

Filip Grzegorzczak

Możliwości inwestycyjne w polskim sektorze elektroenergetycznym : perspektywa kryzysu finansowego i polityki energetyczno-klimatycznej UE

Ekonomiczne Problemy Usług nr 39, 25-32

2009

Artykuł został opracowany do udostępnienia w internecie przez Muzeum Historii Polski w ramach prac podejmowanych na rzecz zapewnienia otwartego, powszechnego i trwałego dostępu do polskiego dorobku naukowego i kulturalnego. Artykuł jest umieszczony w kolekcji cyfrowej bazhum.muzhp.pl, gromadzącej zawartość polskich czasopism humanistycznych i społecznych.

Tekst jest udostępniony do wykorzystania w ramach dozwolonego użytku.

FILIP GRZEGORCZYK

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

**MOŻLIWOŚCI INWESTYCYJNE
W POLSKIM SEKTORZE ELEKTROENERGETYCZNYM
– PERSPEKTYWA KRYZYSU FINANSOWEGO
I POLITYKI ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNEJ UE**

Wprowadzenie

W II połowie ubiegłego roku wybuchł kryzys finansowy, który swój początek miał w Stanach Zjednoczonych. Do jego podstawowych przejawów należy zaliczyć falę trudności finansowych banków oraz zaangażowanie rządów w pomoc publiczną, szczególnie poprzez nacjonalizowanie poszczególnych instytucji kredytowych. Problemy banków w sposób oczywisty przełożyły się na poszczególne sektory gospodarek państw, jak i sytuację poszczególnych grup społecznych. Sytuacja finansowa banków wpłynęła także negatywnie na ewentualne plany inwestycyjne przedsiębiorców, ze względu na daleko posuniętą ostrożność w udzielaniu kredytów. W Polsce wystąpił także element dodatkowy, tj. drastyczny spadek kursu złotego¹. Jednocześnie skutkiem kryzysu są problemy budżetowe w Polsce – szacuje się znaczne zmniejszenie dochodów budżetowych w roku 2009. W niekorzystnej sytuacji znajduje się także Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie, gdzie od dłuższego czasu rysuje się trend spadkowy. Powyższe zjawiska mają określone konsekwencje dla inwestycji, fuzji i przejęć w sektorze elektroenergetycznym, tj.: brak możliwości pozyskiwania przez spółki finansowania z kredytów, brak możliwości pozyskiwania przez spółki finansowania z giełdy, utrata wartości rynkowej i księgowej przez spółki, wynikająca ze spadku wartości złotego, w której to walucie spółki te są wyceniane, ewentualna konieczność – w kontekście potrzeb budżetowych – zredefiniowania polityki właścicielskiej i prywatyzacyjnej w odniesieniu do spółek kontrolowanych przez Skarb Państwa.

Na zagadnienie ewentualnych inwestycji, fuzji i przejęć w sektorze elektroenergetycznym można spoglądać także z perspektywy wspólnotowej polityki ochrony środowiska. Unia Europejska zdecydowała o przyjęciu na siebie roli światowego lidera w dziedzinie ochrony środowiska, a w szczególności w zakresie ochrony klimatu poprzez redukcję

¹ 2.01.2008 r. za 1 euro trzeba było zapłacić 3,59 pln, 2.01.2009 r. średni kurs euro wynosił już 4,17 pln, a 30.04.2009 r. 4,38 pln, dane Narodowego Banku Polskiego, opubl.: www.nbp.pl.

ilości gazów cieplarnianych emitowanych do atmosfery (GHG). Unia Europejska wdraża plan redukcji emitowanych gazów, mimo oporów ze strony tych państw członkowskich, których energetyka oparta jest na najbardziej emisyjnym paliwie, tj. węgla kamiennym (w tym Polska). Podstawowym dokumentem UE w zakresie energii jest Komunikat Komisji Europejskiej, zawarty w tzw. pakiecie klimatycznym z 2007 roku pn. „Europejska polityka energetyczna”². Zaprogramowany na rok 2020 cel to zmniejszenie o 20% emisji gazów cieplarnianych i osiągnięcie 20% udziału energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii (OZE)³. Przyjęcie takich rozwiązań będzie wpływało na sytuację zarówno mikroekonomiczną (przymusowe nakłady inwestycyjne na ochronę środowiska po stronie spółek energetycznych), jak i makroekonomiczną, wyrażając się w powstaniu impulsu inflacyjnego na skutek kroczącego wzrostu cen energii elektrycznej. Zjawisko to otwiera określoną niszę dla inwestorów. Koszt pakietu energetyczno-klimatycznego dla Polski wynika głównie z konieczności osiągnięcia celu w postaci udziału energii z OZE do roku 2020 w wysokości 15%. Oznacza to, że koszt redukcji emisji CO₂ będzie wynosił około 288 zł za tonę emisji⁴. Niektórzy autorzy zakładają, że bezpośrednie koszty związane z ekologicznym dopasowaniem struktur technologicznych i paliwowych to 2 mld pln w 2010 roku i po 8–10 mld pln rocznie w latach 2020–2030⁵.

