

Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej

Dokument powiązany ze *Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, z dnia 31 maja 2011 r., zwanym „Stanowiskiem Prezesa URE ws. AMI”.*

Przedmiotowy dokument określa strukturę rynku danych pomiarowych, w szczególności przesłanki na rzecz postulowanego modelu tego rynku oraz rolę nowego podmiotu na tym rynku – Operatora Informacji Pomiarowej. Akceptacja opisanego tu modelu będzie stanowić podstawę do dalszych działań, w szczególności podjęcia decyzji z zakresu polityki energetycznej i działań legislacyjnych, mających na celu jego zorganizowanie i wdrożenie.

Zamiast wstępu

***„Produkcja energii w Polsce bardzo powoli odchodzi od struktury scentralizowanej.
Czy inteligentne sieci mają szanse rozwoju w Polsce bez ograniczania się jedynie
do inteligentnego opomiarowania?”***

Na wstępie wypada podkreślić, że nie każda forma inteligentnego opomiarowania służy budowaniu inteligentnej sieci, tak więc całkiem realne jest ryzyko wdrożenia inteligentnego opomiarowania, które nie będzie nawet wstępem do inteligentnej sieci. Nie są to bowiem pojęcia wzajemnie równoważne, które mogą być stosowane zamiennie.

Podobnie względna jest kwestia scentralizowania struktury wytwarzania energii. Jego wysoki poziom, aktualnie obserwowany w Polsce, jest wynikiem zarówno zdominowania energetyki przez węgiel (pojedyncze źródła wytwórcze czerpią z efektu skali), jak i polityki właścicielskiej Państwa (konsolidacja podmiotowo-prawna przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego). Można jednak wyobrazić sobie sytuację, w której rozproszone jednostki wytwórcze, oparte na innych niż węgiel nośnikach energii pierwotnej, będą funkcjonowały w formule „elektrowni wirtualnej” w dalszym ciągu w silnie scentralizowanej strukturze organizacyjnej.

Nie budzi więc wątpliwości obecność w Polsce bardzo silnych uwarunkowań na rzecz zachowania status quo, wynikających z uwarunkowań naturalnych (dominujące zasoby energii pierwotnej w postaci węgla), jak i społeczno-politycznych (przekonanie o strategicznym dla państwa charakterze sektora paliwowo-energetycznego, „etos” miejsc pracy, wpływ silnych ośrodków gospodarczych na politykę).

Z drugiej strony, nie wolno lekceważyć zjawisk i procesów całkowicie nowych w rzeczywistości gospodarczej, takich jak:

- ryzyko zachwiania pewności (niezawodności i ciągłości) dostaw energii elektrycznej, jako superpozycja ryzyka deficytu mocy w horyzoncie kilku lat oraz ponawiających się ostatnimi laty rozległych awarii sieci z przyczyn meteorologicznych,*
- dynamiczny rozwój technologii wytwarzania energii elektrycznej w mikroskali, nie wymagających specjalistycznej wiedzy, dla których barierę wejścia na rynek obniża dodatkowo dynamiczny wzrost kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną metodami tradycyjnymi,*
- postępująca ekspansja nowych technologii wykorzystania i generacji energii elektrycznej (np. samochodów elektrycznych), stawiająca nowe wymagania wobec systemu elektroenergetycznego, ale też otwierająca przed nim całkowicie nowe perspektywy, w szczególności w kwestii sterowania jego pracą na rzecz utrzymania go w równowadze.*

Procesy te pozwalają wyposażyć odbiorców w kompetencje dotychczas zastrzeżone dla „wtajemniczonych”, co więcej, stymulują odbiorców, by po te kompetencje sięgać coraz śmielej. W praktyce mamy więc do czynienia z wyborem pomiędzy albo całkowicie żywiołowym rozwojem „dzikich” instalacji wytwórczych zorientowanych na samozaopatrzenie się poszczególnych odbiorców, w obliczu załamania sektora tradycyjnego, albo zorganizowanym działaniem na rzecz włączenia inicjatyw oddolnych do realizacji wspólnego celu.

Tytułowe pytanie należałoby więc zamienić w następującą tezę: to wdrożenie inteligentnych sieci jest szansą dla utrzymania rozwoju gospodarczego, a służy temu między innymi inicjatywa Prezesa URE w postaci „Stanowiska w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych...”, którego celem jest zdefiniowanie minimalnych wymagań dla instalowanej infrastruktury w taki sposób, by stanowiła realny wstęp do budowy inteligentnej sieci, wg formuły Smart Metering Smart Grid Ready.

Cel przygotowania Stanowiska

Warunkiem koniecznym, by infrastruktura komunikacyjno-pomiarowa, będąca przedmiotem „Stanowiska Prezesa URE ws. AMI” opublikowanego w dniu 2 czerwca 2011 r.¹⁾ spełniła stawiane przed nią oczekiwania, jest zapewnienie warunków do pełnego, właściwego a zarazem bezpiecznego wykorzystania jakościowo nowego zjawiska, jakim będzie informacja dostarczana przez ww. infrastrukturę AMI²⁾.

Jednym z kluczowych problemów utrudniających rozwój rynku energii (zarówno w wymiarze handlowym, jak i technicznym) jest monopolizowanie prawa do posiadania i wykorzystywania istotnych dla rozwoju rynku informacji, w pierwszej kolejności przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) a w następstwie tego przez grupy kapitałowe, w skład których OSD wchodzi. Ignorowany jest przy tym zarówno oczywisty fakt, jakim jest „naturalne”, wyłączne prawo odbiorcy do dysponowania informacją o jego potrzebach i zachowaniu (wielkość i profil zapotrzebowania na energię i moc), jak i fakt realizowania przez OSD celu publicznego (w odniesieniu do informacji dotyczących sieci, istotnych w szczególności z punktu widzenia procedur przyłączeniowych). Utrzymywanie tego stanu w przyszłości, po wdrożeniu Systemu AMI, spowodowałoby nie tylko zachowanie, ale wręcz pogłębienie monopolistycznej przewagi przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego nad odbiorcami energii elektrycznej.

Wobec powyższego nieodzowne jest zorganizowanie rynku danych pomiarowych w sposób, który pozwoli uniknąć zasygnalizowanych powyżej zagrożeń, wprowadzając nową jakość w relacjach rynko-

¹⁾ http://www.ure.gov.pl/porta1/odb/505/4126/Stanowisko_regulatora_w_sprawie_niezbednych_wymagan_wobec_inteligentnych_systemo.html

²⁾ Advanced Metering Infrastructure – infrastruktura pomiarowa z dwustronną komunikacją.

wych, nadszanie do wyzwania w wymiarze technicznym, jakim będzie wzrost ilości informacji dostarczanych przez Systemy AMI oraz pojawienie się i rozwój możliwości świadczenia przez odbiorców usług na rzecz Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w zakresie generacji energii i świadczenia usług systemowych w mikro skali, z wykorzystaniem Infrastruktury AMI i HAN³⁾.

Konieczność uruchomienia rynku opomiarowania sieci energetycznych należy traktować jako pierwszy etap procesu otworzenia rynku energetycznego na postęp techniczny, technologiczny i konkurencyjne relacje rynkowe. Rozwój przemysłu, techniki i technologii w obszarze ICT stworzył olbrzymie szanse dla innowacyjności, których wdrażanie jest niemożliwe lub istotnie ograniczone ze względu na rozwiązania prawno-regulacyjne rządzące rynkiem energetycznym. Model rynku opomiarowania sieci energetycznych zdecyduje o tym, jak efektywnie będziemy mogli wykorzystać zdolności innowacyjne przemysłu ICT dla podniesienia efektywności energetycznej oraz otwartości na konkurencję poprzez odtworzenie możliwości technicznych i prawnych dla implementacji nowych rozwiązań technicznych, modeli biznesowych realizowanych na w pełni konkurencyjnym rynku towarów i usług w obrocie energią. Ważnym jest również ustanowienie warunków do rozwoju konkurencji, co w warunkach gospodarki rynkowej stanowi jedyne zabezpieczenie przed nadmiernym wzrostem cen. W związku z powyższym, model rynku powinien utrudniać lub uniemożliwiać zachowania monopolistyczne operatorów zasiedziałych. W szczególności rynek danych pomiarowych powinien być wspólny dla wszystkich rynków energii sieciowej i otwarty na rynek innych pomiarów, w tym niezbędnych dla funkcjonowania infrastruktury komunalnej, jak np. pomiary zużycia wody.

Podstawową cechą proponowanego modelu jest upodmiotowienie odbiorcy energii elektrycznej. Odbiorca, mając dostęp do informacji o zużyciu mediów, będzie dysponować wiedzą pozwalającą mu prowadzić działania w zakresie bardziej efektywnego wykorzystania energii. Będąc dysponentem swoich danych pomiarowych i posiadając realną możliwość sprawnej zmiany sprzedawcy, odbiorca – klient będzie miał również możliwość kreowania nowego poziomu konkurencji, stając się kluczowym graczem na rynku.

Postulowany model jest również wypełnieniem koncepcji Sieci Inteligentnej (Smart Grid), która zakłada nieskrępowany dwukierunkowy przepływ informacji pomiędzy podmiotami rynku energii elektrycznej. Informacja ta służy optymalnemu wykorzystaniu infrastruktury systemu elektroenergetycznego, zapewniając odbiorcom zarówno większą pewność zaopatrzenia w energię elektryczną, jak również korzyści ekonomiczne. Istotą wdrożenia koncepcji Smart Grid jest zapewnienie dostępności informacji o bieżącym stanie zużycia przez odbiorców końcowych, jak też o stanie sieci. Można określić, że miarą poziomu wdrożenia koncepcji Smart Grid będzie dostępność i jakość tych informacji oraz liczba decyzji podejmowanych na ich podstawie (w szczególności ich „gęstość” w czasie i przestrzeni).

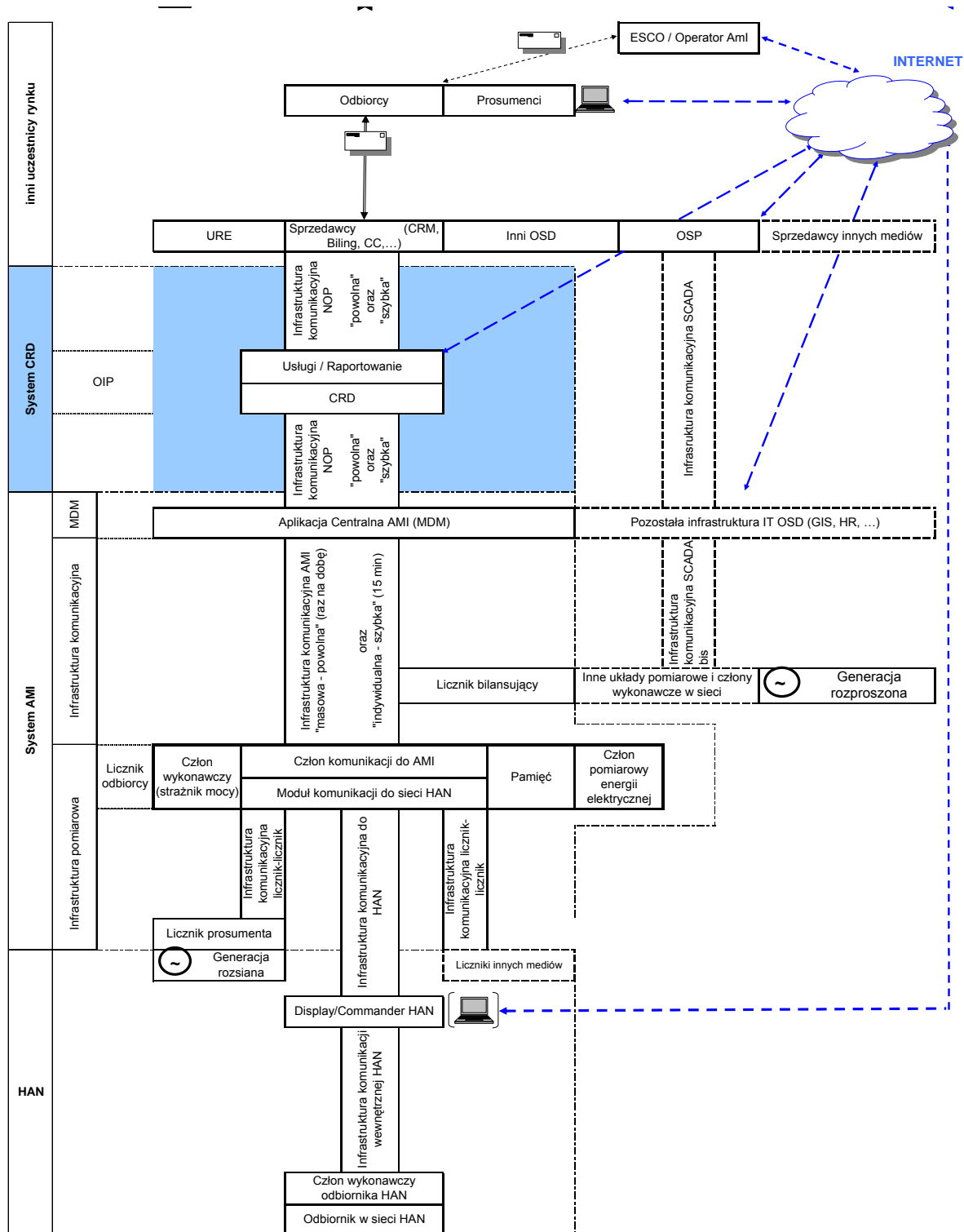
Podsumowując, celem przygotowania niniejszej Koncepcji jest sprecyzowanie przesłanek dla rozstrzygnięcia optymalnego kształtu organizacji rynku danych pomiarowych, w świadomości, że ostateczne rozstrzygnięcie leży poza zakresem kompetencji ustawowych Prezesa URE, ale z drugiej strony to właśnie na Prezesie URE, jako odpowiedzialnym za promowanie konkurencji energii na rynkach energii, spoczywa obowiązek przygotowania podstaw dla racjonalnych decyzji w tej sprawie.

Charakterystyka dokumentu

Przedmiotowy dokument, na podstawie przeprowadzonej w nim dyskusji funkcji celu i alternatywnych form ich osiągnięcia, określa optymalny w ocenie Prezesa URE kształt rynku danych pomiarowych, stanowiąc punkt wyjścia i podstawę do dalszych działań mających na celu zdefiniowanie ram prawnych i organizacyjnych tego rynku.

Na rys 1. wskazany został fragment architektury logicznej systemu inteligentnego opomiarowania Smart Grid Ready, będący przedmiotem niniejszego Stanowiska.

³⁾ Home Area Network – Sieć (w) Przestrzeni Domowej – infrastruktura komunikacyjna oraz wyposażenie (odbiorniki i źródła energii elektrycznej) pozostające we własności i dyspozycji odbiorcy końcowego.



