

## **ENERGETYKA PROSUMENCKA od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie**

Jan Popczyk

**Streszczenie (wyjaśnienie dotyczące rozszerzenia Raportu).** Raport został zamieszczony w Repozytorium iLab EPRO po raz pierwszy w lutym 2013 i miał tytuł: *Od energetyki sektorowej do prosumenckiej*. Raport został istotnie uzupełniony 15 kwietnia (między innymi włączona została do Raportu segmentacja energetyki WEK<sup>1</sup>). Druga aktualizacja, z 26 sierpnia, dotyczyła głównie rozszerzenia tabeli technologii w zał. 3, mianowicie wprowadzono dodatkową technologię w postaci mikroźródła kogeneracyjnego na gaz ziemny o mocy elektrycznej 6 kW. Obecna, trzecia aktualizacja, wiąże się ze zmianą tytułu, bo ma głęboki charakter. Jest ukierunkowana na „przerzucenie” mostu (nad dotychczasową wersją), łączącego podstawy (definicja energetyki prosumenckiej) z hipotetyczną koncepcją zarządzania energetyką prosumencką, realizowanego z wykorzystaniem sygnałów sterujących w postaci najważniejszych cen sprzężonych z profilem zapotrzebowania/produkcji KSE, czyli cen *ex ante* na giełdzie (rynek energii elektrycznej) oraz cen *ex post* na rynku bilansującym (rynek usług operatorskich), załączniki 6 oraz 7.

### **Definicja energetyki prosumenckiej**

Przedstawia się tu następującą trójczłonową definicję energetyki prosumenckiej. Jest to definicja autorska, ugruntowana w ramach licznych dyskusji i analiz bilansowych ukierunkowanych na implementację unijnej Energetycznej Mapy Drogowej 2050. Przede wszystkim jednak jest to definicja nawiązująca do szerokiej panoramy procesów społecznych i roli energetyki w tych procesach (uwzględniająca wzajemne oddziaływania zjawisk społecznych, ogólnego rozwoju technologicznego i energetyki w zróżnicowanych pętlach sprzężeń zwrotnych). Praktycznie definicja nawiązuje (pośrednio) do takich kategorii jak: człowiek progresywny [1], prosument trzeciej fali (technologicznej) [2], synergetyka i piąta fala innowacyjności [3], trzecia rewolucja przemysłowa [4], ekonomika behawioralna [5], innowacja przełomowa [6]. Definicja jest następująca.

**Po pierwsze**, prosument to dotychczasowy odbiorca, który podejmuje produkcję energii elektrycznej na własne potrzeby. (*Komentarz 1*. Jest to nowa jakościowa sytuacja. Mianowicie, oznacza ona historycznie trzeci etap przełamania monopolu na rynku energii elektrycznej, pod względem technicznym najtrudniejszym do zdemonopolizowania. Dwa pierwsze etapy miały miejsce w ostatnich dwudziestu latach XX wieku; pierwszy etap polegał na wejściu do gry niezależnych wytwórców w latach 1980., drugi natomiast na zastosowaniu w latach 1990. zasady TPA).

<sup>1</sup> W referacie stosuje się akronimy: EP – energetyka prosumencka, WEK – wielkoskalowa energetyka korporacyjna; OZE – odnawialne źródła energii, URE – urządzenia rozproszonej energetyki; SEE – system elektroenergetyczny (ogólnie), KSE – krajowy system elektroenergetyczny, MOA – układ hybrydowy obejmujący mikrowiatrak, ogniwo PV, bateria akumulatorów, EV – electric vehicle.

**Po drugie**, energetyka prosumencka, to przejście od produktów (energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe) kupowanych osobno od sektorowych (branżowych) dostawców w energetyce sektorowej do prosumenckich łańcuchów wartości, czyli do gospodarki energetycznej integrującej popyt i podaż we wszystkich trzech segmentach produktowych. (*Komentarz 2.* Prosument wykorzystuje dostępne na konkurencyjnym rynku technologie energetyczne w sposób holistyczny, co oznacza wykorzystanie technologii wytwórczych łącznie z proefektywnościami po stronie popytowej, czyli po stronie użytkowania energii i paliw).

**Po trzecie**, energetyka prosumencka, to synteza energetyki i inteligentnej infrastruktury zarządczej. (*Komentarz 3.* Podkreśla się, że wykorzystanie inteligentnej infrastruktury do zarządzania gospodarką energetyczną jest tylko częścią inteligentnej infrastruktury prosumenta, wykorzystywanej przez niego w całym zakresie aktywności, czyli do zaspakajania potrzeb życiowych takich jak e-learning, telepraca, telemedycyna, bezpieczeństwo szeroko rozumiane, komfort, inne).

**Główny komentarz do definicji: energetyka prosumencka i ekonomia behawioralna vs homo energeticus i homo economicus.** Punkt ciężkości w dokonującej się na świecie przebudowie energetyki leży w zmianach społecznych. Mianowicie, prosument, to ten, kto wprawdzie szuka możliwości obniżenia kosztów, ale przede wszystkim rozszerza odpowiedzialność za własną sytuację na obszar zaopatrzenia w energię, w powiązaniu z odpowiedzialnością za środowisko naturalne, także w powiązaniu z wykorzystaniem szans jakie daje inteligentna infrastruktura (smart grid EP) i wieloma innymi determinantami określającymi sytuację współczesnego człowieka.

Oczywiście, postęp technologiczny jest ważny dlatego, że umożliwia transformację *homo energeticusa* w prosumenta. A nie jest to transformacja łatwa: zmiany społeczne (stylu życia) zawsze są powolne, bo bardziej głębokie, w porównaniu z technologicznymi. Podkreśla się tu, że między zmianami technologicznymi (obecnie bardzo szybkimi) i społecznymi zachodzą zmiany ekonomiczne wywołane wzrostem zasobności ludzi (wzrost zasobności jest związany ze wzrostem wydajności pracy w wymiarze indywidualnym i społecznym) – w tym wypadku dokonuje się transformacja *homo economicusa* (racjonalnego, samolubnego z trwałymi upodobaniami) w behawiorystę, którego decyzje ekonomiczne uwarunkowane są w dużym stopniu czynnikami psychologicznymi [5].

**Dodatkowe dwa komentarze.** Po pierwsze, zaproponowana definicja rozciąga się swoim zakresem na wszystkich odbiorców energii/paliw (jest rozszerzona względem potocznego rozumienia, redukującego najczęściej pojęcie prosumenta do właściciela domu jednorodzinnego). W definicji kładzie się akcent na kształtowanie gospodarki energetycznej na „miarę” (w kontekście bilansu, profilu zapotrzebowania), czyli na gospodarkę dostosowaną do specyficznych potrzeb odbiorcy (szeroko rozumianego), a przyszłego prosumenta. W tym podejściu kluczową rolę odgrywa segmentacja podmiotowa energetyki prosumenckiej przedstawiona w zał. 3 oraz perspektywy rozwoju infrastruktury *smart grid* i inteligentnych prosumenckich instalacji energetycznych [7]. Po drugie, należy przyjąć, że energetyka prosumencka, zdefiniowana powyżej, odmienia pojęcie ubóstwa energetycznego (odbiorca „wrażliwy” w trzecim pakiecie liberalizacyjnym). Już obecnie widać, że rozwiązania mające na celu ochronę odbiorców wrażliwych różnią się w zależności od sposobu funkcjonowania elektroenergetyki (chodzi tu o funkcjonowanie w kontekście poziomu konkurencji na rynku energii elektrycznej). Przeciwnostawne przykłady potwierdzające tę tezę, to rozwiązania wdrażane w Niemczech i Francji. W Niemczech, gdzie następuje przełom w energetyce (*Energiewende – energy transition* [8]), co oznacza szokowy wzrost energetyki prosumenckiej, rozwiązania zmierzające do redukcji ubóstwa energetycznego idą w kierunku wytworzenia/zaangażowania odpowiednio ukierunkowanego kapitału społecznego, wspomaganego przez państwo (tworzona jest sieć punktów pomocy dla

zagrożonych ubóstwem energetycznym, jednocześnie realizowana jest zasada „mniej bezrobotnych, więcej pracowników). We Francji, gdzie monopol w elektroenergetyce jest bardzo silny ze względu na uwarunkowania technologiczne (energetyka jądrowa) rozwiązania idą w kierunku modeli rozszereżeniowych (odbiorcom wrażliwym należy się pewne minimum energii elektrycznej, a odbiorcy/podatnicy, w innym języku korporacja/państwo, mają to minimum zapewnić).

## RAPORT

*1. Światowa rewolucja energetyczna (zmiana paradygmatu rozwojowego) jest faktem. Polska nie ma szans na zablokowanie dokonującej się przebudowy energetyki na świecie. Chodzi przy tym nie o zmiany klimatyczne, a w każdym razie nie tylko o te zmiany; chodzi o globalny wyścig technologiczny i zdobycie przez poszczególne regiony/państwa przewag konkurencyjnych w takich obszarach jak: technologie elektronowe, biotechnologie, smart grid i wiele innych. Już ukształtowane przewagi, to: Chiny – produkcja urządzeń dla technologii wytwórczych słonecznych, mikro-wiatrowych, mikro-biogazowych; USA – technologie smart grid; Niemcy – technologie niskoenergetyczne w budownictwie, technologie w zakresie wykorzystania OZE do przebudowy energetyki w kierunku energetyki niskoemisyjnej oraz w zakresie rozwoju nowych, zaawansowanych rynków usług dla energetyki odnawialnej, w szczególności prosumenckiej).*

*Czym jest współczesny wyścig technologiczny w energetyce pokazują technologie PV, które w ciągu 13 lat stały się głównym kierunkiem rozwojowym [9]. Mianowicie, w 2000 r. moc zainstalowana w energetyce PV wynosiła na świecie 1,4 GW, a inwestorzy/prosumenci płacili za ogniwa PV po 70 tys. \$/kW. Obecnie moc zainstalowana wynosi 140 GW, a inwestorzy/prosumenci płacą za ogniwa PV (łącznie z przekształtnikami energoelektronicznymi i montażem) 1 tys. €/kW. Prognozy na 2014 r. mówią o dalszym wzroście mocy zainstalowanej o 41 GW. Zatem na koniec 2014 r. moc zainstalowana osiągnie 180 GW. Takiej mocy odpowiada roczna produkcja energii elektrycznej znacznie ponad 220 TWh, co stanowi prawie dwukrotność rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce. Ponadto, takiej produkcji energii elektrycznej w ogniwach PV odpowiada, przy strukturze paliw charakterystycznej dla polskiej elektroenergetyki, redukcja emisji CO<sub>2</sub> o ponad 200 mln ton, przy emisji CO<sub>2</sub> związanej z produkcją energii elektrycznej w Polsce wynoszącej około 120 mln ton. Wreszcie, i to jest najważniejsze, inwestycje w energetykę PV w 2014 r. w wymiarze wartościowym wyniosą ponad 40 mld €. Ponieważ technologie PV są technologiami rozwojowymi, to bez wątplenia związany z nimi rynek inwestycyjny, wart 40 mld €, jest istotnym poligonem innowacyjności i ważnym miejscem walki o przewagę konkurencyjną (firm, państw, regionów).*

*2. Kluczowa dla UE dyrektywa OZE (2009/28), uchwalona w kwietniu 2009, miała być zharmonizowana przez kraje członkowskie najpóźniej w grudniu 2010. Najpóźniej w lipcu 2012 powinna być zharmonizowana druga kluczowa dyrektywa, mianowicie dyrektywa w sprawie charakterystyk energetycznych budynków (2010/31). W czasie, kiedy Polska nie radzi sobie z harmonizacją tych kluczowych dyrektyw<sup>2</sup> Niemcy z żelazną konsekwencją przeprowadzają przebudowę energetyki (Energiewende) i instalują w ciągu 2 lat (2011-2012) ogniwa PV o łącznej mocy 16 GW, ponad 2 mln prosumentów wchodzi na drogę wyzwolenia*

---

<sup>2</sup> Nie chce sobie radzić, nie jest to w interesie establishmentu polityczno-korporacyjnego. Na taką przyczynę dotychczasowego stanu rzeczy wyraźnie wskazuje projekt ustawy OZE przedstawiony przez ministerstwo gospodarki w listopadzie 2013 r. Projekt ten oddaje OZE w ręce korporacji elektroenergetycznej i banków, a nie prosumentów. Jednocześnie uaktywnia jednak zmasowany sprzeciw środowisk reprezentujących tworzący się kapitał społeczny (stowarzyszenia), co jest już wyrazem zmian fundamentalnych.

się z uzależnienia od korporacji elektroenergetycznej i stopniowo przejmuje odpowiedzialność za „swoją” energetykę. Dodatkowo BMW realizuje program rozwojowy „miejskie auto elektryczne” za 800 mln € i wypuszcza na rynek samochód BMW i3 oraz uruchamia (z firmą Sixt) sieć car sharing (w Monachium, Berlinie, Düsseldorfie i San Francisco). Oczywiście, transport elektryczny jest bardzo ważną częścią dokonującej się przebudowy energetyki na świecie (w tym unijnego Pakietu 3x20<sup>3</sup>).

We Włoszech udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (w tym geotermalnych) osiąga w produkcji poziom 39% (w zużyciu jest to około 32%). Liczba prosumentów w Wielkiej Brytanii wzrasta do 400 tysięcy. Na norweskim rynku sprzedaży nowych aut amerykańska elektryczna limuzyna Tesla osiąga w ciągu roku udział wynoszący ponad 4%. Szwecja nie czeka na 2020 rok z realizacją bardzo wysokiego celu w zakresie udziału OZE (wynoszącego 50%) i realizuje go już w 2013 roku (robi to głównie za pomocą najtańszego sposobu, czyli za pomocą zielonego ciepła).

Stany Zjednoczone ogłaszają rewolucję energetyczną [10 do 13], której źródłem są (oprócz gazu łupkowego): energetyka wiatrowa, słoneczna i biomasowa oraz efektywność energetyczna (ceny gazu spadają znacznie poniżej 100\$ za 1000 m<sup>3</sup>, a moc zainstalowanych ogniw PV rośnie o ponad 3 GW rocznie). Szerzej, w USA następuje przyspieszanie eliminacji elektroenergetyki węglowej. Jej udział w produkcji energii elektrycznej w 2005 roku wynosił 50%, obecnie – tylko 40%; dalej – podjęte zostały decyzje biznesowe firm elektroenergetycznych o wycofaniu z eksploatacji 25% źródeł węglowych; wreszcie Prezydent Obama zapowiedział już radykalne działania na rzecz redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Zmiana amerykańskiej polityki energetycznej – oznaczająca w istocie nawiązanie do polityki unijnej, i szczególnie niemieckiej – jest przeniesieniem postępu technologicznego w obszar energetyki rozproszonej (gazowej, OZE), z którego Polska nie będzie mogła korzystać. Będzie natomiast mogła importować amerykański węgiel, którego amerykańska elektroenergetyka nie będzie potrzebować.

