, natomiast moc elektryczna 3,8 MW. Orientacyjna moc planowanych biogazowni wynosić może około 14,0 MW.

Zakłada się, że wykorzystanie energii z biomasy i biogazu w gminach województwa lubuskiego będzie realizowane zarówno przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym i mecenacie ze strony samorządów, jak również spółki komunalne.

Istotne znaczenie dla zwiększenia wykorzystania biomasy i biogazu na terenie województwa powinno mieć przezwyciężenie barier rozwoju takich jak:

- bariery finansowe,
- ograniczenia przestrzenne i środowiskowe
- bariery społeczne i administracyjne.

5.3 Energetyka wiatrowa

5.3.1 Warunki ogólne wykorzystania energii wiatrowej

Znaczna część obszaru województwa lubuskiego leży w rejonie korzystnym i dość korzystnym, jeżeli chodzi o warunki wiatrowe dla budowy siłowni. Obecnie zamiast budowy pojedynczych elektrowni wiatrowych przeważa tendencja projektowania parków wiatrowych o łącznej mocy na poziomie kilkudziesięciu megawatów, z siłowniami posadowionymi na masztach o wysokości 100 m, gdzie dla obszaru województwa lubuskiego średnioroczne prędkości wiatru osiągają wartości od 6,6 do 7,8 m/s (teren otwarty).

5.3.2 Rozwój energetyki wiatrowej województwa lubuskiego na tle kraju

Na terenie Polski pracuje szereg elektrowni wiatrowych, w szczególności dość licznie obiekty energetyki wiatrowej występują w województwach sąsiadujących z województwem lubuskim. W sytuacji dynamicznego rozwoju energetyki wiatrowej za zachodnią granicą województwa oraz przewagi w naszym kraju wiatrów z kierunków zachodnich wskazuje na możliwość rozwoju energetyki wiatrowej również w województwie lubuskim.

Według danych URE (na dzień 31.12.2012 r.) na terenie Polski występują 743 koncesjonowane elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 2,64 GW. Najliczniej (214 instalacji) występują w województwie kujawsko-pomorskim o łącznej mocy około 293 MW, natomiast województwo zachodniopomorskie przoduje pod względem mocy. Występuje tutaj mniej instalacji (48) lecz o wyższych jednostkowych mocach wynoszących łącznie około 791 MW. W województwie lubuskim działa obecnie 7 koncesjonowanych instalacji wiatrowych o łącznej mocy wynoszącej około 57 MW, co stanowi niewiele ponad 2% udziału mocy wytwarzanej z OZE na terenie Polski. Sytuacja jednak uległa zmianie od 2008 roku, gdyż wówczas na omawianym terenie pracowały jedynie 2 siłownie wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 0,60 MW. W porównaniu z innymi województwami lubuskie znajduje się na 13 miejscu pod względem liczby instalacji i na 12 miejscu pod względem mocy instalacji.

5.3.3 Charakterystyka farm wiatrowych istniejących i planowanych

W 2008 r. na terenie województwa pracowały wyłącznie 2 siłownie wiatrowe. Pierwsza zlokalizowana była w Lubiechni Wielkiej w gm. Rzepin o mocy 0,3 MW. Docelowo farma miała osiągnąć moc 2,8 MW (7 siłowni). Druga natomiast znajdowała się w miejscowości Osiecznica w gm. Krosno Odrzańskie. Zainstalowano tam jedną siłownię WINDMASTER WM-300 o mocy 0,3 MW.

Prognozowane w tym okresie lokalizacje elektrowni wiatrowych wskazywały na sumaryczny potencjał mocy przy planowaniu budowy farm z siłowniami o mocy 2 lub 2,5 MW na poziomie rzędu 1 530 MW.

Aktualnie na omawianym terenie uruchomionych jest 7 koncesjonowanych instalacji wiatrowych, w powiatach: strzelecko-drezdeneckim, słubickim, świebodzińskim, krośnieńskim, nowosolskim i żagańskim, o łącznej mocy wynoszącej około 57 MW. W podregionie gorzowskim pracują 3 elektrownie wiatrowe, natomiast w podregionie zielonogórskim 4. Największą moc posiada elektrownia zlokalizowana w powiecie słubickim w miejscowości Golicie – 38 MW, stanowiąca łącznie około 67% udziału mocy instalacji województwa.

Ponadto od gmin województwa lubuskiego otrzymano informacje o planowanych lokalizacjach farm wiatrowych. Łączna orientacyjna moc instalacji wiatrowych wynosić może około 945 MW, co oznacza, że potencjał mocy mógłby wzrosnąć o około 94%.

W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie porównawcze istniejących oraz potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych z podziałem na podregiony województwa lubuskiego według stanu na rok 2008 i 2012. Szczegółowe zestawienie z podziałem na gminy i miejscowości znajduje się w załączniku do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne: Tabela 5-3 Porównanie istniejących oraz planowanych lokalizacji farm wiatrowych na terenie województwa lubuskiego według stanu na 2008 i 2012 r.).

Tabela 5-2 Porównanie istniejących oraz planowanych lokalizacji farm wiatrowych na terenie województwa lubuskiego według stanu na 2008 i 2012 r.

Wyszczególnienie	2008		2012	
	Moc istniejących instalacji	Orientacyjna, planowana moc instalacji	Moc istniejących instalacji	Orientacyjna, planowana moc instalacji
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Podregion gorzowski	0,30	829,80	44,80	358,00
Podregion zielonogórski	0,30	697,80	12,30	586,20
Województwo Lubuskie	0,60	1 527,60	57,10	944,20

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych danych w 2008 oraz w 2012 r. z gmin województwa lubuskiego

Poniżej przedstawiono charakterystykę istniejących elektrowni wiatrowych zlokalizowanych w województwie lubuskim wg stanu na koniec 2012 r. Natomiast instalacje planowane ze wskazaniem etapu realizacji i planowanego terminu uruchomienia zamieszczono w załączniku do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne: Tabela 5-4 Charakterystyka planowanych lokalizacji farm wiatrowych n terenie województwa lubuskiego w 2012 r.

Tabela 5-3 Charakterystyka istniejących farm wiatrowych na terenie województwa lubuskiego w 2012 r.

Powiat	Gmina	Miejscowość	Inwestor / Właściciel	Rok uruchomienia	Ilość siłowni	Moc całkowita
					[szt.]	[MW]
Podregion gorzowski					24	44,80
strzelecko-drezdenecki	Strzelce Krajeńskie	Licheń, Lipie Góry	Domrel Biuro Usług Inwestycyjnych Sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie	2011	3	6,00
słubicki	Rzepin	Rzepin	Roman Leszczyński	b.d.	2	0,80
	Słubice	Golice	ACCIONA Energy Poland	2011	19	38,00
Podregion zielonogórski					8	12,30
świebodziński	Świebodzin	Glińsk	Elektrownie Wiatrowe Karor Sp. z o.o. z Bydgoszczy	2012	3	6,00
krośnieński	Krosno Odrzańskie	Osiecznica	Prywatny inwestor	b.d.	1	0,30
nowosolski	Kożuchów	Stypułów	ELSETT Elektronis Sp. j. z Leszna	2011	3	4,50
żagański	Szprotawa	Kartowice	ELSETT Elektronis Sp. j. z Leszna	2011	1	1,50
Województwo Lubuskie					32	57,10

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych danych w roku 2012 z gmin województwa lubuskiego

Na poniższym rysunku przedstawiono istniejące (kolor czerwony) oraz potencjalne lokalizacje farm wiatrowych (kolor niebieski) w województwie lubuskim.

5.3.4 Ocena stanu i perspektywy rozwoju

Podstawowymi zidentyfikowanymi barierami rozwoju energetyki wiatrowej w województwie lubuskim są:

- utrudnione warunki wyprowadzenia mocy związane ze słabo rozwiniętą strukturą sieci 110 kV oraz kosztami i utrudnieniami w realizacji linii WN,





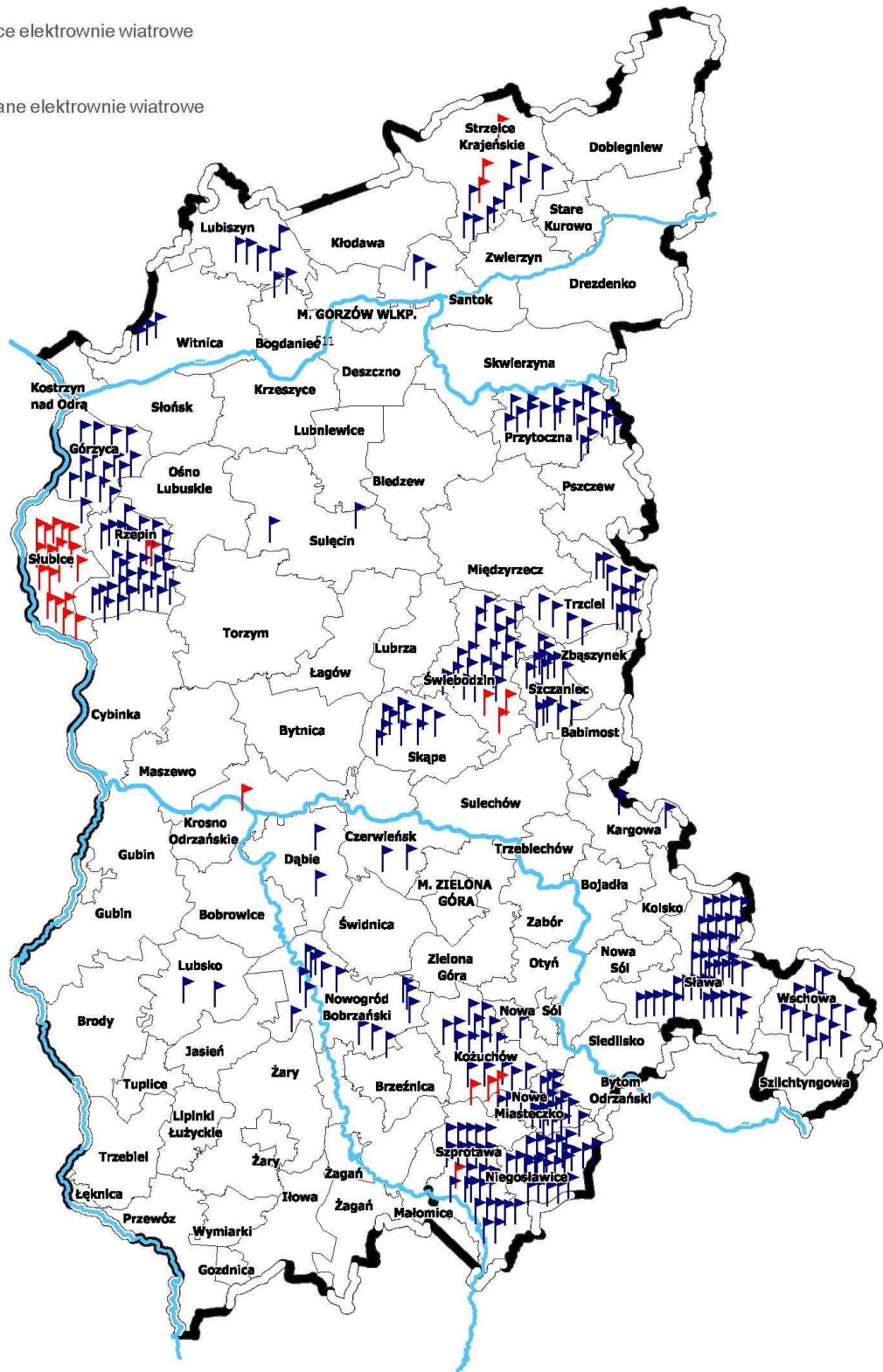
- mocno rozwinięta w województwie sieć obszarów chronionych (w tym Natura 2000 oraz inne obszary przyrodniczo wartościowe),
- rozbudowane i długotrwałe procedury administracyjne przygotowania inwestycji tego typu (3÷4 lat),
- brak szczegółowych badań lokalnych warunków wiatrowych (kilkuletnich), które należy wykonać przed przystąpieniem do realizacji inwestycji.

Pamiętać należy również, że z uwagi na ścisłe uzależnienie od warunków wiatrowych, moce energetyczne w siłowniach wiatrowych wymagają rezerwowania w elektrowniach tradycyjnych, pracujących niezależnie od warunków atmosferycznych. Dodatkowym utrudnieniem jest dynamicznie rozwijająca się energetyka wiatrowa po stronie niemieckiej.

Rysunek 5-1 Istniejące oraz potencjalne lokalizacje farm wiatrowych w województwie lubuskim

LEGENDA

-  istniejące elektrownie wiatrowe
-  planowane elektrownie wiatrowe



5.4 Energetyka wodna

5.4.1 Warunki ogólne wykorzystania energii wodnej

Wg danych URE (stan na dzień 31.12.2012 r.) na terenie Polski istnieje 771 koncesjonowanych elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej wynoszącej około 966 MW, w tym łączna moc małych elektrowni wodnych (MEW) do 5 MW stanowi 25%.

Potencjał hydroenergetyczny województwa lubuskiego wg możliwości technicznych szacowany jest na 1 544 GWh/rok, w tym największy na Odrze Środkowej i Nysie Łużyckiej. Na omawianym obszarze na chwilę obecną pracuje 56 (w 2008 r. 50) koncesjonowanych instalacji o łącznej zainstalowanej mocy wynoszącej około 118 MW (w tym 55 MEW o mocy około 28 MW), co stanowi około 12% udziału mocy zainstalowanej w Polsce w elektrowniach wodnych.

5.4.2 Charakterystyka obiektów istniejących i planowanych

Na obszarze województwa lubuskiego eksploatowane elektrownie wodne są własnością: PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie, spółki zależnej od Grupy Kapitałowej ENEA - Elektrownie Wodne Sp. z o.o. oraz prywatnych przedsiębiorców w rozkładzie ilości i mocy zainstalowanej według poniższego zestawienia.

Tabela 5-4 Zbiorcze zestawienie elektrowni wodnych w województwie lubuskim

Właściciel	Ilość instalacji	Moc zainstalowana	Średnia roczna produkcja energii
	[szt.]	[MW]	[MWh]
PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie	1	90,000	160 000
PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie	15	18,000	72 000
Grupa Kapitałowa ENEA Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	2	2,000	7 500
Prywatni przedsiębiorcy	38	8,000	30 400 *
Razem	56	118,000	269 900

* szacunkowa wartość, przy założeniu, że instalacje pracują średnio 3 800 h/a

Źródło: Opracowanie własne na podstawie otrzymanych danych od przedsiębiorstw

Zestawienie zbiorcze elektrowni wodnych ze wskazaniem lokalizacyjnym przedstawiono w tabeli 5-5.

Tabela 5-5 Zestawienie koncesjonowanych elektrowni wodnych w województwie lubuskim

Wyszczególnienie	Elektrownie wodne przepływowe do 0,3 MW		Elektrownie wodne przepływowe do 1 MW		Elektrownie wodne przepływowe do 5 MW		Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	
	Ilość instalacji	Moc instalacji	Ilość instalacji	Moc instalacji	Ilość instalacji	Moc instalacji	Ilość instalacji	Moc instalacji
	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]
Powiat								
Podregion gorzowski	18	0,563	2	1,920	1	0,932	0	0,000



Gorzów Wielkopolski								
strzelecko - drezdenecki	1	0,039	2	1,920				
gorzowski								
sulęciński	5	0,089						
międzyrzecki	7	0,224			1	0,932		
słubicki	5	0,211						
Podregion zielonogórski	14	0,625	12	9,624	8	13,865	1	90,000
Zielona Góra								
świebodziński	2	0,063						
krośnieński	4	0,074			2	4,140	1	90,000
zielonogórski	1	0,030						
żarski	1	0,033	4	2,960	2	2,909		
nowosolski	1	0,022						
żagański	5	0,403	8	6,664	4	6,816		
wschowski								
Województwo Lubuskie	32	1,188	14	11,544	9	14,797	1	90,000

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Z zestawienia wynika, że łączna moc instalacji wodnych wynosi około 118 MW, w tym:

- MEW do mocy 0,3 MW – 32 instalacje o łącznej mocy około 1 MW,
- MEW do mocy 1,0 MW – 14 instalacji o łącznej mocy około 12 MW,
- MEW do mocy 5,0 MW – 9 instalacji o łącznej mocy około 15 MW,
- EW szczytowo - pompowych – 1 instalacja o mocy około 90 MW.

