

ARTYKUŁY ▶▶ GOSPODARKA

ARKADIUSZ CZWOŁEK ▶

Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

Perspektywy modernizacji białoruskiej energetyki w latach 2011–2016

Abstract

The paper attempts to estimate chances for modernisation of the Byelorussian energy system in the years 2011–2016. In accordance with the government strategy, in 2015 Byelorussia is to become an energy independent country. The ambitious government plan provides for modernisation of several tens of power facilities. It also aims at reducing the dependence of the domestic energy sector on Russian energy sources. However, the modernisation plans of the energy system include a significant risk, as their financing largely depends on obtaining foreign loans. The current implementation rate of the government strategy indicates that chances for modernising the outdated Byelorussian energy system are small. Only commissioning of a nuclear power plant will end Byelorussian problems with electric power shortages.

Key words: Belarus, power, modernization, power system, the transmission infrastructure

Абстракт

В статье проведена оценка шансов модернизации белорусской энергетики в 2011–2016 годах. Согласно правительственной стратегии в 2015 г. Беларусь должна стать энергетически независимым государством. Амбициозный правительственный план подразумевает модернизацию нескольких десятков энергетических объектов. Его целью является также уменьшение зависимости национальной энергетики от российского энергетического сырья. Планы модернизации энергетической системы включают в себя большой элемент риска, так как их финансирование, в значительной степени, обу-

словлено получением заграничных кредитов. До сих пор темп реализации правительственной стратегии указывает на малые шансы модернизации устаревшей белорусской энергетики. Только запуск атомной электростанции избавит Беларусь от проблем с дефицитом электроэнергии.

К л ю ч е в ы е с л о в а : Беларусь, энергетика, модернизация, энергетическая система, инфраструктура передачи

W ostatnich latach Białoruś stanęła przed poważnym zadaniem modernizacji własnej energetyki. Przestarzałe elektrownie i sieci przesyłowe stwarzają niebezpieczeństwo dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Dotychczasowa przebudowa sektora energetycznego nie przyniosła większych rezultatów. W dalszym ciągu dominującym paliwem jest rosyjski gaz ziemny, a właścicielem większości aktywów w sektorze energetycznym pozostaje państwo. Niewielka dywersyfikacja źródeł energii powoduje wzrost zależności Białorusi od rosyjskiego partnera, a wysoka energochłonność PKB zagraża stabilnemu rozwojowi gospodarczemu państwa. Ze względu na monopolistyczny charakter rynku energetycznego nie funkcjonują mechanizmy rynkowe. W ostatnich latach Białoruś przyjęła wiele regulacji prawnych mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Podstawowe cele polityki energetycznej Białorusi zawarto m.in. w dekreście Prezydenta Republiki Białorusi z 17 września 2007 r. „Konceptja bezpieczeństwa energetycznego Białorusi”, w zaleceniu Prezydenta Republiki Białorusi z 14 czerwca 2007 r., nr 3 „Ekonomia i oszczędność – główne faktory bezpieczeństwa ekonomicznego państwa” oraz rozporządzeniu Rady Ministrów Republiki Białorusi z 9 września 2010 r., nr 1180 „Strategia rozwoju potencjału energetycznego Republiki Białorusi”. Dokumenty te uzupełniają liczne szczegółowe programy i strategie rozwoju sektora energetycznego, pełniące zasadniczą rolę przy określeniu kierunków modernizacji systemu energetycznego. Wśród nich znajduje się m.in. „Państwowy program rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku”, „Państwowy program rozwoju źródeł energii działających na lokalnych rodzajach paliwa w latach 2010–2015”, „Państwowy program rozwoju lokalnych i odnawialnych źródeł energii w latach 2011–2015”, „Państwowy program budowy w latach 2011–2015 elektrowni wodnych w Republice Białorusi”, „Program budowy źródeł energii pracujących na biogazie w latach

2010–2015”, „Państwowy program *Torf* w latach 2008–2010 i do 2020 r.” etc. (НПІІ-ПРБ, 2010a; 2010b; 2011; Сидорский, 2010).

Według oficjalnych danych coroczne zużycie zasobów paliwowo-energetycznych na Białorusi wynosi 40 mln ton paliwa umownego. Z własnych zasobów surowcowych Białoruś pokrywa ok. 15% zapotrzebowania krajowego. Białoruś nie jest państwem samowystarczalnym energetycznie. Jej uzależnienie od rosyjskich surowców energetycznych (gaz, ropa naftowa, węgiel) sięga 85%. W strukturze zużycia zasobów paliwowo-energetycznych największy udział ma gaz ziemny (w 2011 r. – 57% w bilansie paliwowo-energetycznym, 80% – w bilansie paliwa kotłowego i 97% – w bilansie paliwowym systemu energetycznego). Główne kierunki rozwoju sektora energetycznego przedstawiono w rozporządzeniu Rady Ministrów Republiki Białorusi z 9 września 2010 r., nr 1180 „Strategia rozwoju potencjału energetycznego Republiki Białorusi”, gdzie założono zmniejszenie energochłonności PKB w porównaniu z 2005 r. o 50% (w 2014 r. o 60%), zwiększenie roli lokalnych źródeł energii w bilansie paliwa kotłowego z 20,3% w 2009 r., do 28–30% w 2015 r. (32–34% w 2020 r.), oraz ograniczenie udziału gazu ziemnego w bilansie paliwa kotłowego z 71,8% w 2009 r., do 64% w 2015 r. (do 55% w 2020 r.). Wśród priorytetowych celów wymieniono m.in. zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa, maksymalne wykorzystanie lokalnych źródeł energii, podwyższenie finansowej stabilności i efektywności kompleksu energetyczno-paliwowego, zaspokojenie potrzeb gospodarki i ludności na energię elektryczną, obniżenie częściowych strat spowodowanych produkcją oraz transportem energii elektrycznej i ciepłej. W celu zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego państwa przewidziano w latach 2011–2020 inwestycje w wysokości 45,9 mld USD. Znaczną część tej sumy deklarowano przeznaczyć na zmniejszenie energochłonności PKB oraz rozwój lokalny źródeł energii – 16,96 mld USD oraz modernizację systemu energetycznego – ok. 18–19 mld USD (budowa elektrowni atomowej – 9,33 mld, zwrot kredytów – 5,65 mld USD, zwiększenie produkcji paliwa drzewnego i torfu – 791 mln USD). Fundusze na modernizację energetyki miały pochodzić zarówno ze środków publicznych i prywatnych, jak i kredytów zagranicznych. Istotną rolę miały pełnić przy modernizacji systemu energetycznego inwestycje bezpośrednie w wysokości 1 mld rocznie. Część środków finansowych planowano pozyskać z kredytów zagranicznych: austriackich, francuskich, czeskich oraz chińskich,

nie wspomniano natomiast o pożyczkach rosyjskich, ponieważ ich pozyskanie stało w sprzeczności z głównymi celami nowej strategii rozwoju potencjału energetycznego państwa, zakładającymi zmniejszenie uzależnienia od dostaw rosyjskich surowców energetycznych oraz ograniczenie napływu kapitału rosyjskiego do energetyki krajowej. Nowa polityka taryfowa zakładała powolną likwidację w latach 2013–2015 subwencjonowania cen energii dla ludności oraz przejście na realne ceny rynkowe. Odbiorcy indywidualni zużywają ok. 8% energii elektrycznej. Jednym z istotniejszych celów nowej strategii rozwoju potencjału energetycznego państwa było stworzenie hurtowego rynku handlu energią. Reformowanie systemu energetycznego państwa rozłożono na trzy etapy. W pierwszym etapie (2010–2011) przewidziano przygotowanie ustawy o energetyce oraz powołanie przedsiębiorstwa państwowego „Wysokowoltowe Sieci Elektryczne” i przyjęcie nowej bazy normatywnej dla potrzeb energetyki. W planach rządowych zamierzano przekazać nowo powołanej spółce infrastrukturę sieciową wszystkich obwodowych organizacji energetycznych, w tym: linie wysokiego napięcia 220–750 kV, wszystkie transgraniczne połączenia energetyczne oraz podstacje energetyczne 220 kV i wyższe. Celem drugiego etapu (2012–2013) było powołanie przedsiębiorstwa państwowego „Bielgeneracja”, administrującego największymi podstacjami energetycznymi oraz przygotowanie warunków dla funkcjonowania spółek akcyjnych nimi zarządzającymi. W trzecim etapie (2014–2015) zakładano zakończenie modernizacji systemu energetycznego, utworzenie hurtowego rynku energii oraz stworzenie warunków dla efektywnego przyciągania inwestycji w energetyce. Strategia rządowa zakładała również powołanie państwowego operatora rynku energii (ПУП „Оператор рынка”) i ustalenie taryf cenowych energii uwzględniających formę prowadzonej działalności. W fazie końcowej założono prywatyzację „Bielgeneracji” oraz powołanie spółek akcyjnych powstałych z przekształcenia dotychczasowych przedsiębiorstw energetycznych. W tej chwili faktycznie zrezygnowano z realizacji planu rządowego, prawdopodobnie ze względu na nieprzyjęcie dotąd ustawy o elektroenergetyce, chociaż od dłuższego czasu trwają prace nad jej przygotowaniem. Mimo wielokrotnych zapowiedzi białoruski parlament odkłada jej uchwalenie. W projekcie nowej ustawy o elektroenergetyce zachowano dominującą rolę państwa w tej strefie, chociaż przewiduje

się tworzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej (WPHI w Mińsku, 2012; НППИ-ППБ, 2010с).

Szczegółowe plany modernizacji energetyki przedstawiono w rozporządzeniu rządowym z dn. 29 lutego 2012 r., nr 194 „Państwowy program rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku”. Wśród priorytetowych celów nowa strategia rządowa wymieniała m.in. zbalansowaną modernizację i rozwój funkcjonujących obiektów energetycznych, podwyższenie efektywności sieci energetycznych i ciepłowniczych, wprowadzenie nowych technologii w miejsce przestarzałej infrastruktury, obniżenie poziomu wykorzystania gazu ziemnego przy produkcji energii elektrycznej i ciepłowniczej za pomocą dywersyfikacji źródeł energii i zmniejszenia zużycia gazu ziemnego w bilansie paliwowo-energetycznym państwa, rozwój infrastruktury informacyjnej i telekomunikacyjnej, podwyższenie efektywności systemu energetycznego i poprawienie sytuacji finansowej przedsiębiorstw energetycznych, zmianę polityki taryfowej i przejście na realne ceny rynkowe, zmniejszenie importu energii, stworzenie warunków dla przyłączenia się do sieci energetycznej uczestników hurtowego handlu energią elektryczną, przygotowanie bazy normatywnej zabezpieczającej funkcjonowanie i rozwój systemu energetycznego w warunkach formowania się relacji rynkowych w energetyce, rozwój energetyki atomowej i przesyłowych sieci transgranicznych etc. (НППИ-ППБ, 2012).

