



POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

UL. WOŁYŃSKA 22
60-637 POZNAŃ
www.ptpiree.pl

TEL. (0-61) 846-02-00
FAX (0-61) 846-02-09
ptpiree@ptpiree.pl

NIP 777-00-04-090 Regon 004845964 Nr konta: BZ WBK SA 6 O/Poznań 30 1090 1362 0000 0000 3601 8167

Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce

Zamawiający

Ministerstwo Gospodarki

Wykonawca

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii
Elektrycznej

Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

SPIS TREŚCI

1. Wprowadzenie	5
2. Cel i potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce	8
2.1. Faktyczne przesłanki wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych	9
2.1.1. Poprawa efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów, wzrost wytwarzania w źródłach odnawialnych	10
2.1.2. Zarządzanie stroną popytową (Demand Side Management)	11
2.1.3. Kształtowanie rynku energii elektrycznej	13
2.1.4. Poprawa konkurencji	14
2.2. Przesłanki formalne wdrożenia smart meteringu	14
2.2.1. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG	15
2.2.2. Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE	17
2.2.3. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE	19
2.2.4. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu	22
2.2.5. Stanowisko Rządu RP do komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno- Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu	24
2.2.6. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku	25
3. Materiały źródłowe wykorzystane do opracowania niniejszego dokumentu	27
3.1. Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce	28

3.2.	Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce	36
3.3.	Analiza wykonana dla Urzędu Regulacji Energetyki w ramach projektu Transition Facility - „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii”.....	38
3.4.	Stanowisko 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	41
3.5.	Stanowisko Prezesa URE w sprawie operatora informacji pomiarowej	43
3.6.	Program wdrożeniowy ENERGA-OPERATOR S.A.	44
4.	Koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania	46
4.1.	Ogólna charakterystyka rynku danych pomiarowych	46
4.2.	Cel wprowadzenia nowej koncepcji rynku opomiarowania	49
4.3.	Opis proponowanych koncepcji rynku opomiarowania	50
4.4.	Rola podmiotów w preferowanej koncepcji rynku opomiarowania	54
5.	Prawny aspekt wdrożenia smart meteringu w Polsce	56
5.1.	Analiza obecnie obowiązujących przepisów prawnych RP pod kątem możliwości wdrożenia inteligentnego opomiarowania	56
5.2.	Konieczne zmiany w prawie, które umożliwią wprowadzenie inteligentnego opomiarowania	58
6.	Wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej, specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu	61
6.1.	Specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej	61
6.1.1.	Układy pomiarowe	61
6.1.1.1.	Wymagania funkcjonalne wobec liczników 1- i 3-fazowych..	61
6.1.1.2.	Wymagania funkcjonalne wobec liczników bilansujących	71
6.1.2.	Infrastruktura telekomunikacyjna	77
6.2.	Specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu	81
6.2.1.	Specyfikacja informacji wymienianych z urządzeniem pomiarowym	81

6.2.2.	Specyfikacja informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym w OSD	82
6.2.3.	Specyfikacja informacji wymienianych przez system centralny z innymi systemami zewnętrznymi	84
7.	Korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru	85
7.1.	Specyfikacja korzyści z punktu widzenia grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej	86
7.1.1.	Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej	86
7.1.2.	Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)	88
7.1.3.	Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej	89
7.1.4.	Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych	90
7.1.5.	Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego	93
7.2.	Specyfikacja korzyści z punktu widzenia korzyści ogólnospołecznych	93
8.	Nakłady na wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce	95
8.1.	Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji	95
8.2.	Zestawienie pozycji uwzględnionych przy określeniu wysokości nakładów na wdrożenie systemu AMI	97
8.3.	Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania	99
8.3.1.	Redukcja kosztów odczytów	99
8.3.2.	Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej	100
8.3.3.	Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej	101
8.3.4.	Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej	101
8.3.5.	Redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe	102
8.3.6.	Zmniejszenie kosztów obsługi klienta	103
9.	Harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych	103
10.	Wnioski	105
10.1	Wnioski o charakterze ekonomicznym	106
10.2	Wnioski o charakterze regulacyjnym	107

1. Wprowadzenie

Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE (dalej jako: Dyrektywa), Państwa członkowskie Unii Europejskiej zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Jednakże zgodnie z Załącznikiem nr 1 pkt 2 do Dyrektywy, wdrożenie tych systemów może zostać uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. Ocena taka zgodnie z Dyrektywą powinna zostać dokonana przez Państwo członkowskie UE w terminie do dnia 3 września 2012 r.

W związku z powyższym, Ministerstwo Gospodarki - dostrzegając potrzebę dokładnego przeanalizowania problemu związanego z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych - powołało w dniu 6 grudnia 2010 roku zespół ekspertów pod nazwą Zespół Doradczy do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce, w skład którego weszli przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Regulacji, PSE Operator S.A., Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwa Obrotu Energią. Głównym zadaniem tego Zespołu było przeanalizowanie i próba udzielenia odpowiedzi na pytanie, czy w Polsce istnieje potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Zdaniem ekspertów Zespołu, wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych z uwagi na wyzwania, jakie stoją w najbliższym czasie przed polską energetyką, jest koniecznością. Potwierdzenie stanowiska ekspertów znalazło się w krótkim podsumowaniu tego zagadnienia pt. *„Wnioski i rekomendacje dotyczące zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce”*. Opisano w nim cel i potrzebę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz wskazano korzyści płynące z wdrożenia tego typu systemów. Wobec powyższego Ministerstwo Gospodarki zleciło Zespołowi podjęcie dalszych działań, które będą prowadziły do wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych.

Jednocześnie mając na uwadze konieczność przedstawienia Komisji Europejskiej informacji na temat zasadności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce,

Ministerstwo Gospodarki postanowiło zlecić przygotowanie dokumentu, który w sposób kompleksowy podsumuje dotychczas przeprowadzone w Polsce analizy w tym zakresie oraz wszelkie powstałe w ostatnim czasie dokumenty, które przedstawiały opłacalność oraz zasadność wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce w zakresie elektroenergetyki.

Zatem celem niniejszej analizy jest omówienie następujących zagadnień:

- cel i potrzeba wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania,
 - koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania,
 - wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej, specyfikację zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu,
 - korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru,
 - ekonomiczna opłacalność wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce,
 - szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji,
 - harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych,
- na podstawie następujących dokumentów:
- opracowania „Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce” wykonanego dla PSE Operator S.A.¹⁾,
 - opracowania „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce” wykonanego dla PTPiREE²⁾,
 - Stanowiska Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 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 30 maja 2011 roku,
 - „Koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Niezależnego Operatora Pomiarów” przygotowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
 - Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia,

¹⁾ źródło: www.piio.pl

²⁾ Materiał własny PTPiREE

- Stanowiska Rządu w sprawie Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia.

Opracowanie dotyczy jedynie zagadnień związanych z elektroenergetyką, wobec czego zwroty: przedsiębiorstwo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, sprzedawca, inteligentny system pomiarowy itp. używane są w odniesieniu do energii elektrycznej, chyba że w treści opracowania wskazano inaczej.

2. Cel i potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce

We Wprowadzeniu wskazano, że jest ono wykonywane z uwagi na potrzebę dokonania przez Państwa członkowskie analizy opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej: KSE). Jednak zanim taka analiza zostanie przedstawiona, w pierwszej kolejności trzeba odpowiedzieć na pytanie jakiemu celowi ma służyć wdrożenie tych systemów pomiarowych. Wśród przesłanek wdrożenia można wyróżnić przyczyny formalne (twarde) czyli wymagane pośrednio lub bezpośrednio na podstawie aktów prawnych Unii Europejskiej, takich jak dyrektywy oraz przyczyny nieformalne (miękkie), rozumiane jako te, które stanowią przejaw ogólnej polityki UE oraz Państw członkowskich. Do pierwszej z wymienionych grup zaliczyć należy Dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. *w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG* oraz Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. *dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE*. Natomiast do nieformalnych przesłanek faktycznych w szczególności należą: konieczność zwiększenia efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów cieplarnianych, wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej, wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, czy wreszcie - jak ma to miejsce w przypadku Polski - potrzeba wdrożenia rozwiązań sprzyjających zbilansowaniu KSE w sytuacji powstających w najbliższych kilku latach zagrożeń związanych z planowanymi ubytkami mocy wytwórczych.

Jednak wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych ma również znacznie szerszy wymiar, także z punktu widzenia gospodarczego UE. Zgodnie z podejściem prezentowanym przez Komisję Europejską między innymi w *Komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia* (dalej Komunikat KE w sprawie inteligentnych sieci), czy *Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejska Agenda Cyfrowa* wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, stanowi nieodzowny element inteligentnej sieci i przyczyni się w znacznym stopniu do

przyspieszenia rozwoju i unowocześnienia gospodarki Państw wchodzących w skład Unii Europejskiej. Z prezentowanego przez Komisję Europejską (KE) stanowiska wynika, iż przyszły rozwój gospodarczy UE musi w coraz większym stopniu pochodzić z innowacyjnych produktów i usług przeznaczonych dla obywateli i przedsiębiorstw z UE. W funkcjach jakie będą posiadały inteligentne systemy pomiarowe, w szczególności tych umożliwiających bieżący dostęp do aktualnego stanu zużycia energii elektrycznej, dwustronną komunikację między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami oraz innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii, KE widzi możliwość znacznej redukcji zużycia energii przez tych odbiorców, co znacznie poprawi konkurencyjność gospodarki Państw członkowskich UE. Ponadto KE w Komunikacie KE w sprawie inteligentnych sieci podkreśla, iż w europejskim badaniu Bio Intelligence stwierdzono, że inteligentne sieci mogłyby ograniczyć roczne zużycie energii pierwotnej w sektorze energetycznym UE o prawie 9% do 2020 r. Ponadto KE oczekuje również, iż inteligentne sieci, w tym inteligentne systemy pomiarowe przyczynią się do stworzenia nowych miejsc pracy i dodatkowego wzrostu gospodarczego. Przewiduje się także, że wartość światowego rynku inteligentnych urządzeń gospodarstwa domowego wzrośnie z 3,06 mld USD w 2011 r. do 15,12 mld USD w 2015 r.. Szacuje się także, że ok. 15% spodziewanych inwestycji przeznaczonych zostanie na wprowadzanie inteligentnych systemów pomiarowych, natomiast 85% na modernizację pozostałej części systemu³.

2.1. Faktyczne przesłanki wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Jak wspomniano powyżej, potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych wynika z przesłanek formalnych i nieformalnych. Formalne to głównie unijne akty prawne, nieformalne natomiast to te, które stanowią obiektywną potrzebę wprowadzenia takich systemów pomiarowych i *de facto* leżą u podstaw stworzenia wymogów prawnych w tym zakresie. Do nieformalnych przyczyn konieczności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych zaliczyć można przede wszystkim konieczność spełnienia celów wynikających z tzw. Pakietu klimatycznego, czyli ograniczenie do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% oraz

³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia

podniesienie o 20% efektywności energetycznej. Ponadto na te trzy wymienione wyżej okoliczności nakłada się jeszcze czwarta, która jest związana ze specyfiką polskiego systemu elektroenergetycznego, a mianowicie zagrożenie związane z niezbilansowaniem mocy w KSE w perspektywie najbliższych kilku lat, związane z koniecznością wyłączenia starych, nieefektywnych i emitujących dużą ilość gazów i pyłów źródeł wytwórczych energii elektrycznej.

2.1.1. Poprawa efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów, wzrost wytwarzania w źródłach odnawialnych

W Pakiecie klimatycznym na Państwa członkowskie Unii Europejskiej nałożono obowiązek realizacji do 2020 roku trzech celów: ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% oraz podniesienie o 20% efektywności energetycznej. Przedmiotowe cele nie będą z punktu widzenia polskiej gospodarki łatwe do zrealizowania. Szczególnie należy obawiać się o realizację pierwszego z nich, biorąc pod uwagę fakt, iż ok. 87% produkowanej w Polsce energii elektrycznej pochodzi z węgla kamiennego i brunatnego. Zatem poprawa efektywności energetycznej, jak również wzrost wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, są jednym z podstawowych elementów, które mają przyczynić się do redukcji emisji pyłów do atmosfery.

Jednak poprawa efektywności energetycznej wynika nie tylko z konieczności redukcji emisji pyłów do atmosfery – oczekuje się, iż umożliwi ona również wykorzystanie potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny. Środki pochodzące z poprawy efektywnego wykorzystania energii mogą posłużyć Państwom członkowskim UE oraz całej Wspólnocie Europejskiej do zmniejszania jej uzależnienia od importu energii. Ponadto ukierunkowanie na technologie efektywniej wykorzystujące energię również pozytywnie wpłynie na innowacyjność i konkurencyjność gospodarki europejskiej. Inwestowanie w efektywność energetyczną pozwoli także zaoszczędzić środki finansowe na budowę nowych mocy wytwórczych.

Działania w poprawę efektywności energetycznej są działaniami charakteryzującymi się znaczną złożonością i długofalowością. Wśród środków poprawy efektywności energetycznej możemy wyróżnić te najbardziej popularne, jak docieplenie budynków, wymiana okien itp., ale także bardziej złożone, związane z promowaniem wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji czy też sięgnięcie do działań, które nie są jeszcze dzisiaj w

praktyce wykorzystywane, czyli do zarządzania popytem poprzez wymuszania na odbiorcach pewnego rodzaju zachowań mających wpływ na zużycie energii elektrycznej. Należy również podkreślić, iż poprawa efektywności energetycznej będzie możliwa do udokumentowania tylko wtedy, kiedy będzie istniała możliwość zmierzenia skutków działań ukierunkowanych na poprawę efektywności. W tym celu potrzebna jest instalacja urządzeń, które nie tylko zmierzają wartość zaoszczędzonej energii, ale również posłużą jako narzędzie, które przyczyni się do jej oszczędzania. Takimi urządzeniami będą inteligentne systemy pomiarowe, które poza funkcją licznika, który mierzy stan zużycia energii elektrycznej, będzie również służył jako przekaznik informacji o np. programach DSR (ang. Demand Side Response) dla odbiorcy.

Nowe rozwiązania techniczne - zwłaszcza w zakresie wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych - w znacznym stopniu ułatwią również rozwój odnawialnych źródeł energii, w szczególności generacji rozproszonej. Rozwój tego typu generacji wiąże się z wprowadzeniem pojęcia „prosumenta” czyli podmiotu, który zarówno produkuje i wprowadza energię do sieci, jak również ją z sieci pobiera. W kwestii wyjaśnienia należy zaznaczyć, iż źródła prosumenckie to nie tylko źródła produkujące tzw. zieloną energię elektryczną, lecz również te, które mogą wykorzystywać konwencjonalne źródła, jak np. ropę naftową itp. Jednak wydaje się obecnie, iż dzięki wsparciu, jakie ma produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jak również planowane ułatwienia spowodują, że większość energii produkowanej przez prosumentów będzie pochodziła z małych źródeł odnawialnych, takich jak źródła fotowoltaiczne czy źródła wiatrowe.

Zatem, dzięki inteligentnym systemom pomiarowym, znacznie łatwiej będzie można zmierzyć produkowaną w tych źródłach energię, co przyczyni się do wzrostu w ogólnym bilansie energetycznym energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych, jak również wpłynie na spadek emisji pyłów i gazów do atmosfery.

2.1.2. Zarządzanie stroną popytową (*Demand Side Management*)

Kolejne zamierzenie, które będzie można zrealizować dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów pomiarowych, to wprowadzenie do polskiego systemu elektroenergetycznego mechanizmów umożliwiających zarządzanie stroną popytową *Demand Side Management* (DSM). Umożliwić mają one efektywne gospodarowanie energią elektryczną poprzez wpłynięcie na zmniejszenie jej zużycia przez odbiorców energii elektrycznej, tym samym służąc spłaszczeniu tzw. krzywej popytu i przyczyniając się do

redukcji produkcji energii elektrycznej w momentach, gdy jest na nią największe zapotrzebowanie. Pojęcie DSM jest najczęściej definiowane podobnie, jak przedstawia to Urząd Regulacji Energetyki - jako zarządzanie lub sterowanie popytem, służące do identyfikowania, oceny i wykorzystania źródeł (zasobów) po stronie popytu, na energię elektryczną przez jej końcowych użytkowników. URE podkreśla, iż DSM jest jednym z instrumentów realizacji zintegrowanego planowania zasobów energetycznych po stronie popytowej. Jako cel podstawowy DSM URE wymienia efektywne wykorzystanie energii, czyli zmniejszenie zużycia energii elektrycznej oraz sterowanie obciążeniem, czyli zmniejszenie obciążenia lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem⁴. Zwłaszcza ten drugi element, jakim jest sterowanie popytem, ogranicza negatywne skutki nierównomiernego i niejednokrotnie nadmiernego popytu na energię elektryczną. Dzięki temu wzrasta efektywność na poziomie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. Element ten zwany jest również reakcją strony popytowej (ang. Demand Side Response, w skrócie DSR). Jak podkreślają autorzy opracowania „*Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce*” wykonanego dla PSE Operator S.A., głównymi celami mechanizmów DSR jest redukcja maksymalnych obciążeń szczytowych, zwiększenie obciążenia w okresach dolin, dopasowanie obciążenia do aktualnych warunków pracy systemu elektroenergetycznego oraz przesunięcie obciążeń pomiędzy różnymi porami dnia lub roku. Z przedmiotowej analizy PSE Operator S.A. wynika, iż reakcja strony popytowej w horyzoncie krótkookresowym może mieć wpływ na bilans mocy w systemie i może być widziana jako ekonomiczna optymalizacja zapotrzebowania na energię, a nie działanie prowadzące do oszczędzania energii. Z kolei w horyzoncie długookresowym, DSR może wpływać na bilans energii oraz mobilizować zachowania odbiorców skutkujące oszczędnością energii. Spowodować to mają sygnały rynkowe, oparte przede wszystkim na cenie energii. Sygnały te mogą pochodzić ze wszystkich rynków ustalających cenę mocy lub energii, czyli rynku transakcji natychmiastowych, rynku bilansującego, oraz rynku usług systemowych⁵. Aby wdrożenie mechanizmów DSR było jednak możliwe, konieczna jest rejestracja pobieranej przez odbiorców energii elektrycznej w sposób zdecydowanie częstszy niż ma to miejsce dzisiaj.