Rys. 1. Postulowane miejsce OIP w architekturze logicznej systemu „Smart Metering Smart Grid Ready” [wyjaśnienie użytych skrótów w rozdz. 9]

Zawartość dokumentu:

Zamiast wstępu	
Cel przygotowania Stanowiska	
Charakterystyka dokumentu	
Zawartość dokumentu	
1. Funkcje celu	6
2. Ogólna charakterystyka rynku danych pomiarowych	8
3. Rozważane formy realizacji funkcji celu	11
4. Uzasadnienie dla postulowanego umiejscowienia OIP w architekturze rynku pomiarów i zdefiniowanie jego roli	16
5. Zdefiniowanie założeń dotyczących sposobu powołania i funkcjonowania OIP	17
5.1. Wypracowanie wizji w zakresie akcjonariatu OIP, ze wskazaniem krytycznych uwarunkowań ...	17
5.2. Sposób ukonstytuowania spółki, tryb wyłaniania jej władz oraz sposób określenia gwarancji dla ich trwałości	19
5.3. Sposób finansowania działalności OIP w ramach mechanizmu redystrybucji korzyści pomiędzy segmentami rynku energii, realizowanego w systemie taryfikacji oraz określenie zasad jego kontroli	19
5.4. Ocena przyjętych modeli OIP pod kątem podstaw jego finansowania i zasad kontroli	21
6. Zdefiniowanie założeń polityki bezpieczeństwa, w szczególności dotyczących postępowania z danymi pozyskiwanymi i redystrybuowanymi przez OIP	21
6.1. Określenie zasad bezpieczeństwa informacji i infrastruktury pozyskiwania, transmisji, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych	21
6.2. Określenie zasad własności i przetwarzania danych pomiarowych i ich ochrony	22
6.3. Określenie katalogu informacji (danych) redystrybuowanych przez OIP oraz ogólnych zasad dostępu do nich i ich wymiany	23
6.4. Harmonogram archiwizowania danych pomiarowych w OIP	24
6.5. Szacunkowe określenie wpływu funkcjonowania OIP na koszty zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną	24
6.6. Katalog podmiotów uprawnionych do dostępu do danych przetwarzanych i archiwizowanych w OIP	25
7. Określenie zasad w zakresie własności infrastruktury licznikowej, w tym ewentualnego umożliwienia zakupu i instalacji licznika przez odbiorcę	25
7.1. Przypadek odbiorcy komunalnego lub odbiorcy biznesowego na nN	25
7.2. Przypadek odbiorcy biznesowego na SN i WN	26
8. Podsumowanie	27
9. Słownik pojęć i skrótów	27
Zał. Analiza wariantów pod kątem zdolności wsparcia realizacji celu	31

1. FUNKCJE CELU

Jak wskazano we wstępnej części Stanowiska Prezesa URE ws. AMI, do zrealizowania są cztery fundamentalne cele:

- poprawa bezpieczeństwa pracy KSE – aspekt techniczny,
- poprawa konkurencyjności rynku energii – aspekt ekonomiczny,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii – aspekt ekologiczny,
- upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej – aspekt ekonomiczny i klimatyczny,

które mogą i powinny być realizowane poprzez:

- a) ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu,
- b) otwarcie KSE na generację rozproszoną i rozszaloną, ale funkcjonującą w sposób wzajemnie skoordynowany, pozwalający pogodzić jej rozwój z wymaganiami zachowania równowagi systemowej,
- c) włączenie odbioru rozproszonego, aktualnie odpowiedzialnego za kształtowanie szczytów obciążenia, do mechanizmów DSM,
- d) uruchomienie naturalnych (ekonomicznych a nie administracyjnych) mechanizmów poszukiwania poprawy efektywności wykorzystania energii (nie tylko elektrycznej), zarówno w jej strumieniu użytkowym, jak i już wykorzystanym (rekuperacja i recykling), ze szczególnym uwzględnieniem mechanizmów magazynowania energii i wygładzania na tej podstawie krzywych obciążenia z jednoczesną redukcją zapotrzebowania netto na energię i moc,
- e) wzmocnienie mechanizmów poprawy efektywności działalności energetycznej (wytwórczej i sieciowej, w obszarze inwestycji oraz kosztów operacyjnych i kosztów potrzeb własnych i różnic bilansowych).

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania w formule Smart Metering Smart Grid Ready wspiera realizację określonych powyżej celów.

Realizacja tak zdefiniowanego zadania „strategicznego” kreuje konieczność efektywnego rozwiązania szeregu problemów operacyjnych, w szczególności zachodzi konieczność:

- zoptymalizowania kosztów dostępu do informacji, zarówno dla odbiorców, jak i uprawnionych stron wchodzących z odbiorcą w biznesowe relacje,
- zapewnienia skutecznej ochrony (bezpieczeństwa) danych transmitowanych i przechowywanych,
- zorganizowania pod względem technicznym, prawnym i organizacyjnym wymiany informacji w ilości wielokrotnie (o wiele rzędów wielkości) przekraczającej ilość informacji pozyskiwanych, wykorzystywanych i archiwizowanych obecnie,
- zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do tych informacji wszystkim stronom do tego uprawnionym,
- zapewnienie standaryzacji w zakresie przekazywania danych pomiarowych.

Dodatkowo:

- wdrożenie inteligentnego opomiarowania powinno umożliwić wykorzystanie synergii z innymi sektorami, prowadząc do optymalizacji kosztów rozwiązań zapewniających korzyści dla wszystkich sektorów regulowanych (energia elektryczna, gaz, ciepło, woda) a nawet dla usług nieenergetycznych (medycznych, bankowych, itp.),
- wdrożenie inteligentnego opomiarowania powinno zapewnić możliwość rozwoju nowych usług okołoenerygetycznych, świadczonych przez firmy spoza branży (w szczególności tzw. firm ESCO, wspierających odbiorcę końcowego w optymalizowaniu jego potrzeb energetycznych, w tym tzw. Operatorów **AmI**, realizujących ww. cel z wykorzystaniem technologii „Internetu rzeczy”),
- wdrożenie inteligentnego opomiarowania powinno umożliwić uzyskanie korzyści w skali całej gospodarki a nie tylko wybranych segmentów sektora elektroenergetycznego.

Aktualnie w Polsce wciąż utrzymują się istotne bariery utrudniające wdrażanie systemów inteligentnego opomiarowania. Podstawową przeszkodą jest brak jasnych uregulowań w zakresie dostępu

do danych pomiarowych dla wszystkich uczestników rynku, co w połączeniu z ciągle silnym wpływem istniejących grup kapitałowych (grup energetycznych) na zachowania będących w ich składzie operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców stanowi istotną barierę rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.

Istotną przeszkodą jest również niepełne wdrożenie modelu funkcjonowania rynku energii elektrycznej w oparciu o umowy kompleksowe w odniesieniu do odbiorców indywidualnych i małych przedsiębiorstw.

Inne bariery dotyczą braku przyjętych standardów i regulacji w sferze rozwiązań technologicznych oraz niewystarczające regulacje tworzące podstawy do finansowania projektów.

Wypada także podkreślić, że poszukiwane rozwiązanie ma być najefektywniejszym środkiem do realizacji celów określonych powyżej. Cele te bowiem stanowią katalog szerszy niż stanowiący podstawę regulacji ustanowionych Dyrektywą 2009/72/WE (umożliwienie odbiorcy rozliczania się za energię na podstawie rzeczywistego a nie prognozowanego zużycia, z „wystarczającą” – tj. dorozumianą jako miesięczna – częstotliwością) i jedynie częściowo pokrywający się z celami określonymi w Dyrektywie 2006/32/WE (stworzenie ram dla bardziej efektywnego wykorzystywania energii). Co więcej, waga uwarunkowań krajowych (w szczególności aspekt techniczny – potrzeba przeciwdziałania zagrożeniu blackoutem) jest istotnie wyższa niż pro-efektywnościowych celów „ogólnoeuropejskich”. Tym samym uzależnianie decyzji o implementacji systemu od wyników wymaganej Dyrektywą 2009/72/WE analizy kosztów i korzyści (CBA) byłoby zamierzeniem chybionym, co podkreślił w swojej ocenie⁴⁾ z dnia 27 lipca 2011 roku zatytułowanej: *„Wnioski i rekomendacje dotyczące zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce”* Zespół Doradczy ds. związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci w Polsce, powołany przy Ministrze Gospodarki. Konieczne jest wręcz zastąpienie pytania: „Czy wdrożenie zdalnego (dwukierunkowego) opomiarowania się opłaca?” pytaniem: „Jakie funkcjonalności stowarzyszone ze zdalnym opomiarowaniem muszą być zapewnione, by założone cele zrealizować w sposób ekonomicznie uzasadniony?”

Jest to szczególnie istotne w sytuacji, gdy legislacja europejska⁵⁾ w sprawie efektywności energetycznej skupia uwagę głównie na aspekcie ogólnej poprawy efektywności wykorzystania energii, dla której osiągnięcia wskazuje się potrzebę wyposażenia odbiorców w liczniki pozwalające na oparcie rozliczeń na rzeczywistych wskazaniach. W tym kontekście kluczowy dla Polski aspekt techniczny – pozyskania narzędzia do efektywnej obrony przed przerwami w zasilaniu⁶⁾ – mógłby łatwo zejść na drugi plan.

Należy podkreślić, że w świetle wskazanych wyżej potrzeb, konieczne będzie, poza realizacją projektów wdrożenia inteligentnego opomiarowania w wymiarze technicznym, istotne wsparcie związanych z tym działań akcjami informacyjnymi skierowanymi do odbiorców końcowych oraz stworzenie (lub wręcz wymuszenie) warunków do wdrażania przez sprzedawców nowych cenników opartych o zmienną w czasie cenę energii elektrycznej. Celem tych działań powinna być odpowiedź strony popytowej (DR) na tyle znacząca, aby w istotny sposób zmniejszyć szczytowe zapotrzebowanie na moc ze strony odbiorców wyposażonych w inteligentne opomiarowanie.

Ostatnim, jakkolwiek nie mniej istotnym aspektem, jest konieczność zapewnienia efektywnej redystrybucji korzyści z wdrożenia systemu do tych segmentów gospodarki, które poniosą na jego wdrożenie nakłady niewspółmiernie większe od korzyści osiągalnych „lokalnie”. W tym miejscu ujawnia się niezbywalna rola i obowiązek Państwa, jako suwerena dysponującego zdolnością (mocą) zrównoważenia interesów i korzyści wszystkich podmiotów rynku energii, przy zapewnieniu równoprawnej pozycji w tym procesie dla odbiorcy energii. Odnotowania wymaga, że w krajach,

⁴⁾ W brzmieniu, m.in.: „Na podstawie już wykonanych analiz Zespół Doradczy rekomenduje odstąpienie od sporządzenia analizy, o której mówi Dyrektywa 2009/72/WE, co jest równoznaczne z przyjęciem prawnego obowiązku zainstalowania inteligentnych liczników u co najmniej 80% odbiorców do 2020 roku.”

⁵⁾ W szczególności projekt nowej dyrektywy efektywnościowej z dnia 22 czerwca 2011 r.

⁶⁾ Zarówno blackoutem, jak i „brownoutem”.

w których kwestie modelu rynku opomiarowania pozostawiono bez uregulowań prawnych oraz nie określono podstawowych wymagań funkcjonalnych, projekty utknęły w martwym punkcie⁷⁾.

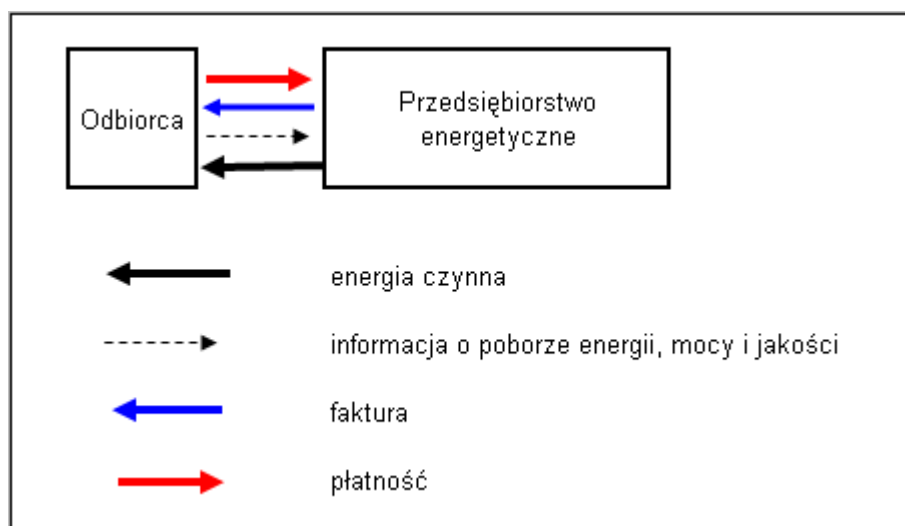
2. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA RYNKU DANYCH POMIAROWYCH

Kluczowa dla dalszych rozważań jest analiza struktury rynku danych pomiarowych, realizowanych na nim procesów i zależności wzajemnych jego uczestników.

Na rynku energii, funkcjonującym wg schematu aktualnego do 1 lipca 2007 r., mieliśmy do czynienia z następującymi procesami:

- a) fizyczna dostawa energii czynnej, w określonej ilości i w określonym czasie, z określoną mocą dopuszczalną,
- b) pobranie i dostarczenie do sprzedawcy informacji:
 - o ilości dostarczonej energii czynnej w określonych, na ogół relatywnie długich interwałach czasowych;
 - o ewentualnym przekroczeniu poziomu dopuszczalnego mocy czynnej i wielkości tego przekroczenia w okresie rozliczeniowym⁸⁾;
 - o ewentualnym przekroczeniu dopuszczalnego poziomu energii biernej i wielkości tego przekroczenia w okresie rozliczeniowym⁹⁾;
 - o ewentualnym naruszeniu (przekroczeniu) standardów jakościowych energii, określonych przepisem prawa,
- c) wystawienie przez sprzedawcę faktury na podstawie pozyskanych informacji,
- d) dokonanie przez odbiorcę płatności na podstawie otrzymanej faktury.

Podobnie prosty był łańcuch zależności pomiędzy uczestnikami rynku, w postaci: Odbiorca – Przedsiębiorstwo energetyczne.



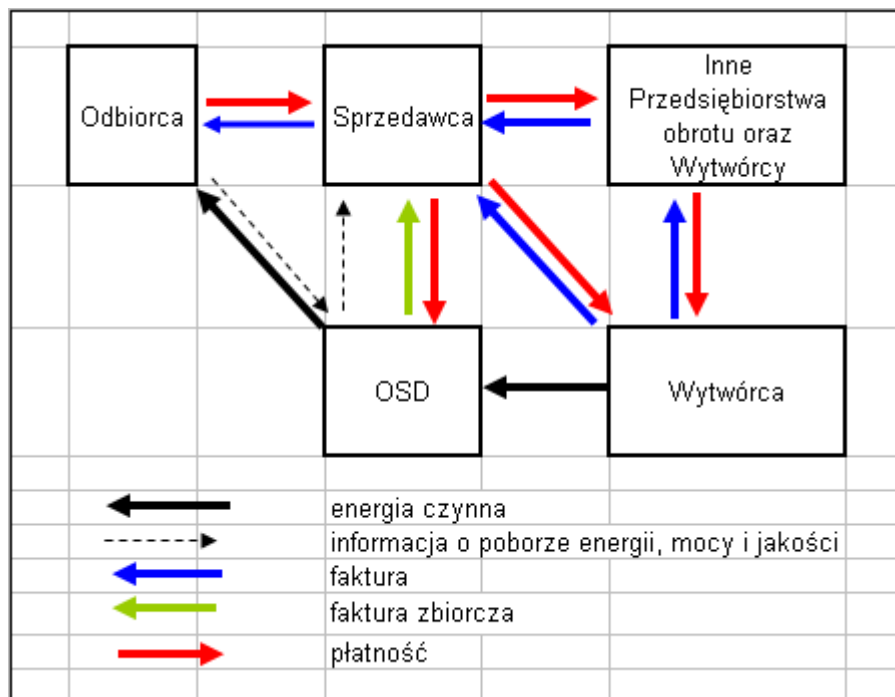
Rys. 2.

Schemat ten, zilustrowany na rys. 2, został ukształtowany i funkcjonował w sposób poprawny w warunkach, gdy stroną dla odbiorcy było przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo, zdeterminowane fizycznym przyłączeniem odbiorcy do jego sieci.