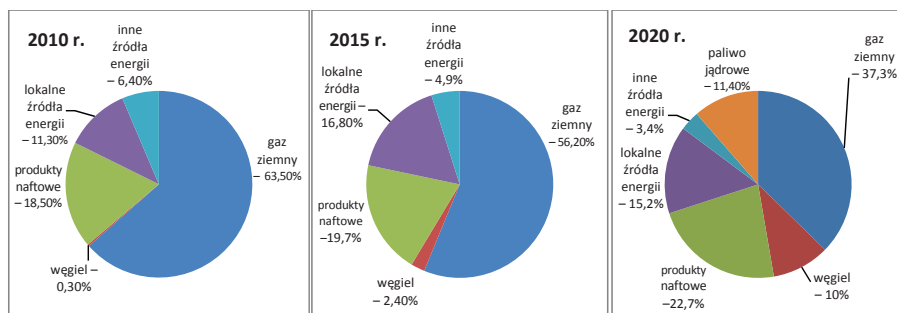
Tab. 1. Prognozowany bilans paliwowo-energetyczny do 2016 r.

uruchomienie nowych mocy	2241 MW*
likwidacja nieefektywnych mocy	1820 MW*
obniżenie poziomu paliwa w produkcji energii elektrycznej w porównaniu z 2010 roku t.oe/kWh	25–30
zniżenie ekonomii kompleksu paliwowo-energetycznego w tys. ton paliwa umownego	1265
zmniejszenie udziału gazu ziemnego za pomocą dywersyfikacji źródeł energii i zmniejszenia jego zużycia w tysiącach ton paliwa umownego/ mld m ³	1426,5/1,26
wykorzystanie lokalnych źródeł energii w 2015 roku w tysiącach ton paliwa umownego/ mld m ³	482/0,42
obniżenie importu oprzyrządowania do przesyłania i rozdzielania energii o 10,5 punktu procentowego w porównaniu z 2010 roku, w procentach	Do poziomu 64,5%

* w latach 2012–2016, wyłącznie w ZPO „Belenergo”

Strategia rozwoju systemu energetycznego do 2016 roku przewiduje wprowadzenie poważnych modyfikacji w strukturze zużycia zasobów paliwowo-energetycznych. W strategii rządowej zapowiedziano znaczące obniżenie udziału importowanego rosyjskiego gazu ziemnego i zastąpienie go lokalnymi źródłami energii (w tym węglem) oraz energetyką atomową. Zgodnie ze strategią rządową w ciągu sześciu lat (2011–2016) planowano oddać do eksploatacji w ZPO „Belenergo” 2241,2 MW, w miejsce likwidowanych 1820 MW. Rozwój lokalnych źródeł energii (w tym energetyki wodnej) miał przynieść dodatkowe 248 MW. Według stanu na 1 stycznia 2011 roku moc wszystkich elektrowni krajowych wynosiła 8264 MW, a po realizacji programu rządowego w 2015 roku – 8933,7 MW (39,35 mld kWh). (W oszacowaniu zainstalowanych mocy w 2015 roku w programie rządowym nie ujęto dwóch ostatnich pozycji z załącznika nr 3 – budowy elektrowni wiatrowych o mocy 161,9 MW i elektrociepłowni brzeskiej o mocy 400 MW, ponieważ traktowano je dopiero jako potencjalne inwestycje). W latach 2016–2020 zaplanowano likwidację 710 MW nieefektywnych mocy oraz oddanie do użytku 2840 MW (głównie poprzez budowę elektrowni atomowej o mocy 2400 MW). W 2020 roku zainstalowana moc wszystkich elektrowni miała wynieść 11063 MW (НПИ-ІРБ, 2012).

Wyk. 1. Prognozowane zmiany w strukturze zużycia zasobów paliwowo-energetycznych w latach 2010–2020



Źródło: НПИ-ІРБ, 2012.

Oficjalnie produkcja energii elektrycznej na Białorusi pokrywa w całości zapotrzebowanie energetyczne państwa. W celu racjonalnego wy-

korzystania mocy najefektywniejszych elektrowni oraz zagwarantowania potrzebnych mocy podczas modernizacji systemu energetycznego, Białoruś importuje corocznie 5–7 mld kWh (w 2011 roku – 5,73 mld kWh, w 2012 roku – 7,899 mld kWh), a eksportuje ok. 0,15–0,3 mld kWh energii elektrycznej (w 2011 roku – 0,15 mld kWh, w 2012 roku – 0,298 kWh). W 2011 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną na Białorusi wyniosło 37,62 mld kWh, a w 2012 roku 38,244 mld kWh. Zgodnie z prognozami zużycie energii elektrycznej wzrośnie do 2020 roku do poziomu 41,1 mld kWh. Najwięcej energii energetycznej Białoruś importuje z Rosji (w 2011 roku 3,17 mld kWh) oraz Ukrainy (w 2011 roku 2,56 mld kWh), a eksportuje na Litwę oraz w niewielkich ilościach na Łotwę (por. tab. nr 2). W ostatnich latach pojawiały się problemy w uregulowaniu przez Białoruś opłat za rosyjską i ukraińską energię elektryczną, co powodowało czasowe przerwy w dostarczaniu prądu przez Rosję i Ukrainę (np. w latach 2011–2012). Przez terytorium Białorusi realizuje się tranzyt rosyjskiej energii elektrycznej do obwodu briańskiego, pskowskiego oraz kaliningradzkiego. Wielkość tranzytu rosyjskiej energii elektrycznej w białoruskich sieciach wyniosła w 2009 roku 4,18 mld kWh, w 2010 roku 4,2 mld kWh, w 2011 roku 2,8 mld kWh (Евразийский Банк Развития, 2012, s. 25; Министерство Энергетики РБ, 2013; WPHI w Mińsku, 2012).

Tab. 2. Eksport i import energii elektrycznej Białorusi w latach 2008–2010 w mln kWh

	2008		2009		2010	
	eksport	import	eksport	import	eksport	import
Rosja	0	2 168,4	0	2 908	0	30,3
Ukraina	0	0,7	0	1 213,6	0	2 940,6
Łotwa	0	70,3	0	58,1	0	0
Litwa	0	157,6	7,3	298,3	269,8	0
Polska	557,8	0	0	0	0	0
Razem	557,8	2397	7,3	4 478	269,8	2970
Salto	-1 839,2		-4470,7		-2 700,2	

Źródło: Евразийский Банк Развития, 2012, s. 25.

W „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku” założono eksport energii elektrycznej w ilości ok. 3–5 mld kWh rocznie. Wśród potencjalnych państw wymienia się głównie Litwę, Łotwę oraz Polskę. Zwiększenie eksportu energii elektrycznej do 5 mld kWh rocznie przez Białoruś jest możliwe wyłącznie przy spełnieniu kilku warunków. Po pierwsze, powodzeniem powinna zakończyć się modernizacja energetyki do 2015 roku, aby zagwarantować Białorusi samowystarczalność energetyczną. Dodatkowo muszą się pojawić nadwyżki energii elektrycznej. Strategia rządowa przewiduje do 2015 roku zbilansowanie potrzeb energetycznych państwa oraz rezygnację z importu energii elektrycznej. W tej chwili Białoruś wytwarza ok. 30 mld kWh. Uruchomienie dwóch bloków elektrowni atomowej pozwoli na zwiększenie produkcji energii elektrycznej o 17,74 mld kWh. Według prognoz zapotrzebowanie Białorusi na energię elektryczną wyniesie w 2020 roku ok. 41 mld kWh. Gdyby utrzymano dotychczasową produkcję energii w wysokości ok. 30 mld kWh (bez elektrowni atomowej), po oddaniu elektrowni atomowej do eksploatacji w 2020 roku, Białoruś mogłaby posiadać nadwyżki energii elektrycznej w wysokości ok. 5–6 mld kWh. Po drugie, cena 1 kWh wytworzonego przez białoruskie przedsiębiorstwa energetyczne powinna być konkurencyjna. W 2012 roku koszt produkcji 1 kWh na Białorusi miał wynosić 9,7 centa amerykańskiego. Jest ona dość wysoka, gdy uwzględnimy, że większość energii elektrycznej na Białorusi wytwarza się z taniego gazu rosyjskiego. Przejście na ceny rynkowe gazu może skutkować znaczącym podwyższeniem kosztu produkcji energii elektrycznej, stąd też Białoruś podjęła działania, aby ograniczyć udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej z 63,5% w 2010 roku, do 37,3% w 2020 roku. Obecnie Białoruś importuje ok. 22 mld m³ gazu ziemnego. W 2012 roku średnia cena rosyjskiego gazu dla Białorusi wyniosła za 1 tys. m³ – 165,7 USD, gdy na Ukrainie – 414 USD. Zwiększenie udziału lokalnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym państwa oraz budowa elektrowni atomowej ma docelowo pozwolić na redukcję importu rosyjskiego gazu o ok. 7 mld m³. Przy obecnych cenach eksport białoruskiej energii elektrycznej wydaje się mało prawdopodobny. Sytuacja może zmienić się, gdy zostanie oddana do eksploatacji elektrownia atomowa. W 2020 roku cenę 1 kWh wytworzonego przez elektrownię atomową wyceniono na 4,2 centa amerykańskiego, co jest ceną konkurencyjną, pozwalającą na eksport energii elektrycznej.