Obecny system opomiarowania, oparty przede wszystkim na licznikach indukcyjnych, nie daje możliwości uzyskania takich informacji. W praktyce uniemożliwia to wdrożenie programów DSR. Dlatego też, aby można było rozpocząć prace nad mechanizmami, które umożliwią zarządzanie stroną popytową, należy wprowadzić rozwiązania techniczne, które

⁴ http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1022/Dsm_zarzadzanie_lub_sterowanie_popytem.html

⁵ http://www.piio.pl/dok/DSR_Etap_I_przeglad_mechanizmow_DSR.pdf

pozwoła na pozyskanie odpowiednich danych pozwalających we właściwy sposób określić jakie mechanizmy można zastosować. Temu celowi ma służyć właśnie wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, których funkcja dwustronnej komunikacji z jednej strony pozwoli na szybkie i sprawne pozyskiwanie informacji o aktualnym zużyciu energii, a z drugiej pozwoli na przesyłanie odpowiednich informacji do odbiorcy, umożliwiającym mu aktywne uczestnictwo w rynku energii.

2.1.3. Zagrożenie niezbilansowania polskiego systemu elektroenergetycznego

Do przedstawionych powyżej przesłanek zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce należy dołączyć jeszcze jedną, która jest wynikiem prowadzonej przez Unię Europejską polityki ograniczającej redukcję emisji oraz stawiającej na odnawialne źródła energii, a mianowicie zagrożenie niezbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w perspektywie najbliższych lat. Jest to związane z procesem wyłączenia z eksploatacji najstarszych bloków wytwórczych, charakteryzujących się wysoką emisją pyłów i gazów oraz brakiem aktywności w zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest wygaśnięcie okresu derogacji w związku z zapisami Dyrektywy 2010/75/WE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych. Wyłączanie istniejących źródeł oraz brak budowy nowych, w ciągu kilku najbliższych lat może doprowadzić do sytuacji, w której okresowo mogą wystąpić problemy ze zbilansowaniem mocy w KSE. Sytuacja taka może mieć miejsce przede wszystkim w okresach, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest największe, czyli w tzw. okresach szczytowych.

Sposobami, które w znacznym stopniu sytuację tę mogą poprawić, są środki wymienione w poprzednich punktach tego rozdziału, czyli poprawa efektywności energetycznej, rozwój generacji rozproszonej, wprowadzenie mechanizmów zarządzania popytem. Jednak realizacja tych celów wymaga zmiany podejścia do systemu energetycznego poprzez wprowadzenie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych, w tym umożliwiających stworzenie inteligentnej sieci, w której kluczową rolę będą odgrywały inteligentne systemy pomiarowe.

2.1.4. Poprawa konkurencji

Przewiduje się, iż wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych w znacznym stopniu wpłynie pozytywnie na wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej. Zainstalowanie takich systemów przyczyni się do zaprzestania rozliczania odbiorców energii w oparciu o prognozy i umożliwi rozliczanie według bieżącego zużycia. Pozwoli także na zaoferowanie odbiorcom zróżnicowanych taryf oraz ewentualnie innych produktów, które staną się elementem konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi. Dzięki większej ilości danych pochodzących z inteligentnych systemów pomiarowych oraz łatwiejszemu do nich dostępowi, znacznie łatwiej na rynek energii elektrycznej będzie wejść nowym podmiotom, które będą mogły konkurować z obecnymi tzw. zasiedziałyymi sprzedawcami energii elektrycznej, co wpłynie na poprawę konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz być może i spadek jej cen.

2.2. Przesłanki formalne wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Analizując przesłanki formalne wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych należy podkreślić, iż w chwili obecnej żaden z dokumentów zarówno krajowych, jak i unijnych, nie wprowadza bezwzględnego obowiązku wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Dokumenty unijne takie jak Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, czy Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE wskazują wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych jako pożądaną drogę rozwoju systemu elektroenergetycznego, która ułatwi realizację celów pakietu klimatycznego, jak również przyczyni się do rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. W Polsce jedynym oficjalnym dokumentem rządowym, który wprost wspomina o potrzebie wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, jest Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. O inteligentnych systemach pomiarowych mówi się obecnie przy pracach nad projektem nowej ustawy prawo energetyczne, w której planuje się przebudowę rynku danych pomiarowych i proponuje obligatoryjne wprowadzenie systemów inteligentnego opomiarowania do powszechnego obrotu.

2.2.1. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG

Przedmiotowa Dyrektywa wskazuje na potrzebę wzrostu efektywności energetycznej. Jej celem jest opłacalna ekonomicznie poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii w Państwach członkowskich UE poprzez określenie celów oraz stworzenie mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do usunięcia istniejących barier rynkowych i niedoskonałości rynku utrudniających efektywne końcowe wykorzystanie energii oraz stworzenie warunków dla rozwoju i promowania rynku usług energetycznych oraz dla dostarczania odbiorcom końcowym innych środków poprawy efektywności energetycznej. Dyrektywa ta nakłada również na Państwa członkowskie obowiązek w postaci poprawy efektywności energetycznej w wymiarze 9% w dziewiątym roku jej stosowania (tzw. cel indykatywny), który Państwa te winny zrealizować za pomocą usług energetycznych i innych środków poprawy efektywności energetycznej. Państwa członkowskie UE są zobowiązane do podjęcia efektywnych kosztowo, wykonalnych i rozsądnych środków służących osiągnięciu tego celu.

Dyrektywa – poza postawieniem celów – określa także mechanizmy, które mają służyć poprawie efektywności energetycznej, wskazując w załączniku nr 3 szeroką listę przykładów kwalifikujących się jako środki poprawy efektywności energetycznej, jednocześnie dzieląc je na następujące sektory:

- sektor budynków wielorodzinnych i użyteczności publicznej - zaliczając do niego wszelkie działania związane z termomodernizacją, produkcją energii ze źródeł odnawialnych, czy promowanie wszelkiego rodzaju urządzeń wpływających na zmniejszenie zużycia energii,
- sektor przemysłowy – zaliczając do niego między innymi wzrost produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji czy zarządzanie aktywnym reagowaniem na popyt, a ponadto dążenie do stosowania maksymalnie oszczędnych i wydajnych urządzeń,
- sektor transportu – w ramach którego promowane jest stosowanie efektywnych energetycznie środków transportu, zmiany sposobu podróży przykładowo poprzez promocję akcji polegających na wprowadzeniu dni bez samochodu itp.,

- środki horyzontalne – przede wszystkim akcje promocyjne, regulacje prawne wpływające na zmniejszenia zużycia energii,
- środki wielosektorowe – do których należy zaliczyć między innymi oznakowania efektywności energetycznej, szkolenia i edukację, pomiar, inteligentne systemy pomiarowe, takie jak indywidualne urządzenia pomiarowe wyposażone w zdalne sterowanie oraz rachunki zawierające zrozumiałe informacje.

Jak wynika z powyższego, Dyrektywa przewiduje, że wprowadzenie inteligentnych liczników pomiarowych jest jednym ze sposobów na poprawę efektywności energetycznej. Wskazuje jednak, że instalacja takich liczników powinna być wprowadzona w przypadku, gdy jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii. Nowe układy pomiarowe powinny dokładnie oddawać rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i informować go o rzeczywistym czasie korzystania z energii.

Dyrektywa przewiduje również, że rachunki, które otrzymują odbiorcy energii powinny być oparte na rzeczywistym zużyciu. Ponadto odbiorcom wraz z rachunkami, umowami, transakcjami lub pokwitowaniami powinny być udostępniane następujące informacje, sformułowane w jasny i zrozumiały sposób:

- rzeczywiste aktualne ceny i rzeczywiste zużycie energii,
- porównanie obecnego zużycia energii przez odbiorcę końcowego ze zużyciem za ten sam okres w roku poprzednim, najlepiej w formie graficznej,
- porównanie z przeciętnym znormalizowanym lub przykładowym użytkownikiem energii z tej samej kategorii użytkowników,
- informacje kontaktowe dotyczące organizacji konsumenckich, agencji energetycznych i podobnych podmiotów, łącznie ze stronami internetowymi, gdzie możliwe jest uzyskanie informacji o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej, porównaniach profili odbiorców końcowych lub obiektywnych specyfikacjach technicznych urządzeń zużywających energię.

Spełnienie powyższych warunków i dostarczenie odpowiednich informacji wydaje się obecnie niemożliwe bez zastosowania odpowiednich urządzeń, jakimi są inteligentne systemy pomiarowe.

Dyrektywa, wymieniając zestaw informacji, jakie powinien otrzymać odbiorca, określa pośrednio funkcjonalności, które powinien taki licznik posiadać. Należy jednak wyraźnie podkreślić, iż wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych jest traktowane

przez Dyrektywę jako środek fakultatywny, o czym świadczą choćby zwroty „Państwa Członkowskie zapewniają, by na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii” czy „w odpowiednich przypadkach”. Jednak kolejne dokumenty Unijne już znacznie więcej uwagi poświęcają temu zagadnieniu i mocniej akcentują potrzebę i znaczenie wprowadzenia tego typu urządzeń do powszechnego obrotu.

2.2.2. Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE

Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE jest jednym z podstawowych elementów wchodzących w skład tzw. trzeciego pakietu liberalizacyjnego rynku energii w Unii Europejskiej. Dyrektywa ta wprowadza szereg zmian w porównaniu z obecnie funkcjonującymi przepisami. Do najistotniejszych z nich można zaliczyć:

- wzmocnienie roli i niezależności krajowego regulatora (URE),
- silniejszy rozdział działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej,
- zaostrzenie kryteriów unbundlingu,
- certyfikację operatora systemu przesyłowego,
- obowiązek zapewnienia tzw. usługi powszechnej,
- wzmocnienie praw konsumenta i ochronę najbardziej wrażliwych odbiorców,
- upowszechnienie stosowania inteligentnych systemów pomiarowych oraz budowę inteligentnej sieci.

Na szczególną uwagę z punktu widzenia tego opracowania zasługują postulaty wzmocnienia praw konsumenta oraz upowszechnienie stosowania inteligentnych systemów pomiarowych. W zakresie realizacji postulatu wzmocnienia praw konsumenta, Państwa członkowskie UE zapewniają przynajmniej wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi dostęp do energii elektrycznej oraz mają zapewnić go w sposób ciągły, przy udziale instytucji sprzedawcy z urzędu. Państwa członkowskie powinny również zapewnić wszystkim odbiorcom prawo do zakupu energii elektrycznej od dostawcy, niezależnie od tego, w jakim Państwie członkowskim dostawca jest zarejestrowany, tak długo, jak dostawca ten stosuje się do mających zastosowanie zasad dotyczących handlu i bilansowania. W związku z tym Państwa członkowskie przyjmują wszelkie środki niezbędne do

zapewnienia, aby procedury administracyjne nie stanowiły dyskryminacji przedsiębiorstw dostarczających energię elektryczną zarejestrowanych już w innym Państwie członkowskim UE. Ponadto Państwa członkowskie UE zapewniają odbiorcom aby w przypadku, gdy ten zechce zmienić sprzedawcę, przestrzegając przy tym warunków umowy, dany operator dokonał tej zmiany w terminie trzech tygodni. Dyrektywa 2009/72/WE kładzie również szczególny nacisk na podjęcie przez Państwa członkowskie niezbędnych środków w celu ochrony odbiorców wrażliwych, poprzez zapewnienie im w każdym przypadku dostaw energii. W tym celu przewiduje, że Państwa członkowskie UE mogłyby zastosować środki podobne do stosowanych w ramach polityki socjalnej, obejmujące poprawę polityk socjalnych lub efektywności energetycznej w mieszkalnictwie. Dodatkowo Dyrektywa 2009/72/WE w załączniku II pkt 1 ppkt h nakłada na Państwa członkowskie UE obowiązek zapewnienia odbiorcom dostępu do swoich danych dotyczących zużycia energii oraz możliwość, za wyraźną zgodą i nieodpłatnie, udzielenia dostępu do swoich danych pomiarowych każdemu zarejestrowanemu przedsiębiorstwu dostarczającemu energię elektryczną. Strona odpowiedzialna za zarządzanie danymi ma obowiązek przekazania tych danych temu przedsiębiorstwu. Państwa członkowskie powinny również określić format danych oraz procedurę udostępniania ich dostawcom i konsumentom. Co istotne, konsumentów nie powinno obciążać się żadnymi dodatkowymi kosztami za wykonanie tej usługi. Takie działanie odniesie nie tylko skutek w postaci wzrostu konkurencji wśród sprzedawców energii elektrycznej, którzy - posiadając szczegółowe dane o zużyciu - będą mogli łatwiej dopasować swoją ofertę do potrzeb klienta. Częste przekazywane odbiorcom informacji na temat kosztów energii, będzie również stwarzać zachętę do oszczędzania energii, gdyż dzięki nim odbiorcy uzyskają bezpośrednie informacje zwrotne dotyczące skutków inwestycji w energooszczędne rozwiązania oraz skutków zmiany przyzwyczajeń.

Z powyższymi działaniami, które mają wpłynąć na poprawę sytuacji odbiorcy na rynku energii, nieodzownie wiąże się wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, które w znacznym stopniu ułatwią realizację ww. zadań, a w większości tych przypadków będą stanowić warunek ich wykonania. Dlatego dyrektywa 2009/72/WE promuje także wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, stanowiąc między innymi w art. 3 ust. 11, że inteligentne systemy pomiarowe mogą służyć do celu promowania efektywności energetycznej oraz do optymalizacji wykorzystania energii elektrycznej.

Dyrektywa 2009/72/WE nie nakłada jednak wprost obowiązku wdrożenia do krajowych systemów energetycznych inteligentnych systemów pomiarowych. Zdając sobie natomiast sprawę, że spełnienie przewidzianych w niniejszej dyrektywie środków poprawy

sytuacji odbiorcy na rynku energii elektrycznej, jak również wzrost efektywności energetycznej mogą wymagać wdrożenia tego typu rozwiązań, dyrektywa dała Państwom członkowskim UE czas na podjęcie decyzji o wdrożeniu tego typu układów pomiarowych. Załącznik II pkt 2 niniejszej dyrektywy stanowi, że wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.

Zgodnie z założeniem zawartym w tejże dyrektywie, ocena taka powinna być przeprowadzona w terminie do dnia 3 września 2012 r. Ponadto Państwa członkowskie UE powinny przygotować harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych, wyznaczając termin docelowy wynoszący do 10 lat. Jeżeli z ww. analizy będzie wynikało, iż rozpowszechnianie inteligentnych systemów pomiarowych jest ekonomicznie uzasadnione, wówczas w inteligentne systemy pomiarowe powinno wyposażać się do 2020 r. przynajmniej 80% konsumentów. Dyrektywa przewiduje również, iż jeżeli Państwa członkowskie UE zdecydują się na wdrożenie tych systemów pomiarowych, to muszą one zapewnić ich interoperacyjność na swym terytorium oraz stosowanie odpowiednich standardów, najlepszych praktyk oraz znaczenie rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

2.2.3. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE

Pod koniec czerwca 2012 roku do Parlamentu Europejskiego został przekazany projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE⁶. Projekt ten jest kontynuacją wcześniejszej Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG omówioną w pkt 2.2.1 oraz Dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Jak podkreślają projektodawcy, projekt tej dyrektywy powstał ponieważ UE przyjęła za cel osiągnięcie 20% oszczędności energii

⁶ Projekt z dnia 22 czerwca 2012 r.

pierwotnej w 2020 r. i uczyniła go jednym z pięciu głównych celów strategii „Europa 2020” na rzecz inteligentnego, trwałego wzrostu gospodarczego sprzyjającego włączeniu społecznemu. Jednak Komisja Europejska podkreśla, że z jej obecných szacunków wynika, że w 2020 r. Unia Europejska osiągnie tylko połowę z docelowych 20%. Zatem zaistniała potrzeba podjęcia prac nad nową strategią w zakresie wsparcia efektywności energetycznej, której perspektywa będzie wybiegała również poza ramy 2020 roku.

Projekt tej dyrektywy połączył dwa dotychczas osobno ujęte tematy, a mianowicie efektywność energetyczną oraz wytwarzanie energii i ciepła w kogeneracji. W poprzedniej dyrektywie 2006/32/WE kogeneracja została wymieniona jedynie jako jeden ze środków mających wpływ na poprawę efektywności energetycznej. W projekcie element ten został potraktowany dużo szerzej, w zasadzie jako jeden z podstawowych środków służących poprawie efektywności energetycznej. Projekt ten nakłada również szereg dodatkowych obowiązków na Państwa członkowskie w zakresie promowania efektywności energetycznej, jak również określa rolę sektora publicznego jako tego, który powinien pełnić przodującą rolę w zakresie prowadzenia prac poprawiających efektywność energetyczną.

Jednym z ważniejszych elementów służących poprawie efektywności energetycznej jest umożliwienie odbiorcom szybkiego dostępu do danych o ich bieżącym zużyciu energii elektrycznej, gazu, ciepła i wody. Jednak zdając sobie sprawę, że cel ten nie będzie łatwy do zrealizowania, projektodawca dał Państwom członkowskim UE kilka możliwości służących jego realizacji. Jedną z nich jest instalowanie indywidualnych liczników, które umożliwią dostęp do takiej informacji. Instalacja takich urządzeń powinna odbyć się wówczas, gdy jest to technicznie możliwe i opłacalne ekonomicznie oraz racjonalne z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności ekonomicznej. Projekt Dyrektywy zastrzega jednak, że takie liczniki muszą być instalowane w nowo powstających budynkach. Ponadto jeżeli już Państwa członkowskie UE zdecydują się na wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, to:

- powinny one dostarczać do odbiorcy końcowego informacje o rzeczywistym zużyciu,
- powinno zostać zachowane odpowiednie bezpieczeństwo danych pomiarowych i zapewnione bezpieczne systemy komunikacji,
- powinno umożliwiać się rozliczenie energii oddanej do sieci przez odbiorcę, czyli powinien być to licznik tzw. prosumencki,
- dane pomiarowe o ilości energii oddanej, jak i pobranej z sieci powinny być dostępne w jasnej i zrozumiałej formie, umożliwiającą porównywanie zużycia,

- powinny wprowadzić wymóg przekazywania odbiorcom porad i informacji w momencie montażu inteligentnych liczników; porady i informacje dotyczą w szczególności pełnych możliwości liczników, jeżeli chodzi o zarządzanie odczytem liczników oraz monitorowanie zużycia energii.