Z zebranych informacji wynika, że w podregionie zielonogórskim znajduje się aż 62,5% elektrowni wodnych województwa o łącznej mocy wynoszącej ponad 114 MW.

Głównym obiektem w województwie lubuskim, ze względu na zdolności wytwórcze oraz możliwości regulacyjne, jest Elektrownia Wodna Dychów wybudowana w 1936 r., której eksploratorem jest PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie. Zlokalizowana została w gm. Bobrowice w miejscowości Dychów. Jest elektrownią szczytowo-pompową. Pracuje w systemie hydrowężła dychowskiego, wykorzystując dopływ naturalny Bobru. Po modernizacji elektrowni przeprowadzonej w latach 2002-2005 moc elektrowni wzrosła do 90 MW, a sprawność cyklu pompowego do poziomu 71%. Elektrownia wyposażona jest w 3 turbiny pionowe Kaplana o mocy 30 MW każda (214 obr./min.) posiada człon pompy składający się z 4 zespołów o mocy 5,2 MW każdy. Odbiorcą energii jest ENEA S.A.

Ponadto PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW Dychów w Dychowie jest eksploatatorem 15 MEW, w tym: 7 na Nysie Łużyckiej oraz 8 na Bobrze.

Charakterystykę istniejących elektrowni wodnych PGE EO S.A. o/ZEW Dychów zlokalizowanych na terenie województwa lubuskiego zamieszczono w załączniku do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne: Tabela 5-5 Istniejące elektrownie wodne PGE EO S.A. o/ZEW Dychów na obszarze województwa lubuskiego.

Ww. przedsiębiorstwo planuje w 2014 roku uruchomienie MEW Zielisko zlokalizowanej w Trzebielu na Nysie Łużyckiej. Zakładana moc instalacji wynosić będzie około 80 kW, natomiast planowana produkcja energii 372 MWh.

Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w tym energii wodnej, zajmuje się również spółka zależna od Grupy Kapitałowej ENEA - Elektrownie Wodne Sp. z o.o.

W województwie lubuskim ww. przedsiębiorstwo jest właścicielem elektrowni wodnych na rzece Obra w miejscowości Bledzew i na rzece Drawa w miejscowości Kamienna Głusko, gmina Dobiegniew. MEW łącznie osiągają moc około 1,90 MW, produkując średniorocznie około 7,5 GWh energii elektrycznej.

Charakterystykę ww. elektrowni wodnych zamieszczono w załączniku do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne: Tabela 5-6 Zestawienie elektrowni wodnych Grupy Kapitałowej ENEA - Elektrownie Wodne Sp. z o.o. w województwie lubuskim.

Ponadto w województwie lubuskim do systemu ENEA S.A. przyłączone są instalacje wodne MEW o łącznej mocy wynoszącej 25,6 MW, które w 2011 r. wytworzyły około 85 GWh energii.

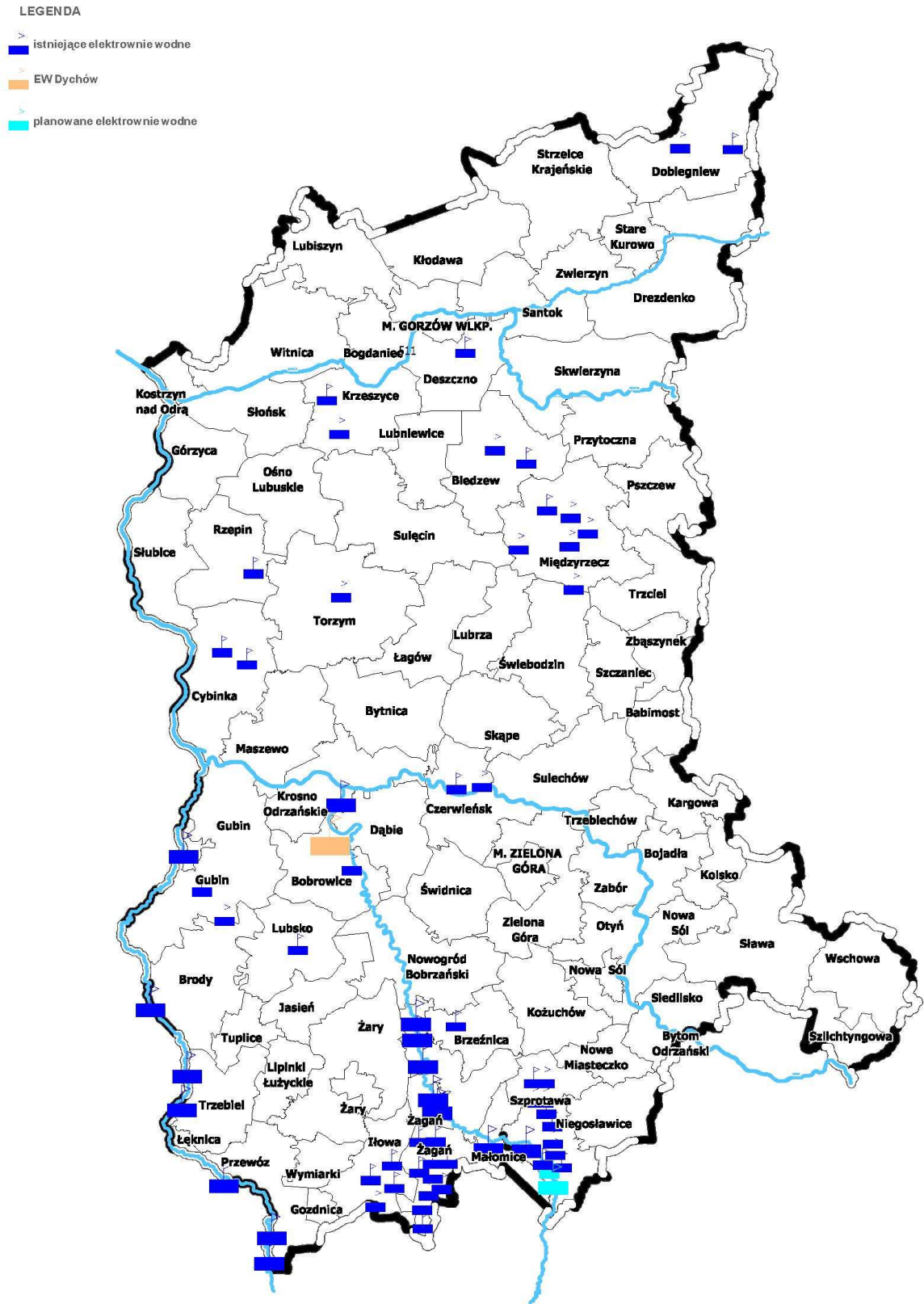
Na obszarze województwa lubuskiego występują również MEW, będące własnością prywatnych przedsiębiorców. Charakterystykę ww. MEW przedstawiono w załączniku do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne Tabela 5-7 Zestawienie MEW prywatnych przedsiębiorców w województwie lubuskim. Na omawianym terenie zinwentaryzowano 38 MEW należących do prywatnych przedsiębiorców o potencjalnej łącznej mocy wynoszącej około 8,0 MW.

Na poniższym rysunku przedstawiono lokalizację istniejących oraz planowanych elektrowni wodnych w województwie lubuskim.

5.4.3 Ocena stanu i perspektywy rozwoju

Precyzyjne określenie możliwości i skali wykorzystania cieków wodnych dla obiektów małej energetyki wodnej w województwie wymaga przeprowadzenia szczegółowych lokalnych badań, których charakter wykracza poza granice niniejszego opracowania. Niemniej jednak, w przypadku powstania tego typu źródeł energii elektrycznej należy uwzględnić ich produkcję w bilansie pokrycia potrzeb energetycznych województwa. Zakłada się, że wykorzystanie energii spadku wód w województwie będzie realizowane głównie przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym ze strony Gmin.

Rysunek 5-2 Istniejące oraz planowane lokalizacje elektrowni wodnych w województwie lubuskim



5.5 Energia słoneczna

5.5.1 Warunki ogólne wykorzystania energii słonecznej

Średnia gęstość energii słonecznej w Polsce waha się od 950 do 1250 kWh/m² rocznie. Największe nasłonecznienie występuje w okolicach województwa lubelskiego - powyżej 1048 kWh/m², natomiast najniższe, ze względu na duże zanieczyszczenie powietrza, na Śląsku oraz w rejonie granicy Polsko – Czesko – Niemieckiej.

Średnia gęstość energii słonecznej na terenie województwa lubuskiego wynosi w zachodnio – północnej części oraz południowo – wschodniej do 996 kWh/m² rocznie, natomiast w pozostałej części województwa do 1022 kWh/m² rocznie. Średnie nasłonecznienie w województwie wynosi około 1 600 godzin na rok. Około 80% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia przypada na 6 miesięcy sezonu wiosenno-letniego.

Kolektory słoneczne są najpowszechniejszym sposobem wykorzystania energii słonecznej. Są urządzeniami służącymi do zamiany energii słonecznej na energię ciepłą, lecz z uwagi na ww. warunki klimatyczne umożliwiają pokrycie maksymalnie 70÷80% potrzeb wymaganej energii dla wytworzenia c.w.u. Optymalnym rozwiązaniem jest połączenie kolektora poprzez zasobnik ciepłej wody użytkowej z kotłem gazowym lub pompą ciepła.

Energia słoneczna może być również przekształcona w energię elektryczną w procesie fotowoltaicznym. Ogniwa fotowoltaiczne wykorzystywane są przede wszystkim w systemach wolnostojących, montowanych na obszarach oddalonych od sieci elektrycznej.

5.5.2 Charakterystyka obiektów wykorzystujących energię słoneczną

Wg danych URE (stan na 31.12.2012 r.) na terenie Polski pracuje 9 koncesjonowanych instalacji energii elektrycznej wykorzystujących promieniowanie słoneczne o łącznej zainstalowanej mocy wynoszącej około 1,29 MW. Na terenie województwa lubuskiego na dzień dzisiejszy nie działają ww. koncesjonowane instalacje.

Z analizy lat poprzednich oraz na podstawie aktualnych danych wynika, że produkcja energii wykorzystującej kolektory słoneczne w województwie lubuskim realizowana jest głównie przez inwestorów indywidualnych lub poprzez instytucje publiczne.

Z zebranych informacji wynika, że kolektory słoneczne zainstalowane są na 26 obiektach użyteczności publicznej, GPZ w Leśniowie Wielkim oraz w szeregu prywatnych domów jednorodzinnych (głównie w powiecie gorzowskim, międzyrzeckim, świebodzińskim, zielonogórskim, nowosolskim i wschowskim). Ciepło otrzymane na ww. obiektach wykorzystywane jest głównie na potrzeby wytworzenia c.w.u.

Ogniwa fotowoltaiczne zainstalowano w 2011 r. w powiecie nowosolskim w gm. Nowa Sól na obiektach szkolnych i przedszkolu (19 kW) oraz w 2012 r. w powiecie krośnieńskim w m. Lubiatów gm. Dąbie (0,24 kW).

Ponadto w najbliższym czasie w województwie planowane jest zainstalowanie kolektorów słonecznych w powiecie zielonogórskim na Publicznej Szkole Podstawowej im. Janusza Korczaka w Czerwińsku oraz na dachu budynku administracyjnego Szpitala Rehabilitacyjno-Leczniczego dla Dzieci SP ZOZ w Wojnowie.

W powiecie gorzowskim miejscowości Stanowice w gm. Bogdaniec planowana jest budowa farm fotowoltaicznych, których investorem jest Zakład Utylizacji Odpadów w Gorzowie Wielkopolskim oraz w 2013 r. na terenie gminy Witnica przewiduje się realizację projektu budowy elektrowni fotowoltaicznej. Teren pod przyszłą inwestycję kupiła polska firma Sybac Energy z kapitałem niemieckim.

EC Zielona Góra S.A. planuje budowę elektrowni fotowoltaicznej o mocy 2 MWe.

Ponadto zaobserwowano duże zainteresowanie ogniwami fotowoltaicznymi w powiatach: sulcińskim, nowosolskim i wschowskim.

Lokalizację oraz charakterystykę obiektów wykorzystujących kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne zamieszczono w załączniku do rozdziału 5 - Zestawienia tabelaryczne Tabela 5-8 Źródła energii słonecznej działające z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i ogniw fotowoltaicznych (istniejące i planowane) na terenie województwa lubuskiego.

5.5.3 Możliwości dofinansowania oraz tempo upowszechniania

Praktyczną możliwość wykorzystania energii słonecznej ograniczają warunki klimatyczne oraz wciąż jeszcze wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem odbiorników. Problemem jest również relatywnie mała gęstość dobowego strumienia energii promieniowania słonecznego.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

W Polsce w 2011 r. zainstalowano około 74% kolektorów słonecznych więcej niż w 2010 r. Jest to głównie efekt uruchomienia przez NFOŚiGW programu dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji część 3) Dopłaty na częściowe spłaty kapitału kredytów bankowych przeznaczonych na zakup i montaż kolektorów słonecznych dla osób fizycznych i wspólnot mieszkaniowych. Do każdej umowy kredytowej dotyczącej zakupu i montażu instalacji do przygotowania c.w.u. wykorzystującej kolektory słoneczne, wnioskodawcy otrzymują dotację w wysokości 45% kapitału kredytu, co wpływa na zmniejszenie kosztów kredytu ponoszonych przez kredytobiorcę. Dofinansowanie może objąć następujące koszty ponoszone przez inwestora:

- sporządzenia projektu budowlano – wykonawczego,
- zakupu: kolektora słonecznego, nowego zasobnika wodnego, automatyki, aparatury pomiarowej i instalacji, ciepłomierza,
- montaż zestawu.

Osoby ubiegające się o dofinansowanie powinny posiadać prawo do dysponowania nieruchomością. Dotacja nie może zostać udzielona na instalację kolektorów słonecznych, jeżeli budynek podłączony jest do miejskiej sieci ciepłowniczej dostarczającej c.w.u. Gdy natomiast sieć zapewnia centralne ogrzewanie, możliwe jest uczestnictwo w programie.

NFOŚiGW przeznaczył 300 mln zł na wypłaty dotacji do umów kredytu zawieranych w la-

tach 2010-2014. Do maja br. wydano już prawie 40% tej kwoty.

Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

WFOŚiGW w Zielonej Górze przeznaczył 39 mln zł na dofinansowanie projektów związanych z OZE i termomodernizacją budynków. W ramach konkursu z działania 3.2 „Poprawa jakości powietrza, efektywności energetycznej oraz rozwój i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE)” RPO Województwa Lubuskiego można się ubiegać o dofinansowanie projektów związanych z termomodernizacją obiektów użyteczności publicznej lub na budowę instalacji do wytwarzania energii z OZE w regionie.

Bank Ochrony Środowiska

Dzięki wsparciu WFOŚiGW Bank Ochrony Środowiska, oferuje linię kredytową, adresowaną do osób fizycznych, w tym prowadzących działalność gospodarczą, wspólnot mieszkaniowych oraz spółdzielni, w ramach której możliwe jest uzyskanie preferencyjnego kredytu na realizację działań w zakresie modernizacji systemów grzewczych o mocy do 50 kW, instalowanie odnawialnych źródeł energii w postaci pomp ciepłych, fotowoltaiki, małych turbin wiatrowych, hydroelektrowni, rekuperatorów, nawrotnic oraz kolektorów słonecznych. Wysokość środków stanowiących dopłaty do kredytów ustalana jest pomiędzy BOŚ a WFOŚiGW w ramach odnawianej co roku umowy. Ograniczona ilość środków przekazywanych Bankowi, sprawia, że oferta kredytu preferencyjnego nie jest dostępna na bieżąco, lecz do momentu wyczerpania się środków przekazanych przez WFOŚiGW.

5.6 Energia geotermalna

5.6.1 Warunki ogólne wykorzystania energii geotermalnej

Energia ziemi może zostać wykorzystana poprzez instalacje:

- geotermii głębokiej (odwierty o głębokości powyżej 1000 m sięgające do głębiej położonych wód geotermalnych o wyższych temperaturach, $t > 40^{\circ}\text{C}$),
- geotermii płytkiej (odwierty pionowe o głębokości poniżej 1000 m sięgające do wód geotermalnych o niższych temperaturach, $t < 40^{\circ}\text{C}$),
- pomp ciepła (instalacje na niewielkich głębokościach pionowe i poziome wykorzystujące ciepło gruntu).