Energetyka atomowa jest również mniej podatna na wahania cen surowców, w odróżnieniu od elektrowni wykorzystujących gaz ziemny. Opłacalność przyszłego eksportu energii elektrycznej jest uwarunkowana m.in. od stopnia modernizacji energetyki, ceny gazu ziemnego oraz zmniejszenia udziału rosyjskiego gazu ziemnego w bilansie paliwowo-energetycznym państwa. Po trzecie, Białoruś posiada ograniczone możliwości eksportu energii elektrycznej. Rosja i Ukraina nie wchodzi raczej w rachubę, ponieważ posiadają nadwyżki energii elektrycznej, którą eksportują do innych państw. Federacja Rosyjska stanowi dogodny szlak tranzytowy dla białoruskiej energii elektrycznej do państw WNP i kolejnych powstających struktur integracyjnych na obszarze poradzieckim (Unia Celna, Wspólna Przestrzeń Gospodarcza etc.), ale bez jej zgody Białoruś nie może sprzedawać tam energii. W ostatnich latach Białoruś zawarła z Rosją wiele umów dotyczących współpracy energetycznej. Podpisane w 1999 roku „Porozumienie między Rządem Federacji Rosyjskiej i Rządem Białorusi o powstaniu jednolitego systemu energetycznego” przewidywało synchronizację systemów energetycznych obydwóch państw, chociaż nie podjęto decyzji o powołaniu wspólnego organu zarządzającego połączonymi systemami energetycznymi. We wspomnianej umowie strony uzgodniły dalsze pogłębienie integracji energetycznej oraz stworzenie warunków dla produkcji oraz przesyłu energii elektrycznej pomiędzy obydwoma państwami. Dodatkowo Rosja i Białoruś zobowiązały się rozwijać wspólne sieci przesyłowe oraz zapowiedziały współpracę w dziedzinie projektowania, modernizacji oraz budowy obiektów energetycznych. W 1998 roku parafowano umowę o zabezpieczeniu równoległej pracy systemów energetycznych państw-uczestników WNP. Poprawki do tego porozumienia wniesiono w 2012 roku, a Białoruś ratyfikowała je w 2013 roku. W 2000 roku państwa WNP podpisały porozumienie określające zasady tranzytu energii energetycznej i wytworzonych mocy pomiędzy sygnatariuszami umowy. W 2002 roku uczestnicy WNP zobowiązali się do pomocy w przypadku awarii własnych systemów energetycznych, a w 2004 roku podpisali porozumienie o tworzeniu rezerw surowców energetycznych. Tego typu umów w ramach WNP podpisano ok. 20. W ostatnich latach postępuje integracja Rosji, Białorusi oraz Kazachstanu. Wspomniane państwa nie tylko pogłębiają współpracę energetyczną, ale również tworzą ramy prawne pod funkcjonowanie wspólnego rynku energetycznego. Wprowadzono również za-

pisy ułatwiające tranzyt energii elektrycznej pomiędzy sygnatariuszami porozumień. Rosja dąży do przejęcia kontroli nad sektorem nuklearnym na obszarze poradzieckim, w tym też na Białorusi. Budowa elektrowni atomowej wymusiła na Białorusi podpisanie wielu nowych umów z Rosją, dotyczących m.in. współpracy w dziedzinie pokojowego wykorzystywania energii atomowej, w sferze bezpieczeństwa jądrowego etc. W dalszej perspektywie Białoruś pozytywnie ocenia szanse eksportu swojej energii elektrycznej do Kazachstanu, a w mniejszym stopniu do Rosji (Соглашение между..., 1999; Соглашение о транзите..., 2000; Назарбаев, 2011; НПИ-ПРБ, 2012, 2013a; b.r.; OSW, 2010; Министерство Энергетики РБ, 2012; Евразийский Банк Развития, 2012, s. 25).

W przypadku Polski prognozy eksportu energii elektrycznej Białoruś oceniła rocznie na 3 mld kWh, ale nie posiada odpowiednich transgranicznych linii przesyłowych. Od 2004 roku nie funkcjonuje linia elektroenergetyczna 220 kW Roś–Białystok. Przed wyborami prezydenckimi w 2010 roku na Białorusi prowadzono negocjacje dotyczące wybudowania nowej linii przesyłowej 400 kW pomiędzy Białymstokiem i Grodnem, gdy „Kulczyk Holding” rozważał scenariusz postawienia elektrowni węglowej o mocy 1000 MW na Białorusi i przesyłaniu stamtąd energii elektrycznej do Polski. W 2011 roku z powodu zaostrzenia stosunków politycznych Polski z Białorusią, „Kulczyk Holding” wycofał się z planów budowy elektrowni węglowej pod Zalewą na Białorusi oraz transgranicznej linii przesyłowej 400 kW. W „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku” zadeklarowano budowę linii wysokiego napięcia 400 kW (koszt 130 mln USD), gdyby strona polska wyraziła zainteresowanie nowym połączeniem energetycznym. Ze wstępnych badań PSE Operator S.A. wynika, że uczestnicy polskiego rynku energetycznego wyrażają umiarkowane zainteresowania wykorzystaniem połączenia Białystok–Roś. Drugie połączenie transgraniczne 110 kW pomiędzy Polską a Białorusią (Wólka Dobrzyńska–Brześć) wykupił od prywatnej firmy „Annacond Enterprises” polski koncern energetyczny „Enea”. W tej chwili obydwa połączenia energetyczne (Białystok–Roś; Wólka Dobrzyńska–Brześć) nadzorują spółki kontrolowane przez skarbu państwa (PSE S.A, Enea), co pozwala blokować import białoruskiej oraz rosyjskiej energii elektrycznej przez terytorium Białorusi do Polski oraz na pozostałe rynki UE. Kluczowe są tutaj interesy Rosji. Już w 2008 roku ZPO „Belenergo”

zawarło porozumienie z rosyjskim państwowym przedsiębiorstwem energetycznym „Inter RAO JES”, zajmującym się międzynarodowym handlem energią energetyczną, dotyczące realizacji wspólnych projektów energetycznych. Obydwie strony powołały w tym celu grupę roboczą. Białoruś zaproponowała firmie „Inter RAO JES” budowę elektrociepłowni w Zalewie oraz budowę linii energetycznej wysokiego napięcia 400 kV Ros (Białoruś)–Narew (Polska). O ile rosyjski koncern odmówił uczestnictwa w projekcie budowy elektrowni węglowej, pozostał zainteresowany budową mostu energetycznego Polska–Białoruś. W połowie 2011 roku ZPO „Bełenergo” i „Inter RAO JES” powołały wspólne przedsiębiorstwo „Energo-konnekt”, zajmujące się międzynarodowym handlem energią elektryczną. Nową spółkę zarejestrowano na Białorusi, na zasadzie parytetu – 50% funduszu założycielskiego należy do Białorusi, i 50% do „Inter RAO JES”. Jej celem jest sprzedaż białoruskiej i rosyjskiej energii elektrycznej z terytorium Białorusi. W porozumieniu o sprzedaży stronie rosyjskiej Białtransgazu w 2011 roku znalazł się zapis przyznający Rosji prawo kontroli nad eksportem białoruskiej energii poza obszarem Unii Celnej wytwarzanej z rosyjskiego gazu. Poprzez tego typu działania Rosja zwiększa kontrolę nad eksportem białoruskiej energii elektrycznej oraz jej tranzytem przez terytorium rosyjskie, chociaż zagwarantowano też częściowo interesy Mińska, ponieważ jej sprzedaż musi być opłacalna dla Białorusi. Dodatkowe uzgodnienia przewidują utworzenie przez „Energo-konnekt” między-państwowej sieci przesyłowej. Tym samym „Energo-konnekt” musi zainwestować w nowe moce przesyłowe, aby eksportować energię elektryczną chociażby do Polski. Może również wykorzystać istniejącą infrastrukturę przesyłową ZPO „Bełenergo”, ale wyłącznie na zasadzie odpłatności. Jako potencjalny rynek zbytu energii elektrycznej Białoruś traktuje również Litwę i Łotwę. Kalkulacje wobec tych państw Białoruś wiązała głównie z zamknięciem ignalińskiej elektrowni jądrowej oraz odroczeniem przez Litwę terminu budowy nowej elektrowni atomowej. W ocenie strony białoruskiej opóźnienia w oddaniu jej do eksploatacji mogą spowodować zwiększenie zapotrzebowania Litwy i Łotwy na importowaną energię elektryczną. Już wcześniej Białoruś kupowała tańszą energię elektryczną na Ukrainie i odsprzedawała ją Litwie. W „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku” nie ujęto punktu dotyczącego importu energii elektrycznej do obwodu kaliningradzkie-

go, ponieważ w chwili jego przyjęcia Rosja planowała wybudowanie tam własnej elektrowni atomowej. Jako głównych konkurentów w handlu energią elektryczną Białoruś traktuje głównie Rosję oraz Ukrainę, ale w jej ocenie nastąpi zmniejszenie ich możliwości eksportowych z powodu opóźnień w modernizacji własnych systemów energetycznych, co może otworzyć przed Białorusią nowe rynki zbytu energii (Ambasada RP w Mińsku, b.r.; Новости Беларуси, 2012; Menkiszak, 2012; Sejm RP, b.r.; Wierzbowska-Miazga, 2013, s. 22).