Projekt Dyrektywy wskazuje również, że instalowane systemy powinny posiadać funkcję dostępu do historycznych danych o zużyciu energii. Zgodnie z treścią przedmiotowego projektu, Państwa członkowskie UE powinny zapewnić odbiorcy łatwy dostęp do kompletnych informacji o historycznym zużyciu, w szczególności do sumarycznych danych za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawę, jeżeli jest on krótszy, jak również informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości, obejmujące również szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku. Dane te powinny być dostępne dla odbiorcy końcowego poprzez internet lub wyświetlacz w liczniku i powinny zawierać dane za co najmniej dwa ostatnie lata.

Projekt przewiduje jednak, że wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych powinno być dokonane zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE, a w przypadku gazu zgodnie z Dyrektywą 2009/73/WE, czyli powinno być poprzedzone analizą opłacalności ekonomicznej wdrożenia tych systemów. Z drugiej jednak strony projekt stanowi, że nawet jeżeli odbiorcy nie będą mieli zainstalowanych liczników z uwagi na przeprowadzoną analizę z Dyrektywy 2009/72/WE I 2009/73/WE to Państwa członkowskie UE muszą zapewnić odbiorcom nie później niż do 1 stycznia 2015 roku, możliwość otrzymywania rachunków opartych na aktualnym zużyciu. I tylko w przypadkach szczególnych będzie można oprzeć rozliczenie na szacunkach. Jednocześnie projekt dyrektywy przewiduje, że odbiorca powinien mieć darmowy dostęp do tych danych.

Powyższe pokazuje, iż w kolejnych dyrektywach Unii Europejskiej coraz wyraźniej dąży się do tego, ażeby Państwa członkowskie UE wprowadziły inteligentne systemy pomiarowe. Omawiana w niniejszym podrozdziale Dyrektywa nie nakłada może wprost obowiązku instalowania inteligentnych systemów pomiarowych, ale daje do zrozumienia, że należy zmodyfikować podejście zarówno przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną, jak również dystrybutorów do sposobu zbierania oraz przetwarzania danych pomiarowych.

2.2.4. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – *Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia* oraz Stanowisko Rządu RP do tego Komunikatu odnosi się kompleksowo do potrzeby wdrożenia szeroko rozumianej inteligentnej sieci, której podstawowym elementem są inteligentne systemy pomiarowe. W dokumencie Komisja Europejska wskazuje, jakie korzyści może odnieść cała UE z wdrożenia technologii inteligentnych sieci. Komisja Europejska w przedmiotowym komunikacie podkreśla, że wprowadzenie inteligentnych sieci pozwoli zarządzać bezpośrednimi interakcjami i komunikacją między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami, innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii. Dzięki temu konsumenci będą mieli możliwość bezpośredniej kontroli wzorców zużycia i zarządzania nimi, co z kolei stanowi silną zachętę do oszczędniejszego korzystania z energii, jeżeli ich wprowadzeniu towarzyszyć będzie wdrożenie cen energii elektrycznej uzależnionych od czasu. Pozwoli to również na lepsze zarządzanie siecią, co oznacza jej większe bezpieczeństwo i tańszą eksploatację. Inteligentne sieci umożliwią integrację znacznych ilości energii ze źródeł odnawialnych wytwarzanej na morzu i na lądzie, a także pojazdów elektrycznych, przy jednoczesnym zachowaniu dostępności dla wytwarzania energii konwencjonalnej. Ponadto wprowadzenie inteligentnych sieci jest okazją do poprawy przyszłej konkurencyjności oraz wiodącej pozycji dostawców technologii z UE, takich jak sektor inżynierii elektrycznej i elektronicznej. Inteligentne sieci stanowią wreszcie platformę, na której tradycyjne przedsiębiorstwa energetyczne lub nowe podmioty na rynku, takie jak przedsiębiorstwa TIK (przedsiębiorstwa sektora technologii informacyjno-komunikacyjnych) mogą opracowywać nowe, innowacyjne usługi energetyczne z właściwym uwzględnieniem wyzwań w zakresie ochrony danych lub bezpieczeństwa cybernetycznego. Dynamika taka powinna zwiększyć konkurencję na rynku detalicznym, zachęcać do ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz umożliwiać wzrost gospodarczy. Inteligentne sieci są również sposobem na spełnienie przez Państwa członkowskie UE wymogów w zakresie promowania efektywności energetycznej. W celu realizacji ww. celów konieczne staje się szybkie i sprawne wdrożenie przez kraje UE

inteligentnych systemów pomiarowych, gdyż bez nich większość wymienionych zadań - zwłaszcza w zakresie wzmocnienia aktywności odbiorców na rynku energii elektrycznej - wydaje się niemożliwa do realizacji.

Komisja wskazuje również na fakt, że aby wdrożenie inteligentnych sieci było możliwe w niezbyt długim i przewidywalnym czasie oraz żeby sieci te spełniały swoje zadania, niezbędne jest skoncentrowanie się na kilku najistotniejszych zadaniach, takich jak:

- opracowaniu norm technicznych; w celu realizacji tego zadania Komisja będzie monitorować wdrożenie programu prac ustanowionego w mandacie w celu zapewnienia terminowego przyjęcia norm oraz będzie śledzić rozwój norm w zakresie TIK na szczeblu europejskim i międzynarodowym w celu ułatwienia wdrażania inteligentnych sieci,
- zapewnieniu ochrony danych konsumentów; podkreślając szczególne znaczenie tego zadania, Komisja będzie monitorować przepisy krajowego prawodawstwa, które mogą mieć zastosowanie, w celu uwzględnienia specyfiki ochrony danych w inteligentnych sieciach. Ponadto Komisja zleci europejskim organom normalizacyjnym opracowanie norm technicznych dla inteligentnych sieci zgodnie z podejściem uwzględniającym ochronę prywatności,
- ustanowieniu ram regulacyjnych dla oferowania zachęt w zakresie stosowania inteligentnych sieci; w tym celu Komisja opracuje zachęty regulacyjne dla wprowadzenia inteligentnych sieci, wytyczne w celu określenia metodyki planów realizacji inteligentnych systemów pomiarowych stworzonych przez Państwa członkowskie oraz ich analizy kosztów i korzyści, jak również będzie zachęcać do prowadzenia skoordynowanych działań mających na celu wprowadzenie inteligentnych sieci na szczeblu europejskim i regionalnym oraz będzie promować takie działania,
- zagwarantowaniu otwartego i konkurencyjnego rynku detalicznego w interesie konsumentów; w ramach tego działania Komisja wprowadzi minimalne wymagania dotyczące formy i treści informacji przekazywanych klientom oraz dostępu do usług informacyjnych i zarządzania popytem oraz będzie monitorować realizację wymogów trzeciego pakietu niezbędnych dla utworzenia przejrzystego i konkurencyjnego rynku detalicznego usług w oparciu o inteligentne sieci i inteligentne systemy pomiarowe,
- zapewnieniu ciągłego wsparcia dla innowacji w zakresie technologii i systemów; w tym celu Komisja proponuje dodatkowe inicjatywy demonstracyjne na dużą skalę w zakresie szybkiego wprowadzenia inteligentnych sieci, biorąc pod uwagę potrzeby

określone w ramach europejskiej inicjatywy przemysłowej na rzecz sieci elektroenergetycznej. Obejmą one nowe sposoby i środki pobudzenia finansowania zgodnie z pakietem dotyczącym infrastruktury energetycznej oraz uruchomienie inicjatywy Inteligentne miasta i wspólnoty.

2.2.5. Stanowisko Rządu RP do komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu

Stanowisko Rządu Rzeczypospolitej Polskiej pozytywnie odnosi się do przedstawionej w dokumencie Komisji wizji rozwoju sieci elektroenergetycznej. Zdaniem Rządu wdrożenie rozwiązań dotyczących inteligentnych sieci elektroenergetycznych jest koniecznością, która wynika ze zmian jakie zachodzą obecnie w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, związanych z rozwojem generacji rozproszonej i systemów magazynowania energii elektrycznej, jak i w związku z rozwojem nowych technologii, w szczególności wykorzystujących energię elektryczną. Zdaniem Rządu RP rozwój inteligentnych sieci pozytywnie wpłynie na poprawę efektywności wykorzystania energii i w konsekwencji na obniżenie poziomu emisji CO₂ do atmosfery oraz na rozwój wewnętrznego rynku energii, jak również na poprawę konkurencyjności gospodarczej UE. Za pozytywny aspekt zostało tu również uznane postulowanie przez Komisję opracowania wspólnych europejskich norm w zakresie inteligentnych sieci, dzięki którym Państwa członkowskie UE będą mogły przystąpić do budowy zintegrowanych inteligentnych sieci. Rząd RP podkreśla, że bez opracowania takich jednolitych norm dla Państw członkowskich trudno jest sobie wyobrazić tworzenie jednolitego kompatybilnego systemu energetycznego w UE. Rząd RP podkreśla, że kwestią dla niego priorytetową jest ochrona danych osobowych oraz danych pomiarowych. W związku z tym wszelkie powstające procedury postępowania z danymi pomiarowymi powinny zapewniać najwyższy standard ich ochrony oraz umożliwiać ich bezpieczną wymianę. Rząd RP dostrzega również, że co do zasady wprowadzenie inteligentnych sieci zachęci odbiorców energii elektrycznej do zmiany dotychczasowych zachowań, większej aktywności i dostosowania się do nowych wzorców zużycia energii elektrycznej. Będzie się tak działo dzięki wyposażeniu odbiorców w inteligentne systemy pomiarowe. Systemy te pozwolą odbiorcom na uzyskanie danych o rzeczywistym zużyciu i kosztach energii z dużo

większą częstotliwością niż ma to miejsce obecnie, dzięki czemu będą oni bardziej świadomi swoich potrzeb i częściej będą zwracać się do sprzedawców o dopasowanie oferty do ich zużycia. Takie podejście wymaga jednak ścisłej współpracy pomiędzy działaniami sprzedawców energii elektrycznej a zachowaniem się odbiorców oraz stosowania cen energii elektrycznej uzależnionych od rzeczywistego jej zużycia w określonym czasie. Dzięki temu odbiorca będzie również zużywał mniej energii co poprawi wskaźniki efektywności energetycznej.

2.2.6. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku

Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.) Rada Ministrów uchwała Politykę energetyczną państwa. Polityka energetyczna to podstawowy dokument rządowy, który przedstawia priorytetowe kierunki w jakich powinna zmierzać krajowa energetyka. Wśród priorytetów obecnie obowiązującej Polityki energetycznej Polski do 2030 r. można wyróżnić:

- poprawę efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Zgodnie z programem działań wykonawczych do Polityki energetycznej na lata 2009-2012 w celu poprawy efektywności energetycznej należy zastosować techniki zarządzania popytem (Demand Side Management) stymulowane poprzez zróżnicowanie dobowe cen energii elektrycznej na skutek wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi. Realizacja tego zadania powinna być wykonana poprzez:

- wdrożenie nowego modelu rynku energii elektrycznej, w tym wprowadzenie rynku dnia bieżącego,
- wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii,

- zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM) umożliwiających podwyższenie współczynnika czasu użytkowania największego obciążenia energii elektrycznej,
- stworzenie możliwości zastosowania systemu bodźców do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej poprzez taryfy dystrybucyjne (np. wprowadzenie strefowości w taryfach).

Natomiast w celu poprawy rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii Polityka energetyczna Polski do 2030 r. przewiduje w programie działań wykonawczych szereg rozwiązań, które sytuację tą mają poprawić. Do działań tych należy zaliczyć w szczególności ułatwienie zmiany sprzedawcy energii, m.in. poprzez wprowadzenie ogólnopolskich standardów, dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu elektronicznych liczników energii elektrycznej, które może być zrealizowane między innymi poprzez:

- upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników,
- wprowadzenie zasady, że operator sieci jest właścicielem liczników dla wszystkich odbiorców.

Wobec powyższego, z Polityki energetycznej Polski do 2030 r. nie można wprost wyciągnąć wniosku, że wprowadza ona obowiązek instalowania inteligentnych systemów pomiarowych, jednak pośrednio z programu działań wykonawczych wynika, iż Państwo powinno dążyć do instalowania takich liczników, które będą posiadały cechy takich systemów. Widać również z powyższego, że zdaniem polskiego rządu wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych może pozytywnie wpłynąć na poprawę funkcjonowania polskiego sektora energetycznego, w szczególności na poprawę efektywności energetycznej, wzrostu konkurencji na rynku energii elektrycznej, jak również pomoże wprowadzić mechanizmy zarządzania popytem.

3. Materiały źródłowe wykorzystane do opracowania niniejszego dokumentu

Wprowadzenie do niniejszego opracowania wskazuje, że nie jest ono analizą w rozumieniu załącznika 2 pkt 2 Dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE i stanowi jedynie podsumowanie dotychczas sporządzonych analiz, opracowań i dokumentów, które odnoszą się zarówno do opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarów, jak również prezentują korzyści, jakie z ich wdrożenia będą wynikały. Od ukazania się dyrektywy 2009/72/WE w Polsce powstało kilka znaczących dokumentów na temat potrzeb i zasadności wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych do polskiego systemu elektroenergetycznego. Do najistotniejszych z nich należy dokument przygotowany przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej pt. *„Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce”*. Drugim projektem, który w kompleksowy sposób ujmuje problematykę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest *„Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energii elektrycznej”* przygotowana dla PSE Operator S.A. Wskazane dokumenty są kluczowe z punktu widzenia oceny opłacalności wdrożenia do polskiego systemu elektroenergetycznego inteligentnych systemów pomiarowych. Pozostałe dokumenty, który zostaną w niniejszym dokumencie przedstawione, choć nie pozwalają ocenić opłacalności ekonomicznej wdrożenia takich systemów pomiarowych, umożliwiają udzielenie odpowiedzi na pytanie dlaczego w Polsce potrzebne jest wprowadzenie tych systemów oraz jak powinien wyglądać system elektroenergetyczny po wdrożeniu tych rozwiązań, a w szczególności jak powinien zostać skonstruowany nowy model rynku opomiarowania. Dlatego przygotowując niniejsze opracowanie prócz ww. dokumentów zostały jeszcze wzięte pod uwagę: Stanowisko 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 oraz Stanowisko Prezesa URE pt. *„Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej”*.

Ponadto warto podkreślić, iż swoją analizę opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych przeprowadziło również jedno z największych w Polsce

przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, a mianowicie ENERGA Operator S.A. Spółka ta po przeprowadzeniu analizy zdecydowała się na rozpoczęcie wdrażania tego typu urządzeń na obszarze swojej działalności. Z uwagi na brak dostępu do całości przedmiotowego dokumentu, nie będzie on szczegółowo omawiany w niniejszym opracowaniu. Z uwagi jednak na doniosłe znaczenie faktu, iż ww. przedsiębiorstwo zdecydowało się na wdrożenie takich systemów pomiarowych, krótko przedstawione zostaną jego główne założenia i cele.

Należy również zaznaczyć, iż już w 2008 roku na zlecenie Urzędu Regulacji Energetyki został przygotowany raport w ramach projektu Transition Fascility - *Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii*, który między innymi analizował potrzebę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do KSE. Opracowanie powstało jednak w innym celu, niż przygotowanie wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, a mianowicie dotyczyło przede wszystkim wzmocnienia roli krajowego regulatora. Ponadto dokument powstał przed ustanowieniem Dyrektywy 2009/72/WE, zaś jego autorzy zawarli w nim pewną wizję, a nie konkretne propozycje rozwiązań. Zatem przedmiotowy dokument nie będzie służył ocenie zasadności ekonomicznej wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych. Niemniej jednak z uwagi na wagę przedmiotowej analizy i zawartych w niej rozwiązań dotyczących między innymi ewentualnego modelu rynku danych pomiarowych, jej poszczególne elementy były brane pod uwagę przy przygotowaniu niniejszej analizy.

3.1. Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce

Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2030 roku, jedną z możliwości wpłynięcia na poprawę efektywności energetycznej jest zastosowanie technik zarządzania popytem (Demand Side Management) stymulowane poprzez zróżnicowanie dobowe cen energii elektrycznej na skutek wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi. W celu realizacji tego zadania, przedsiębiorstwo PSE Operator S.A. zleciło wykonanie opracowania „*Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce*”⁷. W ramach projektu zrealizowane zostały podprojekty dotyczące:

⁷ http://www.piio.pl/bszpre_produkty.php

- zbudowania i uzgodnienia modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych,
- opracowania modelu stosowania mechanizmów DSR,
- opracowania standardów dla rynku opomiarowania,
- kształtowania środowiska prawnego i budowy akceptacji społecznej i środowiskowej.