Chiny – fabryka świata urządzeń dla energetyki prosumenckiej – doprowadzają do spadku cen ogniw PV na rynku amerykańskim w 2012 roku o 27% [11]. Brazylia przestawia rolnictwo z żywnościowego na żywnościowo-energetyczne (redukuje produkcję cukru, który trudno wyeksportować, produkuje etanol, który pozwala wyeliminować drogi import ropy. Afryka Subsaharyjska zaczyna przelamywać swoje wykluczenie energetyczne za pomocą źródeł PV off grid. Przykłady można mnożyć.

**3.** Oprócz zaniechań związanych z harmonizacją dyrektyw generalnie wyczerpana została lista błędów w polskiej polityce energetycznej. W szczególności od 2005 roku tworzony jest najbardziej marnotrawny system wsparcia OZE w Europie. Wystąpił historyczny kryzys w planowaniu inwestycji (rozwoju) w energetyce. Na przykład planowane inwestycje w wielkie bloki jądrowe, węglowe, wiatrowe offshore są nieracjonalne (wielokrotnie zawyżone w stosunku do potrzeb), a przy tym niemożliwe do sfinansowania. W dodatku ich realizacja spowodowałaby wypływ środków inwestycyjnych do globalnych dostawców (ponad

---

<sup>3</sup> Podkreśla się, że petryfikacja polskiej elektroenergetyki zachodzi w czasie kiedy potrzebna jest głęboka przebudowa: od energetyki wielkoskalowej do prosumenckiej. Chodzi o przebudowę wywołującą zmiany w całej gospodarce, podobne do tych, które wywołuje *Energiewende* – czwarty i zarazem **najsilniejszy przełom w całej dotychczasowej historii elektroenergetyki**. (Pierwszym przełomem była nacjonalizacja i centralizacja elektroenergetyki po II wojnie światowej, czyli stworzenie w Europie Zachodniej formuły monopolu narodowego, szczególnie w takich krajach jak Włochy, Francja, Wielka Brytania. Drugim przełomem było wykreowanie sektora niezależnych wytwórców w USA za pomocą ustawy PURPA (lata 1978-1982) i tym samym wejście w pierwszy etap konkurencji w historii elektroenergetyki rozpoczynającej się w końcu XIX wieku. Trzecim przełomem była brytyjska reforma prywatyzacyjno-liberalizacyjna w latach 1989-1990, czyli wykreowanie drugiego etapu konkurencji za pomocą zasady TPA – zasady dostępu odbiorców do sieci elektroenergetycznych).

200 mld PLN) na niespotykaną dotychczas skalę. Skutkiem tego braku środków na przebudowę energetyki zgodną ze światowymi trendami. Inwestycje w bloki węglowe powodowałyby przez kolejnych 40 lat wypływ środków na import węgla; już obecnie roczne saldo import-eksport wynosi 12 mln ton. Ponadto, na zwalach (w elektrowniach i kopalniach) jest ponad 12 mln ton, co oznacza trwały brak konkurencyjności polskiego węgla. W rezultacie na rozwiązanie połowiczne jest już za późno. Dlatego w okresie 2014÷2020 konieczna jest II reforma energetyki, jeszcze bardziej radykalna od tej, która była zrealizowana – w powiązaniu ze zmianami ustrojowymi – w pierwszej połowie lat '90 ubiegłego wieku.

**4.** Istnieją już ukształtowani nowi interesariusze (grupy interesów): prosumenci (przedsiębiorcy, samorządy, rolnicy, ludność), a także przemysł produkujący dobra inwestycyjne dla energetyki OZE (prosumenckiej) i inwestorzy (kapitał prywatny). Istnieją także wielkie obszary gospodarki, strukturalnie nieefektywne, w których przebudowa energetyki pobudzi zdrowy popyt wewnętrzny, wyzwoli na masową skalę innowacyjność, spowoduje trwałą i bardzo głęboką poprawę efektywności energetycznej. Do tych obszarów należą w szczególności dwa obszary. Pierwszym jest rewitalizacja zasobów mieszkaniowych (za pomocą termomodernizacji z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, za pomocą nowoczesnej energetyki budynkowej oraz infrastruktury smart grid). Drugim wielkim obszarem jest rozwój rolnictwa energetycznego, który pozwoli realizować efektywną restrukturyzację i modernizację rozdrobnionego polskiego rolnictwa i polskiej wsi (masowe przekształcenie towarowych gospodarstw rolnych w rolno-przemysłowe; zagospodarowanie gruntów odłogowanych, zwłaszcza w gospodarstwach „socjalnych”; reelektryfikacja rolnictwa/wsi za pomocą nowoczesnych technologii wytwórczych).

**5.** Rząd może – wykorzystując posiadane środki pomocowe w okresie 2014÷2020 (tu zakłada się wykorzystanie około 20% z łącznych środków wynoszących około 400 mld PLN, czyli wykorzystanie około 80 mld PLN – przeprowadzić II reformę energetyki bez ryzyka naruszenia bezpieczeństwa energetycznego, wyzwolić innowacyjność i spowodować, że po 2020 roku nowi interesariusze będą w stanie zapewnić ochronę bezpieczeństwa energetycznego bez wsparcia, czyli w konkurencyjnym środowisku, w pełni rynkowym. To będzie oznaczać, że energetyka wielkoskalowa (obecna) i prosumencka będą funkcjonować w jednolitym środowisku regulacyjnym, tzn. inwestorzy nie będą mieli gwarancji zwrotu kapitału (będą ponosili ryzyko rynkowe), prosumenci będą z kolei ponosili ryzyko złych decyzji (w takim sensie jak obecnie ma to miejsce w zakresie zaspakajania potrzeb: mieszkaniowych, żywnościowych i innych, na silnie-konkurencyjnych rynkach: budowlanym, samochodowym, AGD, komputerowym, żywnościowym, ...).

### **Wyjaśnienie dotyczące potrzeby zmiany opisu energetyki**

W Raporcie wprowadza się, zał. 2, nowy opis (segmentację) energetyki, mianowicie w terminach energetyki prosumenckiej (EP). Jest to opis w miejsce dotychczasowego opisu w terminach wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (WEK). Zmiana opisu jest radykalna i konsekwencje są poważne. Mianowicie, zmiana opisu sygnalizuje zmianę graczy: energetyka WEK, to potężne sektory gospodarcze, które kształtowały swoją przewagę przez cały XX wiek. Energetyka prosumencka ma natomiast potencjał rozwojowy (związany z przewrotem technologicznym w energetyce odnawialnej, w tym w rolnictwie energetycznym; także w budownictwie, co wiąże się z wykorzystaniem technologii domu pasywnego; w transporcie elektrycznym; w infrastrukturze smart grid), który wiąże się silnie z prosumenckimi łańcuchami wartości, niemożliwymi do wykorzystania w energetyce WEK.

Wprowadzenie proponowanego tu nowego opisu energetyki następuje w sytuacji, kiedy moc w ogniwach PV (fotowoltaicznych) wynosi w Niemczech ponad 34 GW (z tego 16 GW zainstalowano w dwóch latach: 2011÷2012), a w Polsce kilka MW, czyli jest mniejsza kilka

tysięcy razy. A właśnie ogniwa PV są esencją energetyki prosumenckiej. Dlatego nie można w Polsce odwlekać radykalnych zmian w energetyce, i nie można czekać ze zmianą jej opisu.

Na drugim biegunie Niemcy podjęły decyzję o likwidacji swojej energetyki jądrowej (w 2011 roku wyłączono ponad połowę bloków jądrowych, do 2022 roku zostaną wyłączone wszystkie), a ta jest esencją energetyki WEK. W tym samym czasie Polska rozpoczyna natomiast program budowy dwóch elektrowni jądrowych, po dwa bloki o mocy 1600 MW każdy (realizacja programu wymaga nakładów inwestycyjnych około 150 mld PLN).

## **Wstęp**

Punktem wyjścia do dalszych rozważań jest stan praktyczny realizacji polskiej polityki energetycznej (szeroko rozumianej), który uznaje się tu za kryzysowy (przy tym rządowy dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” z listopada 2009 roku uznaje się za nieadekwatny do potrzeb w świetle dokonującej się przebudowy energetyki w skali globalnej). Jako szczególne symptomy kryzysu wskazuje się następujące sprawy.

- 1.** Polska stworzyła najbardziej marnotrawny w Europie system wsparcia realizacji celów Pakietu 3x20. W systemie tym cel w zakresie związanym z OZE, realizuje się praktycznie tylko za pomocą „najdroższego” wsparcia produkcji energii elektrycznej, nie wykorzystuje się natomiast możliwości związanych z najefektywniejszym wsparciem produkcji ciepła.
- 2.** W produkcji energii elektrycznej stosuje się, do realizacji celu związanego z OZE, regulacje prawne preferujące całkowicie nieracjonalną ze względów fundamentalnych technologię współspalania (dominującą, o udziale około 50%). Regulacje te zapewniają ponadto dofinansowanie wybudowanych w przeszłości wielkich elektrowni wodnych (udział wynoszący prawie 25%), które zostały już praktycznie zamortyzowane. Wreszcie są to regulacje zapewniające (przynajmniej do 2012 roku) rozwój wielkich farm wiatrowych (udział powyżej 25%).
- 3.** W rezultacie za 15 mld PLN wsparcia energetyki wielkoskalowej (w postaci zielonych certyfikatów, pod hasłem wspierania OZE) Polska nie wykreowała od 2006 roku żadnej przewagi konkurencyjnej w obszarze innowacyjnych technologii energetycznych i nie osiągnęła możliwych efektów w zakresie środowiska.
- 4.** Obecna polityka energetyczna jest jednoznacznie ukierunkowana na wyprowadzenie za granicę do 2030 roku dominującej części ze 150 mld PLN potrzebnych na budowę 2 elektrowni jądrowych z 2 blokami 1600 MW każda. Ponadto na wyprowadzenie za granicę do 2020 roku bardzo dużej części (ponad połowy) z 40 mld PLN potrzebnych na budowę bloków węglowych o mocy 5 GW i powiększenie za ich pomocą do 2060 roku już obecnie bardzo niekorzystnego salda import-eksport węgla (przewaga importu w 2012 roku wyniosła ponad 12 mln ton; zapasy na hałdach w kopalniach i elektrowniach w końcu 2012 roku wynosiły około 12 mln ton). Wreszcie na zasilanie budżetu unijnego po 2020 roku opłatami za coraz droższe (windowane sposobami administracyjnymi przez Komisję Europejską) uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.
- 5.** Polska dopuszcza ciągle presję na kreowanie najbardziej energochłonnego dochodu narodowego w UE. Polska energochłonność PKB kształtuje się na poziomie 1,8 MWh (energii pierwotnej) na 1000 € i jest wyższa o około 30% od niemieckiej. Z drugiej strony niemiecka strategia energetyczna/gospodarcza mówi o redukcji rynku energii pierwotnej o 50% do 2050 roku. W Polsce dominują natomiast korporacyjne polityki „dynamicznego” wzrostu rynków energetycznych, mimo potencjału redukcji zużycia ciepła o ponad 50%, przekładającego się na redukcję całego rynku paliw kopalnych wynoszącą ponad 10%.
- 6.** Przedstawiona na początku sytuacja dotycząca fotowoltaiki w Niemczech i uwagi w p. 1 do 5 obrazują fundamentalną sprawę: Niemcy wykorzystują wsparcie OZE do przebudowy

energetyki i budowy swojej przewagi technologicznej w gospodarce, a Polska do petryfikacji energetyki.

7. Historia harmonizacji dyrektywy 2009/28 (ustawa OZE, której ciągle nie ma, chociaż powinna wejść w życie w grudniu 2010 roku) pokazuje kryzys w zakresie stanowienia prawa pobudzającego wzrost efektywności w dziedzinie energetyki, który jest jednym z wielkich zagrożeń polskiej gospodarki, ze względu na szokowe zmiany w energetyce światowej.

### **Uwaga ogólna, poprzedzająca rekomendacje, w szczególności dla gmin**

Nad polską polityką energetyczną, „cięży” podejście sektorowe, w którego centrum jest elektroenergetyka („system elektroenergetyczny”), a ponadto górnictwo, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych (transportowych). Z jednej strony jest to spuścizna po gospodarce planowej (socjalistycznej) i monopolu sieciowym. Z drugiej, jest to wynik dominacji technologii wielkoskalowych. Skutkiem jest to, że małą wagę przykładają się do tej części energetyki, która jest związana z zapotrzebowaniem na ciepło i z transportem.

Trzeba pamiętać, że na zaopatrzenie gospodarstwa domowego (instytucji publicznej, przedsiębiorcy, ...) w energię/paliwa składają się energia elektryczna z systemu elektroenergetycznego, ale także ciepło (systemowe, lub paliwo wykorzystane do produkcji ciepła w źródle indywidualnym) traktowane łącznie z efektywnością energetyczną oraz paliwa transportowe. W gminie wiejskiej bardzo ważne staje się ponadto rolnictwo energetyczne, a w miastach zbudowanie równowagi między transportem indywidualnym i publicznym.

To wszystko powoduje, że gmina powinna w swoim centrum działań mieć w kolejnych latach energetykę prosumencką, zwłaszcza budynkową (zał. 2, 3) i powiązaną z rolnictwem energetycznym oraz transportem. Powiązanie tej energetyki z systemem elektroenergetycznym (i ogólnie z segmentem utylizacji odpadów) powinno być ukazywane w gminach (w strategiach gminnych) jako obszar możliwych do uzyskania efektów synergicznych (oznacza to zasadę, że system elektroenergetyczny jest dla energetyki prosumenckiej, a nie odwrotnie).

### **Rekomendacje**

Poniżej przedstawia się charakterystyczne rekomendacje dla gmin (rekomendacje zmian w podejściu gmin do energetyki uwzględniające dokonujący się przełom). Są one następujące:

**1.** W odniesieniu do systemu elektroenergetycznego podstawowa rekomendacja jest następująca. **Polska powinna skorzystać w tym obszarze z renty zapóźnienia**, tzn. wykorzystać narastającą niewydolność istniejącego systemu (potrzebę wielkich „wartościowo” inwestycji) i stworzyć regulacje na rzecz rozwoju proefektywnościowej energetyki prosumenckiej, głównie budynkowej, ukierunkowanej na rozproszone źródła wytwórcze OZE. W odniesieniu do systemu zaopatrzenia w ciepło **Polska powinna również skorzystać z renty zapóźnienia**. W tym wypadku regulacje powinny zapewnić włączenie produkcji ciepła (za pomocą pomp ciepła i kolektorów słonecznych, a na obszarach wiejskich także za pomocą biogazowni/mikrobiogazowni) do systemu rozliczania polskiego celu w zakresie OZE (dyrektywa 2009/28). Drugim podstawowym działaniem powinno być obniżanie zapotrzebowania na ciepło w istniejących budynkach, poprzez ich rewitalizację za pomocą technologii domu pasywnego (dyrektywa 2010/31).