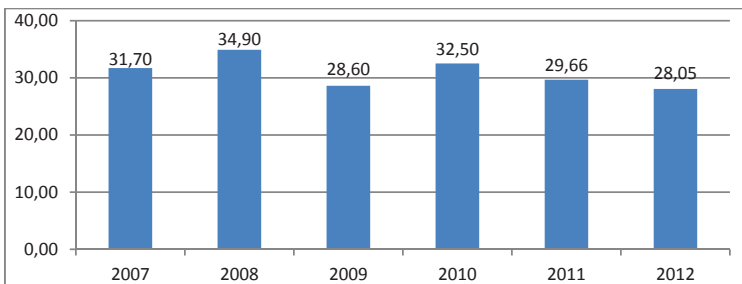
Charakterystyka systemu energetycznego

Główną rolę w systemie energetycznym Białorusi pełni Zjednoczenie GPO „Bełenergo” i jego sześć oddziałów obwodowych: „Witebskenergo” („Витебскэнерго”), „Grodnoenergo” („Гродноэнерго”), „Mińskenergo” („Минскэнерго”), „Mohylewenergo” („Могилевэнерго”), „Brześćenergo” („Брестэнерго”), „Homelenergo” („Гомельэнерго”) oraz „Witebskenergo” („Витебскэнерго”). W strukturze Zjednoczenia GPO „Bełenergo” znajdują się również wyspecjalizowane firmy zajmujące się remontami infrastruktury energetycznej, administrujące sieci przesyłowe etc. Najważniejszą rolę w systemie energetycznym pełni „Mińskenergo”, kontrolujące największych krajowych producentów energii: elektrociepłownię mińską-2 (Минская ТЭЦ-2, 94 MW), elektrociepłownię mińską-3 (Минская ТЭЦ-3, 542 MW), elektrociepłownię mińską-4 (Минская ТЭЦ-4, 1035 MW), elektrociepłownię mińską-5 (Минская ТЭЦ-5, 720 MW) oraz elektrociepłownię żodińską (Жодинская ТЭЦ, 54 MW). W „Mińskenergo” produkuje się ok. 25% energii krajowej oraz administruje 62 tys. linii elektrycznych (w tym łączącymi system energetyczny Białorusi z Litwą, Łotwą oraz Rosją). Zainstalowana moc wszystkich elektrowni „Mińskenergo” wynosi 1989 MW. „Mińskenergo” zapatruje obwód miński w energię elektryczną i ciepłą oraz łączy systemy energetyczne pozostałych obwodów. Zainstalowana moc wszystkich elektrowni „Grodnoenergo” wynosi tylko 254,5 MW. „Grodnoenergo” zarządza dwoma elektrociepłowniami (Гродненская ТЭЦ-2, 180 MW; Лидская ТЭЦ, 43 MW), jedną minielektrociepłownią (мини-ТЭЦ „Северная” 9,5 MW), ośmioma elektrowniami wodnymi (Гродненская ГЭС, 17MW; Волпянская ГЭС,

0,509 MW; Гезгальская ГЭС – 0,72 MW; Зельвенская ГЭС, 0,15 MW; Новоселковская ГЭС, 0,22 MW; Немновская ГЭС, 0,1 MW; Рачунская ГЭС, 0,3 MW; Яновская ГЭС, 0,1 MW) oraz jedną elektrownię wiatrową (ВЗУ „Грабинки”, 1,5 MW). Moc zainstalowanych elektrowni „Brześćenergo” wynosi 1023,35 MW (Березовская ГРЭС, 958,12 MW; Пинская ТЭЦ, 22 MW; Брестская ТЭЦ, 18 MW; Барановичская ТЭЦ, 18 MW; Западная мини-ТЭЦ в г. Пинске, 3 MW; Пружанская ТЭЦ, 3,85 MW; Лохозвинская ГЭС, 0,09 MW; ГЭС „Паперня”, 0,2 MW; ГЭС „Щара” 0,09 MW). „Brześćenergo” zarządza 5078 km linii energetycznych o napięciu 35–330 kV oraz ponad 29 tys. km linii energetycznych o napięciu 0,4–10 kV. Większość brzeskich obiektów energetycznych wybudowano w latach 50. XX wieku. Ich modernizację przeprowadzono w latach 2007–2010. Jeszcze w 2006 roku „Brześćenergo” produkowało rocznie ponad 4,3 mld kWh, a w 2012 roku już tylko 2,2 mld kWh (ok. 60% zapotrzebowania obwodu w energię elektryczną). Największym krajowym producentem energii elektrycznej jest „Witebskenergo”, które wytwarza ok. 11–15 mld kWh rocznie. „Witebskenergo” administruje ponad 50 tys. km linii energetycznych o różnym napięciu. Moc zainstalowanych elektrowni w obwodzie witebskim wynosi 3138,7 MW, znajduje się tam sześć dużych i średnich elektrowni (Лукомльская ГРЭС 2468 MW; Новополоцкая ТЭЦ, 505 MW; Витебская ТЭЦ, 80 MW; Белорусская ГРЭС, 7,5 MW; Оршанская ТЭЦ, 72,96 MW; Полоцкая ТЭЦ, 7,7 MW) oraz 6 niewielkich hydroelektrowni o łącznej mocy 2,532 MW. Moc funkcjonujących elektrowni w obwodzie homelskim wynosi 930,416 MW (Светлогорская ТЭЦ, 155 MW; Мозырская ТЭЦ, 195 MW; Гомельская ТЭЦ-2, 544 MW; Гомельская ТЭЦ-1, 6 MW; Жлобинская ТЭЦ, 26,19 MW; Речицкая мини-ТЭЦ, 4,2 MW). W zarządzie „Homelenergo” znajduje się ponad 42 tys. km linii energetycznych. System energetyczny mohylewskiego składa się m.in. z czterech elektrociepłowni (Могилевская ТЭЦ-1, 21,2 MW; Могилевская ТЭЦ-2, 345 MW; Бобруйская ТЭЦ-1, 12 MW; Бобруйская ТЭЦ, 180 MW), jednej miniciepłowni (мини-ТЭЦ в г. Осиповичи, 1,2 MW) oraz trzech elektrowni wodnych (Чигиринская ГЭС, 1,5 MW; Осиповическая ГЭС, 2,175 MW; Тетеринская ГЭС, 0,37 MW) o sumarycznej mocy ok. 560 MW. W 2013 roku zainstalowana moc wszystkich elektrowni na Białorusi wyniosła 8914,772 MW, z czego 8345,558 MW wytwarza się w Zjednoczeniu GPO „Belenergo”.

W 2012 roku Zjednoczenie GPO „Belenergo” wytworzyło 28,05 mld kWh, co pokryło ok. 73% zapotrzebowania krajowego na energię elektryczną. W ostatnich latach zmniejsza się ilość wyprodukowanej energii przez monopolistę państwowego (tab. nr 3), a jednocześnie zwiększa się import energii elektrycznej z Rosji i Ukrainy. Na taką sytuacja ma wpływ przynajmniej kilka czynników, m.in. rosnące zapotrzebowanie na energię energetyczną oraz występujące trudności z modernizacją systemu energetycznego (Минскэнерго, b.r.; ГРОДНОЭНЕРГО, 2014; Брестэнерго, b.r.; Витебскэнерго, 2014; РУП Гомельэнерго, b.r.; ОАСУ Могилевэнерго, 2011; Belarus in Focus, 2013).

Tab. 3. Produkcja energii energetycznej w Zjednoczeniu GPO „Belenergo” w latach 2007–2012 w mld kWh



Źródło: Министерство Энергетики РБ, 2013.

Modernizacja energetyki

W „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku” zaplanowano modernizację i budowę aż kilkudziesięciu obiektów energetycznych (elektrownie, podstacje energetyczne, linie przesyłowe etc). W nowej strategii rządowej (tabela nr 4) nie umieszczono inwestycji, których realizację zaplanowano w latach 2011–2012: instalacja paro-gazowego bloku energetycznego o mocy 399,6 MW w mińskiej elektrociepłowni-5 (Минская ТЭЦ-5), wymiana starej turbiny gazowej o mocy 35 MW na nową o mocy 40 MW w witebskiej elektrociepłowni

(Витебская ТЭЦ) oraz budowę miniciepłowni w Reczycy o mocy 4,2 MW (мини-ТЭЦ, г. Речица). W przypadku wymienionych inwestycji, pojawiły się problemy z ich terminowym zakończeniem. Zainstalowanie kondensacyjnego paro-gazowego bloku energetycznego o mocy 399,6 MW w mińskiej elektrociepłowni-5 sfinansowała strona chińska, przyznając na ten cel kredyt w wysokości 260 mln euro. W skład bloku energetycznego weszła turbina gazowa M701F o mocy 270 MW, kocioł-utylicator oraz turbina parowa o mocy 129, 6 MW. Inwestycję oddano do eksploatacji ze znacznym opóźnieniem w 2011 roku, a w 2012 roku prawdopodobnie uszkodziła się jedna z turbin chińskich wykorzystana przy budowie bloku energetycznego. Po zakończonej modernizacji w 2011 roku mińska elektrociepłownia-5 osiągnęła moc ok. 730 MW. Pod koniec 2011 roku ze środków finansowych „Witebskenergo” wymieniono turbinę gazową w witebskiej elektrociepłowni, instalując oprzyrządowanie rosyjskie. W 2011 roku oddano również do eksploatacji miniciepłownię w Reczycy o mocy 4,2 MW. W „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku” nie ujęto budowy nowej elektrociepłowni o mocy 400 MW (Брестская ТЭЦ), ponieważ jej właścicielem będzie inwestor zagraniczny, a nie państwo. Już w 2010 roku Białoruś podpisała umowę z firmą włoską „Bielenergia” (założyciel „Ansaldo Energia”) na jej budowę. Po zakończeniu inwestycji w 2015 roku planuje się sprzedaż 2/3 wytwarzanej energii elektrycznej na rynki UE. Jej koszt oceniono na ok. 415 mln euro. W maju 2012 roku wmurowano kamień węgielny pod budowę elektrociepłowni brzeskiej, ale nie rozpoczęto jeszcze samej inwestycji (Ekonomičeskaja Gazeta, 2012; Новости Беларуси, b.r.; БЕЛТА, 2008; ТЭЦ, b.r.; Новая мини-ТЭЦ..., 2011).

Najważniejszą inwestycją jest budowa pierwszej elektrowni atomowej. Po długotrwałych negocjacjach w marcu 2011 roku Rosja i Białoruś podpisały porozumienie dotyczące budowy elektrowni atomowej, składającej się z dwóch bloków o łącznej mocy 2400 MW. Harmonogram prac przewiduje oddanie do eksploatacji pierwszego bloku o mocy 1200 MW w 2018 roku, a drugiego – w 2020 roku. Inwestycja jest finansowana z kredytów rosyjskich do wysokości 10 mld USD. Zgodnie z porozumieniem strona rosyjska pokryje 85% kosztów budowy elektrowni atomowej, a strona białoruska – 15%. Spłata rosyjskiego kredytu rozpocznie się sześć miesięcy po oddaniu do eksploatacji elektrowni atomowej, ale nie później niż w kwiet-

niu 2021 roku. Harmonogram spłaty pożyczki przewiduje zapłacenie 30 równych rat w okresach półrocznych. Wykonawcą elektrowni atomowej został rosyjski koncern „Atomstrojeksport”. Nieznana jest szczegółowa struktura własności przyszłej elektrowni jądrowej oraz schemat jej zarządzania i podziału zysków. Budowa elektrowni atomowej spowoduje wzrost uzależnienia Białorusi od Rosji, ponieważ nie tylko wzrośnie jej zadłużenie wobec wschodniego partnera, ale również zostanie zmuszona do zakupu rosyjskich technologii (Menkiszak, 2012).