Za główny cel przedmiotowej analizy PSE Operator S.A. postawił sobie poprawę konkurencyjności rynku i efektywności użytkowania energii elektrycznej dzięki wdrożeniu mechanizmów zarządzania popytem. Ponadto analiza miała odpowiedzieć na pytanie, jak ograniczyć szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i zapewnić zbilansowanie KSE w sytuacji ograniczeń mocy wytwórczych związanych z emisjami, jakie są możliwości rozwoju konkurencyjnego rynku energii dzięki wprowadzeniu rozliczeń według rzeczywistego zużycia i ułatwieniach w zmianie sprzedawcy oraz jak ograniczyć wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego dzięki wdrożeniu nowych mechanizmów konkurencyjnych na rynku energii elektrycznej, jak również na pytanie o możliwość zapewnienia informacji o bieżącym zużyciu energii elektrycznej w celu umożliwienia jej oszczędności i zwiększenia efektywności jej wykorzystania. Celem opracowania było również zbadanie możliwości utworzenia centralnego repozytorium danych pomiarowych (zwanego w tym opracowaniu Niezależnym Operatorem Pomiarów lub określanego skrótem NOP) i zapewnienia jego neutralności rynkowej. Spółka PSE Operator S.A. chciała również uzyskać odpowiedź na pytanie o możliwość poprawy bezpieczeństwa pracy KSE poprzez zapewnienie rezerwy mocy w szczytach zapotrzebowania dobowego i obniżenie kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego w wyniku ograniczenia siły rynkowej wytwarzania i wprowadzenia mechanizmów zarządzania popytem⁸.

W ramach przedmiotowego opracowania, w związku z postawionymi przez PSE Operator S.A. założeniami, powstały następujące produkty:

- Opracowanie przeglądu aktualnie stosowanych mechanizmów DSR,
- Opracowanie koncepcji mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej,
- Opracowanie szczegółowego rozwiązania mechanizmów DSR dla KSE,
- Opracowanie raportu z realizacji zadania szczegółowego,
- Analiza,
- Ogólny model rynku opomiarowania,
- Skonsolidowane podsumowanie.

⁸ http://www.piio.pl/bszpre_cele_projektu.php

Pierwsze cztery opracowania stanowią element zadania pt. „*Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce*”, natomiast trzy ostatnie są wynikiem realizacji zadania pt. „*Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych*”.

Wydaje się, że z punktu widzenia niniejszej analizy, warto krótkiego omówienia są wszystkie dokumenty wchodzące w skład tych dwóch zadań. Omówienie dokumentów wchodzących w skład zadania pierwszego pozwoli określić, dlaczego potrzebne jest wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, natomiast dokumenty będące wynikiem drugiego zadania pokazują co należy zrobić, żeby można było wdrożyć w polskich warunkach mechanizmy DSR tak, żeby ich działanie było najskuteczniejsze.

Pierwsze z przedmiotowych opracowań opisuje przegląd aktualnie stosowanych mechanizmów reakcji strony popytowej⁹. W dokumencie tym autorzy podjęli próbę zdefiniowania strony popytowej oraz oszacowania korzyści, jakie może nieść ze sobą zarządzanie stroną popytową. W tym celu analizie poddane zostały mechanizmy zarządzania popytem w innych krajach Unii Europejskiej, jak i z poza UE. I tak z przedstawionej analizy wynika, iż w USA funkcjonuje Energy Policy Act z 2005 roku oraz Energy Independence and Security Act z 2007 roku, które jako jedno z podstawowych działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej jak i zarządzanie energią wymieniają działania DSR. Prace nad mechanizmami DSR prowadzone są zarówno przez Unię Europejską, jak i przez poszczególne Państwa członkowskie UE takie jak, Irlandia, w której w 2008 roku zdecydowano się na instalowanie inteligentnych urządzeń w każdym mieszkaniu, Szkocja, Wielka Brytania, czy Niemcy. W dokumencie tym przedstawiono również różne mechanizmy funkcjonowania DSR, przedstawiono zasadę ich działania, różne przykłady programów DSR funkcjonujących na świecie oraz wskazano, jakie wymagania muszą być spełnione aby te mechanizmy mogły zadziałać, przy czym w szczególności analizie poddano kwestię wymagań dla inteligentnych systemów pomiarowych. Przedmiotowy dokument zawiera również omówienie roli programów DSR w sterowaniu systemem elektroenergetycznym oraz ocenę efektów wprowadzenia mechanizmów DSR na funkcjonowanie rynków energii i systemów elektroenergetycznych.

Drugie z przedmiotowych opracowań przygotowane w ramach przedmiotowej analizy nosi tytuł „*Opracowanie koncepcji mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii*”

⁹ Całość informacji prezentowanych w tym rozdziale o przedmiotowym dokumencie jest zaczerpnięta z dokumentu znajdującego się na stronie internetowej http://www.piio.pl/dok/DSR_Etap_I_przegląd_mechanizmow_DSR.pdf

elektrycznej”¹⁰ i przedstawia uwarunkowania formalno prawne dla wdrożenia mechanizmów DSR na rynku polskim. W tej części opracowania znajduje się również analiza obecnych uwarunkowań formalno prawnych wspierających mechanizmy DSR w Unii Europejskiej i w Polsce. Z przedmiotowych analiz wynika, iż UE nie wymusza na Państwach członkowskich stosowania mechanizmów zarządzania popytem w stosunku do odbiorców. Z przygotowanych przez UE dokumentów wynika jedynie konieczność wspierania mechanizmów, które pomogą wdrożyć takie systemy – jak choćby wprowadzanie do powszechnego obrotu inteligentnych systemów pomiarowych. Na operatorów UE nakłada jedynie obowiązki budowania infrastruktury technicznej, która będzie umożliwiała odbiorcom dostęp do informacji o bieżącej konsumpcji energii elektrycznej w celu ewentualnej zmiany swoich zachowań ukierunkowanych na zwiększenie efektywności zużycia energii elektrycznej. Natomiast jeżeli chodzi o mechanizmy DSR w Polsce to nie można na podstawie obecnie obowiązujących aktów prawnych i dokumentów rządowych określić jasnych reguł ich funkcjonowania. Generalnie można stwierdzić, iż rozwiązania zawarte w Polsce są odzwierciedleniem polityki UE w tym zakresie.

Przeprowadzona w ramach tego etapu analiza pozwoliła również zidentyfikować problemy, które wpływają na brak możliwości wdrożenia programów DSR w Polsce. Podstawowym ograniczeniem jest obecny system opomiarowania, który w przeważającej mierze oparty jest na licznikach indukcyjnych uniemożliwiających wdrożenie programów DSR - zwłaszcza tych, które opierają się na taryfach wielostrefowych oraz programach bodźcowych. Inną znaczącą barierą we wprowadzeniu programów DSR jest również obecna regulacja cen dla odbiorców z grupy taryfowej G, która uniemożliwia wdrożenie taryfowych programów DSR dla gospodarstw domowych. W przedmiotowym dokumencie została również podjęta próba zdefiniowania potencjału reakcji strony popytowej w KSE, z której wynika, iż w Polsce istnieją potencjalne możliwości wprowadzenia mechanizmów DSR w szczególności opartych na programach taryfowych, polegających nie tylko na poziomie cen, ale także na zróżnicowaniu cen między okresami wysokich i niskich cen, jak np. w przypadku tradycyjnych taryf dobowo-strefowych. W dokumencie przedstawiono również rekomendowane koncepcje mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej wraz z opisaniem zasad ich działania oraz przedstawiono oczekiwane efekty wprowadzenia tych mechanizmów.

¹⁰ Całość informacji prezentowanych w tym rozdziale o przedmiotowym dokumencie jest zaczerpnięta z dokumentu znajdującego się na stronie internetowej http://www.piio.pl/dok/DSR_etap_II_03032010.pdf

Kolejny dokument „*Opracowanie szczegółowego rozwiązania mechanizmów DSR dla KSE¹¹*” jest w zasadzie kontynuacją poprzedniego (tj. drugiego), z tym że tutaj wskazano już konkretne mechanizmy DSR, których zastosowanie byłoby najskuteczniejsze w polskich realiach. Spośród różnych programów DSR, zdaniem autorów opracowania najskuteczniejsze byłyby dwa rodzaje mechanizmów. Pierwszy, którego właścicielem będzie PSE Operator S.A. jako Operator Systemu Przesyłowego i miałby charakter przedawaryjny:

- program przeciawaryjnej odpowiedzi strony popytowej (EDRP),
- taryfy z wyłączeniem (ICR),
- bezpośrednie sterowanie odbiorem (DLC).

Drugim natomiast jest program DSR, który zwiększałby bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego w aspekcie długoterminowym i polegałby na wpłynięciu na zachowania odbiorców energii w zakresie zużycia energii elektrycznej. Mechanizmy DSR powinny być ukierunkowane na zwiększenie efektywności zużywanej przez odbiorców energii elektrycznej, prowadzącej w konsekwencji do dobowego wyrównania krzywej zużycia. Zdaniem autorów przedmiotowego opracowania, najskuteczniejszym narzędziem do osiągnięcia tego typu celów byłyby programy DSR oparte na taryfach wielostrefowych. W ramach tego typu mechanizmów zarekomendowano wdrożenie następujących programów DSR, których właścicielami będą sprzedawcy energii elektrycznej:

- taryfy wielostrefowe (TOU),
- taryfy z krytyczną stawką cenową (CPP).

W opracowaniu tym przedstawiono także szczegółowe zasady funkcjonowania tych mechanizmów, jak również zarekomendowano zmiany legislacyjne jakich należałoby dokonać, żeby mechanizmy te musiały zafunkcjonować.

Jednocześnie podkreślono, że aby te programy mogły funkcjonować, potrzebna jest komunikacja dwustronna pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, który jest odpowiedzialny za dany program a odbiorcami energii poprzez układ pomiarowy, a co za tym idzie, niezbędna jest instalacja inteligentnych systemów pomiarowych.

W dokumencie „*Opracowanie raportu z realizacji zadania szczegółowego*”¹² przedstawiono wybrane elementy wyników prac wcześniejszych etapów, w tym definicję i charakterystykę mechanizmów DSR oraz rolę tych mechanizmów w sterowaniu systemem elektroenergetycznym, a także uwarunkowania prawne dotyczące wdrożenia mechanizmów DSR w warunkach krajowych, w tym uwarunkowania wynikające z prawa Unii Europejskiej i

¹¹ http://www.piio.pl/dok/opracowanie_szczegolowego_rozwiazania_mechanizmow_DSR_dla_KSE.pdf

¹² j.w.

z prawa krajowego. Przedstawiono również koncepcję mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej uwzględniającą występujące uwarunkowania formalno-prawne, organizacyjne, wynikające z modelu rynku energii elektrycznej i techniczne. Zaproponowano także działania mające na celu wdrożenie proponowanej koncepcji funkcjonowania mechanizmów DSR w warunkach krajowych.¹³

Kolejne dokumenty pt. „Analiza”, „Ogólny model rynku opomiarowania” oraz „Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowanych mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych” wchodziły w skład drugiego zadania dotyczącego modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmu zarządzania popytem i przygotowane zostały dla PSE Operator SA przez firmę Hewlett Packard Polska Sp. z o.o.

Pierwszy z tych dokumentów, zatytułowany „Analiza”,¹⁴ stanowi przegląd uwarunkowań wpływających na perspektywę wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w Polsce. Zatem w przedmiotowym opracowaniu została przeprowadzana analiza uwarunkowań prawnych w odniesieniu do inteligentnych systemów pomiarowych oraz oddziałujących na kształt rynku pomiarów w Polsce. Przedstawiono w nim szereg aktów prawnych UE oraz dokumentów, które w sposób bezpośredni lub pośredni odnoszą się do możliwości i potrzeby instalowania inteligentnych systemów pomiarowych. Z przedmiotowej analizy zostały wysunięte wnioski, iż zaprezentowane dokumenty zwracają uwagę na potrzebę zastosowania inteligentnego opomiarowania w celu racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, ułatwienia zbilansowania produkcji energii oraz wpłyną na poprawę konkurencji na rynku energii elektrycznej. Przedstawione tam dokumenty zdaniem autorów opracowania nie określają struktury rynku opomiarowania, oddając to do gestii Państw członkowskich UE.

W dalszej części opracowania przeprowadzono szczegółową identyfikację aktualnych uwarunkowań prawnych w Polsce w zakresie możliwości wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jak również stworzenia rynku danych pomiarowych. W tym celu przeanalizowano szereg ustaw, takich jak ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2002 r. Nr 101, poz. 926, z późn. zm.), ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów* (Dz. U. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.), ustawa z dnia 11 maja 2001 r. *Prawo o miarach* (Dz. U. z 2004 r. Nr 243, poz. 2441, z późn. zm.), ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny

¹³ http://www.piio.pl/bszpre_produkty.php

¹⁴ http://www.piio.pl/dok/produkt_analiza.pdf

zgodności (Dz.U. z 20010 r. Nr 138, poz. 935, z późn. zm.), ponadto wzięto również pod uwagę Politykę energetyczną Polski do 2030 r. Z analizy powyższych dokumentów wyciągnięto wnioski, iż brak jest mechanizmów, które w wystarczający sposób wpływałyby na poprawę konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce. Dzieje się tak przede wszystkim z uwagi na kształt polskiego rynku energii elektrycznej, w skład którego wchodzi duże grupy kapitałowe, które wykorzystując swoją monopolistyczną pozycję blokują nowym podmiotom wejście na rynek. Zaobserwowano również brak jasnych reguł w zakresie dostępu do danych pomiarowych, jak również zasygnalizowano, że wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, które może w znacznym stopniu przyczynić się do rozwiązania powyższych problemów, będzie oznaczało poniesienie dodatkowych kosztów oraz będzie wymagało zmian w obecnie obowiązujących przepisach.

W przedmiotowym dokumencie bardzo szeroko została również przedstawiona analiza sytuacji na rynku polskim w aspekcie budowy rynku opomiarowania. Przeprowadzono analizę otoczenia biznesowego, uwzględniając analizę rynku energii elektrycznej w Polsce, poprzez opisanie jego struktury, zdefiniowanie podmiotów oraz problemów z jakim boryka się rynek energii elektrycznej w Polsce, jak również opisano stan opomiarowania i istniejące modele biznesowe oraz ich potencjał. Autorzy opracowania przygotowując przedmiotową analizę kierowali się zasadą, że inteligentne opomiarowanie stanie się częścią szerszego systemu stanowiącego inteligentną sieć oraz, że jedynie dokładny pomiar z rejestracją profili zużycia oraz możliwością sterowania zużyciem pozwoli na budowanie inteligentnych sieci, a podmiotami, które z tej sieci będą korzystać będą nie tylko profesjonalne podmioty, ale także prosumenci, którzy z biernego podmiotu staną się czynnym uczestnikiem rynku.

W analizie przedstawiono również bariery i ograniczenia związane z rynkiem opomiarowania, które występują nie w samym rynku ale w jego otoczeniu. Do najistotniejszych barier rozwoju tego rynku autorzy zaliczyli barierę rozwoju zasady TPA, która wynika z funkcjonowania rynku hurtowego oraz braku korzystnych ofert dla odbiorców indywidualnych, które mogłyby zachęcić odbiorców do zmiany sprzedawcy¹⁵, brak wiedzy przez odbiorców na temat ich praw, ograniczoną konkurencję sprzedawców, brak presji na warunki świadczenia usług, które wymusiłyby na OSD poprawę jakości świadczonych usług, duże koszty przekazywania odbiorcom informacji „on-line” na temat bieżącego zużycia, zbyt krótki okres legalizacji liczników oraz szereg innych wymienionych w przedmiotowym dokumencie. Szanse rozwoju rynku opomiarowania autorzy opracowania widzą przede wszystkim w zmieniającym się pod tym kątem ustawodawstwie unijnym, we wzroście cen

¹⁵ „Analiza”

nośników energii, pojawieniu się faktycznej konkurencji na rynku energii, utworzeniu jednolitego rynku energii oraz konieczności podniesienia efektywności energetycznej.

Dokument zawiera również krótkie omówienie warunków koniecznych do wdrożenia nowego modelu rynku opomiarowania, do których należy zaliczyć konieczność wprowadzenia zmian legislacyjnych, opracowanie wspólnego jednolitego modelu rynku opomiarowania, zdefiniowanie standardu funkcjonalności liczników, przechowywania danych pomiarowych, zakresu tych danych oraz standardu komunikacji.

Dokument ten przedstawia również analizę dostępnych technologii inteligentnych systemów pomiarowych, technologii telekomunikacyjnych oraz próbę zdefiniowania minimalnych funkcji dla tych urządzeń. Ponadto opracowanie zawiera przedstawienie rozwiązań w zakresie inteligentnych systemów pomiarowych w innych krajach oraz analizę pilotażowych projektów wdrażania tych systemów w Polsce.

Kolejny z dokumentów „*Ogólny model rynku opomiarowania*”¹⁶ definiuje cele, jakie powinno spełnić wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych oraz proponowany model rynku opomiarowania w Polsce. Ponadto dokument ten zawiera analizę zysków i strat płynących z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz z budowy proponowanego modelu rynku opomiarowania, jak również określenie warunków formalnych organizacyjnych i prawnych warunkujących wprowadzenie nowych rozwiązań do systemu elektroenergetycznego. Szczegółowe omówienie elementów tego dokumentu znajdzie się w dalszej części niniejszego opracowania

Kolejny dokument stanowiący już ostatni element opracowania wykonanego na zlecenie PSE Operator S.A. mającego na celu zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych to „*Skonsolidowane podsumowanie*”¹⁷, które stanowi jak sama nazwa wskazuje podsumowanie Projektu "Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energetycznym." W ramach podsumowania sformułowano między innymi cele dla których powstało opracowanie, sposób jego realizacji, podstawowe założenia dla realizacji projektów inteligentnego opomiarowania, proponowany model rynku danych pomiarowych wraz z jego wariantami oraz elementy infrastruktury inteligentnego opomiarowania.

¹⁶ http://www.piio.pl/dok/omr002_29042010_v6_8.pdf

¹⁷ http://www.piio.pl/dok/skonsolidowane%20podsumowanie_HP_5.pdf

3.2. Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce

„*Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce*”¹⁸ powstało na zlecenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, a jego wykonawcą był Instytut Energetyki Jednostka Badawczo Rozwojowa, Oddział Gdańsk oraz Ernst&Young Business Advisory sp. z o.o i Wspólnicy sp. k. - jako podwykonawca Instytutu Energetyki. Jako główną ideę powstania przedmiotowego studium przyjęto, że podstawowym celem wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest spełnienie wymagań dyrektyw Unii Europejskiej przy najmniejszym koszcie społecznym, przez które rozumieć należy sumę kosztów netto, jakie będą musieli ponieść odbiorcy końcowi energii elektrycznej zarówno na sfinansowanie inwestycji, jak i późniejsze koszty eksploatacyjne¹⁹.