**2.** Wśród czynników stymulujących rozwój energetyki rozproszonej rekomenduje się zaakcentowanie prosumenckich łańcuchów wartości (zał. 4). Jako technologie najbardziej właściwe z punktu widzenia gmin/miast rekomenduje się (oprócz kolektorów słonecznych) pompy ciepła (i samochody elektryczne), zasilane energią elektryczną ze źródeł OZE, a na

obszarach wiejskich (w segmencie towarowych gospodarstw rolnych) dodatkowo mikrobiogazownie (zał. 3).

**3.** Rozliczanie (przez postulowanego tu Krajowego Administratora) celów Pakietu 3x20 osiągalnych w energetyce rozproszonej, czyli w prosumenckich łańcuchach wartości, będzie możliwe tylko za pomocą infrastruktury smart grid EP. Oczywiście chodzi tu o zupełnie inną infrastrukturę niż systemy AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), dedykowaną wyłącznie operatorom dystrybucyjnym w sektorze elektroenergetycznym. Powinna to być infrastruktura dedykowana prosumentom (znacznie bardziej zaawansowana technologicznie i znacznie bardziej uzasadniona ekonomicznie niż systemy AMI). Rozwój tej infrastruktury powinien mieć w gminach/miastach bardzo wysoki priorytet (jako rozwój o znaczeniu cywilizacyjnym).

**4.** W perspektywie budżetowej 2014÷2020 gminy ciągle jeszcze będą głównymi beneficjentami funduszy pomocowych. W odniesieniu do systemów wsparcia rekomenduje się podjęcie przez gminy/miasta działań na rzecz wprowadzenia trzech zasad. **Po pierwsze**, jest to zasada wspierania projektów demonstracyjnych o dużej multiplikowalności, czyli kreujących powszechne standardy, w poszczególnych segmentach energetyki prosumenckiej (zał. 2). **Po drugie**, jest to zasada wspierania konsorcjów: inwestor (samorząd; instytucje budżetowe, np. wyższe uczelnie; prosumenci, w tym przedsiębiorcy) – przedsiębiorca (zainteresowany rozwinięciem projektu demonstracyjnego w produkt rynkowy) – nauka (zainteresowana udziałem w prawach autorskich do produktu wykreowanego za pomocą projektu demonstracyjnego). U podstaw kalibracji wsparcia projektów demonstracyjnych musi być zasada ograniczenia finansowania publicznego na rzecz konsorcjum (zainteresowanego realizacją projektu demonstracyjnego) do finansowania luki inwestycyjnej na danym etapie rozwoju technologii. **Po trzecie**, jest to zasada publicznego (poprzez sieć internetowych laboratoriów certyfikacyjnych) weryfikowania założeń projektowych projektów demonstracyjnych.

**5.** W odniesieniu do wielkiego obszaru regulacji prawnych formułuje się w szczególności 2 rekomendacje. **Po pierwsze**, jest to rekomendacja ustawy „OZE na rynku ciepła”. (Podkreśla się, że ciepło z OZE powinno być przedmiotem regulacji całościowych, obejmujących produkcję energii elektrycznej, ale także ciepła, w takich źródłach jak pompy ciepła, kolektory słoneczne, także technologie ukierunkowane na produkcję ciepła z biogazu: rolniczego i pochodzącego z utylizacji odpadów. Ponieważ dotychczasowe projekty ustawy OZE praktycznie są zredukowane do produkcji energii elektrycznej, to potrzebna jest dodatkowa ustawa – przy tym jest rozwiązanie ułomne). **Po drugie**, jest to rekomendacja stworzenia jednolitego systemu dynamicznej (zmieniającej się w czasie) kalibracji wsparcia dla rozproszonych działań na rzecz ochrony celów Pakietu 3x20 (w tym na rzecz środowiska). Uznaje się przy tym, że u podstaw uniwersalnego (fundamentalnego) systemem kalibracji w okresie gwałtownych zmian technologicznych powinna być zasada inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa (także do źródeł OZE), np. w postaci podobnej do koncepcji podatku węglowego.

**6.** W odniesieniu do zagadnień społecznych i makroekonomicznych formułuje się dwie główne rekomendacje. **Po pierwsze**, jest to rekomendacja silniejszej aktywności gmin/miast na rzecz budowy kapitału społecznego wokół energetyki prosumenckiej, czyli generalnie wokół zrównoważonego rozwoju. W tym zakresie kluczowe są działania promocyjne i informacja, w szczególności zaś „przebicie” się samorządów do szerokiej przestrzeni publicznej z argumentami dotyczącymi prosumenckich łańcuchów wartości (zał. 4), czyli z argumentami na rzecz transformacji podejścia produktowego we współczesnej praktyce korporacyjnej (elektroenergetyka – energia elektryczna, ciepłownictwo – ciepło, transport – paliwa transportowe) w podejście zintegrowane (prosument – termomodernizacja za pomocą technologii domu pasywnego; energia elektryczna ze źródeł OZE, w tym do zasilania pomp ciepła i transportu elektrycznego; ciepło ze źródeł OZE). **Po drugie**, jest to rekomendacja



powiązania aktywności gmin/miast z programem na rzecz pobudzenia gospodarki za pomocą rewitalizacji budownictwa. W programie tym celem bieżącym powinna być ochrona bezpieczeństwa elektroenergetycznego w horyzoncie krótkoterminowym (2016 i później), a mechanizmem – inwestycje prywatne w modernizację budynków do standardu budynku inteligentnego plus-energetycznego, czyli pobudzenie rozwoju przemysłu ICT oraz zapoczątkowanie przebudowy zasobów mieszkaniowych (i innych budynkowych), rolnictwa, transportu i przemysłu. Celem długoterminowym powinna być przebudowa cywilizacyjna kraju, a mechanizmem – budowa zrównoważonej gospodarki, ukierunkowanej na efektywność energetyczną i energetykę opartą o odnawialne zasoby lokalne (w tym rolnictwo energetyczne) i innowacyjny przemysł.

7. Klamrą spinającą obydwie rekomendacje, sformułowane w p. 6, jest rekomendacja ustawy prosumenckiej (obejmującej środowisko, zwiększoną rolę samorządów, prosumencką infrastrukturę smart grid). Ustawa ta mogłaby być uchwalona w ramach harmonizacji dyrektywy 2010/31, opóźnionej już o półtora roku. Rekomenduje się, aby gminy włączyły się intensywnie w budowę podstaw merytorycznych do prac nad ustawą prosumencką. Zakłada się przy tym, że gminy/miasta powinny mieć także wpływ na zmianę polityki energetycznej kraju (w szczególności dokumentu rządowego *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, obowiązującego od listopada 2009).

#### Źródła (do tekstu głównego i do załączników)

- [1] E. Fromm. *Człowiek progresywny* (tu według książki M. Chałubińskiego. *Niepokoje i afirmacje Ericha Fromma*. Dom Wydawniczy REBIS. Poznań 2000).
- [2] A. Toffler. *Trzecia fala*. PIW. Warszawa 1997. (Oryginalne wydanie w języku angielskim: 1980).
- [3] J. Popczyk. *Energetyka postprzemysłowa. Piąta fala innowacyjności*. Wykład inauguracyjny w Politechnice Śląskiej. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [4] J. Rifkin. *Trzecia rewolucja przemysłowa*. Wydawnictwo Sonia Draga. Katowice 2012.
- [5] D. Kahneman (laureat Nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii). *Pułapki myślenia*. Wydawnictwo Media Rodzina. Poznań 2012.
- [6] K. Chlebowski. *Innowacje w energetyce. Dlaczego włączanie OZE do systemu energetycznego niszczy ich innowacyjny potencjał*. [www.cire.pl](http://www.cire.pl).
- [7] J. Popczyk, M. Zygmantowski, J. Michalak, P. Kielan, M. Fice. *Koncepcja prosumenckiej mikroinstalacji energetycznej PME wg iLab EPRO (sierpień 2013)*. Repozytorium iLab EPRO (<http://ilabepro.polsl.pl/audyt>).
- [8] *Energiewende (Energy transition)*. [portal@chronmyklimat.pl](mailto:portal@chronmyklimat.pl).
- [9] D. Powers. *Commitment to solar shows progress*. INTERNATIONAL NEW YORK TIMES November 11, 2013.
- [10] B. Handwerk. *Obama Unveils Climate Change Strategy: End of Line for U.S. Coal Power?* National Geographic (omówienie na stronie [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl), sierpień 2013).
- [11] B. Walsh. *Tower of Power*. TIME June 24, 2013.
- [12] B. Walsh. *Power Surge. The U.S. is undergoing an energy revolution in oil, gas, wind, solar and efficiency*. TIME October 28, 2013.
- [13] T. Cowen. *Why Texas is America's Future*. TIME October 28, 2013.
- [14] [www.forbes.pl](http://www.forbes.pl).
- [15] J. Popczyk. *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki. Warszawa 2011.
- [16] J. Popczyk. *Przebudowa energetyki: dynamiczna równowaga sektorowej energetyki wielkoskalowej i prosumenckiej w horyzontach 2020, 2030 i 2050*. Materiały XVIII

Konferencji Energetyki (Innowacje dla energetyki). TurboCare Poland. Gniew, wrzesień 2013.

- [17] P. Bernardyn. *Słońce jeszcze nie weszło*. Książka, patrz: <https://www.facebook.com/pages/Słońce-jeszcze-nie-weszło/234294150068703>

## **ZAŁĄCZNIKI (uzasadnienie)**

Na uzasadnienie sformułowanych powyżej rekomendacji składa się 8 załączników prezentujących wybrane zagadnienia, charakterystyczne z punktu widzenia potrzeby i możliwości przebudowy energetyki: od korporacyjnej, wielkoskalowej (opartej na dominacji produkcji energii z paliw kopalnych nad efektywnością użytkowania energii) do prosumenckiej, rozproszonej (wykorzystującej synergiczne, termodynamiczno-ekonomiczne, łańcuchy wartości u prosumentów).

### **Załącznik 1. SEGMENTACJA ENERGETYKI WEK**

Poniżej przedstawia się najbardziej syntetyczną segmentację energetyki WEK, ze szczególnym zaakcentowaniem elektroenergetyki, celem stworzenia bazy odniesienia do analiz dotyczących energetyki prosumenckiej. Są to następujące segmenty (historycznie „sektory”, lub jeszcze dawniej „branże”).

#### **Elektroenergetyka**

**1.** Newralgiczną częścią systemu elektroenergetycznego, najbardziej skomplikowanego wśród wszystkich systemów technicznych, jest system przesyłowy. W aspekcie przedmiotowym są to sieci przesyłowe wraz z KDM (Krajowa Dyspozycja Mocy). Sieci przesyłowe, to: jedna linia 750 kV o długości 114 km (obecnie nieczynna); 74 linie 400 kV o łącznej długości 5,5 tys. km; 167 linii 220 kV o łącznej długości 8 tys. km; 100 stacji transformatorowo-rozdzielczych NN. W aspekcie podmiotowym elektroenergetyczny system przesyłowy, to PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, operator przesyłowy) – jednoosobowa spółka skarbu państwa.

**2.** Wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż energii elektrycznej. W tym obszarze funkcjonują w szczególności 4 wielkie grupy kapitałowe, w tym 3 notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych, kontrolowane przez państwo (PGE, Tauron, Enea) i jedna (Energa) funkcjonująca w postaci jednoosobowej spółki skarbu państwa.

**3.** Poza 4 wielkimi Grupami, obejmującymi wytwarzanie, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej, istnieją przedsiębiorstwa wytwórcze: Zespół Elektrowni PAK (Pątnów, Adamów, Konin), spółka notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych, kontrolowana przez polski kapitał prywatny, a także kilka przedsiębiorstw wytwórczych należących do globalnych firm energetycznych (EdF, GdF Suez, ...).

**4.** W kontekście przedmiotowym wytwarzanie, to przede wszystkim 15 elektrowni z 90 blokami wytwórczymi – na węgiel kamienny i brunatny – o mocy jednostkowej 200 MW i większej: 360, 450, 850 MW (elektrownie na węgiel brunatny są powiązane technologicznie z kopalniami na węgiel brunatny o rocznym wydobyciu około 70 mln ton), a także 5 elektrociepłowni z blokami gazowo-parowymi o elektrycznej mocy jednostkowej od 65 do 230 MW. Dystrybucja, to 32 tys. km linii 110 kV, 1300 GPZ (główne punkty zasilające, inaczej stacje transformatorowo-rozdzielcze 110kV/SN), 300 tys. km linii SN, 200 tys. stacji SN/nN, 400 tys. km linii nN. Sprzedaż, to roczny wolumen sprzedaży energii elektrycznej wynoszący około 115 TWh (przy produkcji brutto, obejmującej potrzeby własne bloków wytwórczych i starty sieciowe, wynoszącej około 160 TWh). Udział ludności (16 mln odbiorców) wynosi w tym wolumenie około 30%.

**5.** Wielkoskalowa energetyka OZE. Obecnie praktycznie cała energia elektryczna jest produkowana w źródłach wielkoskalowych. Współspalanie (około 10% biomasy dodawanej do węgla), będące zaprzeczeniem rozwoju zrównoważonego, mające w 2011 roku udział w produkcji OZE wynoszący 45%, to energetyka korporacyjna. Uruchomienie w końcu 2012

roku dwóch bloków biomasowych 200 MW każdy (bloki Szczecin i Połaniec; biomasa w przypadku takich bloków stanowi 100% paliwa) zwiększa radykalnie dominację energetyki korporacyjnej w zakresie zdolności produkcyjnych źródeł OZE (pogłębia niezrównoważony rozwój). Również wielkie elektrownie wodne, wybudowane w przeszłości, należą do energetyki korporacyjnej. Wielkoskalowa energetyka wiatrowa (farmy wiatrowe z turbinami 2÷3 MW), o łącznej mocy ponad 3 GW praktycznie w całości została natomiast zbudowana w ostatnich 10 latach przez niezależnych wytwórców (prywatnych inwestorów).