W strategii rządowej koszty modernizacji tradycyjnej energetyki do 2016 roku wyceniono na 5,4 mld USD (3,93 mld USD inwestycje, 1,47 mld USD zwrot kredytów). Najważniejsze źródła finansowania to fundusze własne przedsiębiorstw energetycznych (1,671 mld USD), kredyty (1,939 mld USD), środki finansowe z funduszu inwestycyjnego Ministerstwa Energetyki dofinansowanego z budżetu państwa (1,246 mld USD), budżetu państwa (275,3 mln USD) oraz bezpośrednich inwestycji (268 mln USD). W 2011 roku kredyty zagraniczne wyniosły w białoruskiej energetyce 638 mln USD a w latach 2012–2015 zaplanowano pozyskanie 1,3 mld USD. Plany modernizacji systemu energetycznego zawierają spory element ryzyka, ponieważ ich finansowanie w dużej mierze uwarunkowano od pozyskania kredytów zagranicznych. Większość modernizowanych obiektów energetycznych nadal będzie wykorzystywać gaz ziemny do produkcji energii elektrycznej i ciepłej, co powoduje uzasadnione obawy dotyczące wykonania planu zmniejszenia importu rosyjskich surowców energetycznych (НПН-ППБ, 2012).

Tab. 4. Spis modernizowanych i planowanych do wybudowania obiektów energetycznych

Nazwa projektu	Orientacyjne koszty inwestycji w mln USD	Zakończenie inwestycji (rok)
1. Budowa bloku energetycznego o mocy 400 MW w elektrowni wodnej w Łukomlu (<i>Лукомльская ГРЭС, строительство ПГУ – 400 МВт</i>)	368,0	2014

Nazwa projektu	Orientacyjne koszty inwestycji w mln USD	Zakończenie inwestycji (rok)
2. Budowa bloku energetycznego o mocy 400 MW w elektrowni wodnej w Berezie (<i>Березовская ГРЭС, строительство ПГУ – 400 МВт</i>).	378,0	2014
3. Grodzieńska elektrociepłownia-2. Instalacja turbiny gazowej o mocy 121 MW (<i>Гродненская ТЭЦ-2, строительство ГТУ – 121 МВт</i>).	68,2	2012
4. Grodzieńska elektrociepłownia-2. Wymiana turbiny parowej – 60 MW (<i>Гродненская ТЭЦ-2, замена паровой турбины ПТ – 60 МВт</i>).	33,5	2015
5. Mozyrska elektrociepłownia, instalacja kotła o mocy 200t/h pracującego na lokalnych źródłach energii (<i>Мозырская ТЭЦ, установка котла мощностью 200 т/ч, работающего на местных видах топлива</i>).	100,0	2014
6. Brzeska elektrociepłownia-2, instalacja turbiny gazowej o mocy 65 MW (<i>Брестская ТЭЦ-2, строительство ПГУ – 65 МВт</i>).	98,0	2015
7. Kotłownia rejonowa nr 3, instalacja turbiny gazowej o mocy 64 MW, m. Borysów (<i>Районная котельная № 3, установка ПГУ – 64 МВт, г. Борисов</i>).	113,2	2014
8. Mińska elektrociepłownia-3, wymiana turbiny parowej T-100 MW na T-120 MW i kotła parowego nr 8 (<i>Минская ТЭЦ-3, замена паровой турбины Т – 100 МВт на Т – 120 МВт и парового котла № 8</i>).	42,0	2015
9. Mińska elektrociepłownia-2, wymiana zużytego oprzyrządowania o mocy 29 MW na turbinę o mocy 15 MW (<i>Минская ТЭЦ-2, замена изношенного оборудования мощностью 29 МВт на турбину мощностью 15 МВт</i>).	18,9	2015
10. Mohylewska elektrociepłownia-1, instalacja turbiny gazowej o mocy 25 MW (<i>Могилевская ТЭЦ-1, строительство ГТУ – 25 МВт</i>).	55,1	2015
11. Bobrujska elektrociepłownia-2 (<i>Бобруйская ТЭЦ-2</i>).		

Nazwa projektu	Orientacyjne koszty inwestycji w mln USD	Zakończenie inwestycji (rok)
11.1. modernizacja turbiny gazowej o mocy 60 MW (<i>реконструкция паровой турбины ПТ – 60 МВт</i>)	22,9	2014
11.2. instalacja turbiny parowej o mocy 2 MW (<i>установка паровой турбины ПП – 2 МВт</i>).	3,8	2013
12. Mozyrska elektrociepłownia, remont turbiny parowej o mocy 60 MW (<i>Мозырская ТЭЦ, реконструкция паровой турбины ПТ – 60 МВт</i>).	13,3	2013
13. Swietłogorska elektrociepłownia, remont turbiny parowej o mocy 60 MW i kotła parowego nr 5 (<i>Светлогорская ТЭЦ, реконструкция паровой турбины ПТ – 60 МВт и парового котла № 5</i>)	1,5	2014
14. Orszańska elektrociepłownia, wymiana turbiny parowej R-6 MW na turbinę R-12 MW (<i>Оршанская ТЭЦ, замена паровой турбины Р – 6 МВт на турбину Р – 12 МВт</i>)	14,0	2015
15. Kotłownia rejonowa nr 3, instalacja turbiny gazowej o mocy 15 MW, m. Mohylew (<i>Районная котельная № 3, установка ПГУ – 15 МВт, г. Могилев</i>).	28,9	2013
16. Homelska elektrociepłownia-1, instalacja turbiny gazowej o mocy 35 MW (<i>Гомельская ТЭЦ-1, создание ПГУ – 35 МВт</i>)	36,5	2015
17. Budowa połockiej elektrowni wodnej o mocy 21 MW (<i>Строительство Полоцкой ГЭС, 21 МВт</i>)	142,1	2015
18. Zakończenie budowy grodzieńskiej elektrowni wodnej o mocy 17MW (<i>завершение строительства гродненской ГЭС, 17 мвт</i>)	35,0	2012
19. Budowa niemieńskiej elektrowni wodnej o mocy 20 MW (<i>Строительство Немновской ГЭС, 20 МВт</i>)	133,4	po 2015
20. Budowa witebskiej elektrowni wodnej o mocy 40 MW (<i>Строительство Витебской ГЭС, 40 МВт</i>)	189,5	po 2015

Nazwa projektu	Orientacyjne koszty inwestycji w mln USD	Zakończenie inwestycji (rok)
21. Budowa elektrociepłowni pracujących na lokalnych źródłach energii (<i>Строительство ТЭЦ на местных видах топлива</i>):		
21.1. miniciepłownia „Barań” («Барань»)	21,7	2013
21.2. miniciepłownia „Łuninieć” («Лунинец»)	21,2	2013
21.3. miniciepłownia „Północna”, m. Witebsk (<i>ПК «Северная», г. Витебск</i>)	28,0	2015
22. Wykonanie koniecznego zakresu robót dla instalacji turbin gazowych o mocy 60–120 MW w homelskiej elektrociepłowni-2, witebskiej elektrociepłowni, bobrujskiej elektrociepłowni-2, nowopołockiej elektrociepłowni (Выполнение необходимого объема работ по установке ГТУ мощностью 60–120 МВт на Гомельской ТЭЦ-2, Витебской ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ-2, Новополоцкой ТЭЦ)	w miarę możliwości techniczno-finansowych	po 2015
23. Budowa linii wysokiego napięcia 330 kV łączącej berezowską elektrownię wodną z miejscowością Roś, wykonawca „Brześćenergo” (<i>Строительство ВЛ 330 кВ, Березовская ГРЭС, г.п. Россь</i>)	52,3	2014
24. Budowa linii wysokiego napięcia 400 kV, wykonawca „Grodnoenergo” (<i>Строительство ВЛ 400 кВ и вставки постоянного тока мощностью 500 МВт при наличии заинтересованности с польской стороны</i>)	130	2015
25. Budowa bramek liniowych wysokiego napięcia 330kV – elektrociepłownia „Białoruska” – elektrociepłownia mińska-5 (<i>Строительство заходов ВЛ 330 кВ Игналинская – Белорусская на Минскую ТЭЦ-5</i>)	4,8	2012
26. Remont podstacji energetycznej 330/110/10 kW Mińsk-Północy z bramkami liniowymi wysokiego napięcia 110 kV (<i>Реконструкция ПС 330/110/10 кВ Минск-Северная с заходами ВЛ 110 кВ</i>)	110	2015

Nazwa projektu	Orientacyjne koszty inwestycji w mln USD	Zakończenie inwestycji (rok)
27. Remont podstacji energetycznej 750 kW „Białoruska”, wykonawca „Minskenergo” (Реконструкция ПС 750 кВ «Белорусская»)	10,0	2015
28. Remont podstacji energetycznej 330 KW „Miradino”, wykonawca „Mohylewenergo” (Реконструкция ПС 330 кВ «Мирадино»)	9,4	2011
29. Budowa linii wysokiego napięcia 330 kW, wykonawca „Witebskenergo” (Строительство ВЛ 330 кВ)	23,6	2015
30. Remont istniejących linii wysokiego napięcia 330 kW, 121 km, wykonawca „Witebskenergo” (Реконструкция существующих ВЛ 330 кВ, 121 км)	19,1	2015
31. Budowa podstacji energetycznej 330 kW „Postawy” z autotransformatorem 330/110 kW o mocy 125 MW (Строительство ПС 330 кВ «Поставы» с автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 125 МВт)	24,8	2015
32. Budowa linii wysokiego napięcia 330 kW, wykonawca „Grodnoenergo” (Строительство ВЛ 330 кВ)	22,5	2015
33. Budowa i kompleksowy remont podstacji energetycznej 110 kW „Wilija” z linią wysokiego napięcia 110 kW (Строительство и комплексная реконструкция ПС 110 кВ «Виляя» с ВЛ 110 кВ для электроснабжения производственной базы для строительства АЭС)	23,5	2013
34. Budowa linii wysokiego napięcia 330 kW, wykonawca „Minskenergo” (Строительство ВЛ 330 кВ)	24,5	2015
35. Remont istniejących linii wysokiego napięcia 330 kW, 60 km, wykonawca „Minskenergo” (Реконструкция существующих ВЛ 330 кВ, 60 км)	9,5	2013

Źródło: НПИ-ПРБ, 2012.