⁷⁾ W szczególności: w Holandii proces uległ zatrzymaniu na skutek przepadnięcia stosownej ustawy w Parlamencie, w Niemczech i Wielkiej Brytanii rynkowe podejście do – odpowiednio – funkcjonalności liczników i statusu operatorów pomiarów spowodowało wyhamowanie procesu.

⁸⁾ W praktyce nie dotyczy odbiorców ze statystycznie najliczniejszych grup G i C1X.

Pierwszą zmianę wprowadził, na gruncie I Dyrektywy rynkowej, obowiązek rozdzielenia funkcjonalnego działania sieciowej od obrotu energią i oparte na tym prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy. Generalnie prorynkowe reguły napotkały na opór w dwóch obszarach: obiektywnych problemów organizacyjno-technicznych, związanych z potrzebą przekazywania informacji o pomiarach (danych pomiarowych) pomiędzy różnymi przedsiębiorstwami (nierazko należącymi do różnych grup kapitałowych) i koniecznością sprostania potrzebie dokonywania dodatkowych odczytów na dzień zmiany sprzedawcy, celem dokonania rozliczenia końcowego ze sprzedawcą dotychczasowym. Powyższe uwarunkowania, połączone z oporem przedsiębiorstw zasiedziających przed otwarciem się na konkurencję, skutkowały utrudnieniami w działaniu rynku, pomimo jego formalnego otwarcia.



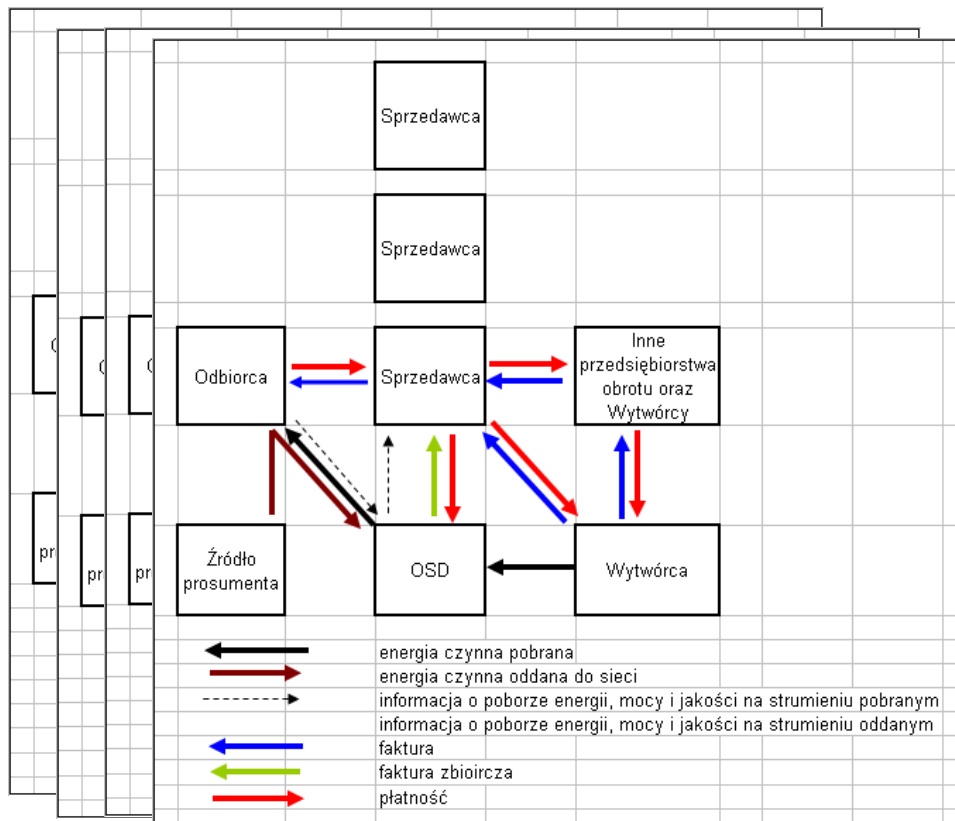
Rys. 3.

Na powyższe nałożyły się kolejne procesy, jednym z nich jest stopniowe skracanie okresów rozliczeniowych (zagęszczanie odczytów)⁹⁾, celem umożliwienia odbiorcy racjonalnej oceny swoich zachowań w kontekście kosztów, jakie są ich skutkiem. Realnie rysuje się perspektywa wymuszonej prawem konieczności umożliwienia wszystkim odbiorcom (także z grup najliczniejszych) odczytów rozliczeniowych w cyklu miesięcznym, z wykluczeniem możliwości stosowania prognoz w rozliczeniach, co – jak pokazuje przypadek Szwecji – wymusza rezygnację z odczytów ręcznych. Należy podkreślić, że projekt nowej Dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej zakłada wprowadzenie dla energii elektrycznej (a także innych mediów) obowiązku comiesięcznych (z wyjątkami nie dotyczącymi energii elektrycznej) rozliczeń według rzeczywistego zużycia już od 1 stycznia 2015 r. Co więcej, comiesięczny odczyt do celów bilingowych powinien funkcjonować równoległe z odczytami umożliwiającymi optymalizację zachowań odbiorców i prosumentów. W szczególności mogą to być odczyty piętnastominutowych profili zużycia energii elektrycznej. Konieczne jest dokonanie rozróżnienia funkcji odczytów na rozliczeniowe i dokonywane do celów bieżącego zarządzania zapotrzebowaniem na energię, oraz uzupełnienie systemu o funkcję dostarczania do odbiorcy zwrotnych informacji pozwalających na bieżące optymalizowanie jego zachowań ze względu na koszt zaopatrzenia w energię. Dodatkowym uzupeł-

⁹⁾ W szczególności na gruncie projektowanej, nowej Dyrektywy efektywnościowej.

nieniem, istotnym zwłaszcza z perspektywy bilansowania KSE, jest wprowadzenie możliwości dostarczania do odbiorców sygnałów i komend umożliwiających realizację programów DSM oraz zarządzanie z poziomu operatorów sieci zasobami rozproszonymi (DR) w warunkach przed- i awaryjnych.

Odrębne zagadnienie stanowi lawinowy wzrost liczby podmiotów wyposażanych w pełnię kompetencji (i obowiązków) OSD E oraz pojawienie się instytucji „aktywnego odbiorcy”, czyli prosumenta.



Rys. 4.

Pomimo postępującej konsolidacji największych podmiotów z tej grupy, docelowo liczba OSD E może sięgnąć ok. 200 podmiotów, co niesie ze sobą niebezpieczeństwo całkowicie nieefektywnego multiplikowania relacji pomiędzy OSD E i przedsiębiorstwami obrotu w sytuacji, gdyby kształtować je trzeba było na zasadzie „każdy z każdym”.

Relacje analogiczne do opisanych na rys. 3 kształtują się w „przestrzeni trójwymiarowej” ze względu na multiplikację odbiorcy i OSD E, do których sieci przyłączone są jego instalacje, a także multiplikację obsługujących go Sprzedawców i Wytwórców (rys. 4).

Co więcej, na tak zmieniającym się rynku ulega zmianie także katalog funkcjonujących na nim towarów i usług. Obok tradycyjnego towaru w postaci energii elektrycznej dostarczanej zgodnie z określonymi warunkami (moc, standardy jakości) odrębnej, niejako samodzielnej wartości nabierają informacje i sygnały transmitowane „do” i „od” odbiorcy, równoległe do energii. Odrębną, pozwalającą się wycenić funkcjonalnością (usługą) staje się więc możliwość przekazywania tych informacji, a także komend. Równoległe pojawiają się typowe dla każdego rynku zagrożenia jego zmonopolizowaniem, zdefraudowaniem obracanych na nim towarów i usług itd. Są to ryzyka, którymi od początku trzeba zarządzać, gdyż w przeciwnym razie dokonywana transformacja mogłaby obrócić się przeciwko założonemu celowi.

Szczególnego znaczenia nabiera potrzeba zapewnienia skutecznej ochrony interesu odbiorców w aspekcie:

- a) ewentualnego nieuprawnionego dostępu do informacji transmitowanych i przechowywanych w systemie, a także
- b) nieuprawnionego wykorzystania samej infrastruktury komunikacyjnej i pomiarowej do celów innych niż założone,

ze względu na fakt, że dane pomiarowe, nawet bez ścisłego powiązania z danymi osobowymi odbiorcy, mają charakter danych wrażliwych i z tego względu wymagają szczególnej ochrony, ale także sama infrastruktura pomiarowo-komunikacyjna mogłaby stać się użytecznym narzędziem w ręku innych graczy. Brak rozwiązań systemowych w tym zakresie¹⁰⁾, może doprowadzić do zablokowania rozwoju niezbędnej skądinąd infrastruktury ze względu na opór społeczny. Ponadto infrastruktura niezabezpieczona przed ingerencją stron trzecich mogłaby stać się narzędziem dla kreowania nowych zagrożeń, nieobecnych jeszcze w warunkach dzisiejszych.

W tym kontekście staje się widoczne, że kluczowym czynnikiem sprzyjającym rozwojowi rynku energii (warunkującym go) jest sposób, w jaki zorganizowany zostanie rynek danych pomiarowych. W szczególności dotyczy to następujących jego funkcjonalności:

- przetwarzanie, agregowanie i archiwizacja zgromadzonych danych, w tym danych niezbędnych do celów reklamacyjnych i danych historycznych (Repozytorium Danych Pomiarowych),
- usługi udostępniania danych i raportowania,
- komunikacja z licznikami (pozyskiwanie danych pomiarowych i udostępnianie sygnałów i komend),
- komunikacja pomiędzy uczestnikami rynku (udostępnianie danych pomiarowych i pozyskiwanie sygnałów i komend do przekazania do liczników),
- ochrona danych pomiarowych przed niepowołanym dostępem i utratą, niezależnie od ustawowego obowiązku ochrony danych osobowych,
- ochrona infrastruktury przed nieuprawnionym wykorzystaniem.

Szczególnego podkreślenia wymaga fakt, że przedstawione powyżej ramy postępowania na rynku danych pomiarowych dotyczyć muszą wszystkich danych, niezależnie od trybu ich pozyskania (tj. czy zostały pozyskane w trybie automatycznym, z wykorzystaniem liczników inteligentnych, co docelowo będzie dotyczyć praktycznie całej populacji danych, czy też pozyskano je w drodze tradycyjnego odczytu, co początkowo dotyczyć będzie większości danych, natomiast w stanie docelowym zostanie ograniczone jedynie do technicznie uzasadnionego marginesu) i grupy taryfowej, czy poziomu napięcia.

3. ROZWAŻANE FORMY REALIZACJI FUNKCJI CELU

Podstawowym założeniem, wspólnym dla wszystkich analizowanych dalej form realizacji określonych powyżej funkcji celu, jest przyjęcie, że – co do zasady – na rynku energii elektrycznej obowiązywał będzie model, w którym odbiorcy z grup G (a być może także grup C1X) będą posiadać wyłącznie umowy kompleksowe, bez względu na to, którego wybiorą sprzedawcę.

Powyższe założenie oznacza, że odmiennie do sytuacji obserwowanej obecnie, obowiązek kompleksowej obsługi odbiorców dotyczyć będzie wszystkich przedsiębiorstw obrotu zawierających z odbiorcami ww. grup¹¹⁾ umowy sprzedaży energii, a nie tylko sprzedawcy z urzędu wobec odbiorców przyłączonych do sieci „macierzystego” OSD E. Stąd wszystkie procesy związane z obsługą klienta powinny być realizowane przez podmiot posiadający umowę z odbiorcą tj. przez jego Sprzedawcę. Przyjmuje się, że na OSD E i Sprzedawców zostanie nałożony obowiązek zawarcia stosownych umów, regulujących ich wzajemne relacje. Brak takich umów po stronie Sprzedawcy będzie wykluczał możli-

¹⁰⁾ Czego uczy przypadek zatrzymania procesu wymiany liczników w Holandii.

¹¹⁾ Wobec odbiorców z grup A, B, C2X obsługa kompleksowa powinna być dostępna jako opcja wynikająca z dobrej praktyki rynkowej, celowość obligatoryjnego objęcia umowami kompleksowymi wszystkich odbiorców na nN należałoby rozważyć jako kolejny krok w rozwoju rynku.

wość prowadzenia działalności, a Prezes URE, w razie braku woli do ich zawarcia ze strony OSD, będzie dysponował stosownymi środkami prawnymi do wymuszenia ich zawarcia w formie uprawnienia do wydania decyzji administracyjnej zastępującej umowę.

Teoretycznie funkcje celu, wymienione w pkt 1 niniejszego dokumentu, można realizować na wiele sposobów, korzystając ze zróżnicowanych form organizacyjnych i własnościowych.

Generalnie rozróżnić można trzy modelowe grupy rozwiązań, których wyróżnikiem jest poziom zaangażowania podmiotów regulowanych i/lub działających na rynku konkurencyjnym:

- I. OSD E zachowują pełnię dotychczasowych kompetencji dotyczących organizacji procesu, zmianie ulega wyłącznie warstwa technologiczna (ze względu na zwiększoną częstotliwość odczytów i konieczność ich udostępniania) (**WI**);
- II. OSD E zachowują częściową kompetencję w zakresie organizacji procesu (w części dotyczącej własności liczników i zarządzania nimi oraz pobierania danych pomiarowych) natomiast:
 - A – kompetencja udostępniania danych pomiarowych uprawnionym uczestnikom rynku zostaje podzielona pomiędzy grupę podmiotów „rynkowych”, niezależnych od OSD E operatorów pomiarowych – Operatorów Informacji Pomiarowej (**WIIA**) lub
 - B – kompetencję tę przejmuje jeden nowy podmiot – niezależny od OSD E OIP, nie podlegający regulacji Prezesa URE (**WIIB**) lub
 - C – kompetencję tę przejmuje jeden nowy podmiot – niezależny od OSD E OIP, regulowany przez Prezesa URE (**WIIC**);
- III. Całość kompetencji dotyczących organizacji procesu (własności liczników i zarządzania nimi oraz pobierania, gromadzenia i udostępniania danych pomiarowych) przejmuje nowa struktura podmiotów (lub podmiot) spoza sektora elektroenergetycznego, na zasadach wolnorynkowych lub częściowo regulowanych (**WIIE**).

W zależności od wariantu, a w jego obrębie od szczegółowych rozwiązań organizacyjnych i własnościowych, odpowiednio kształtują się możliwości realizacji założonych celów i związane z tym ryzyka.

Podstawowymi kryteriami oceny, a na jej podstawie wyboru preferowanego rozwiązania, obok organizacyjnej zdolności realizowania przedstawionych wcześniej funkcji celu, opartych na niedyskryminacyjnym dostępie do zabezpieczonych danych pomiarowych, powinna być trwałość przyjętego rozwiązania (odporność na zjawisko uwstecznienia wdrożonych rozwiązań) oraz gotowość otwarcia na inne media energetyczne i usługi pozaenergetyczne.

Poniżej przedstawiono zestawienie potencjalnych rozwiązań, z uwzględnieniem powyższych kryteriów oraz zdolności do realizacji funkcji celu, uzupełnione odpowiednim komentarzem odnośnie argumentów „za” i „przeciw” poszczególnym propozycjom. Sposób zwymiarowania „Zdolności wsparcia realizacji celu” (ZWRC) przedstawiono szczegółowo w Załączniku.