### **Ciepłownictwo**

**1.** Ciepłownictwo WEK, to wielkie systemy ciepłownicze, czyli wielkie elektrociepłownie „zawodowe” (powiązane ściśle z elektroenergetyką) zasilające wielkie sieci ciepłownicze w aglomeracjach miejskich (warszawskiej, śląskiej, łódzkiej, krakowskiej, trójmiejskiej, wrocławskiej, poznańskiej, bydgoskiej, szczecińskiej, ...). Podkreśla się, że takie ciepłownictwo WEK jest charakterystyczną cechą Polski: warszawski system ciepłowniczy jest drugim na świecie, po systemie moskiewskim; kotłownia Ząbki w Warszawie była zaprojektowana w latach '70 ubiegłego wieku jako największa kotłownia świata).

**2.** Odrębną sprawą są sieciowe systemy ciepłownicze ze źródłami kogeneracyjnymi w średnich miastach (Opole, Siedlce, ...) oraz systemy ciepłownicze z kotłowniami w małych miastach. Nie mają one nic wspólnego z technologiami WEK, a również z firmami WEK – są na ogół własnością samorządów. Dlatego ten segment kwalifikuje się praktycznie do energetyki prosumenckiej.

### **Górnictwo węgla kamiennego**

W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) jest to 16 kopalń węgla kamiennego, część z nich to kopalnie „zespolone”, o łącznym rocznym wydobyciu około 80 mln ton. W aspekcie podmiotowym są to głównie wielkie przedsiębiorstwa w obszarze górnictwa węgla kamiennego, mianowicie: Kompania Węglowa, KHW, JSW, Bogdanka.

### **Sektor/branża paliw płynnych (transport)**

**1.** W aspekcie podmiotowym są to głównie 2 wielkie grupy kapitałowe (notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych): PKN Orlen oraz Lotos. W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) są to 2 wielkie rafinerie (w Płocku i Gdańsku, o rocznych zdolnościach przerobczych wynoszących około 22 mln ton ropy naftowej) oraz sieć 6,8 tys. stacji benzynowych.

**2.** Rafinerie i stacje benzynowe funkcjonują w bardzo złożonym środowisku logistyki naftowej. W aspekcie podmiotowym logistyka naftowa, to dominująca państwowa grupa kapitałowa PERN „Przyjaźń” (PERN „Przyjaźń” SA jest jednoosobową spółką skarbu państwa). W aspekcie technologicznym logistyka naftowa obejmuje natomiast: strategiczne naftociągi transportowe (z najważniejszym obecnie istniejącym naftociągiem „Przyjaźń”, a także strategicznym naftociągiem Brody-Adamowo w budowie, stanowiącym część systemu przesyłowego Odessa-Brody-Płock), przeładunek ropy naftowej oraz paliw płynnych w portach morskich (przede wszystkim Port Gdański), rurociągi produktowe (produktów paliwowych wytwarzanych w rafineriach), a także „naftobazy” oraz magazyny na ropę i paliwa.

### **Gazownictwo**

**1.** Newralgiczną częścią systemu gazowego jest gazowa sieć przesyłowa (wysokociśnieniowa) o łącznej długości około 10 tys. km (liczba punktów wejścia – 61, liczba punktów wyjścia – 970, liczba stacji gazowych – 870, liczba tłoczni – 14). W aspekcie podmiotowym gazowy system przesyłowy, to Gaz System (operator przesyłowy), jednoosobowa spółka skarbu państwa.

**2.** Przedsiębiorstwem dominującym w gazownictwie jest przedsiębiorstwo PGNiG (w obszarze charakterystycznej dla siebie działalności jest to praktycznie monopolista, z wyjątkiem wierceń rozpoznawczych dotyczących zasobów gazu łupkowego w Polsce). W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) obejmuje ono: sprzedaż gazu (ziemnego: wysokometanowego i zaazotowanego) dla potrzeb przemysłów chemicznego i hutniczego, dla energetyki WEK oraz dla odbiorców „budynkowych” (w tym dla ludności – około 6,4 mln odbiorców domowych); dystrybucyjne sieci gazowe (gazu ziemnego: wysokometanowego i zaazotowanego); wydobywanie krajowe gazu (gaz zaazotowany, roczne wydobywanie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy – 4,5 mld m<sup>3</sup>); kogenerację wielkoskalową, ale także małoskalową.

**3.** Z punktu widzenia importu gazu do Polski (łącznie około 10 mld m<sup>3</sup>/rok) dominujące znaczenie ma ciągle jeszcze gazociąg „jamalski” (Rosja – Europa) o rocznej zdolności przesyłowej ponad 30 mld m<sup>3</sup>. Polski odcinek tego gazociągu ma długość 680 km. W aspekcie podmiotowym polski odcinek gazociągu, to spółka EuRoPol GAZ, której właścicielami są: PGNiG i Gazprom (udziały po 48%) oraz Gas-Trading (udział 4%).

**4.** Z punktu widzenia dywersyfikacji importu gazu strategiczne znaczenie ma budowa terminala LNG w Świnoujściu – gazoport w budowie, o rocznej zdolności przeładunkowej, po uruchomieniu w 2014 roku, wynoszącej około 4,5 mld m<sup>3</sup> (podkreśla się tu, że na świecie dostawy gazu poprzez terminale LNG zrównały się już z dostawami za pomocą gazociągów przesyłowych). W aspekcie podmiotowym terminal LNG w Świnoujściu, to spółka Polskie LNG, której właścicielem jest w 100% operator przesyłowy Gaz System.

## **Zał. 2. NOWY (w terminach energetyki prosumenckiej) OPIS RYNKU „ENERGETYCZNEGO” – POTENCJAŁ RYNKOWY**

Podkreśla się, że w nowym opisie rynku energetycznego centralną sprawą jest orientacja na prosumenta (podmiot prawny) i budynek/nieruchomość (także na zakład przemysłowy), który przejmuje odpowiedzialność za całą swoją sytuację energetyczną, obejmującą zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło i paliwa/energię dla potrzeb transportowych. W szczególności w opisie tym zamienia się ujęcie sektorowe/produktowe w energetyce na podejście skoncentrowane na prosumenckich łańcuchach wartości. Zmiana produktów (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) na prosumenckie łańcuchy wartości określa potencjał rozwojowy energetyki prosumenckiej, wynikający z faktu, że w każdym segmencie prosumenckim będzie można zastosować dedykowane technologie (dobrane na „miarę”). W opisie wyróżnia się (na początek) trzy charakterystyczne segmenty rynkowe.

### **Segment 1. Właściciele domów, gospodarstw rolnych, wspólnoty mieszkaniowe, „administratorzy” budynków (energetyka budynkowa)**

**PME 1** (prosumenckie instalacje energetyczne): 70 tys. nowych domów budowanych rocznie, 6 mln domów (w miastach i na obszarach wiejskich) do modernizacji – wielki potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, instalacje MOA, smart EV.

**PME 2:** 130 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych) – potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, ogniwa PV, a także na usługi car sharing.

**PME 3:** 14 tys. szkół podstawowych, 6 tys. gimnazjów, 11 tys. szkół ponadgimnazjalnych, 750 szpitali, 2,5 tys. urzędów gmin/miast (rynki popytowe związane z energetyką budynkową w tym wypadku będą kreowane przez gminy, por. PISE 3 i PISE 4).

**PME 4:** 115 tys. gospodarstw rolnych małotowarowych – wielki potencjalny rynek popytowy na mikrobiogazownie rolniczo-utylizacyjne o jednostkowej mocy elektrycznej 10÷50 kW; 105 tys. gospodarstw rolnych „socjalnych” – potencjalny rynek popytowy na instalacje MOA.

## **Segment 2. Samorządy, spółdzielnie (energetyka lokalna, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, lokalne sieci)**

**PISE 1** (prosumencka inteligentna sieć energetyczna): 4 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 130 osiedli deweloperskich – wielki potencjalny rynek popytowy na: usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, kolektory słoneczne, pompy ciepła, ogniwa PV, zintegrowane liczniki inteligentne przeznaczone do rozliczeń wszystkich rodzajów energii/mediów; wielki potencjalny rynek podaży na usługi dostawcy „zbiorczego” energii elektrycznej i gazu dla mieszkańców; potencjalny rynek popytowo-podażowy na usługi car sharing.

**PISE 2** (ARE – autonomiczny region energetyczny): 43 tys. wsi, a dodatkowo 13,5 tys. przyległych kolonii, przysiółków i osad – wielki potencjalny rynek na małe, o jednostkowej mocy elektrycznej 100÷200 kW, biogazownie rolniczo-utylizacyjne.

**PISE 3:** 1600 gmin wiejskich i 500 gmin wiejsko-miejskich – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, pompy ciepła, ogniwa PV; wielki potencjalny rynek popytowy na duże, o jednostkowej mocy elektrycznej 0,5÷1 MW, biogazownie rolniczo-utylizacyjne; potencjalny rynek podaży-popytowy na mini-rafinerie rolnicze o rocznej wydajności rzędu 1 tys. ton biopaliw (drugiej generacji); potencjalny rynek podaży-popytowy na usługi car sharing dla gminy.

**PISE 4** (smart City): 400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, a także rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy istnieje potencjalny rynek popytowy na urządzenia/instalacje takie jak: instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, spalarnie śmieci; przede wszystkim jednak istnieje wielki potencjalny rynek podaży-popytowy na usługi car sharing dla całego miasta.

## **Segment 3. przedsiębiorcy, infrastruktura PKP (autogeneracja, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, sieci przemysłowe, sieć energetyczna PKP; „energetyka przemysłowa”)**

**AG 1:** (autogeneracja w hipermarketach, biurach, hotelach): 350 hipermarketów, 800 biurów, 2 tys. hoteli – potencjalny rynek popytowy na trójgenerację gazową, pompy ciepła, ogniwa PV, car sharing.

**AG 2:** (autogeneracja u przedsiębiorców – małe i średnie przedsiębiorstwa): 1,6 mln przedsiębiorców – potencjalny rynek popytowy na kogenerację i trójgenerację gazową, ogniwa PV, smart EV.

**AG 3:** (autogeneracja w transporcie kolejowym – PKP Energetyka): 3,5% krajowego zużycia energii elektrycznej – potencjalny rynek popytowy na urządzenia dla energetyki budynkowej (stacje, przystanki kolejowe) takie jak: źródła wytwórcze gazowe, pompy ciepła, układy MOA, ogniwa PV.

**AG 4:** (autogeneracja w przemyśle – wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe: górnictwo, hutnictwo, część przemysłu chemicznego, część przemysłu maszynowego, część przemysłu budowlanego), około 50% krajowego zużycia energii elektrycznej – wielki potencjalny rynek redukcji zużycia ciepła (w tym odzysku ciepła odpadowego) i energii elektrycznej w procesach technologicznych, wielki potencjalny rynek popytowy na kogenerację gazową, potencjalny rynek popytowy na duże źródła PV i wiatrowe.

## **Załącznik 3. ADEKWATNOŚĆ TECHNOLOGICZNA I JEJ KONSEKWENCJE**

W tabeli przedstawiono segmentację technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej. Tabela obrazuje adekwatność technologiczną względem nowego opisu rynku energetycznego,

czyli spójność komercyjnych technologii i tego właśnie opisu. Spójność taka oznacza potencjalne wejście do gry w zakresie energetyki, poza wielkimi energochłonnymi przedsiębiorstwami i transportem kolejowym, około 8 mln bardzo zróżnicowanych graczy (właściciele domów jednorodzinnych, gospodarstwa rolne, samorzady, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, mali i średni przedsiębiorcy). Do 2020 roku do gry wejdą właściciele samochodów, wówczas potencjalnych graczy rynkowych w zakresie energetyki będzie 16 mln.

**Tabela. Porównanie technologii, równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh (opracowanie własne)**

Lp.	Technologia	Moc	Nakłady inwestycyjne [€]		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			łącznie	jednostkowe	
<b>Technologie WEK (KSE) przedsiębiorstwa korporacyjne</b>					
1	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushima	1,6 GW	11 mld	11 mld	15 lat
2	2 bloki węglowe, z instalacjami CCS	1,7 GW	> 8 mld	> 4 mld	Technologia dostępna nie wcześniej niż za 20 lat
3	2 bloki węglowe nadkrytyczne	2 GW	3,6 mld	1,8 mld	Realizacja możliwa do 2020; po 2020 pełna opłata za emisję CO <sub>2</sub>
4	4 bloki combi, na gaz ziemny, 400 MW każdy	1,6 GW	1 mld	250 mln	3 lata
<b>Farmy wiatrowe (KSE) niezależni wytwórcy (ewentualnie przedsiębiorstwa korporacyjne)</b>					
5	40 farm wiatrowych, po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5 GW	10 mld	250 mln	2 lata
<b>Technologie gazowe 1 energetyka przemysłowa, wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe</b>					
6	32 bloki <i>combi</i> , na gaz ziemny, 50 MW każdy	1,6 GW	1,2 mld	37 mln	1,5 roku
<b>Technologie gazowe 2 energetyka przemysłowa, w tym przemysł/biznes ICT (fabryki ICT, data centers)</b>					
7	160 bloków <i>combi</i> , na gaz ziemny, 10 MW każdy	1,6 GW	1 mld	6,5 mln	1 rok
<b>Technologie gazowe 3 (budynkowe) samorzady, małe i średnie przedsiębiorstwa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, deweloperzy, właściciele domów jednorodzinnych</b>					
8	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, 100 kW <sub>el</sub> każde	1,6 GW	4 mld	250 tys.	1 rok
9	300 tys. źródeł kogeneracyjnych, na gaz ziemny, 6 kW <sub>el</sub> każde	1,8 GW	7,6 mld	25 tys.	6 miesięcy
<b>Technologie OZE/URE (budynkowe) gospodarstwa rolne, właściciele domów jednorodzinnych</b>					
10	160 tys. mikrobiogazowni, 10 kW <sub>el</sub> każda	1,6 GW	5,6 mld	35 tys.	6 miesięcy
11	1 mln układów hybrydowych MOA, 5 kW (M) + 5 kW (O) każdy	(5+5) GW	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
12	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące

#### **Zał. 4. DESTRUKCYJNE ŁAŃCUCHY STRAT (ŁS) W ENERGETYCE WEK vs KONSTRUKTYWNE STOWARZYSZONE ŁAŃCUCHY KORZYŚCI W ENERGETYCE PROSUMENCKIEJ (ŁAŃCUCHY SŁK). Ekonomika wykorzystania samochodu elektrycznego i pompy ciepła w świetle dyrektywy 2009/28**

Poniżej przedstawia się łańcuchy strat charakterystyczne dla energetyki WEK. Jednocześnie pokazuje się, na zasadzie przeciwieństwa, „stowarzyszone” z tymi łańcuchami strat potencjalne łańcuchy SŁK. Najbardziej charakterystyczne przykłady obrazujące pułapkę, w którą wciągnięte zostały gospodarka i społeczeństwo przez korporacje energetyczne (broniące interesów grupowych) i polityków (ustanawiających regulacje prawne) są następujące.