Wobec powyższego, w przedmiotowym studium zostały omówione następujące kwestie związane z wprowadzeniem inteligentnych systemów pomiarowych:

- opracowanie jednolitych definicji, którymi posługujemy się mówiąc o inteligentnych systemach pomiarowych. Obecnie nie ukształtowała się jeszcze jednolita terminologia w zakresie nowoczesnego pomiaru. Zatem aby tą terminologię ujednolicić, zdecydowano się na określenie niektórych terminów w słowniku. Do najistotniejszych z nich można zaliczyć definicję inteligentnego systemu pomiarowego (Advance Metering Infrastructure, w skrócie AMI) , sieci inteligentnej czy transmisji danych z wykorzystaniem sieci rozdzielczej niskiego napięcia PLC, sieci WAN, sieci domowej HAN (ta ostatnia jednak będzie zweryfikowana z uwagi na trwające obecnie w Urzędzie Regulacji Energetyki prace nad opracowaniami mającymi wdrożyć sieć HAN),
- identyfikacja beneficjentów i korzyści z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz przedstawienie ich charakterystyki,
- zdefiniowanie standardów technicznych związanych z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych. W tym miejscu przedstawiono także przegląd reprezentatywnych wdrożeń systemów inteligentnego pomiaru w takich krajach UE jak Francja, Włochy, Hiszpania, Holandia. Ponadto przedstawiono również przegląd ofert reprezentatywnych dostawców systemów inteligentnego opomiarowania,

¹⁸ http://www.piio.pl/dok/2010-05-06_raport_koncowy_AMI.pdf

¹⁹ Opracowanie PTPiREE str. 14

- zdefiniowanie wymagań prawnych i rekomendacji odnośnie koniecznych zmian w prawie, czyli określenie jaka jest podstawa prawna wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz przedstawienie zmian prawnych, których trzeba dokonać, aby można było szybko i efektywnie wprowadzić takie systemy,
- przedstawienie propozycji rozwiązań problemu kosztów osieroconych, które powstaną w wyniku wdrażania inteligentnego pomiaru,
- zaproponowanie rozwiązań w okresie przejściowym, czyli w okresie instalowania inteligentnych systemów pomiarowych. Pojawia się tutaj problemy związane z faktem, iż w okresie instalowania takich systemów część odbiorców będzie posiadała już nowe liczniki, a pozostali odbiorcy będą posiadali jeszcze stare układy pomiarowe, co wiąże się z problem sposobu kalkulacji taryf dla tych dwóch przypadków. Problem ten dotyczy w głównej mierze pytania, którzy odbiorcy będą ponosić w swoich stawkach taryfowych, koszty wymiany tych systemów – czy będą to wszyscy odbiorcy czy tylko ci, którzy posiadają te systemy,
- oszacowanie nakładów inwestycyjnych i rekomendacje odnośnie sposobu ich wpisania w plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- wytyczne do przygotowania przez poszczególnych OSD szczegółowych analiz ekonomicznych wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych – opracowanie narzędzia informatycznego do symulacji wariantów kosztowych (modeli) wdrożenia.

Rozwiązania przedstawione w przedmiotowym opracowaniu dotyczą odbiorców należących do grupy taryfowej G i C1, przyłączonych do sieci niskiego napięcia.

Przedmiotowe opracowanie było również koordynowane z pracami, które toczyły się w PSE Operator S.A. w ramach realizacji zadania pt. *„Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych”*, a które zostało omówione w poprzednim punkcie niniejszego opracowania, z tym że w analizie wykonanej dla PTPiREE zostały przedstawione zagadnienia dotyczące inteligentnych systemów pomiarowych planowanych do wdrożenia przez OSD, natomiast w projekcie realizowanym dla PSE Operator został przedstawiony sposób i organizacja wymiany danych pomiarowych na szczeblu krajowym.

Szczegółowe przedstawienie wyników przedmiotowego studium znajdzie się w kolejnych rozdziałach niniejszego opracowania.

3.3. Analiza wykonana dla Urzędu Regulacji Energetyki w ramach projektu Transition Facility - Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w ramach w ramach projektu *Transition Facility* - „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” zlecił przygotowanie analizy pt. „*Przygotowanie, na podstawie badań przeprowadzonych przez Wykonawcę, studium wykonalności składającego się z 4 raportów oraz analizy końcowej stanowiącej podsumowanie całości prac*”. Projekt został zrealizowany przez konsorcjum utworzone przez Doradztwo Gospodarcze DGA S.A. i Instytut Sobieskiego. W ramach projektu sporządzono 5 raportów:

- raport techniczny,
- raport kosztowy,
- raport prawny,
- raport społeczno-ekonomiczny,
- analizę końcową²⁰.

Pierwszy z raportów skupił się przede wszystkim na opisaniu stanu obecnego w zakresie charakterystyki zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, jak również przedstawił charakterystykę zainstalowanych u odbiorców liczników energii elektrycznej wraz z zakresem danych otrzymanych od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz podziałem i klasyfikacją urządzeń pomiarowych ze względu na ich cechy i parametry techniczne, w ramach których określono, iż obecnie mamy do czynienia z dwoma grupami liczników: indukcyjnymi i elektronicznymi. Ponadto opisano również systemy zdalnej akwizycji, przetwarzania oraz zarządzania danymi pomiarowymi, wraz z dostępnymi rodzajami komunikacji wykorzystywanymi w systemach zdalnej akwizycji danych pomiarowych oraz opisem i wymaganiami dotyczącymi rekomendowanego do zainstalowania systemu typu AMM (*Advance Meter Management*). Przedstawiono również doświadczenia w zakresie wdrażania systemów zdalnej akwizycji danych pomiarowych w takich krajach europejskich, jak Wielka Brytania, Włochy, Norwegia, Holandia, Szwecja, Dania i Finlandia oraz przedstawiono szczegółowy opis dostępnych rozwiązań technologicznych w zakresie systemów pomiaru, zdalnej akwizycji oraz zarządzania danymi pomiarowymi, urządzeniami pomiarowymi oraz infrastrukturą komunikacyjną.

²⁰ http://www.ure.gov.pl/portal/odb/505/3179/URE_o_inteligentnych_licznikach_energii.html

Przedmiotowy dokument zawiera również analizę organizacyjną procesu wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego, w szczególności opis działań przygotowawczych oraz opis etapów wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego, do których można zaliczyć cztery etapy:

- przygotowawczy,
- testowy,
- projektowo-decyzyjny,
- wdrożeniowy.

Przedstawiono również wstępny harmonogram realizacji inteligentnych systemów pomiarowych wraz z opisem kryteriów technicznych wymiany tych urządzeń przez OSD oraz szacunkowe koszty wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego.

Drugi z raportów, który wchodzi w skład opracowania „*Raport kosztowy*” obejmuje analizę całkowitych kosztów wymiany urządzeń pomiarowych, ich możliwego podziału między operatorów systemów dystrybucyjnych, sprzedawców energii i odbiorców, sposób sfinansowania tego przedsięwzięcia oraz opracowanie szczegółowego harmonogramu wymiany urządzeń pomiarowych i oszacowania jego wpływu na realizację celów poprawy efektywności energetycznej. W dokumencie tym przedstawiono również analizę opłacalności inwestycji w inteligentne systemy pomiarowe, która zawierała podział na opłacalność dla linii wysokich i średnich napięć. Zawiera również projekcję nakładów i kosztów wymiany urządzeń pomiarowych, w tym w rozbiciu na poszczególne przedsiębiorstwa, sposób sfinansowania oraz oszacowanie wpływu proponowanego harmonogramu na realizację celów poprawy efektywności energetycznej

Kolejna część analizy to „*Raport prawny*” zawierający prawne aspekty wykonalności przedsięwzięcia z uwzględnieniem prawa własności urządzeń pomiarowych, ewentualnego wprowadzenia operatora informacji pomiarowej oraz możliwych do zastosowania programów taryfowych. Celem tej części raportu było pokazanie polskich uwarunkowań prawnych w kontekście uwarunkowań UE. Zatem w tej części opracowania przedstawiono unijne i polskie przepisy dotyczące opomiarowania oraz aspekt prawny wymiany układów pomiarowych w kontekście proponowanego modelu rynku opomiarowania. Pokazano także różne możliwości wprowadzania proponowanych rozwiązań tj. model przymusowej wymiany oraz model współregulacji i samoregulacji. Wskazano również jakich zmian należy dokonać w otoczeniu prawnym ażeby wprowadzić na polski rynek energii elektrycznej niezależny podmiot odpowiedzialny za obsługę urządzeń pomiarowych, w tym odczyt danych. Ponadto

wskazano jego umiejscowienie oraz pokazano jego możliwe formy funkcjonowania, takie jak model scentralizowany, zdecentralizowany i funkcjonalny.

Raport „*Spółeczno-ekonomiczny*” zawiera ocenę wpływu, obejmującą potencjalną poprawę efektywności zużycia energii w wyniku wyposażenia odbiorców w elektroniczne liczniki z rejestracją zużycia i wdrożenia interaktywnych metod zarządzania zużyciem energii. Raport ten zawiera szczegółowy opis obecnych grup odbiorców energii elektrycznej, dzieląc ich na grupy ze względu na podłączenie, umiejscowienie, grupy przyłączeniowe, wymagania dla układów pomiarowych oraz kwalifikacji do grup taryfowych, zaproponowano również podział odbiorców na potrzeby przedmiotowej analizy na przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe. Wskazano również możliwe zasady funkcjonowania opomiarowania, tzn:

- liczniki bez rejestracji godzinowej i transmisji danych (stan obecny),
- liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii bez transmisji danych pomiarowych,
- liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych,
- liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych i sterowaniem elementami wykonawczymi (wyłączniki, styczniki).

Opisano również standardowe charakterystyki zużycia energii elektrycznej dla różnych grup odbiorców na średnim i niskim napięciu, prognozowane zmiany charakterystyk zużycia energii elektrycznej po zainstalowaniu nowych urządzeń pomiarowych oraz ocenę skutków przedsięwzięcia dla uczestników rynku, czynniki wpływające na zmiany zachowań odbiorców oraz analizę zachowań konsumentów w Polsce na podstawie przeprowadzonych badań statystycznych.

Ostatni element opracowania stanowi „*Analiza końcowa*” obejmująca ogólne rekomendacje dotyczące całego przedsięwzięcia, poparte analizą SWOT (słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń), wskazując przy tym czynniki zewnętrzne mające wpływ na powodzenie przedsięwzięcia, a także czynniki wewnętrzne i ich wrażliwość na zmiany otoczenia (czynników zewnętrznych).

3.4. Stanowisko 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

Dokument ten jest pierwszym z serii dokumentów opublikowanych jako stanowisko Prezesa URE, opisujących możliwy wygląd systemu inteligentnej sieci i inteligentnego opomiarowania w Polsce (Smart Metering Smart Grid Ready) oraz wymagania wobec jego elementów z punktu widzenia Prezesa URE. Dokument ten jest przeznaczony dla operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych oraz Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego, a także sprzedawców energii elektrycznej. Celem dokumentu jest przygotowanie procesu wdrożenia w Polsce systemu zdalnego pomiaru energii elektrycznej w formule „działania na rzecz budowy inteligentnej sieci” (Smart Metering Smart Grid Ready), dedykowanego przede wszystkim odbiorcom rozproszonym w grupach G i C1X oraz ewentualnie odbiorcom z pozostałych grup, z opcją wykorzystania go przez operatorów i sprzedawców innych mediów a nawet usług nie energetycznych²¹. Stanowisko składa się z sześciu części opisujących przesłanki przygotowania dokumentu, postulowaną architekturę systemu, podział zadań i odpowiedzialności, mechanizmy redystrybucji korzyści, wymagania wobec sprzętu i wdrożenia, kierunkowe reguły regulacyjne w zakresie stymulacji i kontroli wykonania oraz definicje.

W pierwszej części dokumentu zostały opisane przesłanki, dla których on powstał, do których należy zaliczyć potrzebę zbilansowania systemu elektroenergetycznego, poprawę efektywności energetycznej oraz wzrost produkcji energii elektrycznej z generacji rozproszonej. W drugiej części dokumentu została opisana postulowana architektura rynku, której głównym założeniem jest fakt, że dysponentem danych pomiarowych jest ich właściciel. Ponadto zdaniem autorów stworzony system powinien zapewniać niedyskryminacyjny dostęp wszystkich sprzedawców do odbiorcy oraz każde przedsiębiorstwo obrotu powinno posiadać w tym samym czasie taki sam dostęp do takiego samego zakresu danych. Zdaniem autorów jedynym rozwiązaniem spełniającym te wymogi wydaje się być nadanie w trybie ustawowym uprawnienia do bieżącego pozyskiwania danych

²¹ Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych..., str. 1 i 2

pomiarowych i kwalifikowanego udostępniania ich uczestnikom rynku podmiotowi niezależnemu pod względem właścicielskim od OSD E i od wytwórców²².

W kolejnej części Stanowiska opisano mechanizmy redystrybucji korzyści wynikających z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych. Z omówienia wynika, że rozkład kosztów i korzyści z wdrożenia tych systemów rozkłada się asymetrycznie pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej oraz (ewentualnie) innych mediów i usług. Z tego względu według URE właściwym rozwiązaniem wydaje się zniesienie opłaty abonamentowej i zastąpienie jej inną opłatą umożliwiającą pokrycie wydatków na pozyskanie i przetwarzanie danych pomiarowych. Podkreślono również, że w okresie przejściowym, w którym funkcjonować będą zwykłe układy pomiarowe oraz inteligentne systemy pomiarowe mogą wystąpić kłopoty związane określeniem podmiotów, które będą ponosiły koszty instalowania inteligentnych systemów pomiarowych. Ponadto wskazano jeszcze szereg problemów związanych z wprowadzeniem nowych zasad związanych z rynkiem pomiaru w Polsce, które trzeba będzie uregulować w trakcie wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych.

W części dotyczącej wymagań wobec sprzętu i wdrożenia w bardzo szczegółowy sposób omówiono wymagania techniczne, jakie powinny spełniać inteligentne urządzenia pomiarowe, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia budowy jednolitego systemu inteligentnego opomiarowania w Polsce.

W części piątej Stanowiska przedstawiono kierunkowe reguły regulacyjne w zakresie stymulacji i kontroli wykonania, które przedstawiają politykę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie przenoszenia inwestycji w inteligentne systemy pomiarowe do taryf przedsiębiorstw wdrażających takie systemy.

W części szóstej przedstawiono natomiast wyjaśnienie wszelkich definicji i skrótów użytych w dokumencie.

²² Stanowisko..., str 12

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

„Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej” jest kolejnym dokumentem, opublikowanym przez Prezesa URE i dotyczącym tematyki wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych w Polsce. Dokument ten jest 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*. Przedmiotowy dokument przedstawia analizę kształtu rynku danych pomiarowych, której podstawy zostały zaprezentowane w pierwszym stanowisku Prezesa URE i określa strukturę rynku danych pomiarowych oraz prezentuje postulowany model rynku tych danych, jak również określa rolę i funkcje nowego podmiotu na tym rynku, który nazwany został w tym dokumencie jako Operator Informacji Pomiarowej (OIP). Celem omawianego dokumentu jest stworzenie takiego mechanizmu, który pozwoli w najlepszy, najefektywniejszy i najbezpieczniejszy sposób wykorzystać potencjał, jaki niesie ze sobą wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych. Dlatego w powyższym dokumencie znalazły się informacje o funkcjach, jakie ma spełniać rynek danych pomiarowych, do których należy zaliczyć:

- poprawę bezpieczeństwa pracy KSE,
- poprawę konkurencyjności rynku energii,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii,
- upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej.

W dalszej części dokumentu przedstawiono ogólną charakterystykę rynku danych pomiarowych, która pozwala zrozumieć, jak obecnie funkcjonuje przepływ danych pomiarowych i pozwoli zdefiniować postulowane zmiany na tym rynku. W kolejnych rozdziałach omówiono możliwy kształt rynku pomiarów w Polsce, z których wyciągnięto wniosek, że najlepszym rozwiązaniem jest utworzenie jednego operatora, który będzie tymi

danymi zarządzał. Zatem w dalszej części opracowania opisano sposób powołania i funkcjonowania takiego operatora wraz ze sposobem jego finansowania.

W analizie tej znalazło się również miejsce dla określenia sposobu postępowania z danymi pomiarowymi przez operatora tych danych, w szczególności przedstawiono zasady bezpieczeństwa informacji i infrastruktury pozyskiwania, transmisji i przechowywania takich danych pomiarowych. Określono również zasady własności i przetwarzania danych pomiarowych i ich ochrony, katalog informacji redystrybuowanych przez operatora informacji pomiarowych oraz ogólne zasady dostępu do nich i ich wymiany, harmonogram archiwizowania danych pomiarowych, określenie wpływu funkcjonowania operatora informacji pomiarowej na koszty zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną oraz katalog podmiotów uprawnionych do dostępu do danych przetwarzanych przez operatora informacji pomiarowej. Szczegółowe omówienie tego dokumentu znajdzie się w dalszej części niniejszego opracowania.

3.6. Program wdrożeniowy ENERGA-OPERATOR S.A.

W tym miejscu należy również wspomnieć o projekcie wdrożeniowym ENERGA-OPERATOR S.A., który jako jedyny spośród operatorów systemu dystrybucyjnego zdecydował się na wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych na całym obszarze swojej działalności. Z uwagi na brak dostępu do szczegółowych analiz, jakie były podstawą rozpoczęcia wdrażania tych systemów w ww. przedsiębiorstwie, przedstawione tutaj zostaną jedynie krótkie informacje na temat celów i zakresu wdrożenia projektu. Nadrzędnym celem projektu, zdaniem jego realizatorów, jest poprawienie jakości dostaw energii elektrycznej i zwiększenie efektywności realizacji procesów obsługi danych pomiarowych poprzez budowę infrastruktury inteligentnego opomiarowania (AMI), jako pierwszego kroku w kierunku budowy sieci inteligentnej na obszarze ENERGA-OPERATOR S.A.²³.