	Model	Cel	ZWRC	Argumenty „za”	Argumenty „przeciw”	
WI	Funkcję OIP pełnią Aplikacje Centralne AMI (wielu OIP w strukturach OSD E) (Wariant I) Popularny jest pogląd, że w zupełności wystarczającym rozwiązaniem jest zatrzymanie rozwoju infrastruktury pomiarowej na poziomie Aplikacji Centralnej AMI, co oznacza, że to OSD E, pozostające w strukturach korporacji pionowo zintegrowanych, będą stronami – dysponentami danych pomiarowych wobec wszystkich Sprzedawców oraz innych uczestników rynku	A. Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE	Mała	Uniknięcie dodatkowych (postrzeganych jako redundantne) kosztów struktury nadrzędnej	Zależność OSD E od strategii korporacyjnej, w sposób oczywisty preferującej „własny” obrót/Sprzedawcę	
		B. Poprawa konkurencyjności na rynku energii	Mała	Możliwość benchmarkingu cenowego w ramach OSD	Brak jednoznacznego standardu komunikacyjnego, która to sytuacja będzie się utrzymywać jeszcze przez co najmniej kilka lat, co grozi koniecznością budowania interfejsów komunikacyjnych pomiędzy Sprzedawcami i OSD na zasadzie „każdy z każdym”	
		C. Stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii	Średnia	Łatwość organizacyjna wprowadzenia		Rosnąca liczba rozproszonych odbiorców, których instalacje odbiorcze przyłączone są do sieci różnych OSD (sieci handlowo-usługowe, przedsiębiorstwa wchodzące w skład korporacji, dla których zakup energii realizowany jest wspólnie, domy letniskowe odbiorców indywidualnych itp.) powoduje konieczność integrowania danych pomiarowych do rozliczenia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej pochodzących od wielu OSD E, co stanowi kosztowną komplikację funkcjonowania rynku energii
		D. Upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej	Mała			Większe ryzyko niespełnienia wymagań sektorowych określonych w Stanowisku Prezesa URE ws. AMI, ze względu na brak jednego podmiotu weryfikującego na bieżąco jakość danych Ograniczone efekty skali i powielanie rozwiązań w wielu podmiotach (OSD E) Wysokie koszty integracji baz danych Utrzymanie trudności w zbieraniu danych dotyczących całego kraju, ze względu na różnice w definiowaniu i przechowywaniu analogicznych informacji przez różnych uczestników rynku Bardzo trudny, a może wręcz niemożliwy, rozwój systemu wymiany danych ze względu na trudności w uzgodnieniu wspólnych harmonogramów wdrażania zmian Utrzymanie sytuacji stosowania wspólnych systemów rozliczeniowych przez OSD E i Sprzedawców ze zintegrowanych grup kapitałowych. Brak bodźców do zmiany takiej sytuacji
WIIA	Wielu OIP działających na zasadach rynkowych (poza strukturami OSD E) (Wariant IIA)	A. Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE	Mała	Szansa na rynkową wycenę świadczonej w ten sposób usługi. Model taki pozornie eliminuje także zagrożenie obiektywizacji dostępu do danych pomiarowych ze strony zasiedziałych (dominujących) Sprzedawców. Pozornie, gdyż model ten cechuje zagrożenie nietrwałości	Blokada rozwoju systemu z powodu braku rynku – paradoksalny brak zainteresowania ze strony odbiorców nowym rodzajem aktywności Możliwy brak zainteresowania w tworzeniu nowych podmiotów przez potencjalnych inwestorów. Możliwym i nieefektywnym wariantem może być utworzenie tylu OIPów ile jest dużych OSD E (w ramach grup energetycznych)	
		B. Poprawa konkurencyjności na rynku energii	Średnia		Wszystkie wymienione w części A względy wynikające z rozproszenia podmiotowego (wielodostępu) i wynikający stąd brak efektu skali Ryzyko bankructwa poszczególnych rynkowych OIP	
		C. Stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii	Mała		Ryzyko kapitałowego przejmowania rozproszonych OIP i wtórnego zmonopolizowania rynku pomiarów, w tym także przez grupy kapitałowe, w skład których wchodzi OSD E Perspektywa konsolidacji, np. inspirowanej przez kapitał kontrolowany przez grupy kapitałowe zasiedziałe na rynku	
		D. Upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej	Mała	Możliwość benchmarkingu cenowego Duża presja na obniżenie kosztów	Wysokie koszty integracji rozproszonych baz danych Ryzyko stopniowej ewolucji w kierunku wariantu WIIB, niezależnie od charakteru dokonującej się konsolidacji	

	Model	Cel	ZWRC	Argumenty „za”	Argumenty „przeciw”
WIIB	Jeden OIP wyłoniony i funkcjonujący na zasadach rynkowych (nie regulowany) (Wariant IIB) Jest to wariant czysto teoretyczny, bo business case zależy od przychodów a przychody jeśli nie będą regulowane będą w naturalny sposób ograniczane przez Sprzedawców i OSP	A. Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE	Średnia	Pozorna szansa na rynkową wycenę świadczonej w ten sposób usługi, zakłócona monopolistyczną pozycją OIP	Monopolizacja nieregulowanej usługi udostępniania danych, ze szkodą dla rozwoju rynku energii
		B. Poprawa konkurencyjności na rynku energii	Średnia	Uniknięcie ww. ryzyk związanych z rozproszeniem podmiotowym	Ryzyko konieczności wprowadzenia regulacji ex post (po ukonstytuowaniu się podmiotu na warunkach rynkowych) i ujawnienia się konfliktu wobec praw nabytych (konieczności ich honorowania w decyzjach regulacyjnych, ergo: legitymizowania pozycji „wypracowanej” w warunkach niekontrolowanego monopolu)
		C. Stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii	Średnia		Ryzyko przejęcia kontroli nad tym podmiotem przez zasiedziały grupy kapitałowe, ze szkodą dla rozwoju rynku
		D. Upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej	Duża		
WIIC	Jeden OIP wyłoniony w drodze ustawy i regulowany przez Prezesa URE (Wariant IIC)	A. Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE	Duża	Uniknięcie ww. ryzyk związanych z rozproszeniem podmiotowym	Brak rynkowej wyceny świadczonych w ten sposób usług
		B. Poprawa konkurencyjności na rynku energii	Duża	Uniknięcie ww. ryzyk związanych z potencjalną nietrwałością rozwiązania (przejęciem kontroli przez zasiedziały grupy kapitałowe)	Potrzeba regulacji kosztów funkcjonowania (efektywności operacyjnej) bez możliwości benchmarkowania
		C. Stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii	Duża	Uniknięcie ww. ryzyk związanych z ewentualną koniecznością opóźnionego wprowadzenia regulacji w konflikcie do praw nabytych	Ryzyko wpływu politycznego na obsadę władz tego podmiotu i ewentualnego nacisku na ograniczanie aktywności poprzez regulacje prawne
				Gwarancja trwałego, równoprawnego dostępu do danych pomiarowych dla wszystkich uprawnionych uczestników rynku	Wymuszenie efektywności wyłącznie przez Regulatora
		D. Upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej	Duża	Możliwość zastymulowania, poprzez decyzje właścicielskie w odniesieniu do akcjonariatu OIP, otwarcia infrastruktury na inne media bez ryzyka zagrożenia ze strony wzajemnej konkurencji	Ryzyko rozwijania działalności poza obszar, dla którego podmiot zostanie powołany
				Osiąganie korzyści skali	Brak konkurencji na rynku danych pomiarowych
				Możliwość ustalenia jednolitej bazy kosztowej pomiarów dla poszczególnych OSD	Ryzyko chęci uczestniczenia w akcjonariacie OIP przez grupy energetyczne, co mogłoby wpłynąć niekorzystnie na jego neutralność i niezależność
		Obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych	Trudność pozyskania kapitału początkowego przez właściciela OIP		

	Model	Cel	ZWRC	Argumenty „za”	Argumenty „przeciw”
				Akceptacja społeczna – jest podmiot reprezentujący interes odbiorców, będący „narzędziem” regulatora	
				Zmniejszenie obciążenia przedsiębiorstw energetycznych obowiązkami informacyjnymi (sprawozdawczość) a także poprawa jakości i wiarygodności przekazywanych danych dzięki przejęciu obowiązków przez OIP	
				W porównaniu do Wariantu III łatwość wdrożenia ze względu na pozostawienie liczników w OSD	
WIII	OIP niezależny od OSD E, odpowiedzialny za całość procesu, tj.: - instalację i utrzymanie liczników - transmisję danych pomiarowych - archiwizację i udostępnianie danych pomiarowych (Wariant III)	A. Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE	Średnia	Potencjalnie większa szybkość wdrożenia, ze względu na niezależność procesu od oporów wewnętrznych w sektorze elektroenergetycznym	Opór środowiska, także w przestrzeni legislacyjnej, może skutecznie zniweczyć szansę na skrócenie czasu wdrożenia
		B. Poprawa konkurencyjności na rynku energii	Duża	Uniknięcie ww. ryzyk związanych z rozproszeniem podmiotowym	Koszty wdrożenia per saldo wyższe niż w wariantcie z OIP regulowanym
		C. Stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii	Duża	Osiągnięcie korzyści skali	Pozbawienie kompetencji OSD E do bezpośredniej obserwacji odbiorców przyłączonych do ich sieci
				Możliwość ustalenia jednolitej bazy kosztowej pomiarów dla poszczególnych OSD	Podział (rozmycie) odpowiedzialności za proces o fundamentalnym znaczeniu dla równowagi finansowej OSD E
		D. Upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej	Duża	Obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych	Konieczność ingerencji podmiotu niezależnego od OSD E w obszar pozostający w dotychczasowej kompetencji OSD E (na wieszanie nowych liczników „obok” a nie „zamiast” dotychczasowych w wielu lokalizacjach fizycznie nie ma miejsca)
					Pozostawienie w OSD E zasobów kadrowych, związanych umowami społecznymi, bez perspektywy ich efektywnego wykorzystania
			Ww. ryzyka związane z monopolizacją procesu	Prawdopodobny brak zainteresowania biznesowego ze strony potencjalnych inwestorów, ze względu na konieczność zaangażowania znacznych środków przy braku pewności co do uzyskiwanego zwrotu	

4. UZASADNIENIE DLA POSTULOWANEGO UMIEJSCOWIENIA OIP W ARCHITEKTURZE RYNKU POMIARÓW I ZDEFINIOWANIE JEGO ROLI

Przedstawiona w części trzeciej analiza możliwych do wykorzystania wariantów prowadzi do następujących wniosków.

1. Nie ma rozwiązania wolnego od wad, ale poszczególne warianty różnią się liczbą zalet i wad oraz poziomem ryzyk.
2. Wariant I (zatrzymanie rozwoju infrastruktury AMI na poziomie Aplikacji Centralnych w OSD E) jest wariantem w wysokim stopniu zagrożonym ze względu na problemy organizacyjne i techniczne, związane z koniecznością budowania przez Sprzedawców wielu interfejsów do danych pomiarowych, przy trudnościach z ich zestandaryzowaniem oraz ze względu na realne zagrożenie blokowaniem procesu w wyniku konfliktu interesów z macierzystymi grupami kapitałowymi OSD E, bazującymi w swojej strategii na generacji centralnej i wzmacnianiu roli sprzedaży własnej grupy.
3. Na podobnym (niewiele niższym) poziomie można oceniać ryzyka związane z Wariantami IIA i IIB, przede wszystkim ze względu na ich potencjalną nietrwałość.
4. Wariantem niosącym relatywnie najmniej ryzyk (w szczególności wolnym od ryzyk generowanych przez rozwiązania alternatywne), dającym największą nadzieję na trwałość, jest wariant IIC, tj. jeden OIP regulowany, wyłoniony w drodze ustawowej, z jednoczesnym wprowadzeniem systemu regulacji umożliwiającego „zbliżenie się” (skuteczną substytucję) do rynkowej wyceny usług OIP, przy zachowaniu wymogów bezpieczeństwa danych i informacji pozostających w jego dyspozycji.
5. Poziom ryzyk związanych z realizacją Wariantu III, tj. ewentualną próbą zrealizowania Systemu AMI z całkowitym pominięciem OSD E, jakkolwiek rozwiązanie takie jest technicznie możliwe, wydaje się zbyt wysoki, by forsowanie takiego kierunku działania można było ocenić jako racjonalne. Sytuacja ta może jednakże zmienić się diametralnie po faktycznym upowszechnieniu internetu szerokopasmowego. Może wówczas dojść do przejściowego „zdublowania” funkcjonalności, kiedy to funkcjonalności „rynkowe”, proefektywnościowe przejmą w całości firmy ESCO, natomiast funkcjonalności „emergency” pozostające w gestii OSD E jako Operatorów AMI, nadal będą realizowane z wykorzystaniem Infrastruktury AMI, do czasu kiedy także OSD E zaczną pełniej wykorzystywać internet do swoich celów.

W opinii Prezesa URE wariantem posiadającym największe zalety, jak również generującym najmniej ryzyk, a także posiadającym największy potencjał rozwojowy oraz gwarantującym stabilność, jest wariant IIC, tzn. jeden nowy, ustawowo umocowany podmiot – OIP regulowany przez Prezesa URE.

Podkreślenia wymaga, że wybór wariantu IIC, jako rozwiązania generalnego, pociąga za sobą, jak już zaznaczono, konieczność doprecyzowania istotnych wymagań szczegółowych, których celem będzie minimalizacja właściwych dla niego, wykazanych powyżej ryzyk. Wymagania te powinny zostać szczegółowo określone (skatalogowane) w kolejnym dokumencie powiązanim, do opracowania po zapadnięciu kierunkowych decyzji z zakresu polityki energetycznej.

„Prezes URE, ze względu na dokonanie wstępnego wyboru wariantu IIC, będzie monitorował rozwój działalności podmiotów, które działają w podobnym modelu prawno-organizacyjnym na innych rynkach, w szczególności występującej na rynku telekomunikacyjnym, a zarządzanej przez Prezesa Urzędu Komunikacji Elektronicznej, Platformy Lokalizacyjno-Informacyjnej z Centralną Bazą Danych (PLI CBD), z uwzględnieniem technologicznego zróżnicowania poszczególnych rynków.”

W szczególności, dla zapewnienia neutralności i transparentności, a także przewidywalności dla uczestników rynku energii, w opinii Prezesa URE powołany ustawowo OIP powinien spełniać następujące warunki, zdeterminowane w trybie ustawowym:

- a) działać jako jednostka niezależna od każdej funkcjonującej na rynku wytwarzania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną grupy kapitałowej; przedsiębiorcy energetyczni, z wyłączeniem OSP, nie mogą wchodzić w skład akcjonariatu,
- b) działać jako podmiot w pełni regulowany (zatwierdzone: taryfa i, stanowiąca odpowiednik IRIESP/D, „instrukcja postępowania z informacjami pomiarowymi”, bez prawa prowadzenia innej działalności niż określona ustawowo, tj. wynikająca z celu powołania, jaką jest pozyskiwanie, przetwarzanie i obrót danymi pomiarowymi i sygnałami rynkowymi),
- c) w szczególności, wypełniając warunek określony w pkt b) OIP nie będzie prowadził działalności na rynku usług regulacyjnych (np.: w formule wirtualnej elektrowni); ten obszar działalności winien pozostać w gestii uczestników rynku energii (rolą OIP jest zapewnienie określonej infrastruktury dla „właściwych” uczestników rynku energii, nie zaś bycie aktywnym uczestnikiem tego rynku – z ang.: *facilitator, not actor*),
- d) finansowanie OIP musi być absolutnie transparentne i stabilne, z góry określone być muszą procedury postępowania przy generalnym założeniu prowadzenia działalności z zyskiem „0”, poprzez uwzględnienie ewentualnego zysku podczas kształtowania taryfy na następny okres oraz ograniczenie prawa do wypłacania dywidendy,
- e) dla zmniejszenia obciążenia OSD E i Sprzedawców obowiązkami informacyjnymi oraz dla poprawy jakości i wiarygodności informacji, wszelkie informacje na temat liczby odbiorców, wielkości dostaw, zmian sprzedawców, jakości energii, warunków pracy sieci itp., będące pochodną informacji przekazywanych przez OSD E i Sprzedawców do OIP, będą przygotowywane i przekazywane przez OIP do określonych zainteresowanych (np. URE, MG itp.¹²⁾),
- f) sposób powołania i zorganizowania działalności OIP powinien zapewniać możliwe ograniczenie pozostałych ryzyk zidentyfikowanych w odniesieniu do wariantu IIC, w szczególności dotyczących ryzyka wpływu politycznego.

5. ZDEFINIOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH SPOSOBU POWOŁANIA I FUNKCJONOWANIA OIP

Rekapitulując wnioski z przedstawionej w pkt 4 analizy alternatywnych rozwiązań odnośnie statusu OIP, poniższe rozważanie skupiono na uwarunkowaniach realizacji wariantu IIC, tj. OIP zcentralizowanego i regulowanego.

5.1. Wypracowanie wizji w zakresie akcjonariatu OIP, ze wskazaniem krytycznych uwarunkowań

Teoretycznie, centralny OIP, powołany w drodze ustawy, mógłby funkcjonować wg następujących, wzajemnie alternatywnych, zasad, jako:

- 1) jednostka organizacyjna Urzędu Regulacji Energetyki¹³⁾,
- 2) wyodrębniona jednostka budżetowa (model teoretycznie uzasadniony koniecznością realizowania strategicznych zadań Państwa),
- 3) JSSP – (model teoretycznie uzasadniony koniecznością realizowania strategicznych zadań Państwa),
- 4) ustanowiona ustawą spółka celowa, funkcjonująca pod rygorami ksh, ale z ograniczeniami względem podmiotów wolnorynkowych zdefiniowanymi w ustawie „założycielskiej”¹⁴⁾; w szczególności zdefiniowania wymagają:

¹²⁾ Ich zbiór powinien być jednoznacznie określony w trybie ustawowym.

¹³⁾ Koncepcja proponowana przez autorów studium wykonanego przez konsorcjum DGA/ /Instytut Sobieskiego.

- a) struktura akcjonariatu;
- b) tryb wyłaniania władz spółki, w sposób zapewniający stabilność strategii gospodarczej, w tym realizację celów ustawowych;
- c) sposób finansowania działalności i jego kontroli;
- d) wymagania odnośnie wyniku i wobec przeznaczenia („zagospodarowania”) ewentualnego zysku.

Ad. 1) Wariant nieakceptowalny, ze względu na:

- a) inną co do zasady rolę Prezesa URE – organ ten powinien zachować wpływ regulacyjny na zakres funkcjonowania OIP i głos decydujący w ocenie jego jakości/efektywności, nie może więc jednocześnie być sędzią we własnej sprawie,
- b) ograniczenia kadrowo-budżetowe, wykluczające jednoczesne prowadzenie działalności regulacyjnej i regulowanej.

Ad. 2) Wariant trudny do zaakceptowania ze względu na:

- a) konieczność wyodrębnienia w budżecie Państwa środków na działalność,
- b) utratę bodźca do efektywnego wykorzystywania potencjału oferowanego przez nową strukturę w sytuacji gdyby była to usługa „darmowa” lub skalkulowana poniżej faktycznych, uzasadnionych kosztów jej świadczenia (wprowadzanie na rynek fałszywej informacji, deformującej podejmowane decyzje),

Ad. 3) Możliwość ekonomicznej wyceny świadczonych usług, ale, podobnie jak w wariantach 2, bezpośrednia zależność od władzy politycznej, stawiająca to rozwiązanie na równi z wariantami wcześniej odrzuconymi ze względu na towarzyszące im ryzyka.

Ad. 4) Wariant możliwy do zastosowania, wymagający interwencji ustawowej. Wzorem (w sensie logistycznym) może być funkcjonujący od kilku lat Zarządca Rozliczeń SA, powołany ustawą z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130 poz. 905), zwaną ustawą „w sprawie likwidacji KDT”.

Odnośnie szczegółowych uwarunkowań, może to być:

- a) jednoosobowa spółka Skarbu Państwa (JSSP) (wariant odrzucony w komentarzu do ppkt 2),
- b) spółka zależna od JSSP (w szczególności 100% „córka” PSE Operator SA, pełniącego rolę Operatora Systemu Przesyłowego i z tego względu dysponującego ustawową gwarancją niezależności od wszystkich innych form aktywności gospodarczej w KSE); może to być spółka siostrzana Zarządcy Rozliczeń SA lub sam ZRSA po odpowiednim, ustawowym rozszerzeniu dopuszczalnego zakresu jego działalności,
- c) spółka zależna od kilku strategicznych jednoosobowych spółek Skarbu Państwa (np. OSP E + OSP G + inne podmioty¹⁵⁾), wykorzystująca synergii specjalistycznych kompetencji spółek „matek”, z korzyścią dla otwarcia budowanego systemu na inne media i optymalizacji kosztowej działalności samego OIP.

Wydaje się, że wariant 3c mógłby być najbardziej obiecujący, jednakże subwariant ograniczony do dwóch operatorów przesyłowych lub czysty wariant 3b także jest akceptowalny. Jest to wariant szczególnie atrakcyjny w przypadku poszerzenia aktywności ZRSA, pozwalającego uniknąć kosztów związanych z organizacją nowego podmiotu.

¹⁴⁾ Koncepcja proponowana przez autorów opracowania zrealizowanego na zlecenie PSE Operator SA.

¹⁵⁾ Nie będące OSD, spółką obrotu lub podmiotem z nimi kapitałowo powiązany, w praktyce więc inne JSSP o ustawowo zagwarantowanej stabilności.

5.2. Sposób ukonstytuowania spółki, tryb wyłaniania jej władz oraz sposób określenia gwarancji dla ich trwałości

Celem stworzenia i zachowania gwarancji dla stabilności funkcjonowania podmiotu kluczowego dla równowagi technicznej i finansowej sektorów infrastrukturalnych, zasadne wydaje się określenie w ustawie powołującej mechanizmów wyłaniania władz spółki w trybie konkursowym, z określonymi z góry kryteriami, na określoną z góry kadencję i przy określonym z góry zamkniętym katalogu „wymiernych” okoliczności warunkujących możliwość jej skrócenia.

Odnośnie ogólnych zasad funkcjonowania spółki, użytecznym wzorcem (precedensem) może być regulacja dotycząca zasad funkcjonowania Zarządcy Rozliczeń SA, zawarta w ustawie „w sprawie likwidacji KDT” – w Rozdziale 7, art. 47–57.

5.3. Sposób finansowania działalności OIP w ramach mechanizmu redystrybucji korzyści pomiędzy segmentami rynku energii, realizowanego w systemie taryfikacji oraz określenie zasad jego kontroli

Samodzielne wdrożenie inteligentnego opomiarowania przez OSD E, mających na względzie wyłącznie rachunek ich korzyści, kalkulowany w ograniczonej skali, może być z ich punktu widzenia nieopłacalne, a zatem nie zostanie przeprowadzone bez dedykowanego systemu wsparcia, do czasu ujawnienia się z całą ostrością wymuszeń związanych z technologicznymi przemianami na rynku energii. Nowy model winien więc zapewnić system wsparcia dla OSD E kierując do nich dodatkowy strumień przychodów¹⁶⁾ za przekazywanie danych pomiarowych i tranzyt informacji (sygnałów i komend) poprzez system komunikacyjny obsługujący inteligentne opomiarowanie.

Mając na względzie cele wdrożenia inteligentnego opomiarowania, projektowany model rynku opomiarowania winien więc zapewnić OSD E ekonomiczną opłacalność wdrożenia, pod warunkiem przeprowadzenia optymalizacji wewnętrznej w spółkach dystrybucyjnych.

Ustawa powołująca OIP¹⁷⁾ powinna określać – obok ram organizacyjnych spółki – także zasady finansowania jej działalności. W szczególności, zdefiniowana powinna zostać podstawa finansowania oraz zasady jego kontroli, a także oczekiwania odnośnie transparentności, oczekiwania wobec wyniku oraz szczegółowe wymagania wobec zagospodarowania ewentualnego zysku.

Jest oczywiste, że z jednej strony podmiot ten musi dysponować potencjałem finansowym wystarczającym do zapewnienia niezakłóconego funkcjonowania procesów pozyskiwania, archiwizowania i przepływu informacji, z drugiej zaś poziomem kosztów własnych nie może zdominować procesu, pozbawiając właściwych beneficjentów spodziewanych (pożądanych) korzyści.

Ustawa powołująca, w części zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne (uPe)¹⁸⁾, lub pełniąca tę rolę kolejna nowela uPe, powinna uzupełnić:

- katalog kompetencji Prezesa URE – o uprawnienie do zatwierdzania regulaminu postępowania z danymi pomiarowymi i sygnałami rynkowymi, uzgadniania planu rozwoju oraz zatwierdzania taryfy OIP skierowanej do Sprzedawców a także kalkulowania stawek opłat, wg których OIP będzie rozliczał się z OSD za pozyskiwane Dane Pomiarowe i Potencjał DSR, oraz
- katalog delegacji do wydania aktów wykonawczych – o zasady kształtowania i kalkulowania ww. taryfy i stawek oraz tworzenia i wdrażania standardów wymiany informacji,
- kompetencje Prezesa URE w stosunku do OIP w zakresie obowiązków regulacyjnych, w tym informacyjnych i taryfowych, bez konieczności wykreowania nowego rodzaju, specjalnie w tym celu wy-

¹⁶⁾ „Odciażający” strumień przychodów od odbiorców końcowych usługi dystrybucyjnej w rozumieniu dotychczasowym.

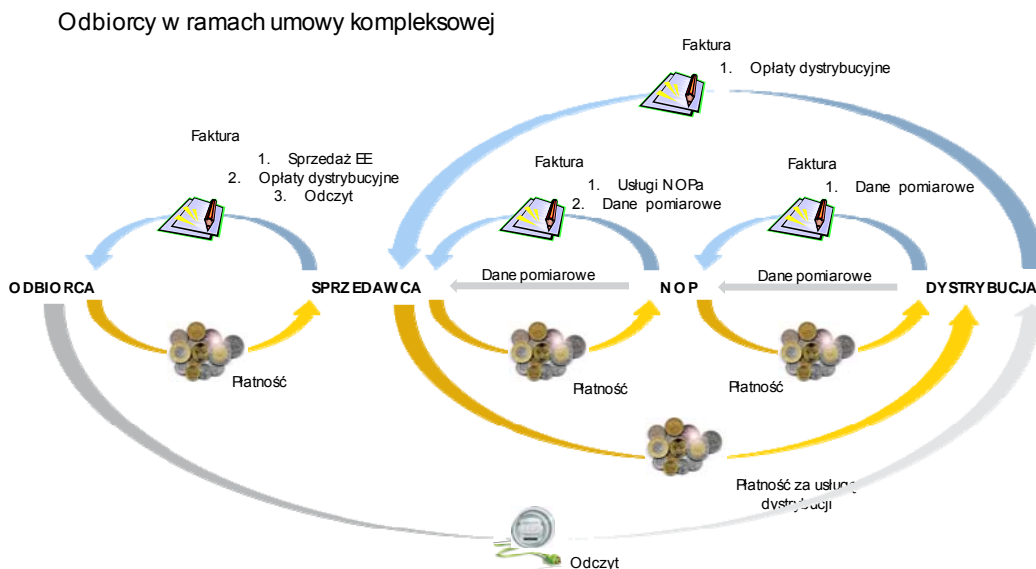
¹⁷⁾ Szczegółowe wymagania dotyczące koniecznych zmian prawnych, w tym zmian ustawodawczych będą przedmiotem odrębnego opracowania, zgodnie z przyjętym harmonogramem wdrażania inteligentnych sieci, w niniejszym rozdziale zasygnalizowano jedynie wybrane, niezbędne kierunki postulowanych zmian.

¹⁸⁾ O ile będzie to ustawa odrębna względem uPe.

odrębnionej koncesji. W szczególności poziomem odniesienia dla oceny kosztów funkcjonowania OIP, niezbędnym do określenia na potrzeby kształtowania taryfy mogą być koszty ponoszone na analogiczne zadania przez przedsiębiorstwa działające na rynku IT, poddane szczegółowemu audytowi na zlecenie Prezesa URE.

Mechanizm redystrybucji korzyści ze strony Sprzedawców na stronę OSD został, co do jego zasady, opisany w Stanowisku Prezesa URE ws. AMI.

Schematyczne relacje pomiędzy uczestnikami rynku pomiarów, wraz z przedstawieniem przepływów informacji i środków finansowych, przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5¹⁹⁾.

Przedstawiono na nim zasadę, zgodnie z którą całość finansowania działalności OIP oparta jest na usłudze odpłatnego udostępniania Sprzedawcom danych pomiarowych pozyskiwanych przez OIP od OSD za odpłatnością.

Schemat ten może być rozszerzony, bez zmiany jego istoty o usługi udostępniania sygnałów DSR, co uwzględniono na rys. 6.1 w Stanowisku Prezesa URE ws. AMI.

¹⁹⁾ Za opracowaniem na zlecenie PSE-O, przygotowanym przez HP Polska.

5.4. Ocena przyjętych modeli OIP pod kątem podstaw jego finansowania i zasad kontroli:

	Model	Argumenty „za”	Argumenty „przeciw”
A	Określony w <i>Stanowisku Prezesa URE ws. AMI</i> , Rys. 6.1	Działalność OIP finansowana przez faktycznych beneficjentów systemu	
		Możliwość kontroli poziomu kosztów własnych OIP przez Prezesa URE, w ramach procedury zatwierdzania stawek za DP i PDSR	Konieczność oceny kosztów funkcjonowania przez Prezesa URE
		Brak obciążeń budżetu Państwa	
B	Alternatywny model „rynkowy”	Działalność OIP finansowana przez faktycznych beneficjentów systemu	Brak możliwości kontroli poziomu kosztów własnych przez Prezesa URE, w ramach procedury zatwierdzania stawek za dane pomiarowe i przekazywanie sygnałów DSR
		Brak obciążeń budżetu Państwa	
C	Alternatywny model „agendy rządowej”		Konieczność zabudżetowania działalności na poziomie ustawowym
			Konieczność finansowania działalności z budżetu Państwa
			Powiązanie beneficjentów z systemem finansowania wyłącznie pośrednie (poprzez system podatkowy)

6. ZDEFINOWANIE ZAŁOŻEŃ POLITYKI BEZPIECZEŃSTWA, W SZCZEGÓLNOŚCI DOTYCZĄCYCH POSTĘPOWANIA Z DANymi POZYSKIWANymi I REDYSTRYBUOWANymi PRZEZ OIP

6.1. Określenie zasad bezpieczeństwa informacji i infrastruktury pozyskiwania, transmisji, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych

Podkreślenia wymaga, że bezpieczeństwo infrastruktury, której kluczowym elementem jest OIP, rozpatrywane być musi w przynajmniej czterech aspektach i odpowiednio do każdego z nich muszą znaleźć zastosowanie odpowiednie środki jego zapewnienia.

Są to w szczególności:

- ochrona danych pomiarowych rozumianych jako dane osobowe, ze względu na ustawowy wymóg ochrony prywatności odbiorcy energii – komunalno-bytowego lub tajemnicy przedsiębiorstwa – odbiorcy biznesowego,
- ochrona infrastruktury przed próbami ingerencji w wartości danych pomiarowych ze strony tych odbiorców, którzy mogliby podejmować próby wykreowania nowej formy nielegalnego poboru energii,
- ochrona infrastruktury przed działaniami hakerskimi, destrukcyjnymi względem KSE, podejmowanymi z pobudek terrorystycznych lub w pogoni za sensacją,
- ochrona infrastruktury przed wykorzystaniem jej do celów sprzecznych z jej właściwym przeznaczeniem, podejmowanym przez strony trzecie.