Z materiału opublikowanego w Technice Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia nr 1/2000 „Geosynoptyka i geotermia województwa lubuskiego” wynika, że wszystkie gminy znajdujące się na obszarze województwa lubuskiego posiadają warunki geologiczne i zasobowe pozwalające na wykorzystanie energii wód termalnych. Temperatura wód na głębokości około 2 000 m sięga miejscami powyżej 100°C (np. Pszczew, Trzciel 110°C), jednak w głównej mierze nie przekracza 80°C (np. Szprotawa, Żagań – ok. 80°C , Świebodzin, Bledzew – ok. 50°C). Główne ośrodki występowania gorących wód termalnych zlokalizowane są w północno-zachodniej części województwa, przy granicy z województwem zachodniopomorskim.

5.6.2 Charakterystyka obiektów wykorzystujących energię geotermalną

Do chwili obecnej na terenie województwa lubuskiego nie zinwentaryzowano instalacji geotermii głębokiej. Wykorzystywane są jedynie rozwiązania indywidualne oparte o pompy ciepła. Według stanu na 2008 r. na terenie województwa znajdowało się 5 obiektów wyposażonych w pompy ciepła, natomiast na dzień dzisiejszy zinwentaryzowano 16 obiektów, w których pompy ciepła pracują na rzecz ogrzewania pomieszczeń oraz ciepłej wody użytkowej, a mianowicie:

- Przedszkole Miejskie nr 32 w Gorzowie Wielkopolskim,
 - Zakład Utylizacji Odpadów w Gorzowie Wielkopolskim – pompa ciepła do celów c.w.u.,
 - Szkoła Podstawowa Zwierzyn – pompy ciepła do celów c.w.u.,
 - Ośrodek Zdrowia Zwierzyn – pompy ciepła do celów c.w.u.,
 - Dom Seniora „Pogodna Jesień” Rokitno w gm. Przytoczna,
 - Siedziba Parku Narodowego „Ujście Warty” w gm. Górzycza (powiat słubicki),
 - Szkoła Podstawowa w Kunowicach – pompa ciepła o mocy cieplnej wynoszącej 0,93 kW (powiat słubicki),
 - Domek letniskowy w m. Bronków (powiat krośnieński) – pompa ciepła zainstalowana w 2012 r.,
 - Ośrodek Wypoczynkowy w m. Gryżyna (powiat krośnieński) – pompa ciepła zainstalowana w 2012 r.,
 - Nadleśnictwo w m. Bytnica (powiat krośnieński) – pompy ciepła zainstalowane w 2010 r.,
 - Kamienica przy ul. Armii Wojska Polskiego w Gubinie (powiat krośnieński) – pompa ciepła zainstalowana w 2008 r.,
 - Pub przy ul. Pocztowej w Krośnie Odrzańskim (powiat krośnieński) – pompa ciepła zainstalowana w 2010 r.,
 - Basen miejski w gm. Sulechów (powiat zielonogórski) – 6 pomp typu powietrze – woda o mocy do 200 kW oraz 1 pompa typu woda - woda o mocy 45 kW,
 - Świetlice Wiejskie w Broniszowie, Mirocinie Dolnym, Stypułowie i Lasocinie w gm. Korzuchów (powiat nowosolski) – pompy ciepła do celów c.o. i c.w.u.,
 - Przedszkole Publiczne w Lubięcinie (powiat nowosolski) – pompy ciepła do celów c.w.u.,
 - Świetlica Wiejska w Witkowie w gm. Szprotawa (powiat żagański),
- oraz w szeregu prywatnych budynków mieszkalnych (m.in. w gm.: Kostrzyn nad Odrą, Świdnica, Zielona Góra, Łęknica, Nowa Sól i Sława).

5.6.3 Ocena stanu i perspektywy rozwoju

Ocena wielkości zasobów dyspozycyjnych i eksploatacyjnych oraz możliwości budowy instalacji geotermalnych winna uwzględniać fakt, że ich lokalizacja w naturalny sposób ograniczona jest do obszarów, na których występują wody geotermalne o optymalnych właściwościach, a znaczna kapitałochłonność inwestycji geotermalnych (koszty wierceń) wymaga przyłączenia atrakcyjnego rynku ciepłowniczego, zdolnego do przyciągnięcia inwestorów.

5.7 Możliwość wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych

Analiza lokalnych źródeł przemysłowych w województwie lubuskim wskazuje na to, że dysponują one w większości przypadków niewielkimi rezerwami mocy cieplnej. Rezerwy te z reguły wiążą się z zagadnieniami niezawodności dostawy ciepła (istnienie dodatkowych jednostek kotłowych na wypadek awarii). Zatem z czysto bilansowego punktu widzenia istniałyby możliwości wykorzystania nadwyżek mocy cieplnej.

Realizowanie działalności związanej z wytwarzaniem lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła wymaga uzyskania koncesji (o ile moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW). Uzyskanie koncesji pociąga za sobą szereg konsekwencji wynikających z ustawy Prawo energetyczne (konieczność ponoszenia opłat koncesyjnych na rzecz URE, sprawozdawczość, opracowywanie taryf dla ciepła zgodnych z wymogami ustawy i wynikającego z niej rozporządzenia). Ponadto, należy wówczas zapewnić odbiorcom warunki zasilania zgodne z rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej, w tym także zapewnić odpowiednią pewność zasilania.

W sytuacjach awaryjnych podmiot przemysłowy jest zainteresowany zapewnieniem dostawy ciepła na własne potrzeby, gdyż koszty utracone w wyniku strat na głównej działalności operacyjnej przedsiębiorstwa przemysłowego, z reguły będą niewspółmierne do korzyści ze sprzedaży ciepła. Ponadto, obecny system tworzenia taryf za ciepło nie daje możliwości osiągania zysków na kapitale własnym. W tej sytuacji, zakłady przemysłowe często nie są zainteresowane rozpoczęciem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

5.8 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Zasoby energii odpadowej istnieją we wszystkich tych procesach, w trakcie których powstają produkty (główne lub odpadowe) o parametrach różniących się od parametrów otoczenia, w tym w szczególności o podwyższonej temperaturze.

„Jakość” odpadowej energii cieplnej zależy od poziomu temperatury, na jakim jest ona dostępna i stąd lepszym parametrem termodynamicznym opisującym zasoby odpadowej energii cieplnej jest egzergia jako praca, którą układ może wykonać w danym otoczeniu przechodząc do stanu równowagi.

Generalnie można wskazać następujące główne źródła odpadowej energii cieplnej:

- procesy wysokotemperaturowe (na przykład w piecach grzewczych do obróbki plastycznej lub obróbki cieplnej metali, w piekarniach, w części procesów chemicznych), gdzie dostępny poziom temperaturowy jest wyższy od 100°C;
- procesy średiotemperaturowe, gdzie jest dostępne ciepło odpadowe na poziomie temperaturowym rzędu 50 do 100°C (na przykład procesy destylacji i rektyfikacji, przemysł spożywczy i inne);
- zużyte powietrze wentylacyjne o temperaturze zbliżonej do 20°C;

- ciepłe wody odpadowe i ścieki o temperaturze w przedziale 20 do 50°C.

Z operacyjnego punktu widzenia optymalnym rozwiązaniem jest wykorzystanie ciepła odpadowego bezpośrednio w samym procesie produkcyjnym (np. do podgrzewania materiałów wsadowych do procesu), gdyż występuje wówczas duża zgodność między podażą ciepła odpadowego, a jego zapotrzebowaniem do procesu. Ponadto istnieje zgodność dostępnego i wymaganego poziomu temperatury. Problemem jest możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposobem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność.

Procesy wysoko- i średniotemperaturowe pozwalają wykorzystywać ciepło odpadowe na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. Przy tym odbiór ciepła na cele ogrzewania następuje tylko w sezonie grzewczym i to w sposób zmieniający się w zależności od temperatur zewnętrznych. Stąd w części roku energia ta nie będzie wykorzystywana, a dla pozostałego okresu należy przewidzieć uzupełniające źródło ciepła. Decyzja o takim sposobie wykorzystania ciepła odpadowego powinna być każdorazowo przedmiotem analizy dla określenia opłacalności takiego działania.

Ciepło odpadowe na poziomie temperatury 20-30°C często powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych, ale i w gospodarstwach domowych (np. zużyta ciepła woda), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto znakomitym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia techniczne, jak: pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym.

Atrakcyjną opcją jest wykorzystanie energii odpadowej zużytego powietrza wentylacyjnego. Wynika to z kilku przyczyn:

- dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy znacznemu zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają niezmienne, a co za tym idzie, udział strat ciepła na wentylację w ogólnych potrzebach cieplnych staje się coraz bardziej znaczący (dla tradycyjnego budownictwa mieszkaniowego straty wentylacji stanowią około 20 do 25% potrzeb cieplnych, a dla budynków o wysokiej izolacyjności przegród budowlanych - nawet ponad 50%; dla obiektów wielokubaturowych wskaźnik ten jest jeszcze większy);
- odzysk ciepła z wywiewanego powietrza wentylacyjnego na cele przygotowania powietrza dolotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym z jego wszystkimi zaletami;
- w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne (w szczególności obiekty usługowe o znaczeniu miejskim i regionalnym) układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z tym, proponuje się w województwie lubuskim stosowanie układów rekuperacji ciepła w układach wentylacji wszystkich obiektów wielokubaturowych, zwłaszcza wypo-

sażonych w instalacje klimatyzacyjne (sale gimnastyczne, sportowe, baseny), których modernizacji lub budowy podejmie się gmina.

Jednocześnie korzystne jest promowanie tego rozwiązania w mniejszych obiektach, w tym także mieszkaniowych (na rynku dostępne są już rozwiązania dla budownictwa jednorodzinne).

Biorąc pod uwagę możliwości wykorzystania energii odpadowej, należy zauważyć, że podmioty gospodarcze, dla których działalność związana z zaopatrzeniem w ciepło stanowi (lub może stanowić) działalność marginalną, nie są zainteresowane jej podejmowaniem. Stąd też głównymi odbiorcami ciepła odpadowego będą podmioty wytwarzające ciepło odpadowe.

Przeprowadzona w województwie lubuskim na potrzeby bilansu energetycznego ankietacja znaczących podmiotów gospodarczych wykazała, że działający na terenie Gorzowa Wielkopolskiego zakład produkcyjny Bama Polska Sp. z o.o. prowadzi odzysk ciepła technologicznego, poprzez zainstalowany wymiennik ciepła o mocy 300 kW.

W sytuacji zidentyfikowania znacznego źródła energii odpadowej na terenie miasta jego zagospodarowanie stanowić powinno priorytet w aspekcie polityki pro-racjonalizacyjnej.

5.9 Ocena możliwości wykorzystania odpadów komunalnych jako alternatywnego źródła energii

Palna frakcja odpadów komunalnych może być potencjalnym źródłem energii dla miast. Pomimo uwzględnienia aktualnie obowiązujących tendencji i hierarchii w gospodarce odpadami (najpierw zapobieganie, potem odzysk i recykulacja, następnie unieszkodliwianie i na końcu składowanie) i tak znacząca ilość odpadów pozostaje kierowana do składowania. Składowanie jest najgorszym sposobem unieszkodliwiania odpadów i należy je traktować jako ostateczność, co ma odzwierciedlenie w polskich regulacjach prawnych i podejmowanych działaniach tj.:

- ➔ podniesienie opłat za składowanie odpadów komunalnych:
 - konieczność ograniczenia ilości składowanych odpadów biodegradowalnych do 75% w 2010 r., 50% w roku 2013, a w roku 2020 do 35% w stosunku do roku bazowego 1995,
 - wprowadzenie od 1 stycznia 2013 roku całkowitego zakazu składowania nieprzetworzonych odpadów komunalnych.

Alternatywnym do składowania, sposobem zagospodarowania odpadów, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich termiczne przetworzenie. Zastosowanie konkretnych rozwiązań technicznych w zakresie termicznego przekształcania odpadów, wymaga przemyślanego doboru technologii, optymalnej z punktu widzenia składu odpadów kierowanych do przetwarzania. Każdy rodzaj instalacji ma bowiem ograniczenia, które nie pozwalają na przerób określonego rodzaju odpadów. Dlatego też kluczową kwestią jest zaprojektowanie prawidłowego systemu zasilania zakładu przetwórczego, dobór właściwej wielkości zdolności przetwórczych i wydajności cieplnej urzą-

dzeń paleniskowych z uwzględnieniem lokalnie dopuszczalnych limitów emisji zanieczyszczeń, a wreszcie zastosowanie właściwych technologii oczyszczania gazów spalinowych. Niezmiernie ważne jest korzystanie z doświadczeń eksploatacyjnych zebranych z już funkcjonujących instalacji i stałe doskonalenie zarówno wspomnianych procedur wstępnych, jak również procesów technologicznych. Wiele problemów technologicznych związanych z termicznym przekształcaniem odpadów doczekało się już szczegółowego rozpracowania, ze względu na fakt, że technologie te są od wielu lat stosowane w kilkunastu krajach europejskich.

W tabeli poniżej przedstawiono krótką charakterystykę porównawczą nowoczesnych technologii przekształcania odpadów z odzyskiem energii.

Tabela 5-6 Charakterystyka technologii termicznego przekształcania odpadów

Technologia	Charakterystyka odpadów	Wydajność linii [t/h]	Zalety	Wady	Koszty
Ruchomy ruszt chłodzony powietrzem	Wd = 5÷16,5 GJ/t komunalne i inne niejednorodne odpady stałe	1 ÷ 50	dobrze opanowana, szeroko rozpowszechniona	nieodpowiednia do unieszkodliwiania odpadów płynnych i o drobnej granulacji	niski jedn. koszt unieszkodliwiania odpadów
Ruchomy ruszt chłodzony wodą	Wd = 10÷20 GJ/t komunalne i inne niejednorodne odpady stałe	1 ÷ 50	dobrze opanowana, szeroko rozpowszechniona	nieodpowiednia do unieszkodliwiania odpadów płynnych i o drobnej granulacji	wyższe nakłady inwestycyjne niż w przypadku rusztów chłodzonych powietrzem
Nieruchomy ruszt	odpady komunalne wstępnie sortowane i rozdrobnione, łatwiejsze spalanie frakcji drobnych	< 1	łatwiejsza konserwacja – brak elementów ruchomych	tylko dla sortowanych i rozdrobnionych odpadów, niska wydajność, często wymaga paliwa pomocniczego	na małą skalę konkurencyjne ekonomicznie ze spalaniem na rusztach ruchomych
Piec obrotowy	toleruje odpady płynne, często stosowany do odpadów niebezpiecznych	< 10	dobrze opanowana, szerokie spektrum odpadów	wydajność niższa niż rusztów, konieczność remontów pieca obrotowego	wyższy koszt jednostkowy powodowany zmniejszoną wydajnością
Piec obrotowy z chłodzonym płaszczem	toleruje odpady płynne, często stosowany do odpadów niebezpiecznych	< 10	dobrze opanowana, szerokie spektrum odpadów, wyższe temp. spalania	wydajność niższa niż rusztów, konieczność remontów pieca obrotowego	wyższy koszt jednostkowy powodowany zmniejszoną wydajnością
Ruszt i piec obrotowy	szerokie spektrum odpadów	1 ÷ 10	wysoki stopień dopalenia popiołu	wydajność niższa niż rusztów, konieczność remontów pieca obrotowego	wysokie nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji
Pęcherzykowe złożo fluidalne	specjalnie przygotowane odpady o jednorodnej konsystencji, osady ściekowe	1 ÷ 10		wymaga uważnej obsługi, wysoka emisja popiołów lotnych	zwiększone - występują koszty przygotowania odpadów
Cyrkulacyjne złożo fluidalne	specjalnie przygotowane odpady o jednorodnej konsystencji, osady ściekowe	1 ÷ 20, najczęściej powyżej 10	większa tolerancja jakości paliwa niż w złożu pęcherzykowym	wymaga uważnej obsługi, wysoka emisja popiołów lotnych	zwiększone - występują koszty przygotowania odpadów
Rotacyjne złożo fluidalne	szeroki zakres Wd: 7 ÷ 18 GJ/t, odpowiednie dla rozdrobnionych odpadów komunalnych	3 ÷ 22	szeroki zakres Wd, dobry stopień dopalenia popiołu	Konieczność rozdrabniania odpadów komunalnych, wysoka emisja popiołów lotnych	
Zgazowanie	zmieszane odpady tworzyw sztucznych, inne podobne strumienie odpadów stałych, rozdrobnione odpady komunalne w złożu fluidalnym	< 20	wytwarzanie gazu syntezowego, niski stopień utlenienia metali	wymaga wysoko wykwalifikowanej obsługi	wysokie koszty eksploatacji, remontów oraz przygotowania wsadu

Technologia	Charakterystyka odpadów	Wydajność linii [t/h]	Zalety	Wady	Koszty
Piroliza	wstępnie przetworzone odpady komunalne i inne strumienie odpadów o wysokiej zawartości metali i tworzyw sztucznych	< 10	wytwarzanie gazu syntezowego	mniej rozpowszechnione niż spalanie, wymaga wysoko wykwalifikowanej obsługi, właściwy nadzór i sterowanie procesem ma znaczenie krytyczne	wysokie koszty eksploatacji, remontów oraz przygotowania wsadu

Z powyższego wynika, że istnieje szeroki wachlarz metod termicznej utylizacji odpadów, co umożliwia dobór technologii optymalnej z punktu widzenia lokalnych uwarunkowań. W zależności od miejsca zmienia się bowiem nie tylko skład strumienia odpadów komunalnych, lecz wiele innych parametrów, takich jak: stosowane sposoby zbierania odpadów komunalnych czy technologie odzysku i recyklingu. Należy przy tym zauważyć, że spalanie nie jest jedyną technologią umożliwiającą odzysk energii chemicznej zawartej w strumieniu odpadów. Wśród innych, konkurencyjnych technologii odzysku energii z odpadów można wymienić:

- przeróbkę mechaniczno – termiczną,
- fermentację beztlenową,
- zgazowanie w łuku plazmowym.

Utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną, jest niezawodnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia. Natomiast efekty ekonomiczne uzależnione są od relacji cenowych ciepła, energii elektrycznej, dopłat do pozyskiwanych odpadów oraz stabilności mechanizmów wsparcia, tj. sprzedaży świadectw pochodzenia energii z produkcji skojarzonej (czerwonych certyfikatów) oraz świadectw ze spalania odpadów uznanych za biomasę (zielonych certyfikatów).

W Polsce realizowane są następujące instalacje do termicznego przekształcania odpadów (projekty o największym stopniu zaawansowania):

- Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów w Poznaniu, realizowana w ramach projektu pn. „System gospodarki odpadami dla Miasta Poznania”. Docelowa wydajność 240 tys. Mg odpadów rocznie. Uruchomienie instalacji w 2015 roku;
- Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Białymstoku, realizowany w ramach projektu pn. „Zintegrowany system gospodarki odpadami w aglomeracji białostockiej”. Wybudowany zostanie m.in. zakład termicznego unieszkodliwiania odpadów komunalnych o wydajności 120 tys. Mg/rok. Termin realizacji planowany jest do końca 2015 r.;
- W Bydgoszczy na terenie Bydgoskiego Parku Przemysłowo - Technologicznego realizowany jest projekt pn.: „Budowa Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Bydgosko - Toruńskiego Obszaru Metropolitalnego”. Zakład rocznie utylizować będzie około 180 tys. Mg odpadów. Instalacja produkować będzie energię elektryczną na potrzeby inwestorów BPP oraz energię cieplną na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego;

- Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów w Krakowie, realizowany w ramach projektu pn.: „Program Gospodarki Komunalnej w Krakowie”. Wydajność instalacji 220 tys. Mg odpadów rocznie. Realizacja planowana jest na lata 2014 / 2015.

Wszystkie ww. projekty uzyskały dofinansowanie ze środków UE.

Paliwa alternatywne (RDF) – to palne odpady w formie stałej, przeznaczone do wykorzystywania jako paliwa w procesach przemysłowych, wytworzone poprzez przetwarzanie niektórych odpadów innych niż niebezpieczne, które w wyniku przekształcania termicznego nie powodują przekroczenia standardów emisyjnych. W wyniku takiego zagospodarowania odpadów mniejsza ich ilość zostaje deponowana na składowiskach. Wartość opałowa mieści się w przedziale od 16-18 MJ/kg. Głównym odbiorcą tego typu paliwa z uwagi na warunki prowadzenia tam procesu spalania są cementownie.

Należy zwrócić uwagę, że produkcja energii na bazie paliwa z odpadów może przynieść szansę na:

- absorpcję środków zewnętrznych na realizację zadań w ramach przedsięwzięcia;
- dywersyfikację układu paliwowego zasilania miasta;
- ograniczenie zużycia paliw kopalnych;
- wzrost udziału nośników energii wytwarzanych lokalnie;
- minimalizację ilości składowanych odpadów.

Istotnym jest, by planowane instalacje, w szczególności obiekty termicznego przekształcania odpadów spełniały kryteria BAT (Najlepszych Dostępnych Technik), a stosowane technologie były sprawdzone poprzez wieloletnie i liczne doświadczenia.

W przypadku omawianych instalacji zastosowane w nich technologie powinny być zgodne z dokumentem referencyjnym BREF dla dużych instalacji spalania (LCP's), który odnosi się do najlepszych dostępnych technik BAT dotyczących przede wszystkim zagadnień emisyjnych. Wiążące są także techniki BAT dotyczące współspalania odpadów oraz paliw alternatywnych.

W dokumencie referencyjnym BREF dla LCP's opisano techniki podawania paliw alternatywnych do procesu współspalania. Najczęściej stosowane są techniki mieszania odpadu (w tym także osadów ściekowych) z głównym strumieniem paliwa w trakcie transportu przed wspólnym spalaniem. Stosowane są także inne techniki wprowadzania odpadu do komory spalania – oddzielnie, przez dodatkowe lance lub zmodernizowane istniejące palniki, jak również na specjalne skonstruowane ruchome ruszty. Najłatwiejszym sposobem dozowania paliw alternatywnych jest ich mieszanie ze strumieniem węgla kamiennego lub brunatnego. Mieszanie może mieć miejsce na transporterze taśmowym, w zbiorniku zapasu, w układzie dozowania paliwa, w młynie lub też w linii transportu pyłu węglowego.

Zinwentaryzowane instalacje do utylizacji odpadów zlokalizowane i/lub planowane w województwie lubuskim

Odpady komunalne powstające na terenie Gorzowa Wlkp. w znacznej mierze są zagospodarowywane na terenie Regionalnego Zakładu Utylizacji Odpadów przy ulicy Mały-szyńskiej 180 w Gorzowie Wlkp. (rejon: Chróścik). RZUO obsługuje mieszkańców

z terenu: miasta Gorzowa Wlkp.; gmin skupionych w Związku Celowym Gmin MG-6: Bogdaniec, Deszczno, Gorzów Wlkp., Kłodawa, Lubiszyn, Santok oraz trzech gmin powiatu strzelecko-drezdeneckiego: Strzelce Krajeńskie, Stare Kurowo, Zwierzyn.

W instalacjach i obiektach RZUO aktualnie nie prowadzi się energetycznego wykorzystania odpadów. Jednak w tym celu wykorzystane może być paliwo alternatywne RDF, produkowane od niedawna (lipiec 2011 r.) w RZUO. RDF produkowane jest głównie z odpadów nienadających się do recyklingu, a posiadających odpowiednio wysoką wartość kaloryczną (np. pozostałości z sortowania odpadów komunalnych; czyściwo; opakowania z tworzyw sztucznych, papieru, drewna, tekstyliów; odzież i tekstylia; opony; odpady zawierające gumę; tworzywa sztuczne z wyłączeniem PCV; papier; opakowania z tworzyw sztucznych zanieczyszczone np. olejem; styropian itp.). W tym celu w RZUO wykorzystywany jest m.in. mobilny rozdrabniacz do odpadów wielkogabarytowych, takich jak: meble, palety, szpule po kablach, podkłady kolejowe, słupy telefoniczne, korzenie drzew, odpady zielone itp. Wydajność urządzenia to około 20 Mg/h. Całkowita moc przerobowa linii do produkcji RDF wynosi: 10 000 Mg paliwa alternatywnego na rok.

Instalacją do termicznej utylizacji odpadów na terenie Gorzowa Wlkp. jest spalarnia odpadów medycznych Hoval GG-14, działająca w Samodzielnym Publicznym Szpitalu Wojewódzkim w Gorzowie Wlkp., której gruntowną modernizację zakończono w maju 2010 r. Moc zainstalowana spalarni wynosi 0,8 MW, natomiast moc przerobowa ok. 70 Mg odpadów na miesiąc. Wytworzona w instalacji para wykorzystywana jest na potrzeby własne Szpitala, dla celów c.w.u. Instalacja posiada system oczyszczania spalin oraz system ciągłego monitoringu i jest w pełni przystosowana do spełnienia norm unijnych do 2032 r.

5.10 Podsumowanie

Racjonalne wykorzystanie energii, a w szczególności energii źródeł odnawialnych, jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju, przynoszącym wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym gmin i miast województwa lubuskiego przyczynia się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych, poprawy stanu środowiska poprzez redukcję zanieczyszczeń do atmosfery i wód oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów. W związku z tym wspieranie rozwoju tych źródeł staje się coraz poważniejszym wyzwaniem dla miast i gmin województwa.

Obiektów wykorzystujących odnawialne źródła energii w województwie lubuskim powinno stopniowo przybywać pod warunkiem, że instalacje wykorzystujące OZE będą bardziej dostępne, a ich ceny zaczną spadać.

Wg przeprowadzonych prognoz z istniejącej obecnie zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej prawie 10% zabudowań w 2030 roku może wykorzystywać odnawialne źródła energii. Największe przyrosty mogą wystąpić w wykorzystaniu kolektorów słonecznych, biomasy oraz pomp ciepła.

Istotną rolę w propagowaniu energetyki odnawialnej pełnić winny miasta i gminy województwa. Dotyczy to w szczególności realizacji instalacji OZE w gminnych obiektach użyteczności publicznej.

6. Charakterystyka i ocena stanu złóż kopalin oraz możliwości i planów ich wykorzystania do celów energetycznych

Na obszarze województwa lubuskiego występują głównie następujące paliwa kopalne:

- gaz ziemny zaazotowany,
- ropa naftowa;
- węgiel brunatny.

Na terenie województwa lubuskiego znajdują się udokumentowane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, dla których utworzono obszary i tereny górnicze. Poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego prowadzone jest przez Spółkę Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. o/Zielona Góra działającą na terenie zachodniej i północnej części Polski (województwo lubuskie, zachodniopomorskie, wielkopolskie, pomorskie i dolnośląskie). Ponad to PGNiG o/Zielona Góra prowadzi eksploatację podziemnych magazynów gazu w Wierzchowicach (województwo dolnośląskie), Daszewo (województwo zachodnio – pomorskie), Bonikowo (województwo wielkopolskie) oraz dostarcza gaz do odbiorców przemysłowych znajdujących się w pobliżu złóż gazu.

Lokalizację kopalń i charakter złóż rozmieszczonych na terenie województwa stanowiących źródło zaopatrzenia w gaz odbiorców z terenu województwa lubuskiego pokazano w tabeli 6-1

Tabela 6-1 Lokalizacja kopalń rozmieszczonych na terenie województwa oraz kopalń , które stanowią źródło zaopatrzenia w gaz odbiorców z terenu województwa lubuskiego

Jednostka organizacyjna	Nazwa złoża	Położenie złoża	Charakter złoża	Odbiorca gazu ziemnego
KGZ Wilków m Gola gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie	Wilków	gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie gm. Kotła woj. dolnośląskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	ZOG „KRIO” w Odolanowie
KGZ Wilków OG Grochowice m. Grochowice gm. Kotła woj. dolnośląskie	Grochowice	gm. Kotła woj. dolnośląskie gm. Siedlisko woj. lubuskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	ZOG „KRIO” w Odolanowie
KGZ Wilków OG Szlichtyngowa m. Drużyna gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie	Szlichtyngowa	gm. Szlichtyngowa woj. lubuskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	ZOG „KRIO” w Odolanowie
KRNiGZ Dębno m. Barnówko gm. Dębno, woj. zachodnio - pomorskie	Barnówko -Mostno -Buszewo (BMB)	gm. Dębno Lubuskie woj. zachodniopomor- skie; gm. Witnica gm. Lubiszyn	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A. Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Jednostka organizacyjna	Nazwa złoża	Położenie złoża	Charakter złoża	Odbiorca gazu ziemnego
		woj. lubuskie		
KRNiGZ Zielin m. Troszyn gm. Mieszkowice woj. zachodnio - pomorskie	Zielin	gm. Mieszkowice woj. zachodniopomorskie; gm. Górzycy woj. lubuskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A. Arctic Paper Kostrzyn S.A.
KRNiGZ Zielin OG Górzycy	Górzycy	gm. Gorzycy woj. lubuskie	eksploatowane złożo ropy naftowej i gazu ziemnego	Elektrociepłownia Gorzów S.A. Arctic Paper Kostrzyn S.A.
KGZ Kościan	Kościan S-Brońsko	gm. Kościan gm. Śmigiel gm. Kamieniec gm. Wielichowo – woj. wielkopolskie	eksploatowane złożo gazu ziemnego	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. System gazu zaazotowanego

6.1 Gaz ziemny zaazotowany

PGNiG Oddział w Zielonej Górze wydobywa rocznie ponad 3,5 mld m³ gazu ziemnego zaazotowanego, około 500,6 tys. ropy naftowej (dane za 2010 r.), oprócz tego pozyskuje w procesie produkcyjnym siarkę płynną, gaz płynny i hel. Większość pozyskiwanego gazu (około 80%) kierowana jest do krajowego systemu gazowniczego, pozostałą część produkcji Oddział sprzedaje na rynku lokalnych odbiorców.

Tabela 6-2 Produkcja gazu ziemnego Oddziału w Zielonej Górze w latach 2008-2012

rok	2008	2009	2010	2011	2012 III kwartał
Gaz ziemny [tys. m ³]	3 272 647	3 506 717	3 783 340	3 527 357	2 738 604

Na terenie województwa lubuskiego jedynymi bezpośrednimi odbiorcami gazu pochodzącego ze złóż lokalnych są EC Gorzów S.A., EC Zielona Góra S.A. i Arctic Paper Kostrzyn S.A. EC w Zielonej Górze jest zasilana gazem ziemnym zaazotowanym pochodzącym ze złóż zlokalizowanych w Wielkopolsce, natomiast EC Gorzów i Arctic Paper Kostrzyn S.A. ze złóż zlokalizowanych w województwie zachodniopomorskim (niewielka część złoża BMB zlokalizowana jest w województwie lubuskim na terenie gmin Lubiszyn i Witnica).

W celu zagospodarowania gazu ziemnego zaazotowanego, pozyskiwanego z działalności PGNiG oddział w Zielonej Górze, stworzony został system gazu ziemnego zaazotowanego (z dwoma podsystemami – gazu Ls o wartości opałowej $\geq 24 \text{ MJ/m}^3$ i Lw o wartości opałowej $\geq 27 \text{ MJ/m}^3$), który obejmuje południową część województwa lubuskiego, zachodnią część województwa wielkopolskiego, nieznaczny obszar północnej części województwa dolnośląskiego.

Łącznie do systemu gazu ziemnego zaazotowanego w roku 2011 dostarczono 1 388,6 mln. m³

System gazu ziemnego zaazotowanego w województwie lubuskim jest zasilany gazem podgrupy Lw (dawniej GZ-41,5) pochodzącym głównie ze złóż w woj. wielkopolskim między innymi ze złoża Kościan-Brońsko.

Poza tym gaz wydobywany przez PGNiG S.A. Oddział w Zielonej Górze jest dostarczany do zakładu ZOG KRIO Odolanów oraz Odazotowni Grodzisk w ilości około 92 mln m³ (w 2011 r), gdzie następuje jego odazotowanie, a następnie dostarczenie do systemu w postaci gazu wysokometanowego oraz do odbiorców lokalnych.

Gaz ziemny zaazotowany pozyskiwany w południowo – wschodniej części województwa ze złóż Wilków, Grochowice i Szlichtyngowa, stanowiący około 25% łącznej produkcji PGNiG S.A. oddziału w Zielonej Górze, charakteryzuje się bardzo niską kalorycznością dlatego jest skierowany za pomocą systemu gazociągów do KRIO Odolanów (województwo wielkopolskie) celem odazotowania.