Struktura sektora elektroenergetycznego w Polsce – główni gracze i ich perspektywa właścicielska

W Polsce sektor elektroenergetyczny jest zdominowany przez podmioty z dominującym udziałem Skarbu Państwa. W tym miejscu należy podkreślić, iż w roku 2006 dokonano konsolidacji sektora w cztery grupy kapitałowe⁶. Wspomniane cztery podmioty łącznie dominują na rynku elektroenergetycznym – pozostali gracze odgrywają niewielką rolę. W odniesieniu do każdej z grup planowano proces prywatyzacji przez giełdę, z zachowaniem większościowego udziału kapitałowego Skarbu Państwa. Zatem prywatyzacja miała służyć pozyskaniu kapitału niezbędnego na inwestycje. Do najważniejszych grup energetycznych

² KOM (2007) 1, Bruksela 2007.

³ A. Malko: *Mała hydroenergetyka w perspektywicznej strukturze energii Unii Europejskiej*. „Energetyka” 2009, nr 2, s. 98 i n.

⁴ A. Janikowski, S. Tokarski: *Pakiet klimatyczny – nowa dyrektywa o odnawialnych źródłach energii*. „Magazyn Koncern” 2009, nr 1, s. 19.

⁵ Konieczne jest także zwrócenie uwagi na możliwą utratę PKB – 154 mld pln w 2020 do około 503 mld w 2030 r. Powyższe szacunki wynikają z założenia, że wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną stanowią około 14% wydatków gospodarstw domowych ogółem, por. szerz.: A. Janikowski, S. Tokarski: *Podsumowanie prac nad pakietem klimatycznym w 2008 r.* „Magazyn Koncern” 2008, nr 12, s. 19.

⁶ Por. szerz. F. Grzegorzczak, I. Styn: *Transformations of the Polish Electric Power Sector in context of globalization (in 2006–2008)*. W: *Enterprises in the Face of 21st Century*. Red. R. Borowiecki, A. Jaki. Kraków 2008, s. 115–122.

w Polsce zalicza się: Polską Grupę Energetyczną SA (PGE)⁷, Tauron Polską Energię SA (TPE)⁸, Eneę SA⁹ oraz Enerę SA¹⁰.

Aktualna sytuacja głównych graczy na polskim rynku energetycznym pozwala na postawienie określonych pytań o ich przyszłość w dobie kryzysu finansowego i konieczności sprostania wymogom ekologicznym. Stosunkowo łatwa do przewidzenia jest przyszłość Enei. W wyniku debiutu giełdowego największym akcjonariuszem mniejszościowym został szwedzki koncern energetyczny Vatenfall. Prawdopodobnie dla Vatenfalla była to inwestycja o charakterze strategicznym, z perspektywą przejęcia kontroli. Co prawda niecałe 19% pakiet akcji nie pozwala kontrolować spółki (przy współistnieniu akcjonariusza większościowego), to wydaje się jednak, że istnieją szanse na dalsze kroki prywatyzacyjne. Jednakże w tym akurat procesie największe szanse ma Vatenfall, jako że można go uznać za inwestora strategicznego.