**1.** Współspalanie biomasy w elektrowniach kondensacyjnych. ŁS (1): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia chemiczna w biomase występującej lokalnie) → strata energii (chemicznej) w transporcie biomasy 1% → sprawność bilansowa wykorzystania biomasy na wyjściu z elektrowni (w elektrownianym węźle sieciowym), optymistyczna 0,2 → starty energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej 10% → wynik: **0,17 MWh** (energia elektryczna dostarczona do odbiorcy; ilość energii odnawialnej zaliczonej do celu według dyrektywy 2009/28 wynosi około 0,2 MWh). SŁK (1): wynik w postaci ciepła wytworzonego u prosumenta z biomasy wycofanej ze współspalania → **0,8 MWh**.

**2.** Zboże spalane na wsi w piecach/kotłach. ŁS (2): wsad do łańcucha – **1 ha** (grunt orny) → 4,2 MWh (energia chemiczna w zbożu) → **2,5 MWh** (ciepło wytworzone w gospodarstwie, sprawność pieca 0,6). SŁK (2), realizowany za pomocą mikrobiogazowni rolniczo-utylizacyjnej: 1ha (grunt orny) → (40 + 40) MWh (energia chemiczna w biomase z jednorocznych upraw energetycznych, oszacowana pesymistycznie, dla gruntów o niskiej bonitacji + stowarzyszona energia chemiczna w odpadach gospodarskich) → wynik: **30 MWh<sub>e</sub> + 40 MWh<sub>c</sub>** (kogeneracja).

**3.** Mikrowiatrak off-grid (praca off-grid coraz większej liczby mikrowiatraków w Polsce wynika z blokowania ich przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez operatorów OSD). ŁS (3): wsad do łańcucha – **1 MWh** (energia elektryczna wyprodukowana w OZE) → wynik: **1 MWh** (wyprodukowane ciepło grzewcze). SŁK (3), mikrowiatrak przyłączony do sieci + smart EV + ciepło z SŁK (1): wynik, to **2,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (3), to redukcja paliw kopalnych (ropy) o **3,5 MWh** + redukcja emisji CO<sub>2</sub> o **1 tonę**. SŁK (4), mikrowiatrak przyłączony do sieci + pompa ciepła (o współczynniku COP 3,5): wynik, to **3,5 MWh** zaliczone do celu według dyrektywy 2009/28, vs 0,2 MWh w ŁS (1); dodatkowy efekt w SŁK (4), to redukcja paliw kopalnych (węgla) o **4,4 MWh** + redukcja emisji CO<sub>2</sub> o **1,4 tony**.

Odrębną sprawą, poza przedstawionymi łańcuchami korzyści (bilansami energetycznymi), jest kalibracja wsparcia dla tych łańcuchów. Mianowicie, SŁK (2), czyli grunt orny plus biogazownia/mikrobiogazownia, powinien otrzymać wsparcie 70 MWh · wartość (PLN/MWh) zielonego certyfikatu. Następnie, SŁK (3), czyli mikrowiatrak plus samochód elektryczny, powinien otrzymać wsparcie 2,5 MWh · wartość (PLN/MWh) zielonego certyfikatu. Wreszcie, SŁK (4), czyli mikrowiatrak plus pompa ciepła, powinien otrzymać wsparcie 3,5 MWh · wartość (PLN/MWh) zielonego certyfikatu. Gdyby przyjąć cenę



zielonego certyfikatu na poziomie 270 PLN/MWh (cena, którą w 2011 roku<sup>4</sup> otrzymywały przedsiębiorstwa korporacyjne w przypadku współspalania i wielkich elektrowni wodnych; taka samą cenę otrzymywali niezależni inwestorzy inwestujący kapitał w wielkie farmy wiatrowe), to wsparcie dla poszczególnych SŁK powinno wynosić: SŁK (2) – 18,9 tys. PLN/ha (wsparcie powinno być przeznaczone głównie na finansowanie luki inwestycyjnej biogazowni/mikrobiogazowni), SŁK (3) – 675 PLN/MWh (wsparcie powinno być przeznaczone głównie na finansowanie luki inwestycyjnej mikrowiatraka i rozwój rynku samochodów elektrycznych), SŁK (4) – 945 PLN/MWh (wsparcie powinno być przeznaczone głównie na finansowanie luki inwestycyjnej mikrowiatraka i pompy ciepła). Przedstawione oszacowania (bardzo uproszczone) nie pozostawiają wątpliwości, że wsparcie rozwoju energetyki OZE powinno być kierowane do energetyki prosumenckiej (rozproszonej), a nie do energetyki WEK. Oczywiście, za tym idzie następny wniosek: wsparcie systemów AMI (*Advanced Metering Infrastructure*), kierowane wyłącznie do operatorów dystrybucyjnych w sektorze elektroenergetycznym powinno być skierowane do prosumentów na rozwój ich infrastruktury smart grid (znacznie bardziej zaawansowanej technologicznie i znacznie bardziej uzasadnionej ekonomicznie niż AMI).

#### **Zał. 5. MODERNIZACJA ISTNIEJĄCEGO DOMU DO STANDARDU DOMU (INTELIAGENTNEGO) PLUS-ENERGETYCZNEGO W ŚWIELE DYREKTYWY 2010/31**

Przyjmuje się reprezentatywny dom zbudowany w latach 70', o powierzchni użytkowej 150 m<sup>2</sup> i zużyciu ciepła grzewczego 300 kWh/(rok·m<sup>2</sup>). Na energetyczne „wyposażenie” domu składają się: przyłącze elektryczne, kocioł węglowy, 2 ogrzewacze ciepłej wody użytkowej (jeden - zintegrowany z kotłem węglowym, użytkowany w okresie grzewczym, drugi – elektryczny, użytkowany poza okresem grzewczym), samochód (Punto). Dla domu przeprowadzono następujące oszacowania.

**1.** Wyjściowy roczny bilans energetyczny domu (bilans zużycia energii) jest następujący: energia elektryczna – 4 MWh, ogrzewanie (i ciepła woda użytkowa w okresie grzewczym) – 35 MWh, benzyna – 11 MWh. Roczne koszty energii/paliw, łącznie z podatkami (VAT-em i akcyzą) ponoszone przez właściciela wynoszą (według poziomu cen 2009): energia elektryczna – 2,2 tys. zł, węgiel – 5,6 tys. zł, benzyna – 6,6 tys. zł. Wreszcie, roczny bilans emisji CO<sub>2</sub> jest następujący: energia elektryczna – 4 tony, ogrzewanie (i ciepła woda użytkowa w okresie grzewczym) – 13 ton, samochód – 3 tony.

**2.** Założono, że energetyczna modernizacja domu będzie polegać na: wykonaniu termomodernizacji (obniżającej zużycie ciepła grzewczego o 60%), zainstalowaniu pompy ciepła (o mocy elektrycznej 1,4 kW), mikrowiatraka (o mocy 3 kW) oraz panelu fotowoltaicznego (o mocy 5,4 kWp), a także zamianie samochodu z silnikiem spalinowym na samochód elektryczny. Roczny bilans energetyczny domu po modernizacji jest następujący. Energia elektryczna: produkcja – 16 MWh, zużycie (AGD, pompa ciepła, samochód elektryczny) – 12 MWh.

**3.** Budżet na modernizację, wynikający z zasady kosztu unikniętego, oszacowany został w pracy bardzo zachowawczo. W szczególności korzyści właściciela domu oszacowano dla okresu 15 lat (czas życia pompy ciepła przekracza natomiast 20 lat), przy rocznym ponadinflacyjnym wzroście cen paliw i energii wynoszącym 3% i stałej referencyjnej cenie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wynoszącej 40 €/tona). Oszacowany budżet wynosi około 400 tys. zł. (325 tys. zł – uniknięte koszty paliw i energii, 45 tys. zł – uniknięta podwyżka kosztów właściciela domu związana ze skutkami wynikającymi z inkorporacji kosztów środowiska do

---

<sup>4</sup> Obecnie gwałtownie powiększa się nadpodaż zielonych certyfikatów w wyniku gwałtownego rozwoju współspalania. Skutkiem jest spadek cen zielonych certyfikatów (nawet o 50%).

kosztów paliwa, 30 tys. zł – sprzedaż energii elektrycznej).

Wykorzystanie oszacowanego budżetu jest bez wątpienia bardzo atrakcyjną opcją dla właściciela domu. Oczywiście, pozostaje tu wiele spraw do znacznie głębszego przeanalizowania. Bezdyskusyjna jest natomiast, w świetle uzyskanych wyników, zasadność działań na rzecz nowego podejścia w „gospodarce” energetycznej domu (na poziomach: rządowym – regulacja; rynku kapitałowego – kreacja produktów bankowych; biznesowym – rozwój rynków usług dla energetyki prosumenckiej; naukowo-badawczym – rozwój innowacyjnych produktów dla energetyki prosumenckiej; edukacyjnym – w odniesieniu do prosumentów i całego społeczeństwa).

## Załącznik 6. POLSKI MIKS ENERGETYCZNY 2050

Aby uzyskać odpowiedź na pytanie, jak będzie wyglądać w Polsce zapotrzebowanie oraz dostawy energii i paliw w 2050 roku trzeba uwzględnić fakt, że ludność Polski do 2050 roku będzie się zmniejszać prawie o 0,4% rocznie (do około 33 mln). Uśredniony roczny wzrost PKB wyniesie, ze względu na zadłużenie, nie więcej niż 2%. W takim razie obecny PKB wynoszący około 1,4 bln zł w 2050 roku będzie równy około 3 bln zł, w cenach stałych. (W scenariuszu *business as usual* roczny wzrost PKB przyjmuje się na ogół na poziomie 3,5%).

Dalsza analiza dotycząca miksu energetycznego 2050 jest prowadzona w kontekście Mapy Drogowej 2050, która w przypadku Polski oznacza redukcję emisji CO<sub>2</sub> do poziomu poniżej 60 mln ton. Potrzebne do analizy dane przyjmuje się w następujący sposób. Zakłada się, że program jądrowy nie zostanie zrealizowany (nie będzie środków na jego realizację, ani potrzeby jego realizacji). Nie zostaną także wdrożone technologie CCS i IGCC, bo po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych okażą się niekonkurencyjne. Zakłada się też, że energetyka OZE/URE nie jest prostym zastąpieniem energetyki WEK, powoduje za to zmianę stylu życia, tzn. wejście w model trwałego rozwoju zrównoważonego. W konsekwencji nie ma np. powodu, aby Polska „ścigała” się w rocznej produkcji energii elektrycznej na jednego mieszkańca, mimo, że jest ona niska w porównaniu z wieloma krajami (w MWh jest to: Polska – 4, Norwegia – 30, USA – 15, Niemcy – 8).

Szczegółowe dane w zakresie przemysłu, transportu, budownictwa i rolnictwa antycypuje się do 2050 roku w następujący sposób:

**1.** Zużycie najważniejszego nośnika energii (jest nim energia elektryczna) w wielkim, średnim i małym przemyśle szacuje się w 2012 roku na około 55% całego zużycia, czyli na około 60 TWh. Wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej w scenariuszu *business as usual* (nie mniejszego niż 30%) i zmiana struktury przemysłu na mniej energochłonną spowodują, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle utrzyma się na niezmiennym poziomie. W miksie energetycznym 2050 co najmniej połowa tej energii elektrycznej będzie produkowana w wysokosprawnej autokogeneracji gazowej. Druga połowa będzie dostarczana przez elektroenergetykę WEK, z węglowych elektrowni kondensacyjnych i z gazowych bloków *combi*.

**2.** Liczba samochodów na 1000 mieszkańców wzrośnie z obecnych 400 do 600; udział samochodów elektrycznych w rynku wyniesie 50%. Ważne jest, że jednostkowe zużycie energii elektrycznej przez samochód elektryczny jest 3,5 razy mniejsze od zużycia energii chemicznej przez samochód tradycyjny. W rezultacie obecne roczne zapotrzebowanie transportu na energię końcową wynoszące 210 TWh zostanie zmienione w miksie energetycznym 2050 na około 160 TWh energii chemicznej w tradycyjnych paliwach transportowych i około 45 TWh energii elektrycznej ze źródeł OZE<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Z punktu widzenia perspektyw rozwoju rynku samochodów elektrycznych charakterystyczne są informacje o nowych (nowego typu) koalicjach koncernów samochodowych i inwestorów w obszarze OZE. Przykładem jest koalicja Renault i przedsiębiorstwa CNR (*Compagnie Nationale du Rhone*, 3200 MW w OZE, planowany

- 3.** Przyrost domów/mieszkań wyniesie 1,5 mln (z tego 1 mln w miastach) i będą to głównie domy plus-energetyczne. Nastąpi też modernizacja całej istniejącej substancji mieszkaniowej, w dużej części do standardu domu plus-energetycznego, czyli wykorzystany zostanie potencjał wzrostu efektywności energetycznej w budownictwie; zużycie ciepła w kWh/(m<sup>2</sup> rok) w 2010 roku wynosi: 180 – średnie w istniejących zasobach, 120 – wymagane w nowych zasobach, 15 – możliwe w domach pasywnych. Uwzględniając ten potencjał przyjmuje się, że zapotrzebowanie na ciepło wynoszące około 240 TWh zostanie zredukowane w 2050 roku do około 120 TWh<sup>6</sup>. Dalej przyjmuje się, że zapotrzebowanie to będzie pokryte w 40% przez pompy ciepła, a eksploatacyjna wartość COP dla pomp ciepła będzie równa 3. Czyli zapotrzebowanie wynoszące 50 TWh zostanie pokryte przez ciepło z pomp ciepła, które trzeba zasilić energią elektryczną (ze źródeł OZE) równą około 15 TWh. Pozostałe 70 TWh potrzebnego ciepła będzie pochodzić ze źródeł ciepła OZE/URE), ze źródeł kogeneracyjnych biomasowych oraz ze źródeł gazowych (i w bardzo niewielkiej części – węglowych).
- 4.** Produkcja rolnicza na potrzeby żywności nie wymaga w przyszłości większych zasobów gruntów ornych od obecnych (około 12 mln ha). Będzie natomiast systematycznie rosło wykorzystanie nadwyżek gruntów rolnych – minimum 3 mln ha – na cele energetyczne. Podkreśla się, że osiągalna (już obecnie, bez GMO) wydajność energetyczna gruntu rolnego wynosi około 80 MWh/ha.

**Synteza.** Uwzględniając przedstawione dane antycypuje się zapotrzebowanie na paliwa/energię w 2050 roku na rynkach końcowych w sposób następujący, tabela.