6.2 Ropa naftowa

W przypadku złóż ropy naftowej zlokalizowanych na terenie województwa lubuskiego produkcja ropy naftowej pochodzi ze złóż Jeniniec, Kosarzyn N, Kosarzyn-Breslack, Rybaki, Retno, Radoszyn, Kije, Mozów, Górzycy. W roku 2007 produkcja wynosiła ponad 28 tys. ton co stanowi 5,6% łącznej produkcji Oddziału. Ropa Naftowa pochodząca z największego złoża w Polsce Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB) w niewielkiej części znajduje się na terenie województwa lubuskiego w gminach Lubiszyn i Witnica jest ewidencjonowana na Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego Dębno zlokalizowanej w województwie zachodniopomorskim.

Złoża na terenie województwa lubuskiego są eksploatowane podobnie jak złoża gazu ziemnego zaazotowanego na poziomie umożliwiającym racjonalną eksploatację złóż, to oznacza, że w dłuższej perspektywie czasowej spowoduje maksymalizację szczyptywania złóż z zachowaniem ekonomicznych podstaw takiej eksploatacji.

Gaz ziemny pochodzący z ropy naftowej w większości przypadków wykorzystywany jest na potrzeby własne ośrodków produkcyjnych i ze względu na swoje parametry jakościowe nie nadaje się do wykorzystywania w celach komunalno-bytowych.

Obecnie zagospodarowuje się złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonie Lubiatowa, Międzychodu i Grotowa. Jest to jedna z największych inwestycji związanych z wydobywaniem węglowodorów w Polsce.

Produkcja ropy naftowej Oddziału w Zielonej Górze kształtuje się obecnie na poziomie około 500 tys. ton/rok

6.3 Węgiel brunatny

Na obszarze województwa lubuskiego, w granicach gmin Gubin (pow. Krośnieński) i Brody (pow. Żarski) zalegają złoża węgla brunatnego. Węgiel brunatny złoża „Gubin” zalicza się do dobrych węgli energetycznych.

Zasoby geologiczne złóż Gubin-Zasieki-Brody szacuje się (wg PIG) na około 2 miliardy ton węgla brunatnego. Złoża te, obok złóż legnickich, są uważane za strategiczne z punktu widzenia wykorzystania węgla brunatnego w polskiej energetyce.

Dnia 13 grudnia 2011 r. Rada Ministrów przyjęła Koncepcję Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030, która weszła w życie dnia 27 kwietnia 2012 r. W dokumencie tym powyższe złoża zaliczone zostały do złóż strategicznych podlegających ochronie przed działalnością człowieka, w szczególności przed stałą zabudową i inwestycjami liniowymi. Wymaga to:

- sporządzenia wykazu złóż energetycznych o znaczeniu strategicznym dla państwa z określeniem przestrzennego zasięgu ich zalegania (strona rządowa),
- ustalenia przez wojewodę wspólnie z samorządem, na którego terenie znajdują się niniejsze złoża, rodzaju i czasu działalności oraz zabudowy dopuszczalnej na danym terenie – wyniki tych ustaleń winy być wprowadzone zarówno do strategii wojewódzkich, jak i planów zagospodarowania przestrzennego wszystkich kategorii (krajowego, wojewódzkiego, miejscowego).

W ramach powyższego zagadnienia te zostały ujęte w:

- „Zmianie Planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Lubuskiego” przyjętej uchwałą Sejmiku Województwa z dnia 21 marca 2012, uwzględniającej lokalizację zagłębia węgla brunatnego w oparciu o złożo „Gubin” wraz z elektrownią o mocy do 3000 MW,
- „Strategii Województwa Lubuskiego 2020” przyjętej uchwałą Sejmiku Województwa z dnia 19 listopada 2012, gdzie do kluczowych inwestycji regionalnych zaliczono budowę kompleksu wydobywczo-energetycznego Gubin-Brody.

Dla obu dokumentów przeprowadzone zostało postępowanie transgranicznego oddziaływania z uzyskaniem pozytywnej oceny dla planowanej inwestycji.

W myśl zapisów ustawy Prawo geologiczne i górnicze z dn. 9 czerwca 2011 r. (DZ.U. z 2011r. nr 163, poz. 981 art. 95 ust. 2), w terminie 2 lat od dnia zatwierdzenia dokumentacji geologicznej przez właściwy organ administracji geologicznej, obszar udokumentowanego złoża kopalin obowiązkowo wprowadza się do studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a po upływie tego terminu zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy, obszar udokumentowanego złoża kopalin do studium wprowadza wojewoda wydając w tej sprawie zarządzenie zastępcze. Sporządzone w tym trybie studium wywołuje skutki prawne takie jak studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

W przypadku złoża „Gubin” dokumentacja geologiczna została przyjęta przed dniem wejścia w życie ustawy, więc okres 2 lat liczony jest od 01.01.2012 r.

Rada Gminy w Brodach w czerwcu br. przyjęła uchwałę ws. przystąpienia do sporządzenia zmiany studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, mającej na celu ochronę złoża „Gubin”. Niezbędne jest podjęcie takiego działania w gminie Gubin.



Celem realizacji zadania obejmującego przygotowanie i zrealizowanie inwestycji polegającej na budowie kopalni odkrywkowej węgla brunatnego i elektrowni konwencjonalnej została powołana spółka, która od kwietnia 2012 r. przyjęła nazwę "PGE Gubin" Sp. z o.o., a której właścicielem od marca 2013 r. jest PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

W trakcie realizacji prowadzone są prace projektowe i analityczne obejmujące:

- Projekt zagospodarowania złoża węgla brunatnego „Gubin”,
- Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko,
- Ortofotomapa dla obszaru, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie

Podstawowym celem spółki na rok 2013 jest uzyskanie koncesji na wydobywanie węgla brunatnego ze złóż Gubin, dla uzyskania której wymagane jest:

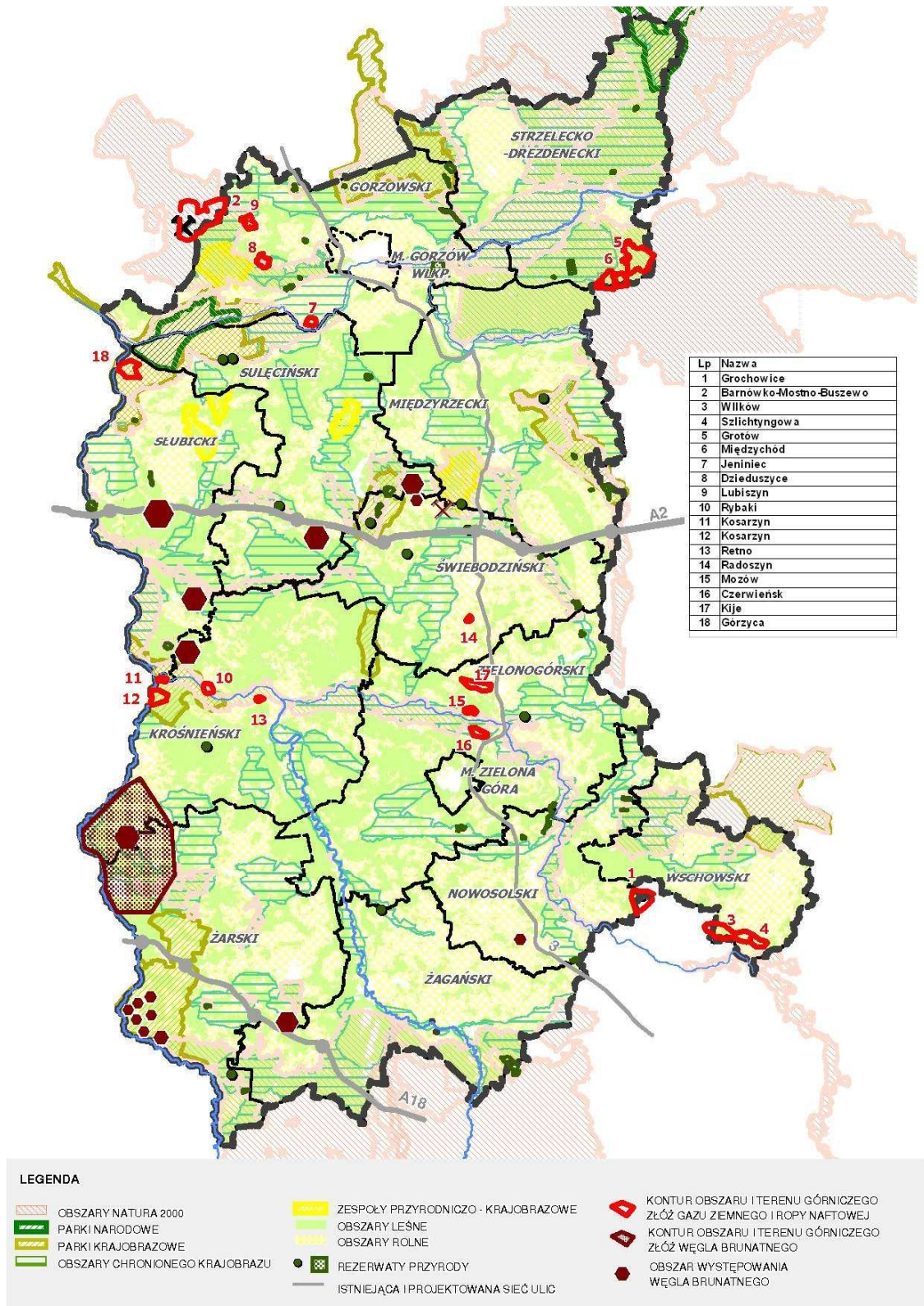
- ✓ Prawo do korzystania z informacji geologicznej (uzyskane),
- ✓ Projekt zagospodarowania złoża,
- ✓ Decyzja Środowiskowa zgody na realizację inwestycji,
- ✓ Zgodność z zapisami mpzp lub Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego.

Główne parametry inwestycji:

- Wyrobisko łącznie: 7700 ha
- Zwałowisko: 740 ha
- Obszar górniczy: 10 000 ha
- Wydobywanie węgla: 17 mln Mg/rok
- Okres wydobywania: 45 lat
- Moc elektrowni: 2700 MW

Produkcja energii elektrycznej w tym rejonie Polski będzie celowa z uwagi na kończące się zasoby węgla brunatnego. W ciągu ok. 30 lat z powodu wyczerpania złóż przestaną działać elektrownie Turów i zespół Pątnów – Adamów – Konin., przy odpowiednim wyprowadzeniu energii wskazuje na korzystną lokalizację dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii dla całego obszaru województwa lubuskiego z możliwością eksportu na sąsiednie tereny. Niemniej istotnym zagadnieniem będzie sposób rozbudowy i kierunki przesyłu energii elektrycznej z tej elektrowni, a także wielkość mocy do zagospodarowania w województwie lubuskim.

Rysunek 6-1 Lokalizacja lokalnych zasobów paliw na tle obszarów chronionych w województwie lubuskim



7. Analiza kosztów nośników energii u odbiorców (Koncesje i taryfy na nośniki energii)

7.1 Ciepło

W Tabeli Z-7-1 w Załączniku przedstawiono stawki opłat za zamówioną moc cieplną oraz za usługi przesyłowe, cenę ciepła oraz stawkę abonamentu z Taryf dla ciepła aktualnych na dzień 31.10.2012 r. dla wybranych, liczących się producentów i dystrybutorów ciepła działających na terenie województwa lubuskiego.

W celu określenia poziomu cen za ciepło na obszarze województwa lubuskiego, w poniższym zestawieniu posłużono się tzw. „uśrednioną ceną ciepła” liczoną z uwzględnieniem wskaźnika wykorzystania ciepła 6 500 GJ przy mocy zamówionej 1MW, odzwierciedlającym warunki pracy systemu ciepłowniczego.

Najniższą uśrednioną ceną netto ciepła w źródle systemowym charakteryzuje się obecnie EC Gorzów S.A. (29,49 zł/GJ) zaś najwyższą ZEC Sp. z o.o. z siedzibą Międzyrzecz (78,72 zł/GJ).

Najniższa uśredniona cena ciepła przesyłanego systemem ciepłowniczym u odbiorcy (wysoki parametr) wynosi 33,90 zł/GJ i jest oferowana odbiorcom ciepła z sieci ciepłowniczej ENERGO-STIL, zaś najwyższą cenę ponoszą odbiorcy ciepła z Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Lubsku Sp. z o.o. (83,96 zł/GJ).

W celu porównania cen za ciepło na analizowanym obszarze i w innych rejonach kraju, tj. dla różnych taryf, w niniejszym opracowaniu posłużono się również tzw. „uśrednioną ceną ciepła”.

Dla porównania w tabeli 7-1 podano wartości stawek opłat i „uśrednione ceny ciepła” z innych przedsiębiorstw (w przypadku gdy nośnikiem ciepła jest gorąca woda, a odbiór ciepła odbywa się na węźle cieplnym należącym do odbiorcy i przez niego eksploatowanym). Pogrubiona czcionką zaznaczono źródła działające na terenie województwa lubuskiego.

Tabela 7-1 Stawki opłat oraz uśrednione ceny ciepła wybranych przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie woj. lubuskiego na tle wybranych przedsiębiorstw w kraju (odbior ciepła z węzła odbiorcy, moc zamówiona: 1 MW, zużycie ciepła: 6 500 GJ)

Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło ciepła	Cena za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniona cena w źródle	Przesył do węzła odbiorcy		Uśredniona cena za przesył	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy bez VAT	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy z VAT
		zł/MW/a	zł/GJ	zł/GJ	zł/MW/a	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
PGE GiEK S.A.	EC Gorzów	68 693,76	18,92	29,49	10 505,40	3,17	4,79	34,27	41,81
Fortum Częstochowa	EC Fortum	60 576,36	21,40	30,72	29 111,88	7,06	11,54	42,26	51,55
EDF Toruń	Cergia Wschód	64 022,64	27,11	36,96	6 272,16	4,64	5,60	42,56	51,93
LPEC Lublin	EC Wrotków+EC MEGATEM	79 584,82	17,89	30,13	22 512,77	9,45	12,91	43,05	52,52
MPEC Olsztyn	EC Michelin + C. Kortowo	55 688,64	23,95	32,52	33 743,52	10,47	15,66	48,18	58,78
Miejskie Zakłady Komunalne Sp. z o.o w Kostrzynie n/Odrą	ARCTIC PAPER KOSTRZYŃ	81 053,16	20,21	32,68	28 836,00	12,25	16,69	49,37	60,23
ECO S.A. Opole	ECO S.A. Opole	75 828,62	27,75	39,42	27 781,94	9,05	13,32	52,74	64,34
DALKIA Poznań S.A. Zakład w Świebodzinie	Kotłownia osiedlowa Oś. Łużyckie	94 985,02	29,41	44,02	12 476,61	7,25	9,17	53,19	64,89
EC Zielona Góra S.A.	EC Zielona Góra	66 851,16	28,49	38,77	26 424,10	10,94	15,01	53,78	65,61
ECO Opole S.A.	ECO Żagań	99 324,26	28,03	43,31	27 557,45	6,49	10,73	54,04	65,93
ECO S.A. Opole	Nowa Sól – źródło ciepła należące do sprzedawcy	85 364,54	28,53	41,66	27 990,13	8,21	12,52	54,18	66,10
ZEC Sp. z o.o w Międzyrzeczu	Ciepłownia rejonowa ul. Fabryczna 3	133 747,81	28,91	49,49	13 026,14	2,77	4,77	54,26	66,20
BPEC Sp. z o.o. Brzeg	C. ul. Ciepłownicza w Brzegu	88 602,55	28,64	42,27	23 957,22	8,45	12,14	54,41	66,38
ECO S.A. Opole	Żary – źródło ciepła należące do sprzedawcy	90 631,77	29,11	43,05	27 133,01	7,28	11,45	54,51	66,50
ECO S.A. Opole	Sulechów (ul. Łąkowa)	89 784,67	30,16	43,97	24 345,25	6,87	10,62	54,59	66,60
ECO S.A. Opole	Gubin – źródło ciepła należące do sprzedawcy	84 766,80	27,82	40,86	37 922,38	10,53	16,36	57,23	69,81