Los Polskiej Grupy Energetycznej, będącej niewątpliwie liderem na rynku energii elektrycznej w Polsce, wydaje się być jasny co do kierunku (sposobu) prywatyzacji i równie niejasny co do jej terminu. Od momentu utworzenia PGE lansowano koncepcję debiutu giełdowego, ale jednocześnie przesądzono, że będzie to podmiot pod kontrolą kapitałową państwa. Wydaje się, że PGE to zbyt duża i istotna grupa energetyczna, by sensownie rozważać możliwość jej prywatyzacji przez inwestora strategicznego. Ponadto nie byłoby to bezpieczne z politycznego punktu widzenia. Należy bowiem podkreślić, że opozycja sprzeciwia się prywatyzacji sektorów strategicznych przeprowadzonej inaczej aniżeli w drodze debiutu giełdowego i z zachowaniem kontroli kapitałowej Skarbu Państwa nad prywatyzowanymi podmiotami. Tym większego oporu należałoby się spodziewać w odniesieniu do pomysłu sprzedaży inwestorowi zagranicznemu. Natomiast wciąż obowiązująca koncepcja prywatyzacji PGE przez giełdę oddała się w czasie, gdyż kryzys na rynku kapitałowym powoduje, iż ewentualny debiut tej spółki nie byłby udany.

W odniesieniu do TPE i koncernu Enerna sytuacja jest odmienna. Co prawda wskazane podmioty zostały, jak i inne, przeznaczone do prywatyzacji giełdowej, to jednak wobec zapaści rynku kapitałowego pierwotne rozwiązanie nie wydaje się już pewne, przede wszystkim ze względu na ryzyko nieuzyskania odpowiednio wysokiej ceny. Z kolei wzrastający deficyt budżetowy może skłaniać do podjęcia decyzji o prywatyzacji na rzecz inwestora strategicznego. Jest to proces zdecydowanie szybszy aniżeli prywatyzacja giełdowa, przede wszystkim dlatego, że upublicznienie akcji spółki wymaga wykonania czynności przygotowawczych przez prywatyzowane podmioty. Ponadto debiut giełdowy nie musi da-

⁷ Kapitał spółki to około 38 mld pln, 100% akcji należy do Skarbu Państwa, 38% udział grupy w wytwarzaniu energii elektrycznej, www.pgesa.pl.

⁸ Kapitał spółki to prawie 14 mld pln, ponad 99% akcji należy do Skarbu Państwa, 15% udział grupy w wytwarzaniu energii elektrycznej, www.tauron.com.pl.

⁹ 76% akcji należy do Skarbu Państwa, 18,7% do szwedzkiego koncernu Vatenfall Aktiebolag, 8% udział grupy w wytwarzaniu energii elektrycznej, www.enea.pl.

¹⁰ 100% akcji należy do Skarbu Państwa, 2% udział grupy w wytwarzaniu energii elektrycznej, www.energa.pl.

wać wpływów budżetowych (w przypadku emisji nowej serii akcji), a prywatyzacja na rzecz inwestora strategicznego stanowi zwykłą umowę zbycia akcji przez Skarb Państwa, wobec czego dochód budżetu należy traktować jako pewnik. Gdy pod uwagę wziąć także niedużą „wielkość” omawianych grup energetycznych oraz duże zainteresowanie koncernów zagranicznych¹¹ – prywatyzacja przez inwestora strategicznego wydaje się bardziej realna aniżeli rok temu.

Wpływ sytuacji ekonomiczno-finansowej na możliwości inwestycyjne

Aktualnie polskie energetyczne grupy kapitałowe znajdują się w niekorzystnej sytuacji ekonomiczno-finansowej. Przede wszystkim należy w tym miejscu wskazać na konieczność spełnienia przez nie wymogów ekologicznych w zakresie ograniczenia emisji ciepłarnianych, co wymaga poczynienia nakładów inwestycyjnych. Na marginesie warto przypomnieć, iż polska energetyka oparta jest na węglu kamiennym. Przedstawiciele branży energetycznej jednoznacznie uznają, że dostosowanie się do wymogów ekologicznych może przerosnąć możliwości finansowe polskich spółek.