- 1.** Energia elektryczna – 180 TWh (przemysł – 60 TWh, ludność i usługi – 60 TWh, transport elektryczny – 45 TWh, pompy ciepła – 15 TWh). Podkreśla się, że na tym rynku wystąpi, w kontekście Mapy Drogowej 2050, silne „napięcie bilansowe”.
- 2.** Transport (bez elektrycznego, tylko energia chemiczna w tradycyjnych paliwach transportowych) – 160 TWh. Czyli zużycie paliw ropopochodnych obniży się o 25% w stosunku do zużycia w 2010 roku (obniżenie nastąpi za przyczyną samochodu elektrycznego). Udział transportu w emisji CO<sub>2</sub> będzie wynosił 30 mln ton.
- 3.** Ciepło (poza segmentem pomp ciepła) – 70 TWh. Podkreśla się przy tym, że w polskim miksie energetycznym 2050 istnieje wielka nadwyżka potencjału produkcyjnego w źródłach OZE/URE nad zapotrzebowaniem. Potencjał ten tworzy konkurencyjny rynek źródeł samego ciepła OZE/URE (kolektory słoneczne, kotły na biomasę stałą, ...), a także rynek kogeneracyjnych źródeł biomasowych (biogazownie, mikrobiogazownie, układy ORC, silniki sterlinga, spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków). W związku z tym można uznać, bez szczegółowych analiz, że za 40 lat polskie ciepłownictwo może być bezemisyjne. (Ciepłownictwo szwedzkie, znajdujące się w niekorzystnych warunkach klimatycznych, praktycznie wyeliminowało paliwa kopalne w ciągu 30 lat, w wyniku działań podjętych po kryzysie naftowym w latach 1973-1974).

Napięcie bilansowe na rynku energii elektrycznej, które wymaga szczególnej uwagi, jest związane z ryzykiem stranded costs w elektroenergetyce węglowej, wynikających z limitu emisji CO<sub>2</sub> (około 30 mln ton w segmencie ETS) dla całej elektroenergetyki. W rzeczywistości może to być jeszcze mniejszy limit, jeśli uwzględni się emisje w ciepłownictwie i w przemyśle, zwłaszcza w cementowniach i hutach. Dla uniknięcia dużych

---

wzrost do 4500 MW w 2015 roku). Celem tej koalicji jest realizacja projektu „smart EV + OZE”, czyli integracja rynku samochodów elektrycznych (Renault wprowadził już na rynek samochody elektryczne Fluence Z.E. i Kangoo Z.E.) i rynku energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE, z wykorzystaniem infrastruktury *smart grid*.

<sup>6</sup> Pojawiają się raporty, według których zużycia ciepła w budownictwie można zmniejszyć w Polsce o około 80%. Przykładem jest raport „Wpływ kompleksowej termomodernizacji na rynek pracy w Polsce” (raport został wykonany przez międzynarodowy zespół ekspertów z *Central European University* i z Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii).

stranded costs w elektroenergetyce węglowej problem alokacji produkcji między źródła węglowe a gazowe należałoby postawić następująco: zakładamy całkowite wstrzymanie inwestycji w energetykę węglową, a inwestycje w źródła gazowe realizujemy według strategii mającej na celu dotrzymanie limitu. Oczywiście, mimo wstrzymania inwestycji w 2050 roku będzie na rynku jeszcze około 5 GW w źródłach węglowych, bez CCS (będą to moce w elektrowniach Turów i Opole, w blokach Pątnów II, Łagisza, Bełchatów II). Emisja CO<sub>2</sub> z tych źródeł będzie wynosić około 25 mln t/rok. Przydzielenie pozostałych 5 mln ton emisji źródłom gazowym (combi w energetyce WEK i autokogeneracji w przemyśle) umożliwiłoby ulokowanie na rynku w 2050 roku około 20 TWh energii elektrycznej.

Aby można było mówić o prawdziwym rynku paliw/energii w kontekście Mapy Drogowej 2050, potencjał podaży w energetyce OZE (OZE/URE) musi przekraczać antycypowane zapotrzebowanie wynoszące: 70 TWh na rynku ciepła i 130 TWh na rynku energii elektrycznej. Otóż potencjał taki istnieje, jak pokazuje tabela.

**Tab. Polski mix energetyczny 2050** (opracowanie własne)

Lp.	Rodzaj zasobu	Wielkość zasobu/rynku [TWh/rok]
1.	Redukcja rynku końcowego ciepła o 50% (za pomocą termomodernizacji i innych technologii, zwiększających efektywność systemów grzewczych i wentylacyjnych)	$20_{ch} + 60_{cOZE} + 15_{elOZE}$
2.	Zapotrzebowanie transportu na energię elektryczną (wzrost liczby samochodów na 1 tys. mieszkańców o 50%, przejście w 50% na transport elektryczny)	$160_{ch} + 45_{elOZE}$
3.	Zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny – energia chemiczna (zmniejszenie o 70%)	$240_{ch}^*$
4.	Zapotrzebowanie na gaz ziemny – energia chemiczna (zwiększenie wykorzystania energetycznego o 20%)	$120_{ch}^{**}$
5.	Zapotrzebowanie na paliwa transportowe (zmniejszenie o 25%)	$160_{ch}$
6.	Hydroenergetyka	$5_{el}$
7.	Farmy wiatrowe	$20_{el}$
8.	Rolnictwo energetyczne (3000 biogazowni, około 200 tys. mikrobiogazowni, paliwa drugiej generacji, biomasa stała)	$60_{el} + 70_c$
9.	Produkcja OZE związana z gospodarką leśną	$10_{el} + 15_c$
10.	Produkcja OZE związana z gospodarką odpadami	$10_{el} + 15_c$
11.	Pompy ciepła	$45_c$
12.	Kolektory słoneczne	$10_c$
13.	Mikrowiatraki	$10_{el}$
14.	Ogniwa fotowoltaiczne	$10_{el}$

\* 100% węgla wykorzystane do zasilania elektrowni kondensacyjnych.

\*\* 90% gazu wykorzystane do zasilania źródeł *combi*, 10% do zasilania źródeł kogeneracyjnych.

**1.** W miksie energetycznym 2050 można liczyć co najmniej na 240 TWh energii chemicznej z rolnictwa energetycznego. Jest to energia o bardzo dużym potencjale konwersji na rynki końcowe; w przypadku powszechnego zastosowania technologii biogazowych i kogeneracyjnych (technologicznie zintegrowanych) można byłoby uzyskać około 90 TWh energii elektrycznej plus 110 TWh ciepła (znacznie więcej niż potrzeba). Uwzględniając mikś technologii biogazowych i kogeneracyjnych, paliw płynnych (pierwszej i drugiej generacji) oraz biomasy można bez ryzyka oszacować potencjał rolnictwa energetycznego na 60 TWh na rynku energii elektrycznej plus 70 TWh na rynku ciepła.

2. Poza rolnictwem energetycznym istnieje wielki potencjał „domykający” potrzebną podaż energii/paliw ze źródeł OZE (OZE/URE). W obecnej perspektywie są to przede wszystkim farmy wiatrowe, z rocznym potencjałem nie mniejszym niż 20 TWh. Dalej fotowoltaika, z podobnym potencjałem (wynikającym z dostępnej powierzchni dachów, elewacji i innych powierzchni odpowiednich do instalowania ogniw fotowoltaicznych). Następnie są to zasoby związane z gospodarką leśną (nie mniej niż 10 TWh energii elektrycznej i półtora razy więcej ciepła). Są to też: energetyka mikrowiatrowa (nie mniej niż 10 TWh) i hydroenergetyka (nie mniej niż 5 TWh). Są to również zasoby związane bezpośrednio z ochroną środowiska (spalarnie śmieci, oczyszczalnie ścieków).

## Zal. 7. ENERGETYKA 2013 – obraz kryzysu

**Lateralna władza i prosumencka energetyka, czy polityczno-energetyczna kolonizacja Polski?** Pytanie o odpowiedzialność za zaistniały stan rzeczy warto zadać na początku 2014 roku, kiedy Polska wchodzi w okres kolejnych wyborów: do Parlamentu Europejskiego (2014) i krajowych samorządowych (2014) oraz parlamentarnych (2015).

Polska energetyka, to import paliw<sup>7</sup> (rocznie: 22 mln ton ropy naftowej, 10 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a nawet 12 mln ton netto węgla kamiennego i 4 mln ton biomasy do współspalania i do spalania w największych na świecie – 200 MW – biomasowych blokach kondensacyjnych); to import dóbr inwestycyjnych – urządzeń/infrastruktury (zwłaszcza elektroenergetycznych bloków wytwórczych, infrastruktury dla sektora paliw płynnych i dla gazownictwa, kombajnów dla górnictwa); to także zakup szeroko rozumianego *know-how* (w tym usług konsultingowych w zakresie strategii rozwojowej).

Sprzedaż na rynek wewnętrzny obejmuje: energię elektryczną „czarną” i „zieloną” (ze źródeł OZE) odbiorcom końcowym przyłączonym do systemu elektroenergetycznego (115 TWh; niezbędna produkcja potrzebna do zrealizowania tej sprzedaży wynosi 160 TWh), ciepło z sieciowych systemów ciepłowniczych (110 TWh), paliwa (210 TWh na potrzeby transportu, ponadto 120 TWh na potrzeby wytwarzania ciepła w instalacjach wytwórczych budynkowych, w tym w piecach węglowych).

Poniżej przedstawia się oszacowania dla krajowej energetyki charakterystyczne w ujęciu wartościowym.

1. Roczna wartość rynków jest następująca, w mld PLN: ciepło (łącznie, sieciowe i wytwarzane w instalacjach wytwórczych budynkowych) – 30 (w tym akcyza 1), energia elektryczna – 48 (w tym akcyza łącznie z opłaconymi do budżetu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> – 6), paliwa transportowe – 100 (w tym akcyza 36). Łączna sprzedaż na rynek wewnętrzny – 178 mld PLN (w tym akcyza 40 mld PLN, a uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> 3 mld PLN). Odniesieniem dla tej sprzedaży może być z jednej strony polski PKB, około 1,4 bln PLN, a z drugiej strony roczne rozporządzielne dochody ludności wynoszące około 600 mld PLN i budżet państwa, łącznie z częścią sfinansowaną za pomocą deficytu, wynoszący około 330 mld PLN.

2. Import paliwowy powoduje roczny wypływ środków: ropa naftowa, 22 mln ton – 15 mld \$; gaz ziemny, 11 mld m<sup>3</sup> – 5 mld \$; węgiel, 12 mln ton – 1 mld \$; biomasa, 4 mln ton – ponad 3 mld PLN (wartość rynku importowego biomasy jest tu nominowana w PLN, bo nie ma „światowych” cen biomasy – polski import biomasy jest ewenementem na skalę światową). Łącznie – 21 mld \$ (70 mld PLN).

3. Antycypowany wypływ środków inwestycyjnych, przeznaczonych tylko na sfinansowanie bloków wytwórczych w elektroenergetyce do 2020 roku, związany z budową bloków węglowych o łącznej mocy 5 GW i bloków jądrowych o mocy 3,2 GW: bloki węglowe 5 GW

<sup>7</sup> Wszystkie szacunki przedstawione w artykule są wynikiem analiz własnych autora.

– 5 mld € (wyływ do dostawców zagranicznych około 55% z łącznych nakładów inwestycyjnych wynoszących około 9 mld €), bloki jądrowe 3,2 GW – 16 mld € (wyływ do dostawców zagranicznych około 80% z łącznych nakładów inwestycyjnych wynoszących około 20 mld €). Łączny wyływ środków – 21 mld € (80 mld PLN).

**4.** Energetyka sektorowa – bardzo intensywnie konsolidowana przez ostatnie 15 lat pod hasłami budowania europejskich graczy energetycznych – zaczyna się uginać pod własnym ciężarem: nieefektywności i nadprodukcji – górnictwo, spadek wartości giełdowej i nieadekwatności strategii inwestycyjnej do rzeczywistych potrzeb – elektroenergetyka, niewydolności w zakresie koordynacji strategicznych decyzji – gazownictwo.

**5.** Zasadnicze pytanie dotyczy tego w jakich kategoriach rozpatrywać dramatyczny spadek wartości giełdowej polskich firm energetycznych po ich wejściu na giełdę. Mianowicie, od wejścia na giełdę (Enea – listopad 2008, PGE – listopad 2009, Tauron – czerwiec 2010) do maja 2013 roku spadek ten, liczony względem wartości głównego indeksu (WIG 20, przed utworzeniem indeksu WIG 30) wyniósł: Enea – 67%, PGE – 40%, Tauron – 22% (w przypadku Tauronu trzeba pamiętać o obniżce, w celu pozyskania inwestorów, wartości spółki przez ministra skarbu z około 14 mld PLN do około 8 mld PLN; spadek liczony względem wartości spółki 14 mld PLN jest równy około 55%). Dopełnieniem obrazu jest spadek ceny akcji Energi w dniu wejścia na giełdę (11 grudnia 2013) o 5% (w stosunku do ceny nominalnej).

**6.** Jedna „decyzja” (koniec czerwca 2013) dotycząca powrotu do budowy bloków przez PGE spowodowała spadek wartości firmy o 3 mld PLN (ceny akcji PGE obniżyły się o ponad 8%; wartość rynkowa spadła do 28 mld PLN). Tak „nowoczesność” bloków węglowych, wiarygodność listu intencyjnego między PGE i Kompanią Węglową oraz wiarygodność polityki energetycznej rządu wyceniły rynki kapitałowe.