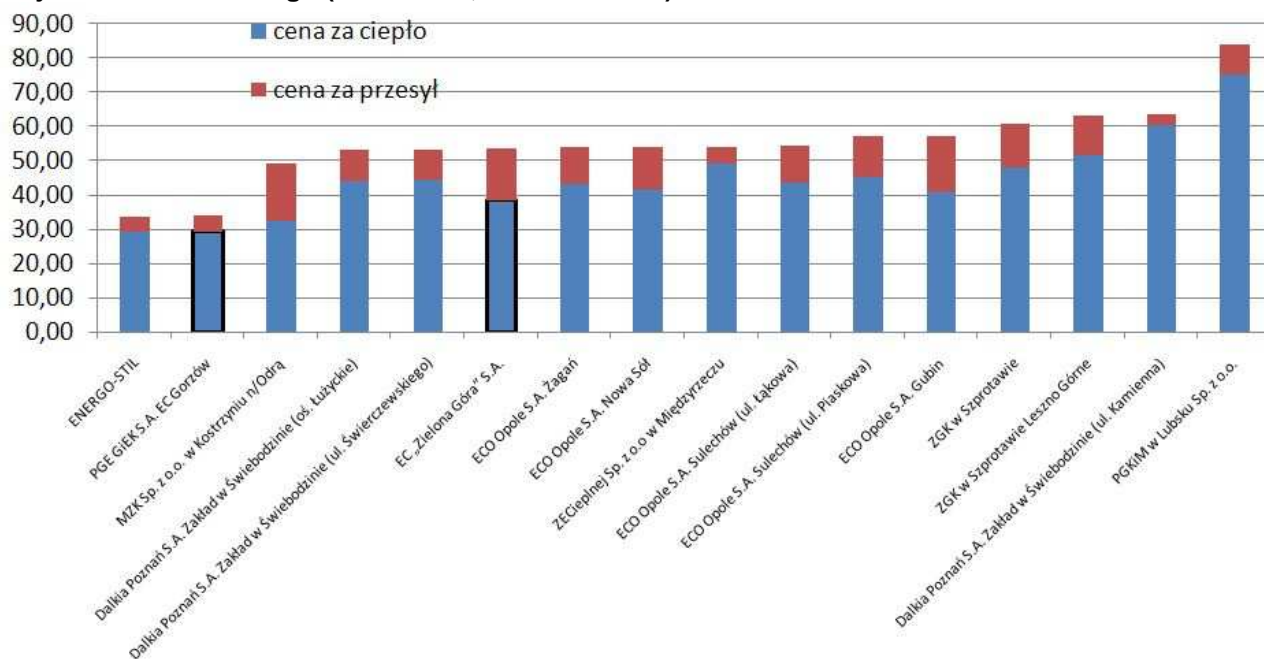
Źródło: Opracowanie własne na podstawie dostępnych, aktualnych taryf dla ciepła (stan na dzień 31.10.2012 r.).

Uśredniona cena ciepła z przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie województwa charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem. Na tle przedsiębiorstw krajowych ce-

ny ciepła kształtują się na przeciętnym poziomie, z czego EC Gorzów oferuje najniższą cenę (34,27 zł/GJ netto).

Poniżej przedstawiono graficzną prezentację analizy cen ciepła z przedsiębiorstw działających na terenie województwa lubuskiego. Czarną ramką zaznaczono największe działające źródła ciepła na terenie województwa lubuskiego.

Wykres 7-1 Porównanie cen ciepła z przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze województwa lubuskiego (zł/GJ netto, 1 MW=6500GJ)



Zróznicowanie cen ciepła można tłumaczyć różnymi czynnikami występującymi w poszczególnych regionach, do których przede wszystkim należy zaliczyć koszt stosowanego paliwa uwzględniający jego rodzaj (węgiel, gaz ziemny, olej opałowy) i warunki dostawy, stan techniczny źródła itp.

7.2 Gaz

Odbiorcy gazu ziemnego znajdujący się na obszarze województwa lubuskiego zasilani są z sieci, której właścicielami są:

- ➔ Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM Sp. z o.o.,
- ➔ Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (obecnie PGNiG SPV4 Sp z o.o. oddział w Poznaniu) – zasila północną część województwa,
- ➔ Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (obecnie PGNiG SPV4 Sp z o.o. oddział we Wrocławiu)– zasila południową część województwa,
- ➔ EWE Energia Sp. z o.o. z siedzibą w Międzyrzeczu,
- ➔ DUON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Wysogotowie.

Aktualną wysokość opłaty za gaz ziemny wysokometanowy oraz zaazotowany dla odbiorców DSG oraz WSG przedstawiono odpowiednio w Tabelach Z-7-2 do Z-7-5 w Załączniku, gdzie podano wyciąg z Taryfy PGNiG S.A. dla paliw gazowych Nr 5/2012.

Aktualną wysokość opłaty za gaz ziemny wysokometanowy dla odbiorców EWE Energia Sp. z o.o. przedstawiono w Tabeli Z-7-6 w Załączniku, gdzie podano wyciąg z Taryfy dla paliw gazowych z dnia 11.10.2012 r.

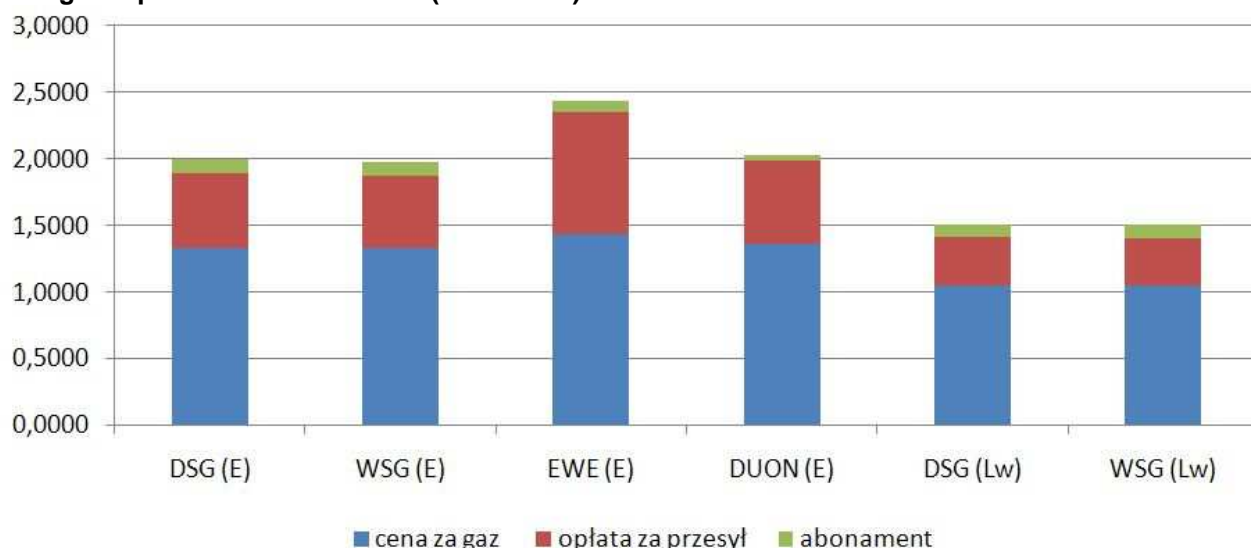
Aktualną wysokość opłaty za gaz ziemny wysokometanowy dla odbiorców DUON Dystrybucja S.A. przedstawiono w Tabeli Z-7-7 w Załączniku, gdzie podano wyciąg z Taryfy dla paliw gazowych Nr 8 z dnia 17.08.2012 r.

Poniżej przedstawiono na Wykresie 7-2 porównanie uśrednionej ceny 1 Nm³ gazu przy zapotrzebowaniu rocznym 1 200 m³ / 8 000 m³ w zależności od dostawcy paliwa. Do porównań (1200 m³) przyjęto ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe z grup:

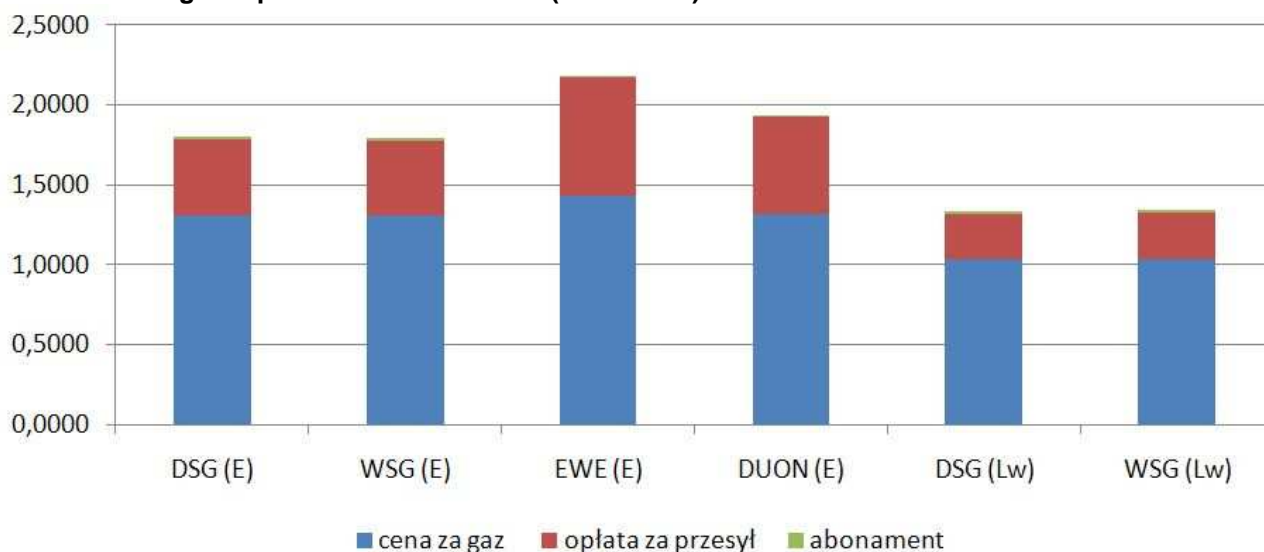
- W-2.12T / W-3.12T dla DSG oraz WSG (gaz wysokometanowy),
- S-2.12T / S-3.12T dla DSG oraz WSG (gaz zaazotowany),
- G-1 / G1 dla EWE energia Sp. z o.o.,
- HD-1 / HD-2 dla DUON Dystrybucja S.A.

Grupy te cechują się podobnymi mocami godzinowymi oraz rocznym poborem w związku z czym zestawienie uśrednionej ceny gazu z poszczególnych przedsiębiorstw daje możliwość dokonania obiektywnego porównania i oceny kosztów ponoszonych na paliwo gazowe przez odbiorców.

Wykres 7-2 Porównanie cen gazu dla odbiorców z terenu woj. lubuskiego dla zapotrzebowania rocznego na poziomie 1 200 m³/rok. (zł/m³ netto)



Wykres 7-3 Porównanie cen gazu dla odbiorców z terenu woj. lubuskiego dla zapotrzebowania rocznego na poziomie 8 000 m³/rok. (zł/m³ netto)



Cena gazu z poszczególnych przedsiębiorstw kształtuje się obecnie na podobnym poziomie od ok. 1,80 – 2,00 zł/m³ w zależności od ilości pobieranego paliwa, za wyjątkiem Spółki EWE, z której to gaz jest droższy o ok. 20% i kształtuje się na poziomie od 2,18 - 2,43 zł/m³. Zdecydowanie tańszy jest gaz zaazotowany, jednak należy pamiętać, że jego wartość opałowa jest także odpowiednio niższa.

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, iż w miarę wzrostu ilości pobieranego paliwa jego jednostkowy koszt spada. W przypadku rozpatrywanych przedsiębiorstw najtańszy jest gaz z DSG i WSG (ok. 1,80 zł/m³), zaś w przypadku EWE oraz DUON koszt gazu wynosi odpowiednio 2,18 zł/m³ i 1,93 zł/m³. Taki stan rzeczy spowodowany jest niższymi cenami gazu i usług przesyłowych w przypadku zakupu większej ilości paliwa oraz korzystniejszym dla odbiorcy podziałem kosztów stałych.

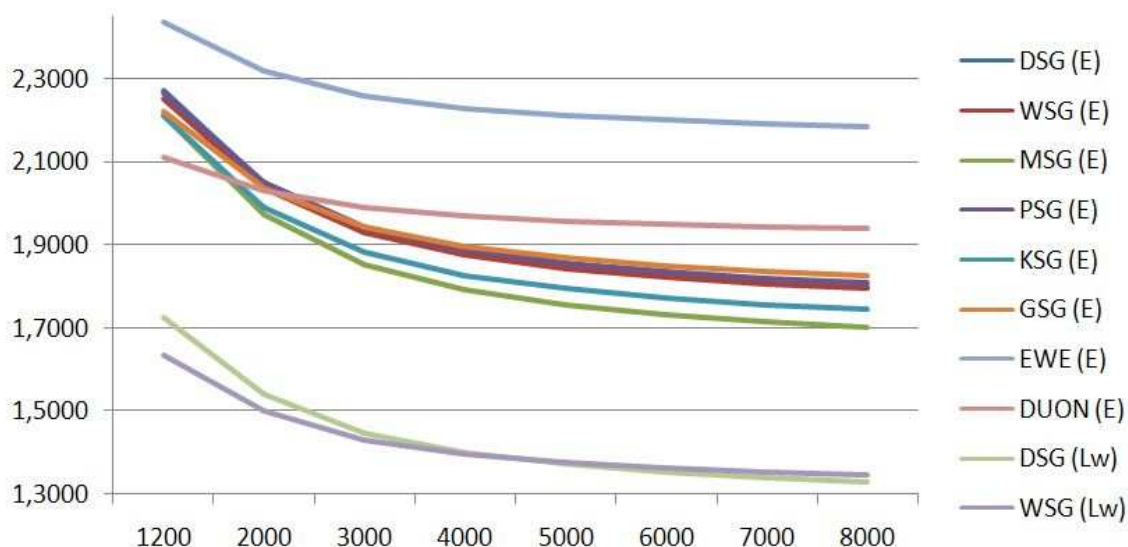
Cena gazu zaazotowanego jest niższa od gazu wysokometanowego o ok. 46 gr/m³ w latach. Należy zwrócić uwagę na fakt, że gaz zaazotowany jest tańszy, ale jednocześnie jego wartość opałowa wynosi do 32,8 MJ/m³ i jest niższa w porównaniu do gazu wysokometanowego (do 39,5 MJ/m³).

Poniżej przedstawiono na wykresie porównanie średnich cen gazu dla zapotrzebowania od 1200-8000 m³/rok dla odbiorców:

- ➔ Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (WSG - E),
- ➔ Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (DSG - E),
- ➔ Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (WSG - Lw),
- ➔ Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (DSG - Lw),
- ➔ Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (MSG - E),
- ➔ Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG - E),
- ➔ Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (KSG - E),
- ➔ Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. (GSG - E),

- EWE energia Sp. z o.o. (EWE - E),
- DUON Dystrybucja S.A. (DUON - E).

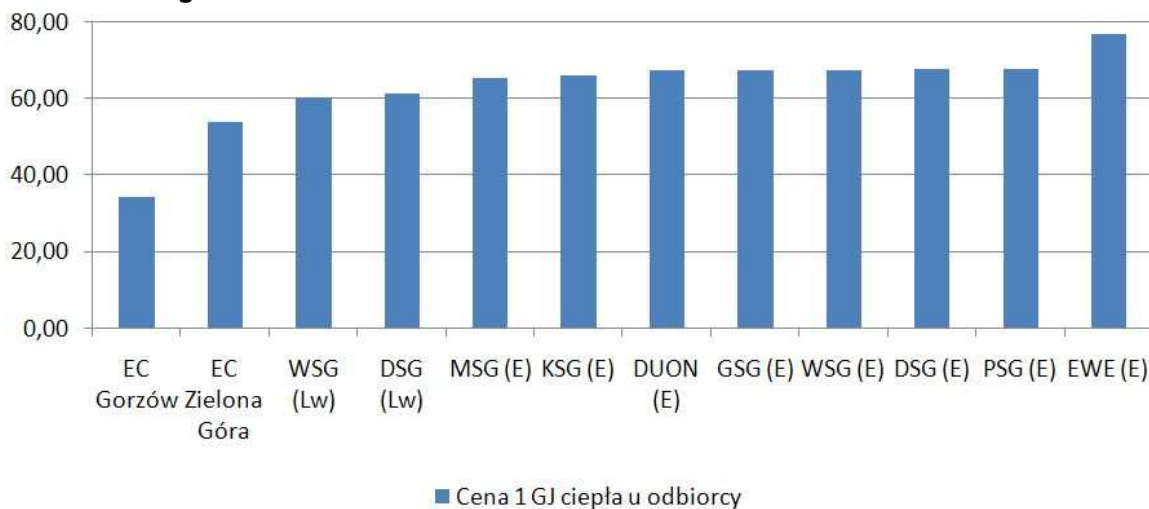
Wykres 7-4 Porównanie uśrednionej ceny gazu dla zapotrzebowania rocznego od 1200 do 8000 m³ (zł/m³ netto)



Powyższy wykres przedstawia uśrednioną cenę gazu w zależności od rocznego zapotrzebowania. Można stwierdzić, iż cena oferowana odbiorcom przez spółki należące do PGNiG sprzedają gaz wysokometanowy po cenie na podobnym poziomie. Cena waha się od 2,21 zł/m³ dla zapotrzebowania 1 200 m³/rok do 1,70 zł/m³ dla zapotrzebowania 8 000 m³/rok. Cena gazu wysokometanowego z EWE jest wyższa przeciętnie o ok. 15-20% i wynosi odpowiednio od 2,43 zł/m³ do 2,18 zł/m³.