Realizacja powyższych wymagań wymaga zastosowania – od samego początku, tj. już na etapie projektowania systemu, wszystkich środków właściwych dla zapewnienia bezpieczeństwa systemów teleinformatycznych.

Kwestie te, ze względu na ich wagę, będą przedmiotem odrębnego dokumentu stowarzyszonego ze Stanowiskiem Prezesa URE ws. AMI.

6.2. Określenie zasad własności i przetwarzania danych pomiarowych i ich ochrony

Założeniem fundamentalnym jest przyjęcie zasady, że odbiorca końcowy jest jedynym dysponentem danych pomiarowych, które go dotyczą, uprawnionym do upoważnienia do dostępu do nich, podobnie jak nadawcy sygnałów i komend są właścicielami informacji przekazywanych przez infrastrukturę inteligentnego opomiarowania do odbiorcy.

Powyższe jest odejściem od niepisanej zasady obowiązującej aktualnie, że właścicielem danych pomiarowych jest OSD E jako właściciel licznika, z którego pochodzą, rozciągniętej – niekonsekwentnie – na grupy A i B, w których właścicielem licznika często jest odbiorca.

Kolejnym założeniem jest konieczność jednoznacznego zdefiniowania danych pomiarowych jako danych osobowych, podlegających ochronie na gruncie ustawy o ochronie danych osobowych. Wiąże się to z koniecznością doprecyzowania trybu postępowania z danymi pomiarowymi tak jak z danymi osobowymi odbiorcy, którego dotyczą, celem zrealizowania określonych funkcji (np. bilingu) w sposób akceptowalny na gruncie wspomnianej ustawy²⁰⁾.

Wynika to z faktu, że dane pomiarowe muszą być uznane za dane wrażliwe, które poprzez możliwość odwzorowania sposobu zachowania odbiorcy, mogą pozwolić na ocenę tego sposobu zachowania i, w konsekwencji, ocenę trybu życia.

Konsekwencją powyższego jest:

- wdrożenie – w trybie ustawowym, jako warunek konieczny realizacji (odpowiednio) umowy kompleksowej lub dystrybucyjnej – zasady, zgodnie z którą odbiorca:
 - upoważnia Sprzedawcę, z którym ma umowę kompleksową oraz OSD E, do którego sieci jest przyłączony i z którym jego Sprzedawca ma odpowiednią GUD, oraz OIP, który z OSD E i Sprzedawca ma również odpowiednie umowy generalne do dostępu do jego danych pomiarowych, bez prawa ich redystrybucji do stron trzecich i
 - zobowiązuje te podmioty do odpowiedniej ochrony powierzonych im informacji; analogiczne zasady powinny znaleźć zastosowanie wobec odbiorców z grup A, B i C2X funkcjonujących na podstawie umów rozdzielonych w relacji do „drugich stron” tych umów,
- potrzeba nadania każdemu punktowi pomiaru energii (PPE) jednoznacznego kodu (np.: IP), według którego będą identyfikowane dane pomiarowe i adresowane informacje zwrotne i komendy; jest to rozwiązanie szczególnie użyteczne w perspektywie rozwoju usług zarządzania popytem i świadczenia usług DSM przez firmy ESCO działające w formule operatorów AmI,
- odrębne w stosunku do repozytorium danych pomiarowych technicznych, archiwizowanie danych osobowych odbiorcy, wraz z „kluczem” IP, pozwalającym na wspomniane powyżej kojarzenie ich z danymi technicznymi, z zachowaniem niezbędnych procedur bezpieczeństwa w odniesieniu zarówno do infrastruktury, jak i personelu uprawnionego do dostępu do niej,
- postępowanie z danymi pomiarowymi, w tym kojarzenie danych technicznych i danych osobowych (w szczególności danych teleadresowych), konieczne do realizacji usługi bilingowej (Sprzedawcy) oraz do realizacji ściśle określonych funkcji operatorskich (lokalizowanie nielegalnego poboru energii, identyfikacja przekroczeń mocy umownej, usuwanie awarii itp.) musi odbywać się z zachowaniem rygorów ochrony danych osobowych, zarówno w odniesieniu do zaangażowanego wyposażenia, jak i personelu (stosowne zabezpieczenia przed nieuprawnionym dostępem i wykorzystaniem).

Powyższe zasady dotyczyć muszą zarówno Centralnego Repozytorium Danych w OIP, jak i zasobów gromadzonych przejściowo w Centralnych Aplikacjach AMI w OSD E, a także zasobów utrzymywanych docelowo (do celów operatorskich) w Centralnych Aplikacjach AMI w OSD E.

²⁰⁾ Szczegółowe rozstrzygnięcie rozważanych poniżej kwestii będzie przedmiotem uzgodnienia z GIODO, w ramach kolejnego dokumentu powiązanego.

6.3. Określenie katalogu informacji (danych) redystrybuowanych przez OIP oraz ogólnych zasad dostępu do nich i ich wymiany

Dane pozyskiwane przez OIP:

- dane pomiarowe z liczników odbiorców końcowych – dostępne wyłącznie dla Sprzedawców kontraktowo upoważnionych przez odbiorcę,
- dane pomiarowe z liczników prosumentów – dostępne wyłącznie dla Sprzedawców kontraktowo upoważnionych przez odbiorcę,
- dane pomiarowe z liczników bilansujących – dostępne dla OSP, sąsiednich OSD oraz firm ESCO i Sprzedawców, dostępne na podstawie odpowiednio: IRiESP, IRiESD oraz GUD,
- analogiczne do ww. dane pomiarowe dotyczące generacji rozproszonej oraz stanu pracy sieci dystrybucyjnej,
- analogiczne do ww. dane pomiarowe z liczników innych mediów, o ile infrastruktura AMI zostanie wykorzystana do ich pozyskiwania i transmisji – dostępne na podstawie analogicznych regulacji kontraktowych,
- informacje/dane pomiarowe nieenergetyczne (np.: medyczne, z zakresu ochrony mienia itp.), o ile infrastruktura AMI zostanie wykorzystana do świadczenia usług nieenergetycznych – dostępne na podstawie analogicznych regulacji kontraktowych.

Przykładowe informacje i komendy retransmitowane do odbiorców końcowych za pośrednictwem OIP:

- sygnały cenowe pochodzące od sprzedawców (zgodne z przyjętą ofertą),
- sygnały cenowe, z Rynku Bilansującego oraz zorganizowanych platform obrotu energią, w szczególności zachodzi potrzeba wykreowania nowego produktu, jakim będzie sygnał ilustrujący sytuację w KSE z wyprzedzeniem np. jednej godziny,
- komendy załącz/wyłącz w trybie przedpłatowym,
- sygnały „ogranicz moc” w trybie zakontraktowanej usługi DSR,
- komendy „ogranicz moc” / „wyłącz” w trybie operatorskim (emergency),
- sygnały „załącz/wyłącz źródło” w trybie zakontraktowanej usługi DSR,
- komendy „wyłącz/załącz” określony odbiornik (o ile taka usługa zostanie zakontraktowana).

Przykładowe informacje i komendy retransmitowane i pobierane przez innych użytkowników infrastruktury AMI:

- wielkość zużycia energii i mocy za okres rozliczeniowy (do celów bilingowych),
- profil zużycia odbiorcy za zadany okres (do celów dopasowania prognozy jego zapotrzebowania),
- wskazania liczników bilansujących (na potrzeby oceny dynamiki reakcji popytu, dla oceny warunków przyłączeniowych),
- bieżący poziom „wykorzystania kredytu” (w trybie przedpłatowym zdalnym²¹⁾),
- potwierdzenia reakcji na określone sygnały i realizacji komend DSR.

Analogiczne informacje i komendy mogą być przedmiotem zaangażowania OIP w obsługę innych mediów oraz usług nieenergetycznych.

Celowe jest wdrożenie zasady, zgodnie z którą to dane zarchiwizowane w OIP stanowiąc będą zbiór referencyjny w przypadku konieczności arbitrażu, a obowiązkiem ustawowym OSD E i wszystkich innych podmiotów „zasilających” OIP informacjami pomiarowymi było zapewnienie ich kompletności, poprawności i aktualności.

²¹⁾ W systemie powinna być także możliwość realizowania przedpłatowości lokalnej, bez angażowania zasobów Aplikacji Centralnej OSD i OIP.

6.4. Harmonogram archiwizowania danych pomiarowych w OIP

Na etapie założeń projektowych OIP niezbędne jest sprecyzowanie harmonogramu archiwizowania danych pomiarowych, zgodnie z wymaganiem ustawy o ochronie danych osobowych, ograniczającym okres przechowywania pozyskanych danych do minimum absolutnie niezbędnego.

Okres niezbędnej archiwizacji bezpośrednio zależy natomiast od sposobu wykorzystania (celu pozyskania) określonego rodzaju informacji.

6.5. Szacunkowe określenie wpływu funkcjonowania OIP na koszty zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną

Zgodnie z aktualnie obowiązującymi zasadami odbiorcy końcowi obciążani są kwotą około 300 mln PLN/rok z tytułu opłaty abonamentowej, stanowiącej element taryfy dystrybucyjnej²²⁾. Z chwilą uruchomienia OIP opłata ta powinna ulec likwidacji i zastąpieniu opłatami za DP i PDSR, co zgodnie ze schematem przedstawionym w Stanowisku Prezesa URE ws. AMI należy rozumieć jako zmianę kierunku uzyskiwanych przez OSD E przychodów, a nie uszczerbek w przychodzie regulowanym. Postulowany model jest prawdopodobnie najtańszym sposobem zapewnienia poprawnej wymiany danych na rynku energii a jednocześnie umożliwia redystrybucję korzyści osiągniętych z wdrożenia Systemu AMI²³⁾.

Wstępna analiza poziomu kosztów funkcjonowania OIP²⁴⁾ wskazuje, że oczekiwać należy iż docelowo (po pełnym wdrożeniu inteligentnego opomiarowania), obciążenie odbiorców końcowych z tytułu utrzymania infrastruktury OIP nie przekroczy poziomu 90 MPLN/rok, czyli 5,60 PLN/licznik/rok. Rzeczywista wysokość kosztów będzie uzależniona od ostatecznego zakresu zadań określonych ustawą i przyjętych tam rozwiązań.

Powyższe nie dotyczy kwot pobieranych od odbiorców celem przekazania do OSD. Łącznie należy oczekiwać obciążenia każdego licznika kwotą około 19 PLN/rok, co oznacza w praktyce utrzymanie średnio podobnego poziomu obciążenia odbiorców, jak obserwowany aktualnie (około 310 MPLN względem ok. 300 MPLN obecnie).

Wobec powyższego można uznać, że utworzenie OIP nie kreuje ryzyka przechwycenia przez ten podmiot istotnej części korzyści, jakich osiągnięcie przez odbiorców umożliwi jego powstanie, tj. OIP poprzez koszty własne nie zniweluje istotnej części korzyści, jakie mogą zostać uzyskane przez odbiorców.

²²⁾ Wg danych dla taryf energii elektrycznej obowiązujących w roku 2011.

²³⁾ Zagadnienie to jest przedmiotem Stanowiska Prezesa URE ws AMI z czerwca 2011 r.

²⁴⁾ Opracowanie wykonane przez HP dla PSE-O SA.

6.6. Katalog podmiotów uprawnionych do dostępu do danych przetwarzanych i archiwizowanych w OIP

	Podmiot	Warunki dostępu do danych
A	Sprzedawca E	na podstawie umowy z odbiorcą
B	Przedsiębiorstwo obrotu E – przyszły sprzedawca	na podstawie upoważnienia odbiorcy
C	Inne przedsiębiorstwo obrotu E (nie A i nie B)	na podstawie upoważnienia odbiorcy
D	OSD E	na podstawie umowy z odbiorcą
E	OSP E	wyłącznie dane zagregowane
F	Sąsiedni OSD	wyłącznie dane zagregowane
G	Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie	Na podstawie umowy z odbiorcą
H	ESCO	na podstawie upoważnienia odbiorcy
H	ESCO (Operator AmI)	na podstawie upoważnienia odbiorcy
I	URE	dane zagregowane oraz na podstawie upoważnienia odbiorcy ²⁵⁾
J	GUS	wyłącznie dane zagregowane
K	OSD G	na podstawie umowy z odbiorcą
L	OSP G	wyłącznie dane zagregowane
M	Sprzedawca G	na podstawie umowy z odbiorcą
N	Inne przedsiębiorstwo obrotu G	na podstawie upoważnienia odbiorcy
O	Operator innych mediów	na podstawie umowy z odbiorcą
P	Operator innych usług	na podstawie umowy z odbiorcą

7. OKREŚLENIE ZASAD W ZAKRESIE WŁASNOŚCI INFRASTRUKTURY LICZNIKOWEJ, W TYM EWENTUALNEGO UMOŻLIWIENIA ZAKUPU I INSTALACJI LICZNIKA PRZEZ ODBIORCĘ

Co do zasady, układy pomiarowo-rozliczeniowe do pomiarów bezpośrednich i półpośrednich (na nN) oraz same liczniki do pomiarów pośrednich (na SN i WN) powinny stanowić własność OSD E. Podmiot ten powinien odpowiadać za stan techniczny licznika i jakość transmisji na odcinku „ostatniej mili” danych pomiarowych i sygnałów pobieranych z i doprowadzanych do licznika. Wdrożenie tej zasady wymaga zmiany istniejącego stanu w odniesieniu do liczników do pomiarów pośrednich (na SN i WN), które aktualnie z zasady należą do odbiorców jako integralna część ich układów pomiarowo-rozliczeniowych.

7.1. Przypadek odbiorcy komunalnego lub odbiorcy biznesowego na nN

Specyficzną kwestię stanowi przypadek, w którym odbiorca grupy G lub C1X, zlokalizowany na terenie dopiero oczekującym na wymianę licznika tradycyjnego na inteligentny, wykaże inicjatywę w kierunku podjęcia działalności w charakterze prosumenta (pasywnego lub aktywnego) i domagać się będzie od OSD E zainstalowania mu nowego licznika przed terminem wynikającym z programu wymiany liczników. Sytuacja taka stwarza szczególne uwarunkowania.

Po pierwsze, trudna do zaakceptowania byłaby bowiem odmowa ze strony OSD E umożliwienia odbiorcy deklarowanej aktywności. Bezwarunkowa odmowa mogłaby być podstawą skutecznego dochodzenia przez odbiorcę odszkodowania od OSD E z tytułu niezapewnienia uprawnień należnych mu z tytułu odpowiedniej Dyrektywy.

Po drugie, dodatkowa inwestycja (przyspieszona względem programu wymiany liczników) wiązałaby się z dodatkowym kosztem wynikającym z następujących względów:

²⁵⁾ Dotyczy przypadków, gdy postępowanie przed Prezesem URE wymaga wykorzystania indywidualnych danych pomiarowych odbiorcy.

- a) przyspieszenie procesu inwestycyjnego wiąże się z kosztem, bez ekwiwalentnych korzyści dla OSD, wynikających z kompleksowego pokrycia zdalnym pomiarem danego obszaru sieci, oraz
- b) w zależności od przyjętego dla danego obszaru charakteru komunikacji z licznikami, incydentalny charakter przypadku może generować dodatkowe koszty związane z zapewnieniem łączności z licznikiem; w przypadku standardowej łączności przy zastosowaniu łączności bezprzewodowej problem nie występuje, ale w przypadku, gdy OSD realizuje program kompleksowej wymiany liczników w oparciu o PLC/DLC, licznikom instalowanym w trybie przyspieszonym należałoby zapewne przejściowo zapewnić komunikację z wykorzystaniem innych środków łączności.