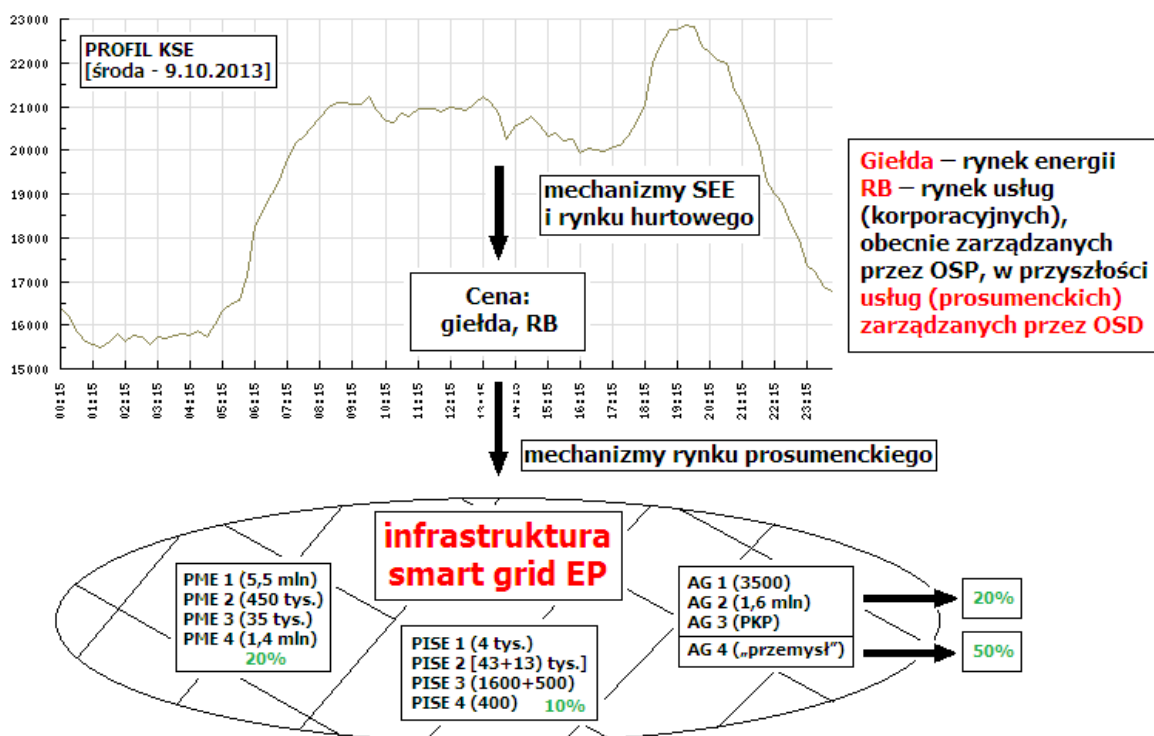
**7.** Szokowa, negatywna weryfikacja inwestycji w postaci bloków w Elektrowni Opole przez rynki kapitałowe będzie systematycznie pogłębianą przez fundamentalnie czynniki, których rynki kapitałowe jeszcze nie uwzględniły. Otóż nic nie zmieni faktu, że bloki w Elektrowni Opole (i inne, podobne) są zbyt duże dla polskiego systemu elektroenergetycznego – chodzi tu o uwarunkowania systemowe, na które składają się zarówno obecna wielkość systemu (obciążenie szczytowe około 25 GW, obciążenie nocne często spadające poniżej 12 GW), jak i o małe roczne przyrosty rynku (rzędu 1%, przekładające się na roczny przyrost mocy szczytowej nie większy niż 250 MW). To pociąga za sobą wiele negatywnych konsekwencji.

**8.** Po pierwsze, przy czasie budowy bloków wynoszącym 5 lat i ponad 7-krotnym przewyższeniu rocznego przyrostu mocy w KSE przez moc znamionową bloków powstaje problem kosztów zamrożenia kapitału w okresie budowy oraz kosztu nieadekwatności inwestycji względem mocy szczytowej zapotrzebowania systemu w pierwszych latach po uruchomieniu bloków (łącznie jest to ponad 10 lat). Po drugie, dobrych parametrów bloków, stanowiących podstawę optymistycznych szacunków ekonomicznych na etapie podejmowania decyzji inwestorskich, nie da się w KSE wykorzystać, bo przyjęty roczny czas wykorzystania mocy znamionowej bloków wynoszący 7500 godzin jest w KSE absolutnie nierealny, zwłaszcza jeśli uwzględni się, że moc zapotrzebowana w dolinie nocnej jest w systemie często mniejsza od 12 GW. Skutkiem będzie zaniżanie mocy bloków, a nawet ich wyłączenie, a to będzie powodować silną obniżkę sprawności.

**9.** O polityczno-energetycznej kolonizacji Polski świadczy dobitnie struktura największych przedsiębiorstw w Polsce [14]. Jest to struktura epoki industrialnej (a nie epoki wiedzy). Mianowicie, wśród największych polskich przedsiębiorstw dominują przedsiębiorstwa energetyczne (podobnie jest tylko w Rosji). W pierwszej dziesiątce jest ich w Polsce aż 5 [9]. Są to: PKN Orlen (1), Lotos (2), PGE (3), PGNiG (5) i Tauron (7); w drugiej dziesiątce dochodzą jeszcze 4: BP Europe (14), Energa (18), Kompania Węglowa (19), Enea (20). W

pierwszej dwudziestce nie ma ani jednej firmy technologicznej, są natomiast firmy surowcowe – KGHM (6) i ArcelorMittal (15). (W pierwszej dwudziestce są także 4 firmy handlowe, 2 banki, 1 firma ubezpieczeniowa, 1 firma infrastrukturalna/telekomunikacyjna i 1 montownia samochodów). Pierwsza firma produkcyjno-montażowa w przemyśle ICT pojawia się dopiero w trzeciej dziesiątce i jest to LG Electronics (22) – podkreśla się, że nie jest to jeszcze firma technologiczna.

**Energtyka prosumencka i ekonomia behawioralna vs *homo energeticus* i *homo economicus*.** Na rys. 1 przedstawia się (w kontekście polskim), na czym polega przełom energetyczny. Potężną elektroenergetykę korporacyjną na rysunku reprezentuje, w sposób najbardziej zsyntetyzowany, dobowy profil produkcji energii elektrycznej (profil KSE). Istotą przełomu jest sygnał sterujący sprzężony z tym profilem, powiązany z ceną *ex ante* na giełdzie lub *ex post* na rynku bilansującym (RB), wysyłany w sposób ciągły w obszar energetyki prosumenckiej, zarządzanej (w sposób indywidualny u prosumentów) infrastrukturą smart grid EP.

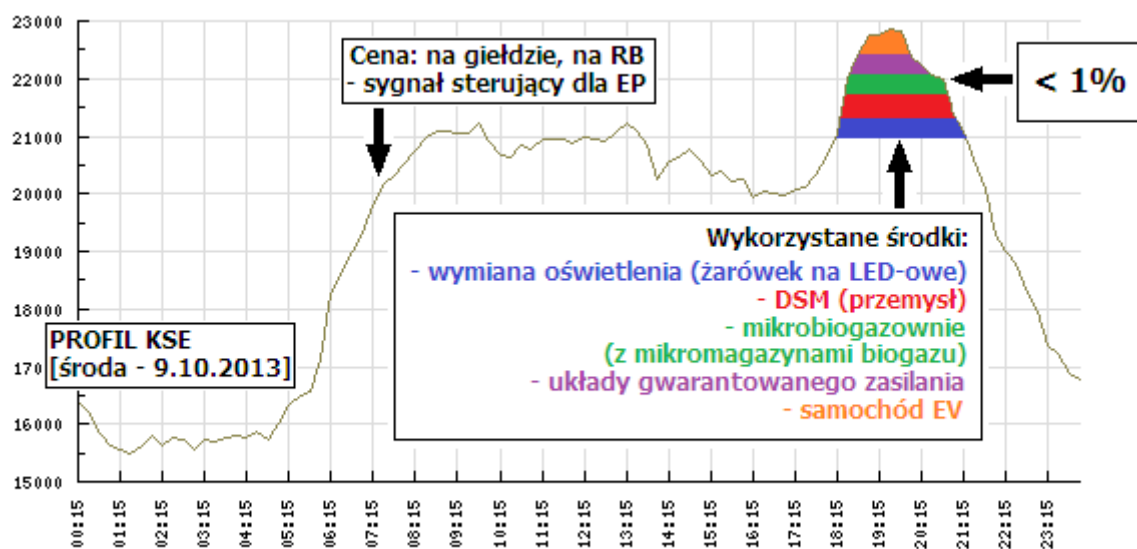


Rys. 1. Profil KSE i sygnał sterowniczy „sprzężony” z profilem, wysyłany w sposób ciągły w obszar energetyki prosumenckiej (PE). PME – prosumenckie (budynkowe) mikroinstalacje energetyczne, PISE – prosumenckie (lokalne: samorządowe, spółdzielcze, wspólnotowe) inteligentne sieci energetyczne, AG – autogeneracja (u przedsiębiorców, w przemyśle)

Poszczególne zbiory prosumenckie w trzech głównych segmentach EP, to: PME 1 – domy jednorodzinne, PME 2 – wspólnoty mieszkaniowe, PME 3 – szkoły, szpitale, urzędy gminne, ..., PME 3 – gospodarstwa rolne (socjalne, małotowarowe, wielkotowarowe), PISE 1 – spółdzielnie mieszkaniowe, PISE 2 – wsie/sołectwa/kolonie, PISE 3 – gminy (wiejskie, wiejsko-miejskie), PISE 4 – miasta, AG – hotele, markety (super markety), biurowce, ..., AG 3 – energetyka PKP, 4 – przemysł. Podane na rys. 1 udziały energii elektrycznej przypisane poszczególnym segmentom EP (15%, 15%, 20%, 50%) mają tylko charakter „wywoławczy”.

Istotą współczesnego przełomu energetycznego w kontekście uniwersalnym jest walka przeciwieństw (kategoria odwieczna, uniwersalna) w procesie transformacji *homo energeticusa* (i *homo economicusa*) w prosumenta. *Homo energeticus* (w tym wypadku sojusz polityczno-energetyczny) i *homo economicus* (dodatkowo jeszcze banki) chce deficyt obciążenia w KSE po 2015 roku, spowodowany dyrektywą 2010/75 (środowiskową), likwidować za pomocą bloków jądrowych i węglowych, pogłębiając zresztą znacznie większy problem nadmiaru mocy w dolinie nocnej. *Homo energeticus* chce tak robić, bo tak się robiło przez ostatnie 60 lat, czyli od czasów, kiedy zaczęły się kształtować wielkie systemy elektroenergetyczne. *Homo economicus* dlatego, że tak się robiło przez ostatnie 30 lat (od czasu, kiedy rozpowszechnił się model finansowania projektów WEK przez rynki kapitałowe za pomocą formuły *project finance*). Obaj (*homo energeticus* i *homo economicus*) mają też wielki interes w tym, aby wielkie inwestycje powstawały. Prosument (szeroko rozumiany, łącznie z przemysłem) ma inny interes, a obecnie ma również możliwości (jeszcze parę lat temu ich nie miał).

**Energetyka prosumencka – róg obfitości.** Rząd powinien dopuścić inne możliwości likwidacji problemów związanych ze szczytem w KSE. Mianowicie wykorzystać do tego (w bardzo zróżnicowany sposób) róg obfitości, z którego może czerpać [12, 15] energetyka prosumencka, szeroko rozumiana. Na pewno można wykorzystać wymianę żarówek na oświetlenie ledowe, DSM w przemyśle, mikrobiogazownie z mikromagazynami biogazu (i przewymiarowanymi agregatami kogeneracyjnymi oraz zasobnikami ciepła), agregaty w układach gwarantowanego zasilania odbiorców, samochody elektryczne i wiele innych. Oczywiście, w pewnych sytuacjach potrzebne jest wsparcie i regulacje prawne, w pewnych tylko regulacje prawne, w innych aktywność operatorów (przede wszystkim OSP), zawsze potrzebne jest nowe *know how*.



Rys. 2. Przykładowe możliwości prosumenckiej „odpowiedzi” na antycypowany deficyt mocy po 2015 roku (spowodowany dyrektywą 2010/75)

Przewyższenie szczytu wieczornego nad porannym na rys. 2 (środa, październik), to około 2 GW. Wymiana kilku mln żarówek 100 W i kilkunastu mln żarówek 60 W na ledowe umożliwiłoby zmniejszenie tego przewyższenia o 50%, a nawet więcej. Wykonanie takiego zadania w ciągu 2 najbliższych lat nie jest niczym trudnym (zwłaszcza jeśli rząd przeprowadziłby masową kampanię edukacyjną). A strona ekonomiczna przedsięwzięcia jest



niezwykle atrakcyjna. Mianowicie, w oświetlenie ledowe prosumenci musieliby zainwestować dodatkowo w ciągu tych dwóch lat nie więcej niż 300 mln PLN (w ciągu całego życia bloku węglowego 1 GW, kosztującego 7 mld PLN, byłoby to nie więcej niż 1,5 mld PLN). Dalej, opłacalność zastąpienia żarówki tradycyjnej 100 W żarówką ledową, liczona w całym czasie życia żarówki ledowej (40 tys. godzin) w cenach stałych jest bardzo wysoka, na pewno nie mniejsza niż 5-krotna (dla żarówki 60 W jest nieznacznie mniejsza niż dla żarówki 100 W).



Rys. 3. Problem braku miejsca dla bloków korporacyjnych (podstawowych: jądrowych, gazowych *combi*, węglowych na węgiel brunatny, węglowych na węgiel kamienny) w dolinie nocnej

**Kogeneracja prosumencka vs korporacyjne bloki podstawowe.** Analizując pola doliny nocnej i szczytu wieczornego na rysunkach 2 i 3, dochodzi się (pośrednio) do wniosku, że problem doliny staje się dla energetyki korporacyjnej dramatyczny. Powodem jest fakt, że kogeneracja w całej energetyce prosumenckiej (we wszystkich jej segmentach) będzie wypierać na rynku w dolinie nocnej (podstawowe) bloki korporacyjne (będzie to wypieranie poprzez zaniżanie ich mocy, albo nawet poprzez wyłączenia). Na skutek tego ekonomika bloków korporacyjnych będzie się gwałtownie pogarszać (będzie następować obniżka sprawności bloków, pojawią się koszty odstawiania bloków).

Zapowiedź nadchodzących kłopotów elektroenergetyki korporacyjnej dają następujące przykładowe inwestycje zrealizowane/realizowane (2013-2015) w energetyce przemysłowej. **PKN Orlen** realizuje łańcuch wartości obejmujący inwestycje w użytkowanie oraz w wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby własne (i na rynek, ok. 50%) oraz ciepła do celów procesowych. W wyniku już w końcu 2015 roku rozpocznie pracę blok *combi* 463 MW (potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej – 3,5 TWh). **KGHM** realizuje łańcuch wartości obejmujący inwestycje w użytkowanie i wytwarzanie energii elektrycznej. W rezultacie zużycie energii elektrycznej w 2012 roku wyniosło 2,5 TWh vs 4 TWh/a w wariacie *business as usual*, a w 2013 roku uruchomiono bloki *combi* 2x45 MW (potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej – 0,7 TWh). **Stora Enso** (Ostrołęka, producent wyrobów drzewnych i papierniczych) realizuje łańcuch wartości obejmujący produkcję energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji oraz utylizację odpadów (w procesie współpalania z węglem): wykorzystanie własnych odpadów (kora + biogaz i osady włókniste z przemysłowej oczyszczalni ścieków) oraz z rynku, ze sprawnością 17% + 70% dla energii elektrycznej i ciepła, odpowiednio. W ramach działań charakterystycznych dla tego łańcucha

wybudowano blok kogeneracyjny wielopaliwowy (36+164) MW (moce elektryczna i ciepła, odpowiednio); w 2013 roku był realizowany ruch gwarancyjny bloku (potencjalna roczna produkcja energii elektrycznej – 0,3 TWh). **Koksownia Przyjaźń** (roczna produkcja koksu 3 mln ton) realizuje łańcuch wartości obejmujący bloki kogeneracyjne opalane gazem koksowniczym (istnieją 3 bloki o łącznej mocy elektrycznej 39 MW). W budowie (grudzień 2011-czerwiec 2014) jest blok o mocy elektrycznej 71 MW (blok zapewni wykorzystanie produkcji gazu koksowniczego 40 tys. m<sup>3</sup>/h).