Inwestycje w Łukomlu i Berezie mają charakter priorytetowy, ponieważ dotyczą wybudowania dwóch nowych bloków energetycznych w dwóch największych elektrowniach krajowych (odpowiednio 2459, 5 MW, 1060 MW). Modernizacja obydwóch elektrowni jest konieczna, ponieważ do 2015 roku zostaną zlikwidowane przestarzałe urządzenia w Łukomlu o mocy 900 MW, a w Berezie o mocy 470 MW. Strategia rządowa przewiduje oddanie do eksploatacji do 2015 roku w berezowskiej elektrowni wodnej dwóch para-gazowych bloków energetycznych o mocy 240 MW (nie są ujęte w „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku”, ponieważ inwestycje zakończono w latach 2011–2012) i 400 MW, a łukomskiej elektrowni para-gazowego bloku energetycznego o mocy 400 MW. Ta druga elektrownia pokrywa w okresie letnim 60% zapotrzebowania krajowego na energię elektryczną, a zimą – 40%. Pod koniec grudnia 2010 roku Białoruś sfinalizowała negocjacje z Chinami dotyczące przyznania kredytów na modernizację elektrowni w Łukomlu i Berezie. Na ten cel Bank Eksportowo-Importowy Chin przyznał pożyczkę w wysokości 634 mln USD. Modernizację bloków energetycznych Chiny sfinansowały w 85%, a realizację inwestycji powierzono China Machinery Engineering Corporation (CMEC). Strona chińska zobowiązała się również do wykonania obiektów pomocniczych i wspomagających działanie bloków energetycznych (m.in. linie przesyłowe). Obydwa projekty są w fazie realizacji, chociaż pojawiły się poważne problemy z ich planowym oddaniem do eksploatacji. W obecnej chwili jest zagrożony termin modernizacji bloku para-gazowego w elektrowni w Berezie, ponieważ część środków finansowych wydatkowano niezgodnie z ich przeznaczeniem. W tle pojawił się również skandal korupcyjny. Śledztwo w tej sprawie faktycznie sparaliżowało dalsze prace w berezowskiej elektrowni i należy się spodziewać poważnych opóźnień w jej modernizacji. Remont łukomskiej elektrowni prawdopodobnie zakończy się zgodnie z przyjętym planem w 2014 roku. Pod koniec 2009 roku Białoruś podpisała kontrakt na sumę 65 mln USD z firmą indyjską Bharat Heavy Electricals LTD na wykonanie projektu technicznego, dostarczenie oraz instalację turbiny gazowej o mocy 121 MW wraz z kotłem utylizacyjnym w grodzieńskiej elektrociepłowni-2. Projekt sfinansowano z kredytów Eksimbanku Indii. Realizację inwestycji zaplanowano w 2012 roku. Dopiero w połowie 2013 roku odbyły się pierwsze testy nowej turbiny gazowej, a we wrześniu 2013 roku oddano ją do eksploatacji. W trakcie wykony-

wania inwestycji pojawiły się problemy, ponieważ na części importowanego oprzyrządowania indyjskiego wykryto podwyższony stopień radiacji, co przyczyniło się do opóźnienia terminu modernizacji grodzieńskiej elektrociepłowni-2. Dopiero w 2015 roku zaplanowano wymianę w grodzieńskiej elektrociepłowni-2 turbiny parowej o mocy 60 MW (СК продолжает..., 2013; Новости Беларуси, 2013a; Васильков, 2009; Кот, 2012).

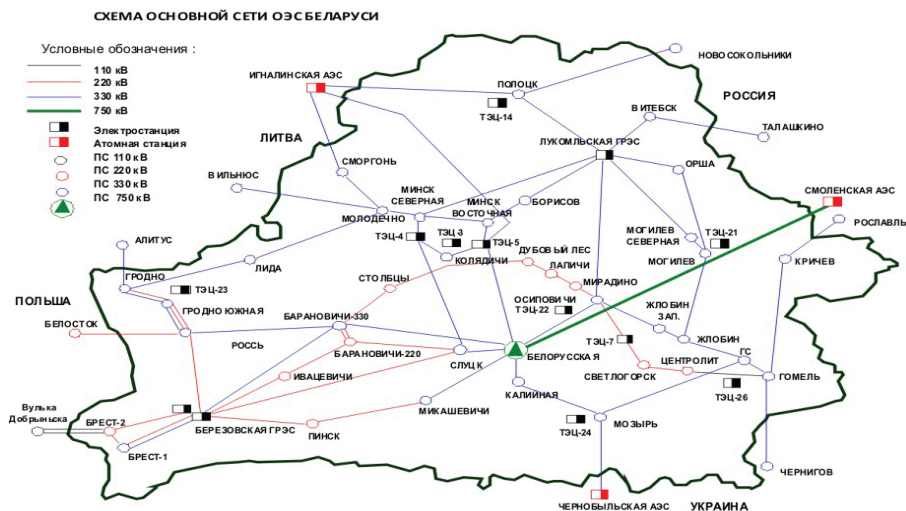
Przy realizacji innych inwestycji wystąpiły także poważne opóźnienia. Do końca 2013 roku planowano zakończyć remont turbiny parowej o mocy 60 MW w mozyrskiej elektrociepłowni, ale ze względu na kolejną aferę korupcyjną, termin ten wydaje się nierealny. Nie znaleziono dotychczas inwestora dla budowy brzeskiej elektrociepłowni-2 o mocy 65 MW. Podobnie wygląda sytuacja w przypadku wymiany turbiny parowej T-100 MW na T-120 MW i kotła parowego nr 8 w mińskiej elektrociepłowni-3, instalacji nowej turbiny o mocy 15 MW w mińskiej elektrociepłowni-2 oraz modernizacji bobrujskiej elektrociepłowni-2 (w 2013 roku przewidziano jedynie instalację turbiny parowej o mocy 2 MW). Do 2014 roku zaplanowano remont turbiny parowej o mocy 60 MW i kotła parowego nr 5 w swiętłogorskiej elektrociepłowni. Trudno określić stan realizacji wspomnianej inwestycji, ale prawdopodobnie nie rozpoczęto dotychczas modernizacji elektrociepłowni. Ze względu na odległy termin realizacji inwestycji (2015 rok) nie podjęto jeszcze działań w sprawie wymiany turbiny parowej R-6 MW na turbinę R-12 MW w orszańskiej elektrociepłowni. Bank Światowy przeznaczył 125 mln USD w latach 2009–2014 na realizację projektu podwyższenia efektywności energetycznej w Republice Białorusi. Z tych środków finansuje się modernizację mohylewskiej elektrociepłowni-1 oraz homelskiej elektrociepłowni-1 (90 mln USD). Bank Światowy podjął decyzję w tej sprawie w czerwcu 2013 roku. Zakończenie obydwóch inwestycji zaplanowano w 2015 roku. Z kredytów Banku Światowego realizuje się także kilka pomniejszych projektów w energetyce. W planach ZPO „Bełenergo” na 2013 r. umieszczono realizację trzech obiektów małej energetyki: miniciepłowni „Baran”, „Łuniniec” oraz kotłowni rejonowej nr 3 w Mohylewie. Budowa miniciepłowni „Łuniniec” jest finansowana z funduszu inwestycyjnego Ministerstwa Energetyki i budżetu państwa, chociaż początkowo poszukiwano dla tego projektu inwestora zagranicznego. Trwają również zaawansowane prace nad oddaniem do eksploatacji w 2013 roku miniciepłowni „Baran” (moc cieplna 16,5 MW, elektryczna 3,5 MW). Mo-

dernizacji kotłowni rejonowej nr 3 w Mohylewie i Borysowie oraz ich przekształcenie w miniciepłownię sfinansował Bank Światowy. Tą drugą inwestycję realizuje rosyjska firma „Grupa E4”. Ze względu na odległe terminy nie rozpoczęto jeszcze instalacji kotła o mocy 200t/h, pracującego na lokalnych źródłach energii w mozyrskiej elektrociepłowni oraz modernizacji kotłowni rejonowej „Północnej” w Witebsku (Совет Министров РБ, 2012; Галкин, 2012; ГПО Белэнерго, 2013a; 2013b; Worldbank, 2013; Всемирный банк..., 2013; АДЗІНСТВА, b.r.; ОДУ, b.r.; E4группа, b.r.).

Powtarzające się często w okresie zimowym awarie sieci elektrycznych na Białorusi są wynikiem przestarzałej infrastruktury przesyłowej, stąd też w strategii rządowej przewidziano również rozbudowę i modernizację sieci przesyłowej. W „Państwowym programie rozwoju białoruskiego systemu energetycznego do 2016 roku” założono zabezpieczenie mocy przesyłowych dla nowych źródeł wytwarzania energii (w tym elektrowni atomowej), zastąpienie linii elektrycznych 220 kV liniami 330 kV i 110 kV, zwiększenie niezawodności dostaw energii energetycznej do największych węzłów energetycznych, remonty zniszczonych sieci energetycznych, budowę inteligentnych sieci przesyłowych, modernizację podstacji energetycznych 110 kV, wymianę linii energetycznych 35 kV na linie energetyczne 110 kV oraz coroczną budowę i modernizację 1500 km linii energetycznych o napięciu 0,4–10 kV. Na Białorusi sieciami energetycznymi 220–750 kV zarządza Republikańskie Unitarne Przedsiębiorstwo Energetyki „ODU” (Республиканское унитарное предприятие электроэнергетики „ОДУ”), a liniami energetycznymi poniżej 220 kV wyspecjalizowane struktury (Ошмянские электрические сети etc.) obwodowych przedsiębiorstw energetycznych. W 2012 roku sieci przesyłowe na Białorusi liczyły 239,2 tys. km (35–750 kV – 35,9 tys. km; 203,37 tys. km – 0,4–10 kV). W programie rządowym nie wymieniono szczegółowo przewidzianych do budowy i modernizacji sieci energetycznych i podstacji energetycznych, stąd też trudno określić skalę przyszłych inwestycji. Część projektów realizuje się na podstawie dwóchstronnych porozumień z innymi państwami (np. Chinami). W załączniku nr 7 wymieniono tylko priorytetowe projekty, jakie planowano zrealizować do 2016 roku (tabela nr 4). W tej chwili są realizowane tylko nieliczne wymienione tam obiekty, m.in. zmodernizowano jedną z najważniejszych w systemie energetycznym podstację energetyczną 330 kV „Mirandino” (w 2011 roku). W 2015