Zdaniem projektodawców przedmiotowy projekt powinien mieć maksymalnie szeroki zakres, co zapewni mu wysoki priorytet oraz osiągnięcie znacznego efektu biznesowego. Zatem projekt ten ma następujący zakres:

- zakłada przeprowadzenie prac analitycznych, w tym:
 - opracowanie wymagań dla wszystkich elementów docelowej architektury systemu,

²³ http://www.piio.pl/ami_cele_projektu.php

- wypracowanie przy współudziale Urzędu Regulacji Energetyki mechanizmów taryfowych zapewniających finansowanie inwestycji związanych z wdrożeniem systemu AMI,
- zakłada instalację u wszystkich odbiorców komunalnych i przemysłowych inteligentnych systemów pomiarowych umożliwiających dwukierunkową komunikację z odbiorcami energii (ok. 3 mln liczników odbiorców komunalnych i 17 tys. liczników odbiorców przemysłowych),
- zakłada zbudowanie infrastruktury telekomunikacyjnej, która zapewni funkcjonowanie systemu inteligentnego opomiarowania i dalszy rozwój systemu w kierunku rozwiązań sieci inteligentnej,
- zakłada budowę centralnego systemu informatycznego, którego zadaniem będzie między innymi: sterowanie licznikami, automatyzacja procesu odczytów i udostępniania danych pomiarowych.²⁴

Ze względu na złożoność całego procesu, zakres został podzielony na cztery zadania:

- przygotowanie organizacji ENERGA-OPERATOR SA do realizacji projektu,
- przeprowadzenie prac analitycznych określających zakres techniczny realizacji,
- wybór dostawców poszczególnych komponentów systemu w postępowaniach przetargowych,
- budowę i uruchomienie systemu AMI.

²⁴ http://www.piio.pl/ami_zakres_projektu.php

4. Koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania

W tym rozdziale zostanie omówiona obecna charakterystyka rynku opomiarowania w Polsce, oraz potrzeba i cel wprowadzenia nowej koncepcji rynku danych pomiarowych. Ponadto zostaną zaprezentowane różne rozważane modele rynku danych pomiarowych w Polsce oraz preferowana koncepcja nowego modelu rynku tych danych.

4.1. Ogólna charakterystyka rynku danych pomiarowych

Na aktualnie funkcjonującym rynku energii elektrycznej (od 1 lipca 2007 r.) można było zaobserwować poniższe procesy:

- a) realizacja fizycznej dostawy energii czynnej - w określonej ilości i w określonym czasie, z określoną mocą dopuszczalną,
- b) pobranie i dostarczenie do sprzedawcy informacji dotyczącej:
 - ilości dostarczonej energii elektrycznej czynnej w określonych interwałach czasowych;
 - ewentualnego przekroczenia poziomu dopuszczalnego mocy czynnej lub biernej i wielkości tego przekroczenia w okresie rozliczeniowym;
 - ewentualnego niedotrzymania standardów jakościowych energii, określonych w prawie,
- c) wystawienie przez sprzedawcę faktury na podstawie pozyskanych informacji,
- b) dokonanie przez odbiorcę płatności na podstawie otrzymanej faktury.

Zmiany wprowadzone przez dyrektywę 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 96/92/WE, wprowadzające obowiązek rozdzielania działalności sieciowej od obrotu energią elektryczną i bezpośrednio związane z tym prawo odbiorcy do zmiany sprzedawcy, napotkały na opór w obszarze obiektywnych problemów organizacyjno-technicznych, związanych z potrzebą przekazywania informacji o danych pomiarowych pomiędzy przedsiębiorstwami i koniecznością dokonywania dodatkowych odczytów na dzień zmiany sprzedawcy, celem dokonania rozliczenia końcowego ze sprzedawcą dotychczasowym. Powyższe uwarunkowania, połączone z obawą co do zakresu

odpowiedzialności z tytułu dostarczanej energii oraz oporem przedsiębiorstw działających w dotychczasowej strukturze przed otwarciem się na konkurencję, skutkowały utrudnieniami w działaniu rynku, pomimo jego formalnego otwarcia.

W związku z powyższym pojawia się na horyzoncie konieczność umożliwienia wszystkim odbiorcom odczytów rozliczeniowych w cyklu miesięcznym, z wykluczeniem dotychczasowej możliwości stosowania prognoz w rozliczeniach energii elektrycznej. Dodatkowo projekt nowej dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej zakłada wprowadzenie w zakresie energii elektrycznej obowiązku comiesięcznych rozliczeń według rzeczywistego zużycia już od 1 stycznia 2015 r. Comiesięczny odczyt do celów rozliczeń powinien funkcjonować równolegle z odczytami umożliwiającymi optymalizację zachowań odbiorców i prosumentów (aktywnych odbiorców). W szczególności mogą to być odczyty piętnastominutowych profili zużycia energii elektrycznej. Koniecznym wydaje się zatem dokonanie rozróżnienia funkcji odczytów na potrzeby rozliczeniowe i odczytów dokonywanych do celów bieżącego zarządzania zapotrzebowaniem na energię elektryczną, jak również uzupełnienie systemu o możliwość dostarczania do odbiorcy informacji zwrotnych, pozwalających na bieżące optymalizowanie jego zachowań ze względu na koszt dostarczania energii elektrycznej. Istotnym uzupełnieniem, z punktu widzenia bilansowania KSE, jest wprowadzenie możliwości dostarczania do odbiorców sygnałów i komend umożliwiających realizację programów DSM oraz zarządzanie z poziomu operatorów sieci źródłami rozproszonymi w warunkach przed i awaryjnych.

Jako kolejny problem związany z rynkiem energii jawi się skokowy wzrost liczby podmiotów posiadających wszystkie kompetencje, w tym również OSD oraz pojawienie się nowego typu odbiorcy - prosumenta.

Docelowo liczba OSD może sięgnąć ok. 200 podmiotów, co niesie ze sobą niebezpieczeństwo całkowicie nieefektywnego powielania relacji pomiędzy OSD a przedsiębiorstwami obrotu.

Obok ulegającym zmianom relacjom pomiędzy uczestnikami rynku, ulega również zmianie także katalog funkcjonujących na nim towarów i usług. Obok podstawowego towaru w postaci energii elektrycznej o określonych parametrach (moc, standardy jakości) dostarczanej odbiorcom, pojawiają się równolegle informacje i sygnały przekazywane zarówno do, jak i od odbiorcy. Powstaje zatem nowa funkcjonalność, czyli możliwość przekazywania tych informacji.

W takiej sytuacji szczególnego znaczenia nabiera potrzeba zapewnienia skutecznej ochrony interesu odbiorców energii elektrycznej w aspekcie ewentualnego nieuprawnionego

dostępu do informacji przetwarzanych w systemie, a także nieuprawnionego wykorzystania samej infrastruktury komunikacyjnej i pomiarowej do celów innych niż założone.

Należy zwrócić szczególną uwagę na fakt, że dane pomiarowe, nawet bez wyraźnego powiązania z danymi osobowymi odbiorcy, mają charakter danych wrażliwych i z tego względu wymagają szczególnej ochrony.

W związku z powyższym zasadniczym czynnikiem warunkującym rozwój rynku energii elektrycznej 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,
- komunikacja pomiędzy uczestnikami rynku,
- ochrona danych pomiarowych przed niepowołanym dostępem i utratą, niezależnie od ustawowego obowiązku ochrony danych osobowych,
- ochrona infrastruktury przed nieuprawnionym wykorzystaniem.

Przedstawione powyżej ramy postępowania na rynku danych pomiarowych muszą dotyczyć wszystkich danych, niezależnie od trybu ich pozyskania (z wykorzystaniem liczników inteligentnych, czy też w drodze tradycyjnego odczytu) i grupy taryfowej, czy poziomu napięcia.

W Polsce istnieją istotne bariery utrudniające wdrażanie systemów inteligentnego opomiarowania. Brak jasnych uregulowań w zakresie dostępu do danych pomiarowych dla wszystkich uczestników rynku, w połączeniu z silnym wpływem istniejących grup energetycznych (kapitałowych) na zachowania będących w ich składzie OSD i sprzedawców energii elektrycznej, jest znaczącą barierą rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Inne bariery dotyczą m. in. braku przyjętych standardów i regulacji w sferze rozwiązań technologicznych oraz niewystarczające regulacje tworzące podstawy do finansowania projektów.

Biorąc pod uwagę analizę polskiego rynku oraz bazując na doświadczeniach z innych krajów, w aspekcie budowy rynku opomiarowania w Polsce należy również uwzględnić zjawiska mikrogeneracji oraz dynamiczny rozwój inicjatyw proekologicznych (np.

e-mobility). Dodatkowym ważnym elementem wymagającym uwzględnienia jest konieczność monitorowania i poprawy jakości dostaw energii elektrycznej.

4.2 Cel wprowadzenia nowej koncepcji rynku danych pomiarowych

Fundamentalne cele wprowadzenia AMI określone zostały w *Stanowisku 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 oraz w Koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*, i są to:

- poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania KSE,
- rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii,
- upodmiotowienie odbiorcy w relacji ze sprzedawcą energii i OSD oraz stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej.

Powyższe cele mogą i powinny być realizowane poprzez:

- a) ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu,
- b) otwarcie KSE na generację rozproszoną, ale funkcjonującą w sposób wzajemnie skoordynowany, pozwalający pogodzić jej żywiołowy 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, zarówno w jej strumieniu użytkowym, jak i już wykorzystanym (rekuperacja i recykling),
- e) wzmocnienie mechanizmów poprawy efektywności działalności energetycznej (wytwórczej i sieciowej, w obszarze inwestycji oraz kosztów operacyjnych i kosztów potrzeb własnych i różnic bilansowych).

Dodatkowo wdrożenie inteligentnego opomiarowania powinno:

- umożliwić wykorzystanie synergii z innymi sektorami gospodarki, prowadząc do optymalizacji kosztów rozwiązań zapewniających korzyści dla wszystkich sektorów regulowanych (energia elektryczna, gaz, ciepło, woda) a nawet dla usług nieenergetycznych (medycznych, bankowych, itp.),
- zapewnić możliwość rozwoju nowych usług okołenergetycznych, świadczonych przez firmy spoza branży (w szczególności tzw. firm ESCO (*Energy Service Company*), wspierających odbiorcę końcowego w optymalizowaniu jego potrzeb energetycznych),
- umożliwić uzyskanie korzyści w skali całej gospodarki, a nie tylko wybranych segmentów sektora elektroenergetycznego,
- zapewnić odbiorcom informacje o bieżącym zużyciu energii elektrycznej i innych mediów,
- ograniczyć podwyżki cen energii elektrycznej,
- przyczynić się do zwiększenia efektywności wykorzystania infrastruktury przesyłowej poprzez poprawę dynamiki przepływów w sieci,
- obniżyć koszty bilansowania, dzięki mechanizmom reakcji strony popytowej na sygnały cenowe.

4.3. Opis proponowanych koncepcji rynku danych pomiarowych

Omawiając przedmiotowy punkt pod uwagę wzięte zostały następujące dokumenty: *Ogólny model rynku opomiarowania*, dokumenty przygotowane w ramach opracowania *Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce*, *Studium Wdrożenia Inteligentnego Opomiarowania Energii Elektrycznej w Polsce*, analiza Prezesa URE pt. *Stanowisko 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 oraz Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*. Zakres wszystkich z ww. dokumentów został już ogólnie omówiony w rozdziale 3 niniejszego opracowania. Zatem w tym miejscu zostaną one szczegółowo omówione pod kątem zaprezentowanych w nich modeli rynku opomiarowania.

Dokumentem, który najpełniej przedstawia koncepcję modelu rynku opomiarowania, jest przygotowana przez Prezesa URE *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce*. Opracowanie to stanowi niejako podsumowanie pozostałych dokumentów i prezentuje kilka możliwych wariantów kształtu rynku pomiarów w Polsce.

Wskazane powyżej opracowania podają kilka możliwych wariantów kształtu rynku danych pomiarowych w Polsce. Jednym z nich jest model, w którym operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie posiadał dotychczasowe kompetencje w zakresie organizacji całego procesu pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych. Jediną modyfikacją w tym przypadku byłaby zmiana technologii sposobu pobierania danych pomiarowych, która nie odbywałaby się jak dotychczas, ale poprzez inteligentny układ pomiarowy, zatem zmianie uległaby wyłącznie warstwa technologiczna. Zmianie nie uległaby natomiast struktura podmiotu przechowującego dane pomiarowe, gdyż tak jak dotychczas pozostałyby one w gestii OSD, którzy byłiby ich dysponentami w stosunku do sprzedawców energii. Jednak z uwagi na fakt, iż przedsiębiorstwa dystrybucyjne wchodzi w skład zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych, rozwiązanie to w niewielkim jedynie stopniu może wpłynąć na poprawę konkurencji tj. zmianę sprzedawców przez odbiorców. Ponadto rozwiązanie to nie zagwarantuje jednolitego standardu komunikacyjnego, co może grozić koniecznością budowania interfejsów komunikacyjnych pomiędzy Sprzedawcami i OSD na zasadzie „każdy z każdym”²⁵. Wprowadzenie takiego kształtu rynku wiąże się również z wysokimi kosztami integracji baz danych oraz trudnościami w zbieraniu danych dotyczących całego kraju ze względu na różnice w definiowaniu i przechowywaniu analogicznych informacji przez różnych uczestników rynku, a także utrudniony rozwój systemu wymiany danych ze względu na trudności w uzgodnieniu wspólnych harmonogramów wdrażania zmian. Do mocnych stron tego rozwiązania można zaliczyć brak konieczności tworzenia nowego podmiotu działającego na rynku energii i obniżenie kosztów wdrożenia oraz minimalizację ryzyka braku dostatecznej ochrony prywatności klienta bowiem te same podmioty i w takim samym zakresie posiadają dostęp do danych, jak ma to miejsce obecnie.

Drugi z proponowanych wariantów to taki, w którym całość kompetencji dotyczących organizacji rynku danych pomiarowych wraz z własnością liczników i zarządzania nimi oraz pobieraniem, gromadzeniem i udostępnianiem danych pomiarowych, przejmują podmioty (lub podmiot) spoza sektora elektroenergetycznego, na zasadach wolnorynkowych lub

²⁵ Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce

częściowo regulowanych. Za główną zaletę tego rozwiązania można uznać szybkość wdrożenia tego rynku, ze względu na niezależność od oporów wewnątrz rynku energetycznego oraz obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych. Rozwiązanie to posiada jednak wady, do których należy zaliczyć pozbawienie kompetencji OSD do bezpośredniej obserwacji odbiorców przyłączonych do ich sieci, konieczność ingerencji podmiotu niezależnego od OSD w obszar pozostający w dotychczasowej kompetencji OSD oraz ryzyko monopolizacji procesu. Ponadto duża liczba podmiotów uprawnionych do zarządzania danymi znacznie komplikuje system relacji i przesyłu danych pomiarowych – przewiduje się iż obserwowane będą zróżnicowane standardy jakości usług u różnych podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie danymi pomiarowymi, iż będą występowały problemy ze standaryzacją formatu danych pomiarowych oraz protokołu komunikacyjnego, z uwagi na fakt, iż będą to odrębne podmioty zajdzie konieczność stworzenia odrębnych procedur zmiany operatora danych pomiarowych (tak jak dla procesu zmiany sprzedawcy energii), jak również będą ograniczone możliwości wdrożenia systemu zarządzania popytem przez OSP.

Innym wariantem byłaby sytuacja, w której OSD zachowuje własność liczników i wiążącą się z tym kompetencję w zakresie ich zbierania i zarządzania nimi, z tym że kompetencje udostępniania danych posiadałyby niezależne podmioty - kilku operatorów informacji pomiarowej niezależnych od OSD. Wariant ten daje szansę na rynkową wycenę świadczonej w ten sposób usługi, daje również możliwość na obniżenie kosztów, jak również wprowadza swego rodzaju benchmark cenowy. Jednak z wariantem tym wiąże się stosunkowo dużo ryzyk, do których zaliczyć można blokadę rozwoju systemu z powodu braku rynku – brak zainteresowania ze strony odbiorców nowym rodzajem aktywności oraz możliwy brak zainteresowania w tworzeniu nowych podmiotów przez potencjalnych inwestorów. Możliwym i nieefektywnym wariantem może być także utworzenie tylu operatorów danych pomiarowych, ilu jest dużych OSD (w ramach grup energetycznych), co może wiązać się również z ryzykiem kapitałowego przejmowania rozproszonych tych operatorów wtórnego zmonopolizowania rynku pomiarów, w tym także przez grupy kapitałowe, w skład których wchodzi OSD. Ponadto zarysuje się znaczne rozproszenie takich podmiotów i powstaną wysokie koszty integracji rozproszonych baz danych, jak również ryzyko bankructwa tak działających operatorów²⁶.

²⁶ Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce

Kolejne dwa warianty prezentują koncepcję rynku opomiarowania, w której tworzy się centralne repozytorium danych pomiarowych, czyli bazę danych, w której w jednym miejscu gromadzić się będzie dane pomiarowe. Taka baza danych miałaby być zarządzana przez jeden podmiot zwany operatorem informacji pomiarowej.

Pierwszy z tych wariantów zakłada, że to jeden wyznaczony operator niezależny od OSD i nie podlegający regulacji przez Prezesa URE będzie zarządzał danymi pomiarowymi. Dzięki takiemu rozwiązaniu unika się ryzyka rozproszenia podmiotów, jak również pojawia się szansa na rynkową wycenę świadczonej w ten sposób usługi. Do głównych wad przedmiotowej koncepcji należy zaliczyć monopolizację usługi udostępniania danych nieregulowanej przez żaden państwowy organ oraz ryzyko przejęcia kontroli nad tym podmiotem przez duże grupy kapitałowe, co negatywnie wpłynie na rozwój tego rynku.