**Zakończenie.** Na rozwiązania połowiczne jest już za późno. Dlatego w okresie 2014÷2020 konieczna jest II reforma energetyki, jeszcze bardziej radykalna od tej reformy elektroenergetyki, która była zrealizowana – w powiązaniu ze zmianami ustrojowymi – w pierwszej połowie lat '90 ubiegłego wieku. Przebudowa polskiej energetyki od sektorowej do prosumenckiej wymaga przede wszystkim przebudowy polskiej polityki energetycznej (obowiązująca polityka, z horyzontem do 2030 roku, zupełnie nie przystaje do dokonującej się rewolucji energetycznej na świecie). W szczególności potrzebne jest zastąpienie polityki doktryną bezpieczeństwa energetycznego, adekwatną do globalnych trendów (konsekwentnie, za doktryną potrzebne są regulacje prawne wywołujące pożądane przemiany).

W tym miejscu proponuje się następującą doktrynę. Horyzont 2020 (koniec rozpoczynającego się w 2014 roku unijnego okresu budżetowego, dedykowanego w istotnym stopniu przebudowie energetyki) jest granicznym horyzontem ulg (w zakresie ponoszenia kosztów zewnętrznych) dla energetyki WEK i wsparcia dla energetyki OZE. Czyli na przełomie obecnej dekady następuje, zgodnie z doktryną, wyłączenie energetyki ze sfery specjalnych wpływów politycznych.

Jest to warunek wykorzystania zasobów (rogu obfitości) energetyki prosumenckiej. W wyniku pobudzenia do działania samych prosumentów nastąpią nowe zjawiska: ludność zacznie masowo stosować nowe źródła światła, zacznie wykorzystywać smart grid EP do programowania pracy pralek (automatów pralniczych) i zmywarek, właściciele domów przejdą do ich głębokiej termomodernizacji, rolnicy zaczną instalować mikrobiogazownie (utylicyjno-rolnicze, z mikromagazynami biogazu), ... Ponadto, uwolniona zostanie przedsiębiorczość i kapitał, który mali i średni przedsiębiorcy posiadają w bankach (co najmniej 200 mld PLN). Wyzwolona zostanie na wielką skalę innowacyjność.

W ślad za doktryną powinien zostać sformułowany narodowy program wykorzystania przebudowy energetyki do rewitalizacji zasobów mieszkaniowych i restrukturyzacji rolnictwa oraz modernizacji obszarów wiejskich [16] (niemiecki program *Energiewende* powinien być w tym wypadku silną inspiracją). Istnieje oczywiście wiele innych kierunków działań, w tym w obszarze energetyki przemysłowej.

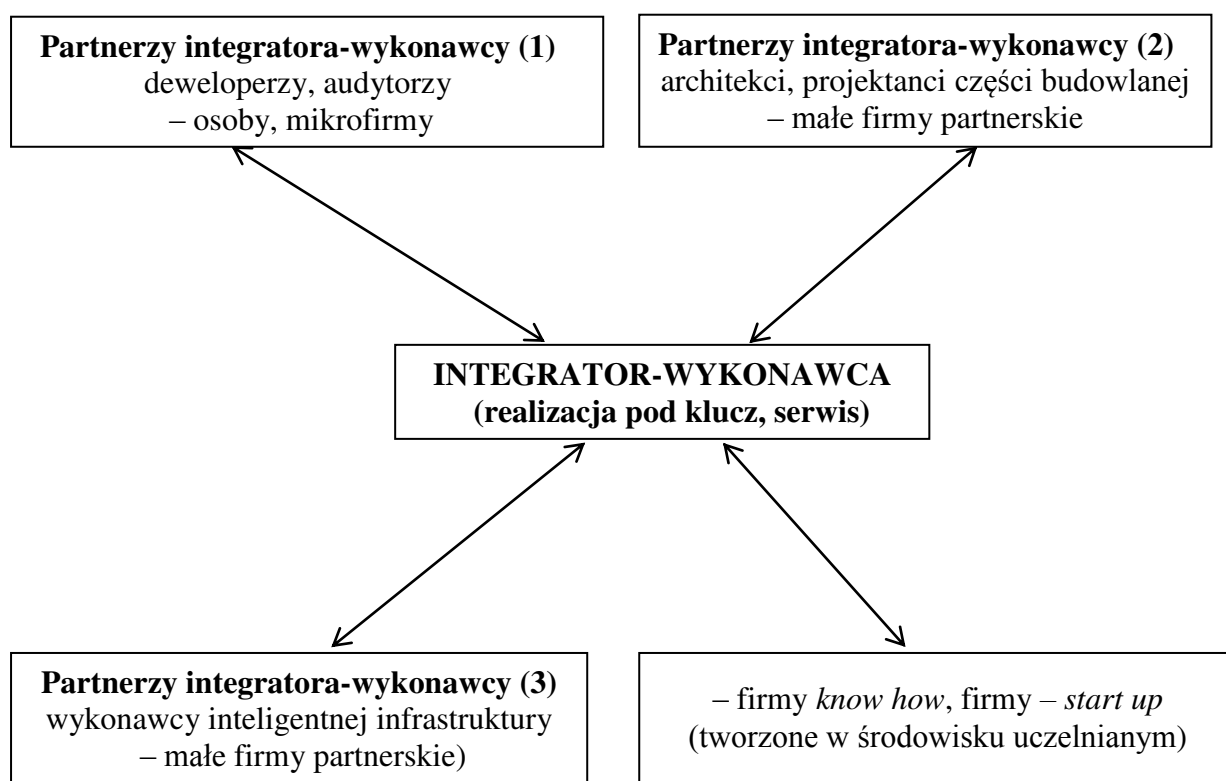
Brak działań na rzecz przebudowy energetyki może mieć tylko jeden skutek: większą przegraną sojuszu polityczno-korporacyjnego. Dobitnie dowodzi tego rozwój sytuacji w Japonii po awarii w Elektrowni Fukushima [17]. Tam na skutek braku otwarcia „wioski nuklearnej” na potrzebę zmiany sposobu działania doszło do przebudowy sił: powstało w ekstremalnie szybkim czasie społeczeństwo obywatelskie, z zasadniczym wpływem na strategię energetyczną Japonii, sojusz polityczno-korporacyjny stracił natomiast bezpowrotnie dawną siłę.

## **Zał. 8. SIECIOWA STRUKTURA BIZNESU NA RYNKU EP (w segmencie budynkowym)**

Na rysunku pokazano w największym uproszczeniu strukturę biznesu sieciowego właściwą dla startowego (obecnego) etapu rozwoju rynku EP. W strukturze tej kluczowi, bo na obecnym etapie „deficytowi”, są: integrator-wykonawca oraz firmy *know how* (*start up*).

Powszechnie za czynnik hamujący rozwój rynku EP w Polsce uznaje się brak wsparcia ekonomicznego, czyli brak odpowiednich regulacji prawnych (ustawowych). W tym zakresie nie należy się spodziewać przełomu, por. przypis 2 w Raporcie. Wielkie znaczenie dla perspektyw rozwoju rynku EP mogłoby mieć przyjęcie na poziomie państwa odpowiednich strategii/programów, na przykład takich jak Krajowy/Narodowy program rewitalizacji zasobów budynkowych i restrukturyzacji rolnictwa (modernizacji obszarów wiejskich) [16]. Jednak w tym zakresie również nie można liczyć na przełom.

Z drugiej strony (na drugim biegunie) powstają regulacje samorządowe, które na pewno są już uwarunkowane rosnącym kapitałem społecznym, znowu por. w przypisie 2 w Raporcie, i będą pobudzać rozwój rynku EP. Jest to na przykład decyzja Sejmiku Województwa Małopolskiego o eliminacji węgla z ciepłownictwa rozproszonego, którą można uznać za początek likwidacji 1 mln indywidualnych pieców/kotłów węglowych w Polsce, i tym samym otwarcie drzwi do rozwoju rynku EP, w szczególności do zastosowań takich technologii jak: technologie domu pasywnego, piece/kotły na biomasę stałą, kolektory słoneczne, pompy ciepła, mikrobiogazownie (w gospodarstwach rolnych) i inne.



Rys. Struktura biznesu sieciowego na rynku EP (w segmencie budynkowym)

Uznając brak wsparcia ekonomicznego kreowanego ustawowo i brak strategii/programów (na poziomie państwa) za barierę, a narastającą aktywność samorządów za czynnik pobudzający, trzeba jednak stwierdzić, że zasadnicze uwarunkowania dotyczące rozwoju rynku EP tkwią obecnie gdzie indziej. Mianowicie, są one związane z naturą charakterystyczną ogólnie dla innowacji przełomowych, do których należy energetyka prosumencka. W tym kontekście istotne jest stwierdzenie, że rynku EP praktycznie nie ma, a potencjali rynkowi, czyli energetyczne przedsiębiorstwa korporacyjne, rynku tego nie rozwiną z wielu powodów, między innymi dlatego, że z innowacjami przełomowymi sobie nie radzą i

nie wykorzystują ich – generalnie, a nie tylko w energetyce – do zapewnienia sobie przyszłości [6].

Ponieważ rynku EP jeszcze nie ma, to do przedsiębiorców-liderów (pretendentów rynkowych) należy jego ukształtowanie. Na rysunku przedsiębiorca-lider jest nazwany integratorem-wykonawcą (taka nazwa określa tu w przybliżeniu zakres działania pretendenta na rynku EP). Poniżej formułuje się pięć uwag przedstawiających wybrane uwarunkowania dla pretendentów na rynku EP.

**1.** Ponieważ regulacje prawne (OZE, ale nie tylko) nie zapewniają w Polsce, na obecnym etapie, opłacalności biznesowej zastosowań poszczególnych technologii (rozwiązań) traktowanych odrębnie, to trzeba kształtować technologie referencyjne obejmujące łańcuchy wartości właściwe dla charakterystycznych ścieżek rozwoju rynku EP. Trzy takie ścieżki dotyczą (modelowo) następujących potencjalnych segmentów tego rynku: 1° - prosumenci biedni (niezorientowani w nowych technologiach: właściciele domów, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe), 2° - prosumenci bogaci (w tym przedsiębiorcy), przy tym szukający innowacyjnych rozwiązań, 3° - prosumenci korzystający z systemów wsparcia (NFOŚiGW, WFOŚiGW, RPO, NCBiR i innych).

**2.** Przyszły sukces integratora-wykonawcy, pretendenta na rynku EP, będzie zależał od wyboru właściwej kolejności implementacji technologii prosumenckich. W wielkim uproszczeniu można przyjąć za racjonalną kolejność następującą.

2.1. Modernizacja oświetlenia (zastosowanie oświetlenia ledowego).

2.2. Głęboka termomodernizacja (wykorzystanie technologii domu pasywnego).

2.3. Ogrzewanie, produkcja ciepłej wody użytkowej, klimatyzacja (kocioł gazowy, kolektor słoneczny, pompa ciepła, kominek biomasowy).

2.4. Smart grid EP.

2.5. Mikrobiogazownia, układ MOA (mikrowiatrak, ogniwo PV, akumulator).

2.6. Samochód elektryczny EV

**3.** „Ogrzewanie, produkcja ciepłej wody użytkowej, klimatyzacja (kocioł gazowy, kolektor słoneczny, pompa ciepła, kominek biomasowy), p. 2.3, traktuje się tu jako zestaw możliwych technologii do wykorzystania (po zrealizowaniu głębokiej termomodernizacji; przed głęboką termomodernizacją nie należy wykonywać żadnych inwestycji w źródła ciepła) przy kształtowaniu „ciepłowniczej” technologii referencyjnej. Technologia referencyjna dla poszczególnych segmentów energetyki budynkowej (obejmująca wybrany zestaw urządzeń współpracujących ze sobą w integralny sposób) jest ciągle sprawą otwartą, bo systemy wsparcia są niestabilne. W takiej sytuacji proponuje się (na podstawie statystycznego rozpoznania rynku) technologie referencyjne kształtować wokół pompy ciepła.

**4.** „Smart grid EP”, p. 3.4, traktuje się jako inteligentną infrastrukturę, która integruje infrastrukturę inteligentnego domu (obecnie głównie system KNX/EIB) z prosumencką infrastrukturą „energetyczną”. Do tej ostatniej zalicza się: sygnały sterujące przesyłane z SEE (system elektroenergetyczny) – przez operatora OSP (przesyłowego) lub/i operatorów dystrybucyjnych (OSD) do licznika inteligentnego prosumenta, zał. 7, rys. 1; sieć komunikacyjna u prosumenta, np. WiFi; sterowniki PLC w urządzeniach AGD. Prosumencka infrastruktura „energetyczna” już obecnie może służyć do włączenia AGD (pralki, zmywarki, ale nie tylko) do zbioru środków DSM (przesuwanie obciążenia ze szczytu w dolinę nocną; profil obciążenia/produkcji SEE). Stopniowo będzie służyć zarządzaniu źródłami wytwórczymi.

**5.** „Mikrobiogazownia, układ MOA (mikrowiatrak, ogniwo PV, akumulator)”, p. 3.5, jest to zestaw technologii wytwórczych energii elektrycznej, pozwalający na ukształtowanie „elektrycznej” technologii referencyjnej. Mikrobiogazownia, to technologia, która na początku oznacza mikrobiogazownię rolniczo-utylicyjną, z zasobnikiem biogazu do wykorzystania zmagazynowanego biogazu w szczycie dobowym obciążenia SEE (bardzo

ważna technologia w świetle antycypowanego deficytu mocy w KSE (krajowy system elektroenergetyczny) po wejściu w życie dyrektywy 2010/75, która spowoduje po 2014 roku odstawienie bloków (ze względu na wymagania środowiskowe) o mocy ponad 3 GW. Z kolei MOA, to technologia docelowa. W początkowym etapie rozwoju technologii prosumenckich będzie to najczęściej albo mikrowiatrak (samodzielnie), albo ogniwo PV (też samodzielnie), w jednym i drugim przypadku z przekształtnikiem energoelektronicznym (ewentualnie z małym zasobnikiem akumulatorowym, zwłaszcza na obszarach, gdzie awaryjność sieci rozdzielczych jest duża i akumulator może służyć do zasilania awaryjnego odbiorników wrażliwych).

*Datowanie (wersja oryginalna) – luty 2013 r. Wersja zmodyfikowana (1) – 12.12.2013 r.  
Wersja zmodyfikowana (2) – 15.04.2013 r. Wersja zmodyfikowana (3) – 16.10.2014 r.*