roku planuje się zakończenie remontu podstacji energetycznej „Białoruska”. Linia energetyczna 750 kW pomiędzy podstacją energetyczną „Białoruska” a elektrownią atomową w Smoleńsku stanowi główne połączenie łączące systemy energetyczne Białorusi oraz Rosji, chociaż istnieją alternatywne transgraniczne linie przesyłowe, nie odgrywają one już takiej roli. W tej chwili infrastrukturę przesyłową modernizuje się w ograniczonym stopniu, szczególnie dotyczy to budowy i remontu linii 330 kW. Wykonanie wielu projektów zaplanowano dopiero w 2015 roku, stąd też trudno obecnie wypowiedzieć się o szansach ich realizacji. Modernizacja szeregu elektrociepłowni oraz budowa elektrowni atomowej wymaga rozbudowy i remontu wielu linii energetycznych. W kwietniu 2012 roku rozpoczęto demontaż linii energetycznej 220 kW łączącej berezowską elektrownię wodną z miejscowością Roś (Березовская ГРЭС – Рось). W jej miejsce zaplanowano budowę linii energetycznej 330 kW (Березовская ГРЭС – Рось). W następnych latach przewidziano również likwidację linii energetycznej 220 kW Baranowicze-220 – Słuck („Барановичи-220 – Слуцк”) i linii energetycznej 220 kW Baranowicze-330 – Baranowicze-220 („Барановичи-330 – Барановичи-220” №1 и №2) oraz wymianę następujących linii energetycznych 220 kW na linię energetyczne 110 kW: Roś–Grodno Południowe i Grodno–Grodno Południowe („Рось – Гродно Южная №2”; „Гродно – Гродно Южная”). W 2012 roku oddano do eksploatacji podstację energetyczną 110 kW „Północno-Zachodnią” w Brześciu oraz zainstalowano system zautomatyzowanej kontroli TT 330 kW na dwóch podstacjach energetycznych 330 kW („Жлобин Западная”; „Жлобин”). Zakończono również modernizację linii energetycznej 110 kW „Diaprojektor” – Żłobin 330 oraz podstacji energetycznej 110/10 kW „Posielicze”, podstacji energetycznej 110/35/10 kW „Swietłogorsk”, etc. Inwestycje te mają jednak ograniczony charakter. Niewiele modernizuje się linii energetycznych o napięciu powyżej 110 kW. Główny wysiłek inwestycyjny skoncentrowano głównie za zabezpieczeniu linii przesyłowych dla nowej elektrowni atomowej, faktycznie zaniedbując remont pozostałej części infrastruktury przesyłowej. Na ten cel Białoruś próbuje pozyskać m.in. kredyty chińskie w wysokości 323,817 mln USD. Już w 2012 roku władze Białorusi podpisały kontrakt z North China Power Engineering Co., Ltd. dotyczący budowy infrastruktury przesyłowej z elektrowni atomowej, w tym linii energetycznych 330 kW. W 2012 roku oddano do eksploatacji podstację energetyczną

110 /10 kW „Wilija” oraz dwie linie energetyczne 110 kW o łącznej długości 65 km („Сморгонь – Виляя № 1” и „Сморгонь – Виляя № 2”). Wspomniane prace modernizacyjne wykonano pod budowę elektrowni atomowej. We wrześniu 2013 roku opracowano projekt przyłączenia elektrowni atomowej do istniejącego systemu energetycznego. W najbliższych latach Białoruś rozbuduje swoje sieci przesyłowe, aby zabezpieczyć odbiór energii elektrycznej z elektrowni atomowej (БЕЛЭНЕРГО, 2013; Министерство Энергетики РБ, 2012; 2013; Новости Беларуси, 2013b; НПИ-ПРБ, 2013b; ГРОДНОЭНЕРГО, b.r.; БЭСИ, b.d).



Rys. 1. Schemat białoruskich linii przesyłowych

Podsumowanie

Modernizacja przestarzałej białoruskiej energetyki spotyka się z wieloma trudnościami. Chociaż do zakończenia realizacji programu rządowego rozwoju systemu energetycznego pozostały jeszcze dwa lata, można wysunąć pierwsze wnioski. Raczej niewielkie są szanse, aby powiodła się w pełni modernizacja systemu energetycznego. Białoruś nie posiada odpowiednich środków finansowych, aby wykonać w pełni plan rządowy. Napływ

inwestycji zagranicznych w energetykę okazał się o wiele mniejszy, niż początkowo zakładano. Wiele środków finansowych zmarnowano, a pojawiające się skandale korupcyjne świadczą o niedostatecznej kontroli nad wydatkowanymi funduszami. Prawdopodobnie w 2015 r. Białoruś nie osiągnie samowystarczalności energetycznej, a w kolejnych latach będzie narastał deficyt energetyczny państwa. Sytuacja znacznie się prawdopodobnie zmieniać dopiero po 2018 r., gdy zostanie oddany do eksploatacji pierwszy blok elektrowni atomowej. Niewielkie nakłady finansowe na sieci przesyłowe będą powodować narastające problemy z przesyłem energii. Obecnym priorytetem władz Białorusi jest dostosowanie i rozbudowanie infrastruktury przesyłowej dla budowanej elektrowni atomowej. Nierealne wydaje się również zmniejszenie udziału rosyjskiego gazu w bilansie paliwowo-energetycznym państwa do 2015 r. do 56,2%. Dopiero oddanie elektrowni atomowej może przyczynić do ograniczenia importu rosyjskiego gazu ziemnego. Z dużym prawdopodobieństwem zmniejszenie importu rosyjskiego gazu ziemnego będzie się przekładać na wzrost jego ceny, tym samym Rosja nie straci finansowo na całej operacji i nadal cena gazu będzie środkiem nacisku na białoruskiego partnera, ponieważ nie ma alternatywy dla rosyjskiego gazu. Białoruś podejmuje działania, aby ograniczyć wpływ inwestycji rosyjskich w tradycyjnej energetyce. Jej zależność energetyczna od partnera rosyjskiego pozostaje olbrzymia, ponieważ energetyka krajowa prawie w całości jest oparta na gazie rosyjskim. Rosja przejmuje również kontrolę nad eksportem białoruskiej energii. W dalszej perspektywie Rosja podejmie próby przejęcia strategicznych obiektów energetycznych na Białorusi, odpowiadających za tranzyt energii elektrycznej do innych państw. Po wycofaniu się z budowy elektrowni atomowej w obwodzie kaliningradzkim, wzrosła potencjalna rola Białorusi, jako państwa tranzytowego dla rosyjskiej energii. Niezwykle powoli odbywa się przygotowanie ustawodawstwa o energetyce dostosowującego go do realiów wolnorynkowych, a Białoruś próbuje zachować jak najdłuższą kontrolę nad sektorem energetycznym. Brakuje również ram instytucjonalnych zachęcających inwestorów zagranicznych do inwestowania w białoruską energetykę, co wpływa na spowalnianie procesu jej modernizacji.

Bibliografia

- АДЗІНСТВА. (b.r.). *Началась реализация проекта по реконструкции котельного цеха №3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове*. Pobrano z: <http://www.adzinstva.by/?p=70330> [dostęp 28.09.2013].
- Ambasada RP w Mińsku. (b.r.). *Most energetyczny pomiędzy Polską i Białorusią*. Pobrano z: http://minsk.trade.gov.pl/pl/analizy_rynkowe/article/detail,389,Most_energetyczny_pomiedzy_Polska_i_Bialorusia.html [dostęp 22.09.2013].
- Belarus in Focus. (2013, 21 maja). *Белорусская энергетика: дорого и неэффективно*. Pobrano z: http://belarusinfocus.info/by/p/5896belorusskaya_energetika_dorogo_i_neeffektivno [dostęp 23.09.2013].
- БЕЛТА. (2008, 15 października). *Контракт на строительство нового блока Минской ТЭЦ-5 на 260 млн. евро подписан с китайской корпорацией*. Pobrano z: <http://belaruschina.by/ru/news/2008/oct/15oct.html> [dostęp 23.09.2013].
- БЕЛЭНЕРГО. (2013, 27 maja). *Тенденции развития энергосистемы Беларуси*. Pobrano z: <http://www.energo.by/news/p59.htm> [dostęp 30.09.2013].
- Брестэнерго. (b.r.). *Выработка, отпуск и потребление электроэнергии*. Pobrano z: http://www.brestenergo.by/electrical_energy.html [dostęp 23.09.2013].
- БЭСП. (b.d.). *Проекты ОРЭС*. Pobrano z: <http://www.besp.by/index.php/ru/projectsbesp/rbproj/88-projopes> [dostęp 30.09.2013].
- Васильков, В. (2009, 17 września). *Контракт на \$56 млн по реконструкции Гродненской ТЭЦ-2 подписан с индийской компанией*. Pobrano z: <http://news.tut.by/economics/147745.html> [dostęp 25.09.2013].
- Витебскэнерго. (2014). *О „Витебскэнерго”*. Pobrano z: <http://www.vitebsk.energo.by/> [dostęp 23.09.2013].
- Ekonomiczeska Gazeta. (2012, 8 czerwca). *Włoska elektrociepłownia na Białorusi*. Pobrano z: http://minsk.trade.gov.pl/pl/aktualnosci/article/y,2012,m,7,a-,28113,Wloska_elektrociepownia_na_Bialorusi.html [dostęp 23.09.2013].
- E4Группа. (b.r.). *Реконструкция котельного цеха №3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ*. Pobrano z: <http://www.e4group.ru/activity/projects/10/> [dostęp 28.09.2013].
- Евразийский Банк Развития. (2012). *Интеграционные процессы в электроэнергетическом секторе государств – участников Евразийского банка развития, Алматы*.
- Галкин, О. (2012, 22 marca). *До 2016 года в Беларуси планируется запустить 4 новые гидроэлектростанции и ветропарк*. Pobrano z: <http://news.tut.by/economics/280207.html> [dostęp 28.09.2013].
- ГПО Белэнерго. (2013а). *Реконструкция Минской ТЭЦ-2 (вторая очередь), установка турбины мощностью 15 МВт Реконструкция Минской ТЭЦ-2 (вторая очередь), установка турбины мощностью 15 МВт*. Pobrano z: <http://minenergo.gov.by/ru/investpr> [dostęp 28.09.2013].
- ГПО Белэнерго. (2013б). *Реконструкция Минской ТЭЦ-3 с заменой выбывающих мощностей очереди 14 МПа*. Pobrano z: <http://minenergo.gov.by/ru/investpr> [dostęp 23.09.2013].