Najtańszym paliwem jest gaz zaazotowany, tańszy przeciętnie o ok. 30% od gazu wysokometanowego, jednak jego wartość opałowa jest także niższa, w związku z czym w celu możliwości dokonania porównania atrakcyjności cenowej ww. paliw gazowych poniżej przedstawiono szacunek ceny 1 GJ wytworzonego na gazie zaazotowanym i wysokometanowym z uwzględnieniem wartości opałowej.

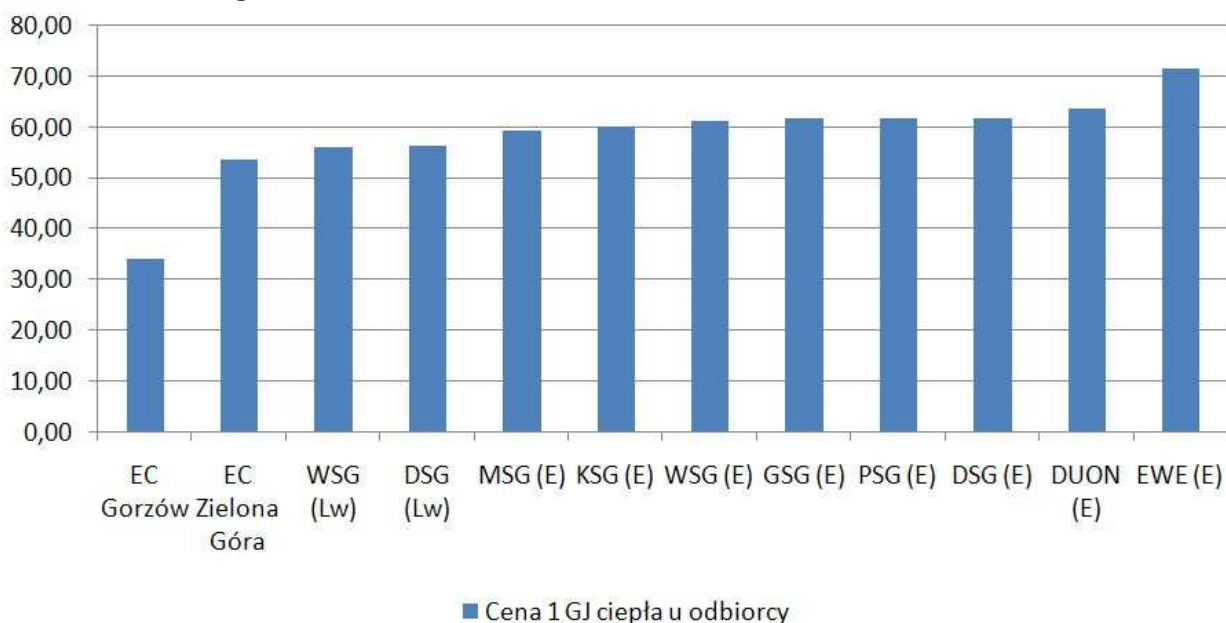
Wykres 7-5 Porównanie uśrednionej ceny netto 1 GJ ciepła z gazu ziemnego zaazotowanego (2 500 m³/rok) i wysokometanowego (2000 m³/rok) z uwzględnieniem wartości opałowej oraz z największych gazowych źródeł systemowych funkcjonujących na terenie woj. lubuskiego



Cena 1 GJ ciepła wytworzona z gazu ziemnego uzależniona jest głównie od wielkości roczne zapotrzebowania na to paliwo. W przypadku wzrostu ilości paliwa gazowego udział opłat stałych w opłacie za GJ jest niższy, przez co jednostkowa cena ciepła spada.

Dla porównania poniżej przedstawiono szacunek ceny 1 GJ wytworzonego na gazie zaazotowanym i wysokometanowym z uwzględnieniem wartości opałowej oraz sprawności przetwarzania przy zapotrzebowaniu rocznym na poziomie odpowiednio 25 000 m³ i 20 000 m³.

Wykres 7-6 Porównanie uśrednionej ceny netto 1 GJ ciepła z gazu ziemnego zaazotowanego (25 000 m³/rok) i wysokometanowego (20 000 m³/rok) z uwzględnieniem wartości opałowej oraz z największych gazowych źródeł systemowych funkcjonujących na terenie woj. lubuskiego



Jak wynika z wykresu powyżej w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na paliwo gazowe jednostkowa cena ciepła zbliża się do poziomu ciepła z systemu ciepłowniczego eksploatowanego przez EC Zielona Góra S.A. i wynosi dla gazu zaazotowanego ok. 56 zł/GJ netto.

7.3 Energia elektryczna

Większość odbiorców energii elektrycznej na terenie województwa lubuskiego zaopatrywana jest w nią przez:

- ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (Oddział w Gorzowie Wielkopolskim i Oddział w Zielonej Górze),
- oraz w zasięgu lokalnym:
- PKP Energetyka Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Zakład Pomorski w Szczecinie oraz Zakład Zachodni w Poznaniu,
- Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. z o.o. z siedzibą w Gorzowie Wielkopolskim,
- Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Wszystkie wymienione przedsiębiorstwa energetyczne posiadają aktualne i obowiązujące na dzień 31.10.2012 r. koncesje i taryfy na energię elektryczną, ale zarówno ZE ENERGO-STIL Sp. z o.o. jak i Arctic Paper Kostrzyn S.A. dostarczają prąd jedynie odbiorcom przemysłowym i nie posiadają grup taryfowych, do których można by zakwalifikować gospodarstwa domowe (G11 i G12). W związku z powyższym zostały pominięte w dalszych analizach porównawczych.

W Tabeli Z-7-8 i Z-7-9w Załączniku znajduje się wyciąg z „Taryfy energii elektrycznej” ENEA Operator pokazujący opłaty dla odbiorców odpowiednio z obszaru gorzowskiego i zielonogórskiego, zasilanych niezależnie od poziomu napięcia (grupy taryfowe G11 i G12). Taryfa została zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DTA-4211-76(13)/2011/13854/V/BH z dnia 19 grudnia 2011 roku.

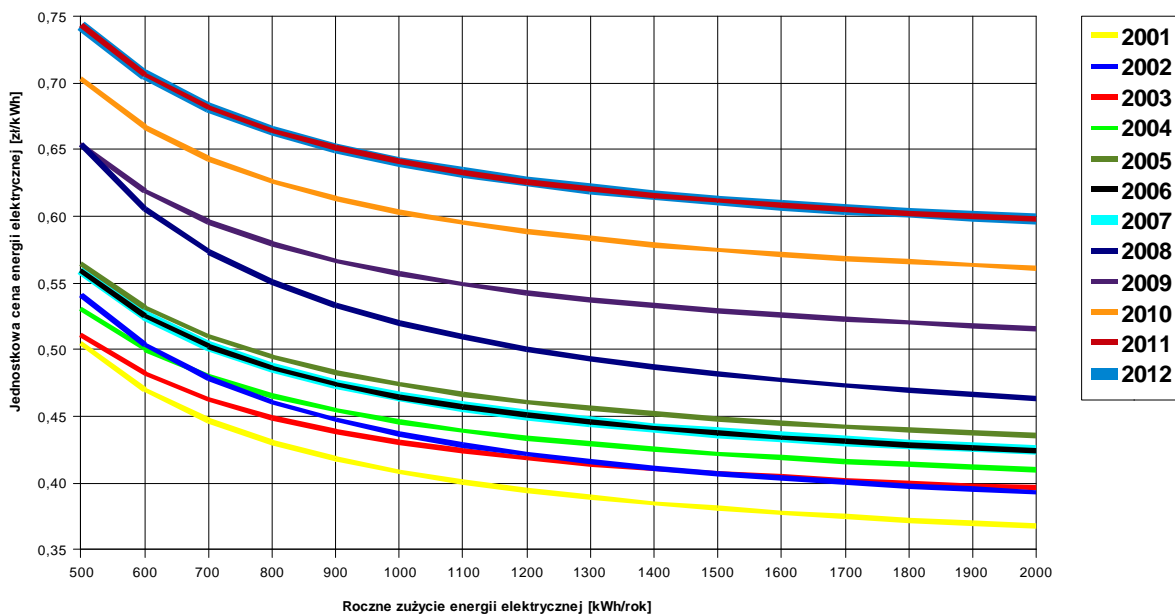
W Tabeli Z-7-10 i Z-7-11w Załączniku znajduje się wyciąg z „Taryfy energii elektrycznej” PKP Energetyka pokazujący opłaty dla odbiorców z obszaru odpowiednio poznańskiego i szczecińskiego, zasilanych niezależnie od poziomu napięcia (grupy taryfowe G11 i G12). Taryfa została zatwierdzona decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DTA-4211-(7)11/2012/3158/XI/KG z dnia 5 kwietnia 2012 roku.

Poniżej przedstawiono wykresy obrazujące zmianę ceny jednostkowej 1 kWh energii elektrycznej w taryfie G11 i G12 w latach 2001-2012 pochodzącej z:

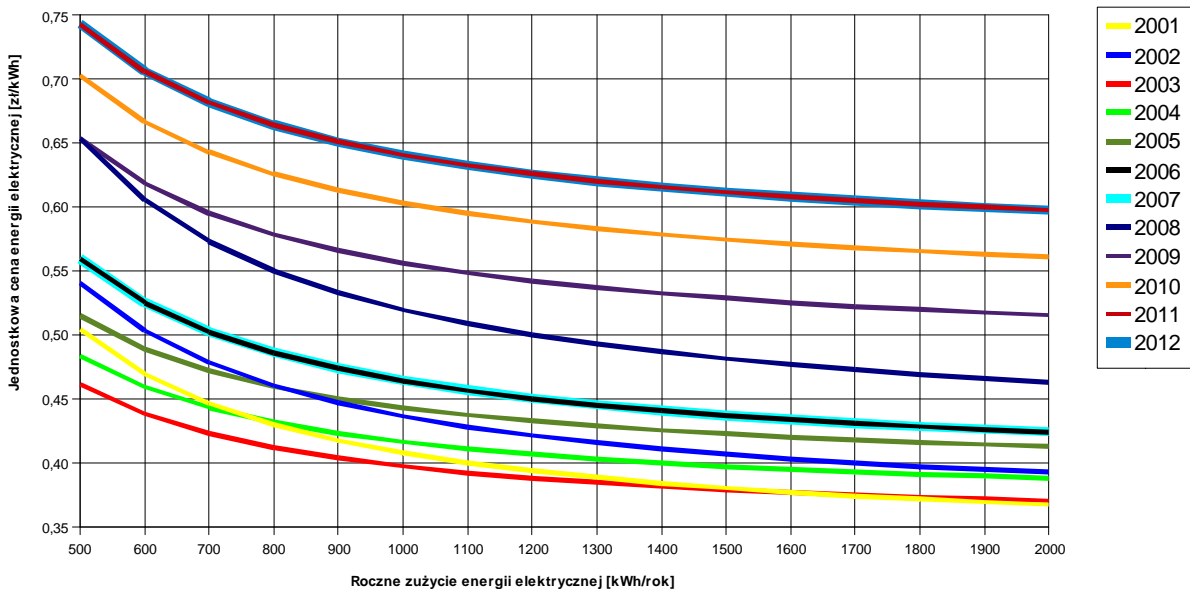
- ENEA Operator - obszar gorzowski,
- ENEA Operator - obszar zielonogórski.



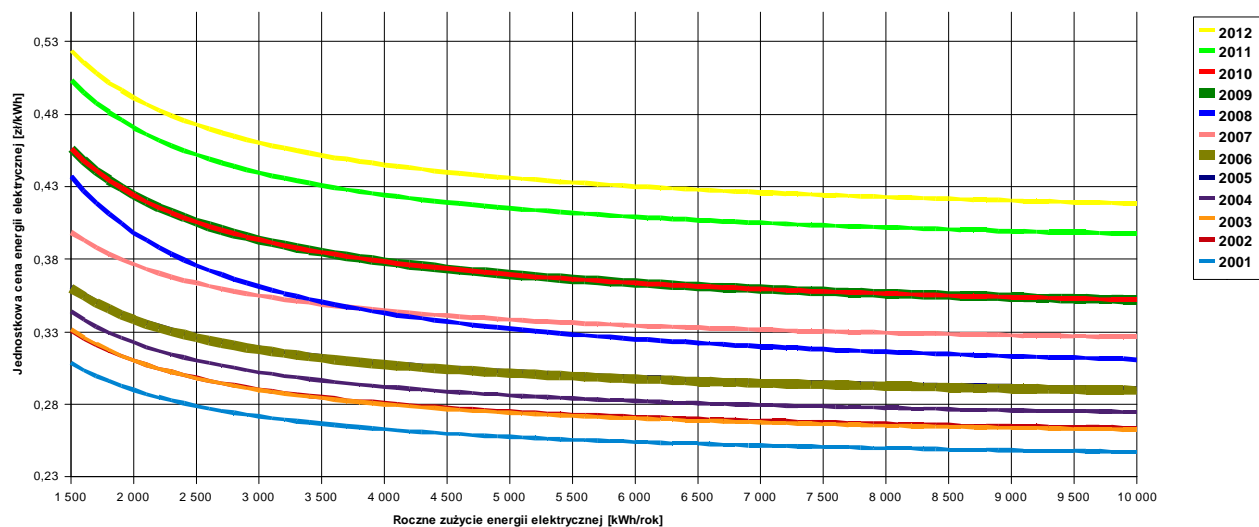
Wykres 7-7 Porównanie jednostkowych cen energii elektrycznej pochodzącej z ENEA Operator – obszar gorzowski w latach 2001-2012 wg grupy taryfowej G11 (brutto)



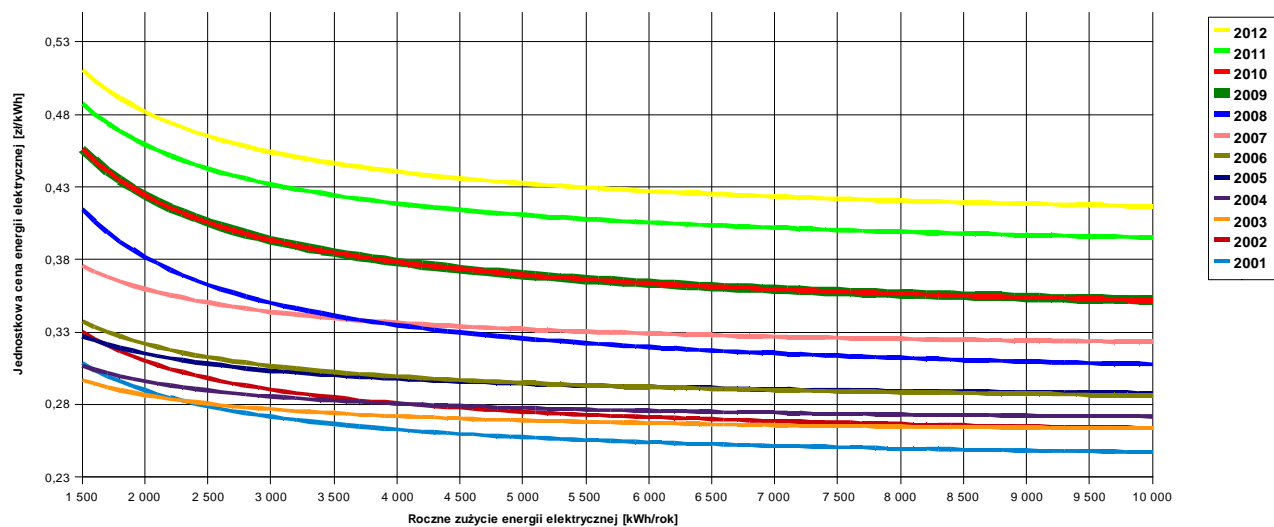
Wykres 7-8 Porównanie jednostkowych cen energii elektrycznej pochodzącej z ENEA Operator – obszar zielonogórski w latach 2001-2012 wg grupy taryfowej G11 (brutto)



Wykres 7-9 Porównanie jednostkowych cen energii elektrycznej pochodzącej z ENEA Operator – obszar gorzowski w latach 2001-2012 wg grupy taryfowej G12 (brutto)



Wykres 7-10 Porównanie jednostkowych cen energii elektrycznej pochodzącej z ENEA Operator – obszar zielonogórski w latach 2001-2012 wg grupy taryfowej G12 (brutto)



Analizując powyższe wykresy można stwierdzić, iż cena energii elektrycznej z grupy taryfowej G11 i G12 w latach 2001-2012 cechowała się tendencją wzrostową niezależnie od obszaru zasilania.