Innym jeszcze wariantem jest ten, w którym nowo powołany operator będzie niezależny od OSD i będzie podlegał ścisłej regulacji przez Prezesa URE. W tej propozycji unika się ryzyk związanego z rozproszeniem podmiotowym oraz potencjalną nietrwałością rozwiązania (przejęciem kontroli przez duże grupy kapitałowe). Zagwarantowany jest jednak trwały, równoprawny dostęp do danych pomiarowych dla wszystkich uprawnionych uczestników rynku, jak również rozwiązanie to daje możliwość otwarcia infrastruktury na inne media bez ryzyka zagrożenia ze strony wzajemnej konkurencji, umożliwi ono obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych oraz zmniejszy obciążenia przedsiębiorstw energetycznych w zakresie obowiązku informacyjnego (sprawozdawczość). Z kolei do głównych wad tego systemu zaliczyć można brak rynkowej wyceny świadczonych w ten sposób usług spowodowany brakiem konkurencji na rynku danych pomiarowych. Ponadto można zaobserwować ryzyko związane z trudnościami pozyskania kapitału początkowego przez właściciela OIP oraz politycznego wpływu na obsadę władz tego podmiotu i ewentualnego nacisku na ograniczanie aktywności poprzez regulacje prawne.

Wariantem rekomendowanym przez autorów ww. opracowań jest ten, w którym powołuje się centralne repozytorium danych obsługiwane przez jeden regulowany przez państwo (*de facto* przez URE) podmiot, który autorzy opracowań nazywają centralnym repozytorium danych, niezależnym operatorem pomiarów lub operatorem informacji pomiarowej. Do głównych zalet tego rozwiązania należy zaliczyć przede wszystkim niedyskryminujący dostęp do danych pomiarowych poprzez jeden kanał komunikacyjny dla wszystkich podmiotów rynku, co znacznie przyczyni się również do zwiększenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, między innymi poprzez ułatwienie startu nowym sprzedawcom.

Rozwiązanie to pomoże również w przesyłaniu sygnałów cenowych do klientów oraz monitorowanie ich reakcji. Wpłynie na poprawę bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, także dzięki stworzeniu warunków do aktywnego uczestnictwa w rynku energii²⁷. Należy również podkreślić, iż wariant z centralnym repozytorium danych jest preferowany przez Prezesa URE, który również opowiada się za stworzeniem jednego centralnego operatora informacji pomiarowej, który będzie działał w formule przedmiotu regulowanego przez ten organ. Zdaniem Prezesa URE rozwiązanie to ma najwięcej zalet i generuje najmniej ryzyk oraz posiada największy potencjał rozwojowy oraz gwarantujący największą stabilność.

4.4. Rola podmiotów w preferowanej koncepcji rynku opomiarowania

W rekomendowanym modelu rynku opomiarowania, który został omówiony w poprzednim punkcie, zmieni się nieco rola niektórych podmiotów, które dotychczas na tym rynku funkcjonowały jak również niezbędne będzie wprowadzenie kolejnej instytucji – centralnego repozytorium danych dla ułatwienia nazywanego operatorem informacji pomiarowej (OIP). Proponowany model nie przewiduje jednak zasadniczej zmiany funkcji dotychczasowych podmiotów, które na tym rynku funkcjonują. Zaproponowana modyfikacja *de facto* ogranicza się do zmian, jakie wymusza wprowadzenie OIP na rynek energii elektrycznej.

Wobec powyższego największe zmiany zajdą na linii OSD – sprzedawca. Zasadniczą modyfikacją dla tych podmiotów będzie fakt uzyskiwania danych pomiarowych przez sprzedawców nie od OSD ale od OIP. Ponadto OSD będą zobowiązane do przekazywania danych pomiarowych do OIP zamiast do sprzedawców, natomiast do PSE Operator S.A. będą przekazywać dane dot. bilansowania systemu. OSD pozostanie operatorem systemu pomiarowego na swoim terenie i nadal będzie samodzielnie dokonywał wyboru technologii gwarantujących określone wymagania zewnętrzne – takie jak częstotliwość odczytów, zakres informacyjny od i do licznika, także w zakresie programów DSR, chyba, że kwestia ta inaczej zostanie zdefiniowana w prawie i na OSD zostaną wymuszone pewne zachowania w tym zakresie. Zatem kwestia ta pozostaje jeszcze otwarta. Wprowadzenie nowego modelu rynku

²⁷ PSE Operator SA „Skonsolidowane podsumowanie projektu”

oraz inteligentnych systemów pomiarowych może oznaczać dla OSD zwiększone inwestycje w zarządzanie siecią niskich napięć.

W przypadku sprzedawców to - podobnie jak w przypadku OSD - rola ich nie ulegnie zasadniczej zmianie, podlegać jej będzie w zasadzie tylko źródło pozyskiwania informacji o danych pomiarowych. Dzięki wprowadzeniu nowego podmiotu na rynek energii, jakim będzie OIP, a przede wszystkim wdrożeniu inteligentnych układów pomiarowych, pojawią się dla sprzedawców możliwości poszerzenia działalności o nowe usługi i nowe produkty. Dzięki wdrożeniu nowego modelu rynku będzie możliwe aktywne oddziaływanie sprzedawców na swoich odbiorców w programach zarządzania popytem oraz optymalizacja kosztowej działalności operacyjnej poprzez uelastycznienie zachowań popytowych klientów, umożliwiając optymalizowanie portfela zakupu energii sprzedawcy. Dzięki temu, że OIP będzie zarządzał danymi pomiarowymi, przewidywany jest wzrost aktywności sprzedawców energii elektrycznej, z uwagi na łatwiejszy dostęp do danych pomiarowych udostępnianych przez OIP²⁸.

Nie zmieni się również rola Operatora Systemu Przesyłowego. Dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów pomiarowych będzie mógł on jednak realizować nowe zadania polegające między innymi na wpływaniu na zachowania odbiorców energii poprzez mechanizmy DSR. OSP będzie zobowiązany również do przekazywania do OIP danych z urządzeń pomiarowych u klientów podłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej. Dzięki nowemu modelowi rynku OSP będzie miał możliwość pozyskiwania od OIP dużo dokładniejszych danych o pracy sieci²⁹.

Na rynku zacznie działać również nowy podmiot, jakim będzie operator informacji pomiarowej. Będzie to podmiot, który nie tylko przechowuje informacje, ale również pilnuje przestrzegania standardów technologicznych i jakościowych dostarczanych informacji. Zalety, wady oraz kompetencje tego podmiotu zostały już omówione w poprzednim rozdziale.

²⁸ Ogólny model rynku opomiarowania

²⁹ PSE Operator S.A. „Model rynku opomiarowania”

5. Prawny aspekt wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych w Polsce

Żeby można było wprowadzić inteligentne systemy pomiarowe oraz nadać nowy kształt całemu rynkowi pomiarów w Polsce należy poddać analizie obecne uwarunkowania prawne - czy pozwalają tego dokonać, czy też należy wprowadzić zmiany, które dopiero to umożliwią. Z analiz, które stanowią podstawę merytoryczną niniejszego opracowania wynika, iż samo wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych w obecnym kształcie prawodawstwa nie stanowiłoby większego problemu. Trudności pojawiają się jednak, gdy będziemy chcieli wykorzystać funkcjonalności nowych urządzeń oraz zrobić z nich użytek. Zatem prawidłowe zdefiniowanie kwestii prawnych związanych z wdrożeniem inteligentnych urządzeń pomiarowych oraz utworzeniem nowego rynku danych pomiarowych stanowi oprócz kwestii technicznych kluczowe zagadnienie do prawidłowej implementacji ww. rozwiązań do polskiego systemu elektroenergetycznego. W niniejszym rozdziale zostanie omówiony aspekt prawny wdrożenia nowych rozwiązań w zakresie opomiarowania w Polsce.

5.1. Analiza obecnie obowiązujących przepisów prawnych RP pod kątem możliwości wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Podstawowym aktem prawnym regulującym rynek energii elektrycznej w Polsce jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Ustawa ta wraz z wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi określa zachowanie się podmiotów działających na tym rynku względem siebie oraz względem odbiorców energii elektrycznej. To ona zawiera podstawowe rozwiązania związane z regulacją rynku danych pomiarowych w Polsce. Ustawa - Prawo energetyczne reguluje między innymi kwestie dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, stanowiąc, iż dostarczanie energii odbywa się po uprzednim przyłączeniu do sieci. Przyłączenie do sieci odbywa się natomiast na podstawie umowy o przyłączenie. Jednym z postanowień, które ta umowa powinna zawierać są wymagania odnośnie lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów. Ponadto podmiot przyłączany obowiązany jest m. in. do udostępnienia pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do

sieci. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623) – dalej jako Rozporządzenie systemowe, stanowi, iż w warunkach przyłączenia określa się miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz wymagania w zakresie przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych³⁰. Samo przyłączenie do sieci nie wystarcza jednak żeby energia była dostarczana do odbiory, w tym celu potrzebna jest jeszcze umowa sprzedaży i umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa. *Prawo energetyczne* określa niektóre postanowienia umów sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji oraz umowy kompleksowej. Ustawa ta stanowi między innymi, że rozliczenie za energię następuje za pomocą układu pomiarowego, który zdefiniowany został w Rozporządzeniu systemowym i oznacza licznik i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię. *Prawo energetyczne* określa również warunki kontroli układów pomiarowych, która dokonywana jest przez upoważnionych przedstawicieli przedsiębiorstwa energetycznego³¹.

Ww. akty prawne regulują także własność urządzeń pomiarowych- zgodnie z §13 ust. 4 Rozporządzenia systemowego przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zobowiązane są do instalowania, na własny koszt, układu pomiarowo-rozliczeniowego w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, jedynie w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców. Obowiązek ten nie znajduje zastosowania wobec przypadku pozostałych grup przyłączeniowych tzn. I-III, a także wobec wytwórców, co oznacza, że koszt ich instalacji ponoszą odbiorcy te podmioty, chyba że inaczej stanowi umowa zawarta pomiędzy nim a przedsiębiorstwem energetycznym.

Do bardzo ważnych aktów prawnych z punktu widzenia wdrażania nowych rozwiązań technicznych w zakresie opomiarowania należy zaliczyć również ustawę *Prawo o miarach*, która wraz z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r., w sprawie

³⁰ URE analiza prawna, str. 24

³¹ URE analiza prawna, str. 24-26

prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (Dz.U. Nr 5, poz. 29) stanowi o prawnej kontroli przyrządów metrologicznych, takich jak m.in. liczniki energii elektrycznej.

Kwestią szczególnie istotną z punktu widzenia instalowania nowych układów pomiarowych oraz budowania nowego rynku danych pomiarowych jest ochrona danych osobowych, która jest uregulowana w ustawie z dnia 29 sierpnia 1997 r. *o ochronie danych osobowych*. Zgodnie z ustawą za dane osobowe uważa się wszelkie informacje, które pozwalają na zidentyfikowanie osoby fizycznej, a osoba możliwa do zidentyfikowania to taka, której tożsamość można określić bezpośrednio lub pośrednio, w szczególności przy powołaniu się na numer identyfikacyjny albo jeden lub kilka specyficznych czynników określających jej cechy fizyczne, fizjologiczne, ekonomiczne, kulturowe, umysłowe lub społeczne. Ustawa reguluje również kwestię przetwarzania danych pomiarowych, które jest dopuszczalne jedynie w przypadkach określonych w tej ustawie. Obejmuje sytuacje, w których dane są przetwarzane wówczas, gdy osoba, której dane dotyczą wyrazi na to zgodę, gdy jest to konieczne do realizacji umowy, gdy osoba, której dane dotyczą, jest stroną lub gdy jest to niezbędne do podjęcia działań przed zawarciem umowy na żądanie osoby, której dane te dotyczą albo gdy jest to niezbędne do wykonania określonych prawem zadań realizowanych dla dobra publicznego. W przypadku wprowadzenia nowego kształtu rynku danych pomiarowych mogą się pojawić problemy z przetwarzaniem tych danych. Dlatego też sposobem, który mógłby rozwiązać problemy z gromadzeniem i przetwarzaniem danych mogłaby być agregacja lub anonimizacja danych osobowych z opomiarowaniem.³²

5.2. Konieczne zmiany w prawie, które umożliwią wprowadzenie inteligentnego opomiarowania

W poprzednim punkcie zostały przedstawione podstawowe akty prawne regulujące tematykę opomiarowania. W tym natomiast zostaną omówione konieczne zmiany w obecnym ustawodawstwie, które należy wprowadzić aby w pełni skorzystać z możliwości, które przyniesie nam i których oczekujemy w związku z wprowadzeniem inteligentnych układów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych.

W przypadku *Prawa energetycznego* wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych będzie wymagało uzupełnienia obecnej regulacji m.in. o postanowienia

³² PSE Operator S.A. „Analiza”, str. 42

dotyczące wymiany liczników na liczniki inteligentne, harmonogramu wdrożenia tych liczników, zapewnienia dostępu do nieruchomości w związku z wymianą liczników, wprowadzenie obowiązku budowy przez OSD infrastruktury umożliwiającej działanie liczników inteligentnych oraz rozszerzenia systemu sankcji za uchybienie tym obowiązkom. W przypadku, gdy nowy model rynku danych pomiarowych będzie opierał się na OIP, konieczne będzie wprowadzenie do ustawy przepisów określających ramy prawne działalności tego operatora, w szczególności jego ustrój tj. formę prawną, przedmiot działalności, strukturę własnościową, sposób powoływania i odwoływanie organów. Niezbędne będzie również wskazanie relacji pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku. Zmianie będzie musiała ulec także regulacja dotycząca pozyskiwania, przechowywania, przetwarzania, udostępniania i zarządzania danymi pomiarowymi, a także kompetencje Prezesa URE dotyczące wykonywania nadzoru regulacyjnego nad nowo powstałym podmiotem³³. Zmiana przedmiotowej ustawy może wiązać się ze zmianą niektórych delegacji do wydania aktów wykonawczych jak np. do Rozporządzenia systemowego lub Rozporządzenia z dnia z dnia 18 sierpnia 2011 r. w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz. U. Nr 189, poz. 1126 i Nr 535) – dalej jako Rozporządzenie taryfowe oraz przyjęcia nowych rozporządzeń regulujących postępowanie z danymi pomiarowymi.

W związku z powyższym, w Rozporządzeniu systemowym weryfikacji ulec może definicja systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego. Zmian wymagać będzie również szczegółowy opis wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci układów pomiarowych energii elektrycznej, odpowiednio z podziałem na I-II oraz III-VI grupę przyłączeniową, stanowiący Załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego³⁴. Ponadto Rozporządzenie to powinno uwzględniać kwestię powołania operatora informacji pomiarowej, w szczególności w zakresie przekazywania danych pomiarowych, umożliwienia wglądu do wskazań układu pomiarowo rozliczeniowego oraz dokumentów niezbędnych do rozliczeń itp. W rozporządzeniu systemowym powinno się również wprowadzić zmiany w kwalifikacji przerw w dostawach energii spowodowanych zastosowaniem programów DSR, w taki sposób, aby dobrowolne redukcje zapotrzebowania lub wyłączenia, na które odbiorca wyraził zgodę i za które otrzymał wynagrodzenie nie były kwalifikowane do przerw w dostawach za które odbiorcy przysługuje bonifikata lub odszkodowanie.

³³ PTPiREE Studium wdrożenia smart meteringu w Polsce, str. 118

³⁴ PTPiREE Studium wdrożenia smart meteringu w Polsce, str. 122

Weryfikacji powinno zostać poddane również Rozporządzenie taryfowe, w szczególności w zakresie związanym z kalkulacją taryfy dystrybucyjnej po wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, w tym odnośnie likwidacji opłaty abonamentowej i uwzględnienia kosztów związanych z odczytem i kontrolą inteligentnych układów pomiarowych przy kalkulacji stawki stałej sieciowej oraz ustalenia, w jakim zakresie koszt zakupu i instalacji inteligentnych układów pomiarowych powinien być uwzględniony w kalkulacji opłat za przyłączenie odbiorców.

Pewnej modyfikacji powinny również ulec przepisy rozporządzeń wydanych na podstawie ustawy *Prawo o miarach*, w szczególności przywołanego już wcześniej Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r. w *sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych*. Jednym z możliwych do zrealizowania elementów ograniczenia kosztów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania może być jednorazowe przedłużenie okresów ważności legalizacji pierwotnej i ponownej dla liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego typu indukcyjnego o mocy nominalnej nie większej niż 30 kW. Jest to uzasadnione względami ograniczenia przyszłych kosztów osieroconych związanych z ryzykiem wymiany spowodowanej względami legalizacyjnymi (konieczność dokonania legalizacji ponownej) obecnie użytkowanych liczników na liczniki niespełniające wymagań.

6. Wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej, specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu

Rozdział został poświęcony zagadnieniom z obszaru wymagań technicznych dla systemów inteligentnego opomiarowania. Obok syntetycznych charakterystyk specyfikacji wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych oraz infrastruktury telekomunikacyjnej, zawarta została w nim również specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu.

Zakłada się przyjęcie przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) jednolitych wymagań wobec elementów systemu AMI (Advanced Metering Infrastructure). Przyjęcie wspólnego rozwiązania powinno bowiem przyczynić się do:

- zapewnienia zgodności wykorzystywanych urządzeń z założonymi wymaganiami funkcjonalnymi, określonymi z uwzględnieniem zdefiniowanych w Stanowisku Prezesa URE z dnia 31 maja 2011 roku,
- obniżenia cen urządzeń poprzez zapewnienie efektu skali,
- ograniczenia ryzyka dostawców związanego z kontraktowaniem urządzeń,
- skrócenia czasu dostaw urządzeń,
- zapewnienia wysokiej jakości urządzeń.