Trudno zaakceptować fakt, by te „nadmiarowe” koszty finansowali (np. poprzez taryfę) pozostali odbiorcy. Zakłada się przy tym, że OSD E dysponuje już właściwą Aplikacją Centralną AMI, umożliwiającą obsługę odbiorcy i zapewnienie pełnej funkcjonalności inteligentnego opomiarowania.

Po trzecie, dopuszczenie bezpośredniego żądania od „aktywnego” odbiorcy pokrycia dodatkowego kosztu rodzi zagrożenie nadużywania tej formuły „dofinansowywania” inwestycji w liczniki oraz groziłoby powrotem do zarzuconej formuły finansowania przyłączy, jaka obowiązywała pod rządami ustawy o gospodarce paliwowo-energetycznej z 1984 r. (nieodpłatne przekazywanie na majątek OSD składników majątku wytworzonych przez odbiorcę).

Po czwarte, alternatywą byłoby pozostawienie „przedterminowego” licznika we własności odbiorcy, ale to otwiera kolejne ryzyko odpowiedzialności za jego utrzymanie i sprawność, nierozzerwalnie związanej ze statusem własnościowym.

Reasumując, jako wariant możliwie najlepiej równoważący przedstawione powyżej, sprzeczne wzajemnie racje, uznać należałoby rozwiązanie polegające na zapewnieniu przez OSD określonej puli liczników z modułem GSM/GPRS, przewidzianych do zastosowania na potrzeby „aktywnych” odbiorców (własność licznika i związane z nią zobowiązania pozostają przy OSD E), z jednoczesnym nałożeniem na odbiorcę – do czasu zastosowania rozwiązania docelowego – obowiązku finansowania kosztów bieżącego utrzymania łączności (o ile w wariantcie docelowym w jego lokalizacji ma być zastosowana inna technologia łączności).

7.2. Przypadek odbiorcy biznesowego na SN i WN

Przypadek odrębny względem opisanego powyżej stanowią odbiorcy przyłączeni na SN i WN:

- ich zużycie jednostkowe (na odbiorcę) jest znacznie wyższe,
- znaczna ich część, łącznie z odbiorcami C2X, została już objęta programami zdalnego odczytu,
- znaczna ich część dysponuje wyspecjalizowanymi służbami energetycznymi,
- programy zarządzania popytem mogą być realizowane przy zastosowaniu aktualnie dostępnych narzędzi technicznych i organizacyjnych,
- ewentualna odpowiedź popytu tej kategorii odbiorców podlega ograniczeniom całkowicie odmiennym niż charakteryzujące drobnego (rozproszonego) odbiorcę na nN (grupy G i C1X).

Powyższe względy wskazywać by mogły na możliwość całkowitego pominięcia tej kategorii odbiorców w rozważaniach na temat wymagań dla powszechnego rynku pomiarów, tak jednak nie jest ze względu na konieczność pokrycia całej sieci opomiarowaniem funkcjonującym w sposób spójny (jednolity). Wynika to między innymi z celowości zapewnienia narzędzi zarządzania siecią a w szczególności zarządzania różnicą bilansową. Z tego powodu, niezależnie od statusu odbiorcy (i wynikającego z tego statusu jego układu pomiarowo-rozliczeniowego) wszystkie liczniki odbiorców końcowych powinny być „widziane” na spójnych zasadach, co najskuteczniej może być zapewnione poprzez wdrożenie wspomnianej powyżej zasady dotyczącej własności liczników.

Przekładniki prądowe i napięciowe oraz połączenia tych elementów z licznikiem, czyli pozostałe części układów pomiarowo-rozliczeniowych półpośrednich i pośrednich, powinny jednak pozostać w gestii dotychczasowych właścicieli (na ogół odbiorców) ze względu na trudności organizacyjno-prawne, związane z ich ewentualnym przewłaszczeniem. Wiąże się z tym konieczność prawnego zobli-

gowania właścicieli tych elementów do zapewnienia ich spójności metrologicznej z licznikami (aktualnie obserwuje się bowiem przypadki wykorzystywania stanu niesprawności układu pomiarowo-rozliczeniowego, jeżeli zaistniały błąd działa na korzyść właściciela – odbiorcy).

8. PODSUMOWANIE

Rysujące się w perspektywie najbliższych lat ryzyko wynikające z możliwego niedoboru mocy, a także związane z nim oraz z europejską polityką klimatyczno-energetyczną ryzyko wzrostu cen energii, podobnie jak konieczność zapewnienia odbiorcom możliwości bardziej aktywnego zarządzania własną konsumpcją (w tym swobodnego wyboru sprzedawcy) a także własnym wytwarzaniem energii elektrycznej, stanowią wyzwanie dla budowy transparentnego, niedyskryminacyjnego, efektywnego organizacyjnie, technicznie i kosztowo rynku wymiany danych pomiarowych i sygnałów rynkowych. Analiza problemu wskazuje, że podstawą takiego rynku powinien być nowy podmiot – regulowany, niezależny od uczestników rynku, który będzie pośrednikiem pomiędzy uczestnikami rynku a także pomiędzy rynkiem a instytucjami publicznymi uprawnionymi do pozyskiwania informacji o jego stanie.

Analiza stanu prawnego wskazuje istniejące już dzisiaj mechanizmy mogące mieć zastosowanie w tworzeniu tego podmiotu, jak również wskazuje obszary, w których należy stworzyć lub zmodyfikować istniejące regulacje.

W szczególności, na poziomie ustawowym wskazane jest uregulowanie następujących kwestii:

- określenie statusu OIP,
- nadanie Prezesowi URE niezbędnych kompetencji,
- określenie obowiązków i praw przedsiębiorstw i odbiorców.

Dodatkowo, na poziomie aktów wykonawczych, uregulowane powinno być odpowiednie dostosowanie systemu taryfowego.

9. SŁOWNIK POJĘĆ I SKRÓTÓW

	Pojęcie	Definicja
1	AMI	Advanced Metering Infrastructure – infrastruktura pomiarowa z dwustronną komunikacją
2	API	Ang.: Application Programming Interface, udokumentowany zbiór funkcji programistycznych, których zdalne wywołanie pozwala na dostęp do wybranych funkcjonalności urządzenia lub systemu informatycznego
3	Aplikacja AMI	patrz: MDM
4	Audyt realizacji celów projektu	Analiza przeprowadzona przez niezależnego audytora projektu, mająca na celu weryfikację zgodności procesu wdrożenia Systemu AMI z zapisami niniejszego dokumentu, a także deklarowane przez OSD E postępy w pracach nad wdrożeniem i osiągnięte korzyści z wdrożenia ze stanem faktycznym
5	CBA	Cost Benefits Analysis – analiza ekonomiczna kosztów i korzyści wdrożenia, w szczególności wdrożenia inteligentnego opomiarowania
6	CRD	Centralne Repozytorium rynkowych Danych pomiarowych; pozostająca w kompetencji Operatora Informacji Pomiarowej infrastruktura IT wchodząca w skład Systemu CRD

7	Dana Pomiarowa (DP)	Pakiet informacji podlegający transferowi z licznika odbiorcy końcowego do Aplikacji Centralnej, a następnie z Aplikacji Centralnej do CRD OIP, podlegający dalszemu transferowi z CRD do Sprzedawcy; w przypadku odbiorcy końcowego na pakiet składają się np.: 96 wartości 15-minutowych poborów energii czynnej plus cztery wartości energii biernej, identyfikator miejsca pomiaru oraz czas (oznaczenie doby pomiarowej); w przypadku prosumenta pakiet jest rozszerzony o informacje dotyczące pracy jego źródła; w przypadku innych mediów pakiet może być skonfigurowany inaczej
8	DR	Demand Response – odpowiedź strony popytowej, w szczególności na sygnał cenowy lub inny bodziec ekonomiczny
9	DER	Zarządzanie zasobami rozproszonymi – zbiór środków oddziaływania jednocześnie na poziom odbioru i generacji rozproszonej, w gestii OSP, OSD E i Sprzedawców
10	Dobowy odczyt	Transfer danych pomiarowych z urządzeń pomiarowych do Aplikacji Centralnej raz na dobę; tym samym „dobowy odczyt” nie oznacza „pomiaru raz na dobę” jedynie dokonywany raz na dobę transfer danych pomiarowych pozyskanych w ciągu minionej doby
11	DSM	Zarządzanie odbiorem – zbiór środków oddziaływania na poziom odbioru, w gestii OSP oraz Sprzedawców, w określonych sytuacjach także OSD E
12	DSR	Reakcja strony popytowej na sygnał (cenowy lub inną informację określoną w trybie kontraktowym), przystąpienie odbiorcy do programu DSR jest dobrowolne, ale przyjęte w trybie kontraktowym zobowiązania stanowią obbligo rekompensowane/sankcjonowane
13	ESCO	Przedsiębiorstwo prowadzące działalność nakierowaną na oszczędzanie energii dzięki poprawie efektywności jej wykorzystania lub kreowaniu bardziej efektywnych form jej pozyskania; strona trzecia inwestująca w środki poprawy efektywności wykorzystania energii za zwrotem z różnicy w ponoszonych kosztach zaopatrzenia w energię, wspierająca odbiorcę końcowego
14	GUD	Generalna Umowa Dystrybucyjna – pomiędzy Sprzedawcą a OSD E, regulująca wzajemne obowiązki w zakresie zapewnienia właściwej jakości obsługi odbiorcy
15	HAN (ang. Home Area Network), sieć domowa	Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) – sieć urządzeń pozostających w dyspozycji odbiorcy końcowego (nie ograniczonego do odbiorcy komunalno-bytowego, definicja ta obejmuje także sieci budynkowe oraz sieci odbiorców biznesowych), komunikujących się z inteligentnym licznikiem będącym elementem Systemu AMI
16	Infrastruktura komunikacyjna AMI „indywidualna – szybka”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego, którego zadaniem jest transfer stosunkowo nielicznych komunikatów i informacji pomiędzy Aplikacją Centralną a licznikami, w czasie kilkunastu minut lub bezzwłocznie, w zależności od statusu komunikatu, z wymaganą skutecznością
17	Infrastruktura komunikacyjna AMI „masowa – powolna”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego, którego zadaniem jest transfer informacji pomiarowych ze wszystkich liczników do Aplikacji Centralnej, z relatywnie niskim wymaganym poziomem pewności transmisji (transfer raz na dobę z opcją repetycji do skutku)
18	Infrastruktura komunikacyjna „licznik – licznik”	Tor komunikacyjny w strefie HAN, pomiędzy licznikiem prosumenta lub licznikiem innych mediów a modułem komunikacyjnym licznika odbiorcy, pełniącym rolę bramki dla tych sygnałów; technologia wykorzystana do komunikacji w strefie HAN może być dowolnie dobrana ze względu na konfigurację przestrzenną i lokalne uwarunkowania
19	Infrastruktura komunikacyjna OIP „powolna”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego pomiędzy Aplikacją Centralną AMI a CRD OIP, służąca do transferu danych pomiarowych w cyklu dobowym, z opcją repetycji do skutku

20	Infrastruktura komunikacyjna OIP „szybka”	Funkcjonalność toru komunikacyjnego pomiędzy Aplikacją Centralną AMI a CRD OIP, służąca do transferu sygnałów i komunikatów w interwale kilkunastu minut lub niezwłocznie, w zależności od statusu komunikatu
21	Infrastruktura pomiarowa	Urządzenia pomiarowe (liczniki ze zdolnością komunikowania się), zapewniające pomiar energii elektrycznej na potrzeby Systemu AMI
22	Inteligentna sieć	Sieć elektroenergetyczna, która w sposób efektywny ekonomicznie integruje zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prowadzących obydwie te działalności – celem zapewnienia funkcjonowania ekonomicznie efektywnego zrównoważonego systemu, charakteryzującego się niskim poziomem strat oraz wysokim poziomem jakości, pewności i bezpieczeństwa zasilania
23	Licznik bilansujący	Zlokalizowane w stacji SN/nN urządzenie pomiarowe z członem komunikacyjnym, „widziane” zarówno przez System AMI, jak i SCADA nN lub alternatywne konstrukcyjnie rozwiązanie równoważne pod względem realizowanych funkcjonalności
24	Licznik odbiorcy	Zespół urządzeń, który poza funkcją metrologiczną realizuje funkcje komunikacyjne w dwóch kierunkach (do aplikacji Centralnej i do odbiorcy), wykonawcze (strażnik mocy i stycznik do realizowania komendy „odłącz odbiorcę”) oraz człon pamięciowy
25	Licznik prosumenta	Zespół urządzeń zabudowanych na źródle prosumenta lub stanowiący integralną część tego źródła, realizujący funkcje metrologiczne i komunikacyjne; w odniesieniu do źródeł prosumenckich odnawialnych o mocach poniżej progu generowania przepływów odwrotnych wymagania wobec licznika mogą być radykalnie obniżone: brak wyświetlacza do odczytu lokalnego, obniżone wymagania metrologiczne (licznik służy wyłącznie wykazaniu celu emisyjnego)
26	MDM	Aplikacja Systemu AMI, w gestii OSD E, służąca do zarządzania infrastrukturą AMI oraz danymi pomiarowymi pobieranymi przez Infrastrukturę Pomiarową AMI. Dodatkowo, MDM dostarcza informacje konieczne do celów zarządzania siecią oraz samodzielnego rozliczania usługi dystrybucyjnej (o ile zachodzi taka potrzeba, tj. w odniesieniu do odbiorców z rozdzielonymi umowami)
27	Moc dostępna w wyniku ograniczenia	Wartość mocy czynnej 15-minutowej, obniżona w stosunku do mocy umownej na podstawie polecenia operatorskiego, w trybie określonym umową kompleksową lub umową dystrybucyjną
28	Moc umowna	Moc czynna 15-minutowa, określona w umowie kompleksowej lub umowie dystrybucyjnej, jako wartość dopuszczalna, nie większa niż wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych w okresie rozliczeniowym
29	nN	Niskie napięcie
30	OIP	Podmiot odpowiedzialny za magazynowanie, przetwarzanie oraz udostępnianie uprawnionym podmiotom (odpowiednio: Sprzedawcom, samym odbiorcom, innym operatorom oraz agendum administracji publicznej) danych pomiarowych pochodzących od poszczególnych OSD E w Polsce na potrzeby rozliczeń na rynku kreowania ofert rynkowych oraz, statystyki
31	Obniżenie kosztów odczytów	Korzyść OSD E wynikająca z ograniczenia kosztów z tytułu odczytów inkasenckich
32	Obszar sieci	Segment sieci niskiego napięcia ograniczony stacją / stacjami SN/nN, wraz z tymi stacjami
33	Ograniczenie strat handlowych	Korzyść OSD E wynikająca z ograniczenia wolumenu energii pobranej przez odbiorców, lecz niezafakturowanej
34	Ograniczenie strat technicznych	Korzyść z wdrożenia Systemu AMI, wynikająca z redukcji różnicy bilansowej w części dotyczącej strat energii wynikających z właściwości fizycznych infrastruktury sieciowej