- ГРОДНОЭНЕРГО. (2014, 1 stycznia). *Производственная характеристика РУП „Гродноэнерго”*. Pobrano z: http://www.energo.grodno.by/o_predpriyatii/obshchie_svedeniya/_produkcziennaja_kharakteristika [dostęp 23.09.2013].
- ГРОДНОЭНЕРГО. (b.r.). *История создания Ошмянских электрических сетей*. Pobrano z: <http://www.energo.grodno.by/en/node/86> [dostęp 30.09.2013].
- Кот, А. (2012, 18 września). *ГТК проверяет факт попадания на ТЭЦ-2 в Гродно радиоактивного оборудования из Индии*. Pobrano z: <http://news.tut.by/society/311291.html> [dostęp 25.09.2013].
- Menkiszak, M. (2012, 23 lipca). *Budowa elektrowni atomowej na Białorusi – wzrost zależności energetycznej od Rosji*. Pobrano z: <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2012-07-23/budowa-elektrowni-atomowej-na-bialorusi-wzrost-zalezności-energ> [dostęp 24.09.2013].
- Министерство Энергетики РБ. (2012). *Министерство Энергетики Республики Беларусь. Итоги работы за 2011 год и задачи на 2012 год*. Pobrano z: <http://www.minenergo.gov.by/ru/statist> [dostęp 20.09.2013].
- Министерство Энергетики РБ. (2013). *Министерство Энергетики Республики Беларусь. Итоги работы за 2012 год и задачи на 2013 год*. Pobrano z: <http://www.minenergo.gov.by/ru/statist> [dostęp 23.09.2013].
- Министерство Энергетики РБ. (b.r.). *Итоги работы за 2011 год и задачи на 2012 год*. Pobrano z: <http://minenergo.gov.by/ru/statist> [dostęp 30.09.2013].
- Минскэнерго. (b.r.). *О предприятии РУП „Минскэнерго”*. Pobrano z: http://www.minskenergo.by/O_RUP.asp [dostęp 23.09.2013].
- Назарбаев, Н. (2011, 8 lipca). *О ратификации Соглашения об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики. Закон Республики Казахстан от 8 июля 2011 года № 458-IV*. Pobrano z: <http://adilet.zan.kz/rus/docs/Z1100000458> [odczyt 21.09.2013].
- Новости Беларуси. (2012, 9 lutego). *Белорусско-российское ООО „Энергоконнект” заинтересовано в реализации трансграничного проекта с Польшей*. Pobrano z: http://www.belta.by/ru/all_news/economics/Belorussko-rossijskoe-OOO-Energokonnekt-zainteresovano-v-realizatsii-transgranichnogo-proekta-s-Polshej_i_588776.html [dostęp 22.09.2013].
- Новости Беларуси. (2013a, 23 kwietnia). *Ряд должностных лиц подозревается в срыве ввода мощностей Березовской ГРЭС*. Pobrano z: http://www.belta.by/ru/all_news/society/Rjad-dolzhnostnyx-lits-podozrevaetsja-v-sryve-vvoda-moschnostej-Berezovskoj-GRES_i_632119.html [dostęp 25.09.2013].
- Новости Беларуси. (2013b, 29 stycznia). *Десять подстанций напряжением по 110 кВ планируется построить в Минске в ближайшую пятилетку*. Pobrano z: http://www.belta.by/ru/all_news/economics/Desjat-podstantsij-naprjazheniem-po-110-kVplaniruetsja-postroit-v-Minske-v-blizhajshuju-pjatiletku_i_622586.html [dostęp 30.09.2013].
- Новости Беларуси. (b.r.). *Итальянская компания планирует приступить к строительству ТЭЦ в Бресте в 2013 году*. Pobrano z: <http://www.belta.by/ru/>

- All_news/economics/Italjanskaja-kompanija-planiruet-pristupit-k-stroitelstvu-TETs-v-Breste-v-2013-godu_i_623033.html [dostęp 23.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2010a, 9 czerwca). *Об утверждении Программы строительства энергоисточников, работающих на биогазе, на 2010–2015 годы*. Pobrano z: <http://pravo.by/main.aspx?guid=3871&p0=C21000885&p2={NRPA}> [dostęp 17.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2010b, 19 czerwca). *Постановление Совета Министров Республики Беларусь 19 июля 2010 г. № 1076, „Об утверждении Государственной программы строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010–2015 годах”*. Pobrano z: <http://www.pravo.by/main.aspx?guid=3871&p0=c21001076&p2={NRPA}> [dostęp 17.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2010c, 9 sierpnia). *Постановление Совета Министров Республики Беларусь 9 августа 2010 г. № 1180, Стратегия энергетического потенциала Республики Беларусь*. Pobrano z: <http://pravo.by/main.aspx?guid=3871&p0=C21001180&p2={NRPA}> [dostęp 18.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2011, 10 marca). *Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 годы*. Pobrano z: <http://www.pravo.by/main.aspx?guid=3871&p0=C21100586&p2={NRPA}> [dostęp 17.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2012, 29 lutego). *Постановление Совета Министров Республики Беларусь 29.02. 2012 № 194, „Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года”*. Pobrano z: <http://www.pravo.by/main.aspx?guid=4061&p0=2012&p1=32> [dostęp 24.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2013a, 1 lutego). *Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в сфере ядерной безопасности*. Pobrano z: www.pravo.by/main.aspx?guid=3871&p0...p1.. [dostęp 21.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (2013b, 11 czerwca). *Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 9 июля 2013 г. № 598, О проведении переговоров по проекту Кредитного соглашения между Правительством Республики Беларусь и Экспортно-импортным банком Китая и его подписании*. Pobrano z: <http://www.pravo.by/main.aspx?guid=10541&p0=2013&p1=1107> [dostęp 30.09.2013].
- НПИ-ПРБ. (b.r.). *Закон Республики Беларусь 16 ноября 2010 г. № 189-3, О присоединении Республики Беларусь к Соглашению о сотрудничестве государств – участников Содружества Независимых Государств в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем*. Pobrano z: <http://www.pravo.by/main.aspx?guid=3871&p0=N11000189&p2={NRPA}> [odczyt 21.09.2013].
- ОАСУ Могилевэнерго. (2011). *Организационная структура РУП „Могилевэнерго”*. Pobrano z: <http://www.mogilev.energo.by/ru-ru/опредприятия.aspx> [dostęp 23.09.2013].
- ОДУ. (b.r.). *На Гродненской ТЭЦ-2 ведутся пусковые операции новой газотурбинной установки мощностью 121,7МВт*. Pobrano z: <http://www.odu.by/index.php?lang=rus&link=news&action=show&id=269> [dostęp 28.09.2013].
- OSW. (2010, 15 grudnia). *Wspólna Przestrzeń Gospodarcza: kolejny etap integracji wokół Rosji*. Pobrano z: <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/tydzien-na-wscho>

- dzie/2010-12-15/wspolna-przestrzen-gospodarcza-kolejny-etap-integracji-wo [odczyt 21.09.2013].
- РУП Гомельэнерго. (b.r.). РУП „Гомельэнерго”. Pobrano z: http://www.gomelenergo.by/general_about.htm [dostęp 23.09.2013].
- Sejm RP. (b.r.). *Odpowiedź ministra skarbu państwa na interpelację nr 10877 w sprawie potencjalnego importu energii elektrycznej z obwodu kaliningradzkiego*. Pobrano z: <http://www.sejm.gov.pl/sejm7.nsf/InterpelacjaTresc.xsp?key=522AABCF> [dostęp 22.09.2013].
- Сидорский, С. (2010, 17 grudnia). *Государственная программа строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь*. Pobrano z: <http://energoeffekt.gov.by/programs/basicdocuments/221--20112015-.html> [dostęp 17.09.2013].
- Совет Министров РБ. (2012, 19 marca). *О внесении дополнения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 4 мая 2009 г. № 572*. Pobrano z: <http://www.government.by/ru/solutions/1796> [dostęp 28.09.2013].
- ТЭЦ. (b.r.). *Минская ТЭЦ-5*. Pobrano z: <http://www.tec5.by/> [dostęp 23.09.2013].
- Wierzbowska-Miazga, S. A. (2013). *Wsparcie drogą do podporządkowania. Rosja wobec Białorusi*. Warszawa: Ośrodek Studiów Wschodnich. Pobrano z: www.osw.waw.pl/sites/default/files/pw_34_bialorus_pl_net.pdf [dostęp 22.09.2013].
- Worldbank. (2013). *Партнерство Группы Всемирного банка и Республики Беларусь. Обзор Страновой программы, Июнь 2013 года*. Pobrano z: www.worldbank.org/.../Belarus-Snapshot-rus.pdf [dostęp 28.09.2013].
- WPНІ w Mińsku (2012, październik). *Energetyka Białorusi w latach 2011–2015*. Pobrano z: http://minsk.trade.gov.pl/pl/analizy_rynkowe/article/detail,460,Energetyka_Bialorusi_w_latach_2011-2015.html [dostęp 18.09.2013].
- . (1999, 22 listopada). *Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Белоруссия о создании Объединенной электроэнергетической системы от 22 ноября 1999 года*. Pobrano z: http://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=29884 [dostęp 21.09.2013].
- . (2000, 25 stycznia). *Соглашение о транзите электрической энергии и мощности государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 января 2000 года*. Pobrano z: http://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=4654 [dostęp 21.09.2013].
- . (2011, 22 czerwca). *Новая мини-ТЭЦ построена в Речице*. Pobrano z: <http://news.tut.by/it/231902.html> [dostęp 23.09.2013].
- . (2013, 15 kwietnia). *СК продолжает трясти энергетиков: министру указали на слабые места*. Pobrano z: <http://news.tut.by/economics/361967.html> [dostęp 25.09.2013].
- . (2013, 7 lutego). *Всемирный банк выделит 90 млн долларов на модернизацию ТЭЦ в Могилеве и Гомеле*. Pobrano z: <http://radiominsk.by/News/GetDetails?NewsId=2039> [dostęp 28.09.2013].