Na problem dostosowania się do wspomnianych wymogów ekologicznych nakłada się problem konieczności odbudowy mocy wytwórczych (czyli inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej). Coraz większa liczba bloków energetycznych będzie podlegała tzw. derogacji (czyli odstawieniu), co oczywiście wymaga inwestycji w nowe moce. Jednakże zastępowanie starych jednostek nowymi w skali 1:1 jest z kolei niewystarczające z punktu widzenia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną – Polska cierpi na deficyt mocy, co w niedługiej perspektywie oznaczać może niedobory mocy elektrycznej, skutkujące zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego państwa. Ogólnoeuropejski wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (który dotyczy także Polski) jest prognozowany z poziomu 10 Mtoe w 2020 roku do poziomu 16 Mtoe w 2030 roku¹². Z pewną przesadą szacuje się, że istnieje potrzeba odtworzenia 7,3 GW, co oznacza konieczność wybudowania 8,5 bloków energetycznych po 850 MW każdy¹³. Jednocześnie koszty związane z pozyskaniem energii z OZE to ok. 4 mld pln rocznie (należy bowiem uzyskiwać w każdym roku ok. 200 MW mocy agroenergetycznej i ok. 600 MW wiatrowej)¹⁴.

¹¹ Por. szerz. T. Motowidlak: *Konsolidacja przedsiębiorstw energetycznych na europejskim rynku energii elektrycznej*. „Energetyka” 2008, nr 11, s. 737 i n.; W. Szymła: *Aktywność korporacji transnarodowych w transakcjach fuzji i przejęć w sektorze energetycznym na świecie. W: Potencjał restrukturyzacji w warunkach globalizacji i nowej gospodarki*. Red. R. Borowiecki, A. Jaki. Kraków 2007, s. 95–103.

¹² Raport: *World Energy Outlook 2006*, International Energy Agency 2007, za: E. Gąsiorowska, J. Piekacz, T. Surma: *Pakiet klimatyczno-energetyczny jako strategia zrównoważonego rozwoju gospodarki europejskiej*. „Energetyka” 2008, nr 8–9, s. 551–562.

¹³ Koszt takiego przedsięwzięcia należy kalkulować według przelicznika: 10 GW = 60 mld pln.

¹⁴ K. Żmijewski: *Energetyka polska – strategia inwestycji*. „Energetyka ciepła i zawodowa” 2009, nr 2, s. 8–11.

Brak inwestycji w nowe moce wynika nie tylko z trudnej sytuacji finansowej spółek energetycznych¹⁵, ale także z istniejących na rynku cen energii. Należy w tym miejscu podkreślić, iż pomimo ciągłego, kroczącego wzrostu cen energii elektrycznej jest on niewystarczający z punktu widzenia opłacalności inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej. Koszt budowy nowego bloku energetycznego w relacji do zysku możliwego do osiągnięcia ze sprzedaży energii pochodzącej z tego bloku jest zdecydowanie wyższy.

Wskazane problemy nie wyczerpują katalogu trudności sektora elektroenergetycznego. Do rozważenia pozostaje bowiem także kwestia wewnętrznej restrukturyzacji energetycznych grup kapitałowych, która nie została dokonana. Słuszny program konsolidacji sektora energetycznego był pierwszym elementem niezbędnym do jego urynkowienia. Jednakże dokonanie konsolidacji nie decyduje jeszcze o dobrej organizacji wewnętrznej poszczególnych holdingów. Warto zwrócić uwagę, że w ramach grup kapitałowych nie dokonano logicznego podziału funkcji o charakterze dywizjonalnym, zgodnym z łańcuchem wartości (paliwa – wytwarzanie – dystrybucja – obrót/handel). Obecnie wszystkie grupy cechuje skomplikowana struktura, nieprzejrzyste zależności kapitałowe i brak funkcjonalności. Taki układ sytuacyjny uniemożliwia, przynajmniej aktualnie, osiąganie efektów synergii. Trzeba także zwrócić uwagę na problem nadzatrudnienia w spółkach energetycznych. Ogromne koszty pracownicze stanowią problem trudny do rozwiązania ze względu na gwarancje zatrudnienia wynikające z zawartych umów społecznych¹⁶.

Powyższe uwagi prowadzą do kilku konkluzji z punktu widzenia potencjalnych inwestorów:

1. Spółki energetyczne potrzebują dostępu do środków finansowych. Obecnie kredyty inwestycyjne są trudno dostępne (trzeba pamiętać, iż kwoty niezbędne na inwestycje wymagały tworzenia przez banki konsorcjów kredytodawców), debiut giełdowy nie ma aktualnie głębszego sensu, a Skarb Państwa nie jest w stanie udzielić pomocy publicznej (także ze względów prawnych).
2. Obecnie funkcjonujące zarządy są silnie uzależnione właścicielsko od Skarbu Państwa, a Skarb Państwa jest właścicielem, który kieruje się nie tylko (albo nawet rzadko) interesem nadzorowanych podmiotów, przede wszystkim zaś interesem politycznym. Taka polityka przekłada się na brak zdecydowanych decyzji służących restrukturyzacji spółek energetycznych. Wydaje się, że tylko inwestor strategiczny, zorientowany na poprawę wyniku finansowego i wzrost wartości spółki, mógłby konsekwentnie przeprowadzić procesy restrukturyzacyjne, osiągnąć efekty synergii, etc. W spółkach energetycznych tkwią bowiem poważne rezerwy – kwestią zasadniczą jest jedynie wola właścicielska ich osiągnięcia.

¹⁵ Oddana inwestycja w Łagiszy (blok 460 MW) jest jedyną uruchomioną w 2009 r., por. A. Hamera: *Łagisza już w sieci*. „Polska Energia” 2009, nr 2.

¹⁶ Według danych Ernst & Young koszty wynagrodzenia przypadającego na wyprodukowany MW wynoszą 10 pln, por. szerz. J. Wajer: *Ekonomika produkcji energii elektrycznej*. Ernst & Young, grudzień 2008, s. 4, opubl.: www.cire.pl.

3. Spowodowane kryzysem problemy budżetowe powodują powstanie sytuacji, w której nie można wykluczać skłonności Skarbu Państwa do zbycia akcji w przynajmniej niektórych spółkach sektora.
4. Deficyt mocy skłania do sformułowania tezy, iż inwestycje w wytwarzanie energii będą niezbędne.
5. Sytuacja oligopolu na polskim rynku energii elektrycznej oraz brak inwestycji w nowe moce – stanowią przesłanki uzasadniające możliwości inwestycyjne i finansowe w polskiej energetyce. Biorąc także pod uwagę okres przygotowania i budowy nowych bloków energetycznych (min. 5 lat), można bezpiecznie zakładać, że stopniowy wzrost cen energii elektrycznej będzie pokrywał z zyskiem nakłady inwestycyjne (słuszne wydaje się założenie o koniecznym wyrównywaniu poziomu cen energii na rynku wewnętrznym Unii Europejskiej). Niektóre badania wskazują, że po roku 2020 energia elektryczna w Polsce będzie należała do najdroższych w całej Unii Europejskiej. Nie można także wykluczyć, że taki wzrost zostanie odnotowany wcześniej¹⁷.
6. Brak jednoznacznej decyzji politycznej w odniesieniu do ewentualnej budowy elektrowni atomowej również w miarę jednoznacznie pozwala przyjąć tezę o konieczności odbudowy mocy konwencjonalnej. Co prawda w styczniu 2009 roku rząd przyjął uchwałę w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej¹⁸, która przewiduje powołanie Pełnomocnika do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej, niemniej proces uwieńczony oddaniem do użytku ewentualnej elektrowni jądrowej musi przejść trzy niezwykle długotrwałe fazy: przygotowanie decyzji o uruchomieniu programu energetyki jądrowej, przygotowanie budowy elektrowni jądrowej oraz działania realizacyjne¹⁹.

Wydaje się, że powyższe czynniki uzasadniają tezę, iż zarówno w zakresie inwestycji bezpośrednich, jak fuzji i przejęć w polskim sektorze elektroenergetycznym istnieją duże możliwości dla zainteresowanych podmiotów zagranicznych.

Możliwości w zakresie energii odnawialnej

Jak wskazano wyżej, pozyskiwanie energii z OZE jest priorytetem unijnym, a także priorytetem dla polskiego rządu. Chodzi tutaj przede wszystkim o farmy wiatrowe, biomasę (jako paliwo spalane w elektrowniach konwencjonalnych) oraz elektrownie wodne, w szczególności małe (duże elektrownie wodne, jak np. w Niedzicy czy Włocławku, mogą

¹⁷ B. Jankowski: *Wstępna ocena Pakietu energetyczno-klimatycznego po szczycie unijnym*. Badania systemowe „EnerSys” sp. z o.o., s. 8, opubl.: www.cire.pl.

¹⁸ O energetyce jądrowej, por. szerz. M. Chorowski: *Energetyka jądrowa*. W: P. Chlewicki, P. Piela, M. Chorowski: *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*. Warszawa 2009, s. 17–27.