35	Operator AmI	Ambient Intelligence Operator – podmiot wspierający odbiorcę w zakresie poprawy efektywności wykorzystania energii i/lub źródeł własnych z wykorzystaniem technik teleinformatycznych (przypadek szczególnie firmy ESCO)
36	Opłata za DP	Opłata za udostępnienie Danej Pomiarowej opisanej w pkt 4
37	Opłata za PDSR	Opłata za udostępnienie kanału komunikacyjnego do transferu komunikatów i sygnałów na potrzeby DSR, w tym DSM
38	Oprogramowanie firmware	Oprogramowanie wbudowane wewnątrz urządzeń będących elementami Systemu AMI
39	OSD E	Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego
40	Panel Sieci Domowej Wyświetlacz/Sterownik /Koncentrator Sieci Domowej	Centralny element sieci domowej (ang. HAN, Home Area Network), zapewniający komunikację z licznikiem i odbiornikami odbiorcy oraz (perspektywicznie) z siecią internetową, zapewniający odbiorcy odbiór informacji rynkowych i sygnałów DSR, przesyłanych poprzez System AMI oraz predefiniowanie sposobów reagowania na nie, a także odbiór sygnałów i realizację komend DSR; może być dostarczany przez właściciela programu DSR ewentualnie przez OSD E wraz z licznikiem
41	Pomiar lokalny	Odczyt danych pomiarowych zapisanych w liczniku, wymagający wizyty inkasenckiej na terenie węzła końcowego, bądź węzła bilansującego Systemu AMI
42	Pomiar zdalny	Odczyt danych zapisanych w urządzeniu pomiarowym za pomocą Systemu AMI, nie wymagający wizyty inkasenckiej na terenie węzła końcowego, bądź węzła bilansującego Systemu AMI
43	Potencjał PDSR	Zdolność infrastruktury komunikacyjnej do przesłania do odbiorcy sygnału niezbędnego dla uruchomienia usługi DSR, w tym DSM, oraz odebrania sygnału zwrotnego
44	Prosument	Podmiot pobierający energię elektryczną z sieci OSD E, z mocą przyłączeniową nie większą niż 40 kW, który jest jednocześnie niewielkim wytwórcą energii elektrycznej, przekazującym jej nadwyżki do sieci OSD E (prosument aktywny) lub który oferuje na zasadach określonych w umowie z OSD E redukcję swojego obciążenia (prosument pasywny)
45	SCADA nN	System, odrębny względem Systemu AMI, służący do bieżącego nadzorowania i zarządzania siecią SN i nN, z wymogami odnośnie przepustowości i pewności transmisji wynikającymi z uwarunkowań ruchu sieci, obejmujący, obok dwustronnej komunikacji i zbierania danych, ich wizualizację, sterowanie pracą elementów sieci, alarmowanie oraz archiwizację danych
46	SN	Średnie napięcie
47	Sprzedawca	Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną, z którym odbiorca końcowy ma zawartą umowę
48	System AMI	System pomiarowo-rozliczeniowy, składający się z aplikacji centralnej, infrastruktury komunikacji dwukierunkowej, infrastruktury pomiarowej oraz pozostałych elementów służących do zdalnego pomiaru, przesyłania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej oraz innych mediów oraz stosownych informacji i komend
49	System CRD	System informatyczny zapewniający magazynowanie, przetwarzanie oraz przekazywanie danych pomiarowych zgodnie z zakresem działania OIP
50	Środowisko informatyczne OSD E	Systemy informatyczne oraz aplikacje OSD E
51	Węzeł bilansujący	Punkt w sieci, w którym zlokalizowany jest układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej, wraz z towarzyszącymi mu modułami komunikacji i innym osprzętem, zainstalowany w stacji SN/nN
52	Węzeł końcowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy energii elektrycznej, wraz z towarzyszącym mu modułem komunikacji i innym osprzętem, służący do pomiaru energii pobranej przez odbiorcę końcowego
53	WSK	Patrz: Panel Sieci Domowej
54	Zasoby własne OSD E	Zasoby będące w posiadaniu OSD E lub jednostek podległych OSD E

ZAŁĄCZNIK

ANALIZA WARIANTÓW POD KĄTEM ZDOLNOŚCI WSPARCIA REALIZACJI CELU

Przedstawiona w pkt 3 ocena „Zdolności wsparcia realizacji celu” (ZWRC) została zwymiarowana w następujący sposób:

1. Zdefiniowano listę czynników istotnych dla przebiegu procesów rynkowych i stymulowania pożądanych kierunków ich rozwoju w rozumieniu realizacji funkcji celu, przedstawionej w pkt 1 niniejszego dokumentu. Odnotowania wymaga, że dobór ich jest wynikiem subiektywnej oceny, a jej skład nie jest z góry ograniczony. Oznacza to, że w toku dalszej dyskusji nad dokumentem możliwe jest uzupełnienie listy o kolejne pozycje. Aktualnie rozpatrywaną listę przedstawiono w poniższej tablicy.

1	Zdolność przeniesienia korzyści z innych segmentów do OSD
2	Stymulowanie rozwoju generacji rozproszonej i rozsianej
3	Bezpieczeństwo danych pomiarowych
4	Wsparcie rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej
5	Uniezależnienie od wpływu grup kapitałowych
6	Wsparcie przedsięwzięć w zakresie multiutilities i uzyskanie efektu synergii
7	Zapewnienie obsługi danych „osieroconych” po zmianie sprzedawcy
8	Wsparcie procesu zmiany sprzedawcy
9	Niski koszt zmian
10	Stworzenie możliwości odbiorcy poprawy efektywności wykorzystania energii
11	Wsparcie programów DSR i poprawa bezpieczeństwa KSE
12	Wprowadzenie i utrzymywanie standardów
13	Ograniczenie duplikowania przechowywanych informacji
14	Łatwość realizacji w zakresie organizacyjnym
15	Możliwość realizacji w obecnym stanie prawnym
16	Wsparcie obsługi odbiorców z wieloma lokalizacjami
17	Wsparcie obsługi odbiorców mobilnych
18	Wsparcie rozwoju programów taryfowych sprzedawców
19	Wsparcie rozwoju programów DSR OSP
20	Wsparcie rozwoju usług okołenergetycznych (ESCO)
21	Wsparcie współkorzystania przez inne media
22	Zapewnienie informacji zaagregowanych na poziomie kraju
23	Łatwość dalszego rozwijania w kierunku Smart Grid
24	Łatwość wykorzystania danych technicznych o sieci
25	Interoperacyjność
26	Ograniczenie ryzyka wielokrotnych interfejsów
27	Ograniczenie ryzyka różnych repozytoriów dla różnych mediów
28	Ograniczenie ryzyka nie uzyskania korzyści przez OSD
29	Zagwarantowanie wysokiej jakości danych
30	Możliwość rynkowej wyceny usługi udostępniania danych pomiarowych
31	Ograniczenie ryzyka zmonopolizowania rynku danych pomiarowych
32	Ograniczanie regulacji i promowanie zasad wolnej konkurencji
33	Ograniczenie ryzyka nierównoprawnego dostępu do danych pomiarowych
34	Ograniczenie ryzyka oddziaływania polityków na działanie rynku danych pomiarowych
35	Ograniczenie ryzyka niestabilności finansowej rynku danych pomiarowych
36	Ograniczenie ryzyka większych kosztów dla odbiorcy
37	Ograniczenie ryzyka nieefektywnego działania rynku danych pomiarowych

2. Kolejnym krokiem było przypisanie poszczególnych czynników wpływu do każdej z czterech cech, charakteryzujących cel wdrażania rynku danych pomiarowych jako kluczowego elementu systemu Smart Metering Smart Grid Ready, jakimi są podlegające przedmiotowej ocenie:
 - A. Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE,
 - B. Poprawa warunków konkurencji na rynku energii,
 - C. Stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii,
 - D. Upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej.

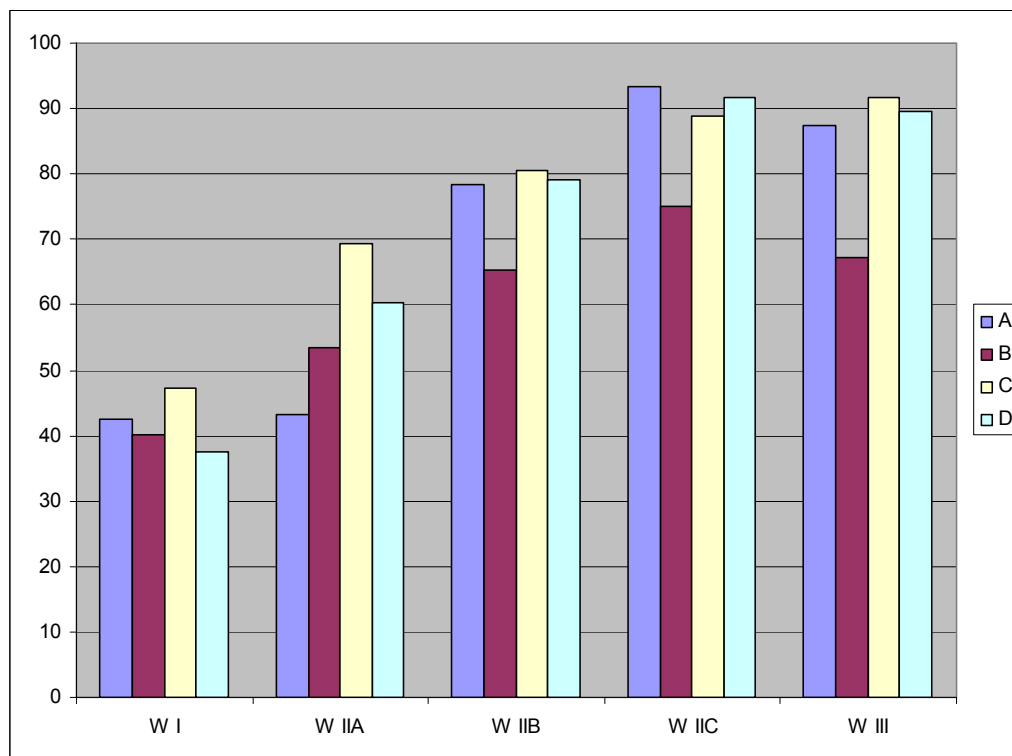
- Dla każdego z uwzględnionych czynników przypisano ocenę stopnia oddziaływania każdego z ocenianych wariantów (WI, WIIA, WIIB, WIIC i WIIC) na możliwość jego zrealizowania, wg następującej skali:
 - 4 – oddziaływanie silnie pozytywne
 - 3 – oddziaływanie pozytywne
 - 2 – oddziaływanie neutralne
 - 1 – oddziaływanie negatywne
 - 0 – oddziaływanie silnie negatywne
- Wyznaczono sumę punktów przypisanych każdemu z wariantów, dokonując niejako ich bezwzględnej gradacji wzajemnej.
- Dla oceny poszczególnych cech konieczne było dodatkowo przypisanie czynników wpływu do cech, przy uwzględnieniu faktu, że niektóre z czynników wpływu pozostają w relacji z więcej niż jedną cechą. Rezultat tego działania przedstawiono poniżej.

	A	B	C	D	
1		X			Zdolność przeniesienia korzyści z innych segmentów do OSD
2	X		X	X	Stymulowanie rozwoju generacji rozproszonej i rozsianej
3	X			X	Bezpieczeństwo danych pomiarowych
4		X			Wsparcie rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej
5		X		X	Uniezależnienie od wpływu grup kapitałowych
6				X	Wsparcie przedsięwzięć w zakresie multiutilities i uzyskanie efektu synergii
7		X			Zapewnienie obsługi danych „osieroconych” po zmianie sprzedawcy
8		X			Wsparcie procesu zmiany sprzedawcy
9		X			Niski koszt zmian
10			X	X	Stworzenie możliwości odbiorcy poprawy efektywności wykorzystania energii
11	X			X	Wsparcie programów DSR i poprawa bezpieczeństwa KSE
12	X				Wprowadzenie i utrzymywanie standardów
13		X			Ograniczenie duplikowania przechowywanych informacji
14		X			Łatwość realizacji w zakresie organizacyjnym
15		X			Możliwość realizacji w obecnym stanie prawnym
16		X			Wsparcie obsługi odbiorców z wieloma lokalizacjami
17		X			Wsparcie obsługi odbiorców mobilnych
18		X			Wsparcie rozwoju programów taryfowych sprzedawców
19	X				Wsparcie rozwoju programów DSR OSP
20		X		X	Wsparcie rozwoju usług okołenergetycznych (ESCO)
21		X			Wsparcie współkorzystania przez inne media
22	X				Zapewnienie informacji zaagregowanych na poziomie kraju
23	X	X	X	X	Łatwość dalszego rozwijania w kierunku Smart Grid
24	X				Łatwość wykorzystania danych technicznych o sieci
25	X				Interoperacyjność
26		X			Ograniczenie ryzyka wielokrotnych interfejsów
27		X			Ograniczenie ryzyka różnych repozytoriów dla różnych mediów
28		X			Ograniczenie ryzyka nie uzyskania korzyści przez OSD
29	X				Zagwarantowanie wysokiej jakości danych
30		X			Możliwość rynkowej wyceny usługi udostępniania danych pomiarowych
31		X			Ograniczenie ryzyka zmonopolizowania rynku danych pomiarowych
32		X			Ograniczanie regulacji i promowanie zasad wolnej konkurencji
33		X			Ograniczenie ryzyka nierównoprawnego dostępu do danych pomiarowych
					Ograniczenie ryzyka oddziaływania polityków na działanie rynku danych pomiarowych
34		X			Ograniczenie ryzyka niestabilności finansowej rynku danych pomiarowych
35		X			Ograniczenie ryzyka większych kosztów dla odbiorcy
36		X			Ograniczenie ryzyka nieefektywnego działania rynku danych pomiarowych
37		X			Ograniczenie ryzyka nieefektywnego działania rynku danych pomiarowych

- Ocenę punktową każdej z cech ustalono sumując punkty przypisane czynnikom wpływu pozostającym w relacji z daną cechą.
- Słowną skalę ocen „Zdolności wsparcia realizacji celu” (ZWRC) ustalono wg następującego klucza uzyskanych punktów, przy warunku: 100% = max punktów zebranych przez którąkolwiek cechę:
 - Mała – do 50% punktów
 - Średnia – od 51% do 75% punktów
 - Duża – powyżej 75% punktów.

Tak określona metodologia jest relatywnie mało wrażliwa na zmiany (wydłużenie) listy analizowanych czynników, subiektywizm oceny relacji czynników względem cech i spowodowaną tym, oraz generalnym subiektywizmem oceniającego w ustalaniu punktowych wartości „siły wpływu”, zmianę sumy punktów do zdobycia.

8. Dodatkowo, ze względu na fakt, że sposób oceny zdolności wsparcia realizacji celu, podobnie jak sama lista czynników, podatna jest na subiektywizm osoby dokonującej oceny, założono, że przedstawioną powyżej procedurę należy poddać dyskusji publicznej w zakresie listy czynników wpływu oraz relacji czynnik wpływu – cecha, a następnie, po uzgodnieniu ww. warunków brzegowych, przeprowadzić ją odrębnie przez każdego (chętnego) uczestnika dyskusji nad dokumentem. Stosowną ankietę w formie arkusza Excel przedstawiono w załączeniu, stanowiła ona element „pakietu” wystawionego do dyskusji publicznej. Sumowaniu podlegały wartości średnich arytmetycznych wszystkich ocen danego wariantu względem danego czynnika, co w istotny sposób pozwoliło wyeliminować z przedmiotowej analizy efekt subiektywizmu. Oceny słowne, zamieszczone w pkt 3 dokumentu, są wynikiem wypadkowym trzech analiz przeprowadzonych niezależnie w dyskusji zespołowej. Pozwoliła ona uzyskać następujący obraz atrakcyjności wzajemnej poszczególnych wariantów, uzasadniający tezę zaprezentowaną w dokumencie:



W dyskusji publicznej ankietę wypełniło jedynie dwóch respondentów, co – co do zasady – nie zmieniło rozkładu wyników uzyskanych w dyskusji zespołowej.