Jednostkowa cena energii elektrycznej z ENEA Operator – obszar gorzowski w grupie taryfowej G11 w latach 2001-2012 systematycznie wzrastała, jedynie w roku 2006 wykazała nieznaczny spadek, zaś największy wzrost nastąpił od roku 2008.

Jednostkowa cena energii elektrycznej z ENEA Operator – obszar zielonogórski gorzowski w grupie taryfowej G11 w roku 2003 wykazała nieznaczny spadek, zaś największy wzrost, podobnie jak w obszarze gorzowskim, nastąpił od roku 2008.

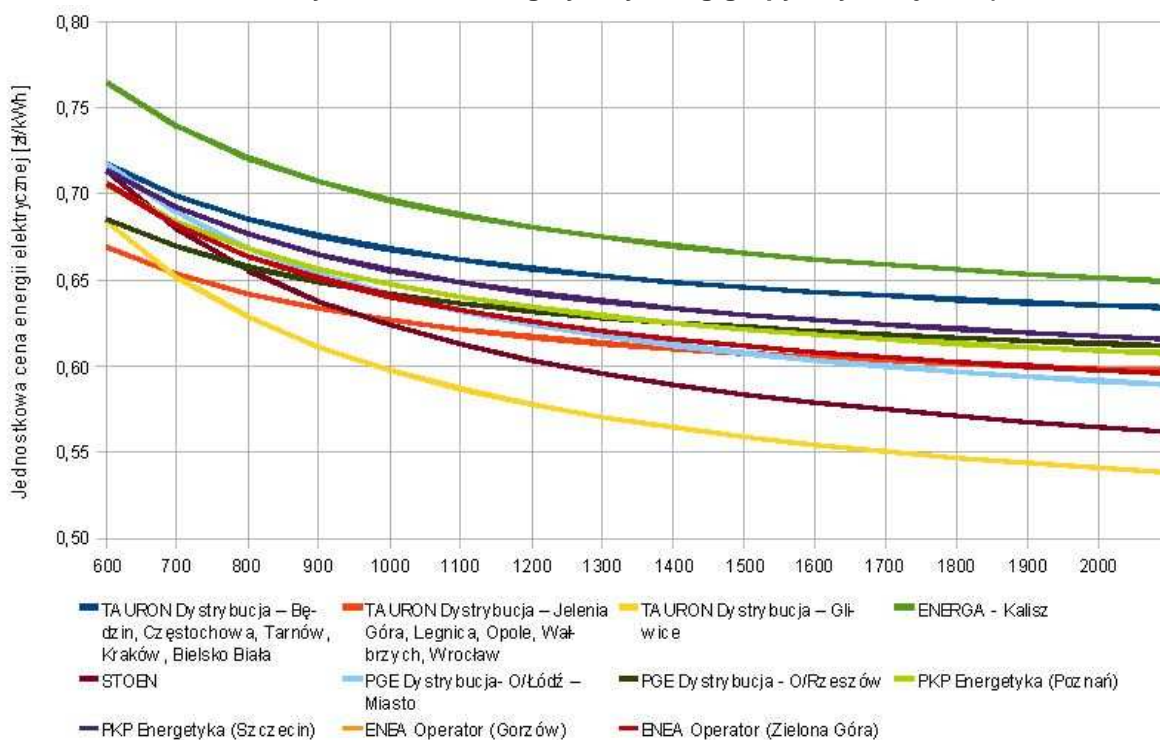
Kształtowanie się ceny energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 jest zbieżne z tendencjami w grupie G11.

Średni wzrost ceny energii elektrycznej w taryfie G11 w analizowanych przedsiębiorstwach w latach 2001-2012 wyniósł ok. 60-70% przy czym sumaryczna inflacja w tym okresie wyniosła około 27%.

Podobna sytuacja występuje w grupie taryfowej G12 we wszystkich analizowanych obszarach. W latach 2001-2012 można zaobserwować regularne wzrosty ceny energii elektrycznej, które łącznie wyniosły ok 55% - 70% w zależności od przedsiębiorstwa i obszaru zasilania.

Poniżej przedstawiono wykresy prezentujące koszt jednostkowy 1 kWh z ENEA Operator oraz PKP Energetyka na tle innych, wybranych zakładów energetycznych w kraju dla odbiorców energii elektrycznej zakwalifikowanych do grup taryfowych G11.

Wykres 7-11 Porównanie taryf zakładów energetycznych wg grupy taryfowej G11 (zł/kWh brutto)



Na tle kraju, cena energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 z na obszarze województwa lubuskiego kształtuje się na przeciętnym poziomie bez względu na roczne zużycie. Najwyższą ceną niezależnie od rocznego zużycia cechuje się energia elektryczna z ENERGA-Kalisz, zaś najniższą cenę (przy zapotrzebowaniu przekraczającym 700 kWh/rok) oferuje swoim odbiorcom Tauron Dystrybucja S.A. - Gliwice (dawniej VATTENFALL GZE).

7.4 Porównanie kosztów energii cieplnej z różnych paliw - budownictwo jedno - i wielorodzinne

Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez odbiorców energii cieplnej w poniższej tabeli przedstawiono porównanie kosztów paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii w paliwie dla poniżej przyjętych założeń:

- koszty biomasy są wyliczone na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;
- koszty gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf przy założeniu, że roczne zużycie gazu jest na poziomie 2 000 m³ (wg grupy taryfowej W-3.12T) oraz 2 500 m³ (wg grupy taryfowej S-2.12T).

Tabela 7-2 Porównanie kosztów energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających)

Nośnik energii	Cena paliwa	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt energii
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
węgiel groszek I/II	581,00	27	80%	26,90
węgiel orzech I/II	619,00	28	75%	29,48
węgiel kostka I/II	662,00	29	75%	30,44
odpady drzewne	469,00	12	80%	48,85
brykiet opałowy	730,00	19,5	75%	49,91
gaz ziemny (S-2.12T z WSG)	1,7940	28,5	90%	69,94
pelet	960,00	17	80%	70,59
gaz ziemny (S-2.12T z DSG)	1,8264	28,5	90%	71,20
gaz ziemny (HD-2 z DUON)	2,4979	35,5	90%	78,18
gaz ziemny (W-3.12T z WSG)	2,5046	35,5	90%	78,39
gaz ziemny (W-3.12T z DSG)	2,5194	35,5	90%	78,85
olej opałowy ciężki C3	2 765,00	39	85%	83,41
gaz ziemny (G-1 z EWE)	2,8511	35,5	90%	89,24
olej opałowy lekki	4 558,00	43	85%	124,71
gaz płynny	5 452,00	46	90%	131,69

* - [zł/m³].

** - [zł/kWh]

Jak widać z powyższego zestawienia istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) wytwarzanej z poszczególnych paliw.

Jednak należy pamiętać, że jest to tylko jeden ze składników całkowitych kosztów, jakie ponosi odbiorca za zużycie energii. W ich skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię powyższych nośników na ciepło, koszty dostawy itp.

Dla porównania koszt ciepła do węzła cieplnego odbiorcy z EC Zielona Góra (przy założeniu 1MW=6500 GJ) wynosi 66,15 zł/GJ.

Koszt ciepła wytwarzanego z energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 dla odbiorców ENEA Operator (obszar zielonogórski), przy założeniu proporcji poboru energii: 30% w dzień i 70% w nocy oraz rocznym zużyciu na poziomie 10 000 kWh wynosi ok. 118 zł/GJ.

7.5 Wpływ liberalizacji rynku energii (zasada TPA) na gospodarkę energetyczną gminy

Idea konkurencyjnego rynku nośników energii stała się podstawą prac nad prawem dającym możliwość konsumentom na swobodny wybór, jak również i zmianę dostawcy energii. Na gruncie prawodawstwa europejskiego powstała koncepcja Third Party Access (tzw. dostępu stron trzecich), która została zaimplementowana w prawie wspólnotowym na mocy dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylona dyrektywą 96/92/WE. Art. 3 ust. 5 Dyrektywy zobowiązał kraje członkowskie do spowodowania, że uprawnieni odbiorcy mogliby zmienić sprzedawcę energii.

Dyrektywa określała, że zastosowanie zasady TPA powinno odbywać się na podstawie taryf (lub co najmniej metodyki opracowywania taryf, w zależności od systemu regulacji przyjętego przez poszczególne państwa członkowskie) zatwierdzanych przez organy regulacyjne. Wymagane jest, aby taryfy były obiektywne i zapewniające równe traktowanie wszystkich użytkowników. Państwa członkowskie muszą zapewnić powszechny dostęp do nich i w związku z tym narzucić obowiązek ich publikowania.

Dyrektywa nałożyła na państwa członkowskie obowiązek rozdzielenia działalności operatorskiej od pozostałych rodzajów działalności przedsiębiorstw energetycznych zintegrowanych pionowo.

Zasada TPA (Third-pass Access) została określona w art. 4 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne (Dz.U z 2006 r. nr 89, poz. 625 z późn. zm.) w myśl którego:

- „1. Odbiorca paliw gazowych lub energii ma prawo zakupu tych paliw lub energii od wybranego przez siebie sprzedawcy.*
- 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwi odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy paliw gazowych lub energii, na warunkach i w trybie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 lub 3.”*

Rynek elektroenergetyczny

Zgodnie z ustawą polscy odbiorcy mają prawo zakupu energii elektrycznej od wybranego przez siebie sprzedawcy (art. 4j). Dodatkowo, aby zapewnić odbiorcom możliwość korzystania z nadanego im prawa, ustawodawca zobowiązał przedsiębiorstwa świadczące usługi przesyłowe lub dystrybucyjne energii elektrycznej do świadczenia tych usług, na zasadzie równoprawnego traktowania, wszystkim odbiorcom (art. 4 ust. 2). Świadczenie tych usług odbywa się na podstawie stosownej umowy.

Zasada TPA w przypadku nośników energii ma zastosowanie dla energii elektrycznej oraz paliw gazowych. Specyfika sektora ciepłowniczego i jego zasięg lokalny ograniczają w znacznym stopniu zakres funkcjonowania zasady TPA w tym sektorze.

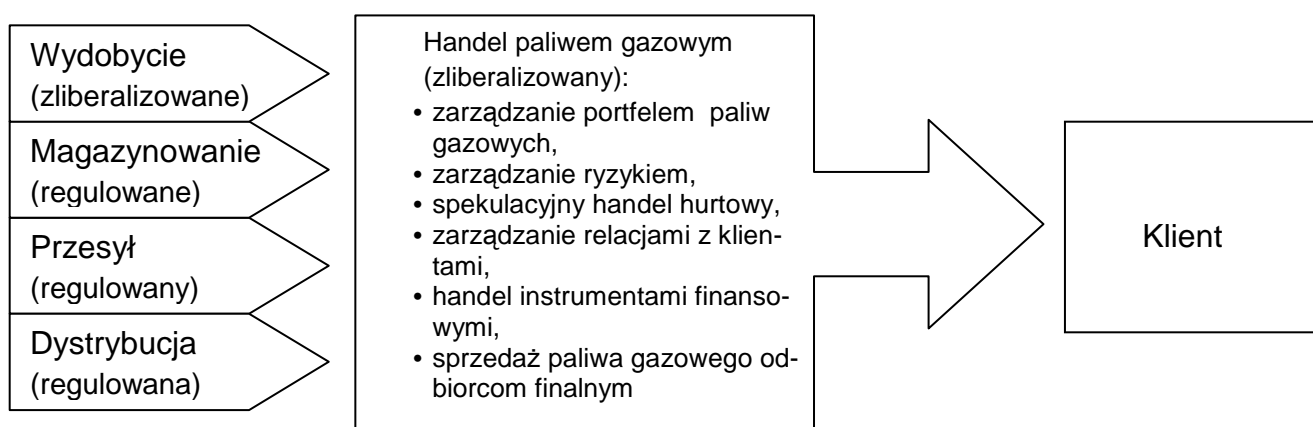
Energia elektryczna sprzedawana jest na terenie województwa lubuskiego głównie przez firmę Enea S.A. Na mocy postanowień zasady TPA zawartych w ustawie Prawo energetyczne, każdy odbiorca energii elektrycznej z terenu województwa ma możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy energii niezależnie od regionu, w którym odbiorca się znajduje.

Zasada TPA pozwalająca na swobodną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej ma coraz to szersze zastosowanie w przypadku zakupu energii na użytek jednostek gminnych. Gmina, zobowiązana na mocy ustawy o samorządzie gminnym do zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej na jej terenie, ma możliwość przeprowadzania zakupów energii elektrycznej w warunkach rynkowych. Wysoki wolumen zakupów pozwala na znaczne ograniczenie jej kosztów poprzez tzw. efekt skali. Dobrym przykładem takiego postępowania jest Gmina Częstochowa, która poprzez zakup energii w układzie rynkowym ograniczyła jej koszty w latach 2009-2011 łącznie o ok. 3,7 mln zł.

Rynek paliw gazowych

W chwili obecnej, w związku z postępującymi pracami prowadzonymi przez UE mającymi na celu liberalizację rynku gazu ziemnego, rośnie presja na państwa członkowskie, by kładły nacisk na wzrost konkurencji na rynku paliw gazowych. W myśl zasady TPA efektywny rynek powinien zapewniać równy dostęp do infrastruktury gazowej stron trzecich. W dalszej perspektywie taki stan rzeczy zapewnić powinien wzrost konkurencji na rynku paliw gazowych, jak również zatrzymanie wzrostu kosztów zużycia tego nośnika energii. Strukturę polskiego sektora gazowniczego przy zastosowaniu zasady TPA przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 7-1 Struktura zliberalizowanego sektora gazowniczego (przy zastosowaniu zasady TPA)



Źródło: Oracz H., „Liberalizacja polskiego rynku paliw gazowych. Większa przejrzystość gazu”, 2005.

Obecnie na obszarze kraju działalność polegającą na świadczeniu usług przesyłu gazu świadczy Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Zadania w zakresie dystrybucji paliwa gazowego odbiorcom świadczyło do niedawna sześć spółek gazownictwa zlokalizowanych na terenie całego kraju, obecnie po konsolidacji PGNiG SPV4 Sp. z o.o. z oddziałami zasięgiem oddziaływania odpowiadającym dotychczasowym spółkom. Sprzedają gazu ziemnego zajmuje się spółka PGNiG S.A.

Zasada TPA na rynku paliw gazowych w Polsce ma obecnie zastosowanie jedynie na rynkach lokalnych, gdzie działalność w zakresie sprzedaży gazu prowadzi kilka przedsiębiorstw.

Rynek energetyki ciepłej

W związku ze specyfiką branży ciepłowniczej, charakteryzującą się brakiem połączeń pomiędzy lokalnymi systemami ciepłowniczymi oraz z uwagi na brak możliwości przesyłu ciepła na znaczne odległości, przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą swoją działalność w warunkach monopolu naturalnego. Zasada TPA w tym sektorze nie ma zastosowania.