¹⁹ Dodatek promocyjny do „Rzeczpospolitej” z 10.09.2008 r. *Infrastruktura – Środowisko – Energetyka Jądrowa*.

niekorzystnie oddziaływać na środowisko, wymagają „zalania” dużego obszaru i spotykają się z dużymi oporami społecznymi)²⁰.

W zakresie biomasy należy wskazać na lawinowy wzrost zapotrzebowania na nią przez energetykę konwencjonalną. Oczywiście zorganizowanie procesu jej pozyskiwania nie jest łatwe. Wymaga przede wszystkim pozyskania rolników chętnych do zawierania umów kontraktacyjnych, odpowiednich instrumentów zapewniających im bezpieczeństwo ekonomiczne, wzajemnego zaufania partnerów oraz relatywnie dużego arealu gruntów pod uprawy energetyczne. Aktualnie proces należy uznać za niezapoczątkowany²¹. Natomiast pewnej szansy należy upatrywać w małych elektrowniach wodnych. Należą one do klasy efektywnych, bezpiecznych i zrównoważonych zasobów, charakteryzują się długim cyklem życia, łatwością obsługi i wysoką niezawodnością²². Dlatego też polski rząd uruchomił duże środki publiczne na realizację inwestycji z zakresu energii odnawialnej. Przykładowo, warto wskazać na:

- a) środki Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej: pożyczki preferencyjne do 75% inwestycji oraz do wysokości 50 mln pln, możliwość umorzenia do 50% pożyczki dla inwestycji nierentownych; w ramach projektów możliwe jest uwzględnienie farm wiatrowych, małych elektrowni wodnych (do 10MW), elektrowni na biomasę lub biogaz, czy wreszcie ciepłowni geotermalnych;
- b) środki Instytutu Paliw i Energii Odnawialnej: granty pokrywające od 30–70% kosztów inwestycji i do 40 mln pln;
- c) środki Polskiej Agencji Rozwoju Przemysłu: granty pokrywające od 30–70% kosztów inwestycji oraz do 40 mln pln;
- d) tzw. fundusz szwajcarski.

Należy podkreślić, iż wielość form i źródeł pozyskiwania środków publicznych na realizację inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii powoduje, że przedsiębiorcy mogą liczyć na pokrycie 70% kosztów inwestycji²³, co stanowi ewenement w inwestycjach o charakterze komercyjnym.

Podsumowanie

Powyższe uwagi powinny skłaniać inwestorów zagranicznych do podjęcia refleksji nad opłacalnością inwestowania w energetykę polską. Wydaje się, że konieczność sprostania wymogom ekologicznym oraz dokonania skoku technologicznego, a także sytuacja

²⁰ Na temat OZE, por. szerz. *Możliwość wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020*. Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej przy współpracy z Instytutem na rzecz Ekorozwoju na zamówienie Ministra Gospodarki, Warszawa 2007.

²¹ J. Dragan: *Energetyka „średnia i duża”, przepastne zapotrzebowanie na biomasę. Źródło goryczy, a może kontynuacja marazmu*, opubl.: www.cire.pl z 10.03.2009 r.

²² J. Malko: *op.cit.*, s. 98 i n.

²³ M. Burnat-Mikosz, M. Turczyk, *Inwestycje w energetykę odnawialną. Formy i wielkość wsparcia*. Deloitte Polska 2009, opubl.: www.cire.pl.

polskich podmiotów energetycznych otwiera potencjalnie duże szanse rozwojowe. W dobie kryzysu finansowego zaistniał dogodny moment do podejmowania poważnych decyzji inwestycyjnych. Warto także wskazać, iż polska energetyka jest dogodnym miejscem lokowania inwestycji, zarówno dla największych koncernów międzynarodowych, jak i podmiotów działających na nieporównywalnie mniejszą skalę.

**INVESTMENT OPPORTUNITIES IN POLISH POWER SECTOR
– FINANCIAL CRISIS AND EU ENERGY & CLIMATE POLICY PERSPECTIVE**

Summary

The article discusses investment opportunities in Polish power sector. Global financial crisis and European Union's energy & climate policy constitute extremely new situation for M&A in Poland, especially in regulated industries like power sector. Lack of money in the market, huge investment needs, lack of renewable energy sources and governmental will to secure energy supply are the most important factors determining new opportunities for foreign investors.