Do realizacji zadania polegającego na wypracowaniu wspólnego standardu wymagań technicznych urządzeń działających w ramach systemów klasy AMI, wdrażanych w Polsce przez poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, w ramach Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej powołano zespół zadaniowy, w skład którego weszli przedstawiciele OSD związanych z PTPiREE. W okresie od października 2011 r. do marca 2012 r. Zespół Zadaniowy PTPiREE przygotował i zestawił propozycję wstępną wersję wymagań technicznych dotyczącą liczników komunalnych, liczników bilansujących i koncentratorów danych, która została poddana konsultacji. I choć aktualizacja wymagań nadal jest prowadzona można przyjąć, że sporządzona i przedstawiona niżej wersja

wymagań odzwierciedla bieżącą wiedzę i doświadczenie w zakresie wdrażania systemów AMI. Należy również zaznaczyć, iż wymagania będą podlegały okresowej weryfikacji.

6.1. Specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej

6.1.1. Układy pomiarowe

6.1.1.1. Wymagania funkcjonalne wobec liczników 1- i 3-fazowych

1. Pomiar wielkości fizycznych

- 1.1. Licznik powinien dokonywać pomiaru i rejestracji energii czynnej i biernej w obu kierunkach (pobór i oddanie).
- 1.2. Zmierzone wartości energii czynnej powinny być rejestrowane w kWh z precyzją co najmniej trzech miejsc po przecinku.
- 1.3. Zmierzone wartości energii biernej powinny być rejestrowane w kvarh z precyzją co najmniej trzech miejsc po przecinku.
- 1.4. Profil obciążenia powinien być domyślnie zapisywany jako stany liczydła.
- 1.5. Licznik powinien dokonywać pomiaru skutecznych napięć i prądów fazowych.
- 1.6. Licznik powinien dokonywać pomiaru mocy chwilowych.

2. Sterowanie

- 2.1. Licznik powinien mieć możliwość ograniczenia mocy poprzez zdalne oraz lokalne wprowadzenie nastaw:
 - 2.1.1. wartości progowej pobieranej mocy 15 minutowej, z dokładnością nie gorszą niż 0,1 kW;
 - 2.1.2. czasu automatycznego zazbrojenia licznika (rozumianego jako gotowość licznika do załączenia napięcia na instalacji odbiorcy) po wystąpieniu ograniczenia. Czas ten powinien być konfigurowalny w przedziale od 1 do 60 minut.
- 2.2. Licznik powinien mieć możliwość zdalnego i lokalnego odłączania / załączenia / zazbrojenia odbiorcy poprzez zmianę stanu elementu wykonawczego (np. stycznika). Licznik domyślnie jest skonfigurowany na realizację zdalnego zazbrajania.
 - 2.2.1. Element wykonawczy w stanie beznapięciowym licznika powinien być w położeniu wyłącz.

2.2.2. Licznik powinien mieć możliwość lokalnego i zdalnego sprawdzenia stanu elementu wykonawczego.

2.2.3. Po przerwie w zasilaniu spowodowanej zakłóceniem pracy sieci element wykonawczy powinien być w takim samym stanie, jak przed zdarzeniem.

2.3. Licznik powinien mieć możliwość załączenia napięcia na instalację odbiorcy w sposób lokalny przez odbiorcę po wcześniejszym zazbrojeniu.

3. Konfiguracja licznika

3.1. Licznik powinien mieć możliwość zdalnego i lokalnego ustawiania okresów uśredniania w zakresie od 15 minut do 60 minut, dla następujących wartości: 15, 20, 30, 60 minut, dla rejestracji profili zużycia energii czynnej i biernej (cztery profile energetyczne).

3.2. W przypadku przerwania procesu parametryzacji (lokalnej lub zdalnej) licznik powinien kontynuować pracę zgodnie z dotychczasową parametryzacją. Do czasu potwierdzenia prawidłowości parametryzacji w sesji połączenia lokalnego lub zdalnego licznik powinien pozostać w ustawieniach sprzed przeprowadzanej zmiany.

3.3. Licznik powinien umożliwiać definiowanie co najmniej 1 progu przekroczenia i co najmniej 3 progów obniżenia napięcia jako wartości procentowej odchylenia od napięcia znamionowego. Licznik powinien mieć predefiniowane co najmniej następujące progi:

- dla przekroczenia napięcia: 10%
- dla obniżenia napięcia: 10%, 20%, 50%

Licznik powinien rozpocząć pomiar czasu trwania przekroczenia / obniżenia napięcia, w okresie programowanym przez operatora (nie krótszym niż 1s), jeżeli jego głębokość przekracza zadany próg.

Licznik powinien zakończyć pomiar czasu trwania zdarzenia, jeżeli wartość napięcia jest:

- przy obniżeniu wyższa od deklarowanego progu o 1%;
- dla przekroczenia jeżeli jest niższa o 1%.

3.4. Licznik powinien umożliwiać zdalną i lokalną zmianę listy wielkości wyświetlanych na wyświetlaczu w zakresie dowolnych wielkości licznikowych.

4. Wykrywanie i rejestracja zdarzeń

- 4.1. Licznik powinien zapisywać stan liczydła energii czynnej skumulowanej w momencie wystąpienia dowolnie ustawionego zdarzenia rejestrowanego przez licznik (np. zanik napięcia, zdjęcie pokrywy listwy zaciskowej itp.).
- 4.2. Licznik powinien umożliwiać konfigurowanie trybu przesyłania komunikatów dla zdarzeń rejestrowanych przez licznik. Dla każdego rodzaju zdarzenia może zostać określony jeden z trybów:
 - 4.2.1. tryb przesyłania automatycznego (natychmiastowego);
 - 4.2.2. tryb odczytu sesyjnego (przy realizacji harmonogramu).
- 4.3. Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące zdarzenia:
 - 4.3.1. wyłączenie / zazbrojenie / załączenie odbiorcy;
 - 4.3.2. aktywację / deaktywację funkcji ograniczania mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę;
 - 4.3.3. obniżenie / przekroczenie napięcia znamionowego;
 - 4.3.4. zdarzenia związane z kradzieżą energii: działanie polem magnetycznym (próg nieczułości do 400 mT), wykrycie obejścia (np. zastosowanie wbudowanego przekładnika Ferrantiego), wykrycie zamiany fazy i zera, zdjęcie pokrywy listwy zaciskowej, zdjęcie obudowy licznika;
 - 4.3.5. błędy wewnętrzne licznika (wektor flag bitowych).
- 4.4. Licznik powinien rejestrować i przysyłać w trybie odczytu sesyjnego zdarzenia związane ze zmianą konfiguracji (parametryzacją licznika).
- 4.5. Każde zdarzenie zarejestrowane przez liczniki powinno być opisane następującymi atrybutami:
 - 4.5.1. data i czas wystąpienia zdarzenia;
 - 4.5.2. kod zdarzenia.

5. Prezentacja danych na wyświetlaczu

- 5.1. Licznik powinien posiadać wyświetlacz (zgodnie z odpowiednimi obowiązującymi przepisami i regulacjami) z możliwością wyświetlenia co najmniej:
 - 5.1.1. 8 znaków dla rejestrów;
 - 5.1.2. znacznika grupy taryfowej;
 - 5.1.3. znacznika bieżącej strefy;
 - 5.1.4. stanu elementu wykonawczego;
 - 5.1.5. daty i czasu zegara wbudowanego.
- 5.2. Wielkości wyświetlane na wyświetlaczu powinny być opisane przy użyciu kodów OBIS.

5.3. Objaśnienia najważniejszych używanych kodów rejestrów, umieszczone w sposób trwały na obudowie licznika lub tabliczce znamionowej, lub pokrywie listwy zaciskowej, muszą być zgodne z kodem OBIS i opisem jak w SIWZ, w następujących pozycjach:

Kod OBIS	OPIS
C.1.0	Nr. identyfikacyjny licznika
1.8.0	E:Pobrana-czynna.Energia.Suma
1.8.1	E:Pobrana-czynna.Energia.1-strefa
1.8.2	E:Pobrana-czynna.Energia.2-strefa
1.8.3	E:Pobrana-czynna.Energia.3-strefa
1.6.0	E:Pobrana-czynna.Pmax.całodobowo
2.8.0	Energia czynna oddana do sieci (suma)
5.8.0	Energia bierna indukcyjna (suma)
8.8.0	Energia bierna pojemnościowa (suma)
0.9.1	Aktualny czas
0.9.2	Aktualna data
0.2.2.	Taryfa

5.4. Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Po 60 sekundach od zakończenia ręcznego przewijania komunikatów licznik powinien powrócić do wyświetlania w trybie automatycznym. Interwał automatycznego przewijania komunikatów powinien być konfigurowalny. Powinny być co najmniej dwie listy wyświetlacza:

5.4.1. lista sekwencyjna;

5.4.2. lista przewijania ręcznego;

Listy te powinny być dowolnie konfigurowalne.

5.5. Podświetlanie wyświetlacza jest dopuszczalne wyłącznie w trybie ręcznego przewijania komunikatów. W stanie beznapięciowym powinno być możliwe odczytanie z wyświetlacza przez co najmniej 4 miesiące:

- 5.5.1. stanów liczydeł;
- 5.5.2. znacznika grupy taryfowej;
- 5.5.3. daty i czasu.

6. Komunikacja

- 6.1. Licznik powinien posiadać co najmniej następujące interfejsy komunikacyjne:
 - 6.1.1. Optozłącze do komunikacji lokalnej zgodne z IEC 62056-21;
 - 6.1.2. Port USB typu A do przyłączenia modułu pośredniczącego w komunikacji z licznikami innych mediów lub infrastrukturą sieci HAN; port USB zdefiniowano w punkcie 7.
- 6.2. Licznik powinien być wyposażony w wbudowany moduł komunikacji z siecią rozległą w PLC zgodnie ze specyfikacją PRIME w wersji 1.3.6 lub nowszej oraz standardem komunikacji. Moduł komunikacyjny do sieci rozległej powinien spełniać dodatkowo następujące cechy:
 - 6.2.1. Powinien wspierać automatyczne wykrywanie i identyfikację licznika przez System Centralny i koncentrator w jego obszarze działania. Licznik powinien rozpocząć komunikację z urządzeniem nadrzędnym lub Systemem Centralnym bezpośrednio po podłączeniu zasilania. Status nawiązywania i nawiązania komunikacji powinien być sygnalizowany;
 - 6.2.2. Powinien wspierać dynamiczne tworzenie sieci połączeń transmisyjnych (dynamiczne tworzenie alternatywnych dróg routingu) niezależnie od podziałów sieci elektroenergetycznej;
 - 6.2.3. Zasilanie modułu odbywa się za pośrednictwem zasilacza wewnętrznego licznika;
 - 6.2.4. Komunikacja powinna być szyfrowana algorytmem AES o długości klucza minimum 128 bitów.
- 6.3. Interfejsy elektryczne licznika nie powinny być dostępne dla użytkownika bez naruszenia plomby monterskiej.

7. Port USB

- 7.1. Licznik powinien być wyposażony w USB Host Controller zgodny co najmniej ze standardem USB 1.1 (Full Speed).
- 7.2. USB Host Controller w liczniku powinien być zintegrowany z Root Hub wyposażonym w co najmniej jeden port USB zgodny ze standardem USB 1.1.
- 7.3. Port USB pod względem mechanicznym powinien być zrealizowany w postaci gniazda typu A odpornego na działanie czynników zewnętrznych.

- 7.4. Port USB w liczniku powinien pozwalać na pobór prądu do 500 mA.
- 7.5. Port USB w liczniku ma służyć do podłączenia do licznika urządzenia służącego do komunikacji z siecią HAN („moduł HAN”). Model komunikacji powinien być oparty o realizację połączenia typu Virtual Serial Port:
- 7.5.1. oprogramowanie licznika powinno obsługiwać Host Controller i Root Hub oraz urządzenia podłączone do portu USB służące do komunikacji z HAN;
- 7.5.2. urządzenia podłączone do portu USB służące do komunikacji z HAN powinny być klasy CDC – Communication Device Class (02h) oraz implementować model urządzenia Abstract Control Model z trybem emulacji portu szeregowego (Serial Emulation).
- 7.6. Urządzenie podłączone do portu USB służące do komunikacji z HAN powinno implementować co najmniej dwa interfejsy:
- 7.6.1. kontrolny (02h – do sterowania komunikacją);
- 7.6.2. danych (0Ah – do przesyłania danych).
- 7.7. Komunikacja z / do sieci WAN przychodząca do / z sieci HAN powinna być z punktu widzenia strony WAN przetransportowana protokołem DLMS adresującym specjalne rejestry o kodach OBIS specyficznych dla producenta.
- 7.8. Moduł HAN powinien obsługiwać komunikację z siecią HAN w sposób autonomiczny, zgodny ze specyfikacją danego rozwiązania sieci HAN. Moduł HAN dokonuje translacji protokołu aplikacyjnego między licznikiem a modułem HAN na protokół sieci HAN (pełni funkcję gateway’a między licznikiem a siecią HAN).
- 7.9. Komunikacja licznika z modułem HAN powinna być w pełni dwukierunkowa, szyfrowana algorytmem AES o długości klucza minimum 128 bitów, oferując tryby „push” i „pull”. W trybie „push” licznik powinien udostępniać obsługę portu USB w dwóch opcjach:
- 7.9.1. „autonomicznej” – licznik autonomicznie z zadaniem interwałem (domyślnie co 10s) wysyła komunikaty na port USB do propagacji w sieci HAN (zakres przesyłanych danych mógłby bazować na zakresie analogicznym do zdefiniowanego w trybie D protokołu IEC 62056-21 i powinien zawierać co najmniej rejestry zużycia energii i statusy licznika). Licznik powinien fabrycznie mieć wyłączoną tę opcję nadawania komunikatów. Włączenie opcji powinno być możliwe programowo, zarówno zdalnie, jak i lokalnie;
- 7.9.2. „systemowej” – licznik powinien obsłużyć przekazanie komunikatu (o rozmiarze do 4096B) z Systemu Centralnego poprzez moduł WAN do modułu HAN, przy

czym przekazanie komunikatu z modułu WAN do modułu HAN powinno trwać nie dłużej niż 2s.

7.10. Dostawca licznika powinien udostępnić pełną dokumentację:

7.10.1. Host Controller i Root Hub interfejsu USB zaimplementowanego w liczniku;

7.10.2. oczekiwanych implementacji interfejsów USB w module HAN;

7.10.3. protokołu aplikacyjnego między licznikiem a modułem HAN;

7.10.4. protokołu komunikacji z siecią HAN;

7.10.5. oczekiwanych rozszerzeń kodów OBIS służących do komunikacji z siecią HAN poprzez sieć WAN.

8. Wymagania ogólne

8.1. Licznik powinien przechowywać kalendarz gregoriański wraz ze świętami stałymi, ruchomymi, latami przestępnymi oraz datami zmiany stref czasowych na co najmniej 16 lat z automatycznym przełączaniem lato / zima.

8.2. Licznik powinien umożliwiać zdalną aktualizację kalendarza.

8.3. Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiary (zdarzenia i alarmy).

8.4. Rozmiar pamięci powinien pozwolić na przechowywanie danych profilowych za okres co najmniej 63 ostatnich dni przy okresie uśredniania 15 minut (dla rejestru energii czynnej i biernej w obu kierunkach).

8.5. Licznik powinien przechowywać zarejestrowane zdarzenia w cyklicznych buforach zdarzeń:

8.5.1. sieciowych (zaniki napięcia, podwyższenia napięcia) - co najmniej 120 pozycji;

8.5.2. pozostałych - co najmniej 120 pozycji.

8.6. Wszystkie urządzenia powinny być fabrycznie nowe (nie eksploatowane produkcyjnie).

8.7. Licznik powinien być wyprodukowany w roku dostawy.

8.8. Oznaczenie typu i numeru identyfikacyjnego licznika musi być trwałe, niepowtarzalne i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika w stanie braku zasilania. Numer fabryczny licznika powinien być wyświetlany na wyświetlaczu licznika. Parametry identyfikacyjne powinny być możliwe do odczytania drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.

8.9. Określenie wersji oprogramowania urządzenia i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.

- 8.10. Licznik powinien posiadać dodatkowe oznaczenie kodem kreskowym wraz z dołączeniem trzech naklejek zawierających oznaczenie licznika oraz jego kod kreskowy w standardzie uzgodnionym z zamawiającym.
- 8.11. Licznik powinien odbierać plik taryfowy z datą aktywacji.
- 8.12. Licznik powinien mieć możliwość ustawienia przynajmniej 4 stref czasowych.
- 8.13. Licznik powinien mieć możliwość automatycznego dobowego zatrzymywania stanów liczydeł energii. Dobowe stany powinny być przechowywane przez okres co najmniej 1 miesiąca.
- 8.14. Suma pomiarów wynikająca z przyrostów w okresie dobowym musi być tożsama z różnicą stanu liczydeł w tym samym okresie.

9. Parametry techniczne i jakościowe

- 9.1. Licznik powinien mieć klasę pomiaru energii czynnej co najmniej B (zgodnie z MID).
- 9.2. Licznik powinien mieć klasę pomiaru energii biernej co najmniej 3, zgodnie z systemem badania określonym normami PN-EN 62053-21 i 23 (IEC 62053-21 i 23).
- 9.3. Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / $+70^{\circ}\text{C}$.
- 9.4. Obudowa powinna zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.
- 9.5. Licznik powinien być odporny na działanie pola magnetycznego do 400 mT.
- 9.6. Częstotliwość nominalna licznika to 50 Hz.
- 9.7. Napięcie nominalne licznika jednofazowego wynosi 230V, a dla licznika trójfazowego wynosi $3 \times 230\text{V}$ / 400V.
- 9.8. Prąd nominalny dla licznika wynosi 5A.
- 9.9. Prąd maksymalny dla liczników 1-fazowych $I_{\text{max}} \geq 60\text{A}$, dla liczników 3-fazowych $I_{\text{max}} \geq 80\text{A}$.
- 9.10. Licznik powinien spełniać wymagania ochrony przed przepięciami atmosferycznymi i sieciowymi o napięciu co najmniej 4 kV.
- 9.11. Pobór własny mocy układu pomiarowego dla licznika jednofazowego nie powinien przekraczać 2W, a dla licznika trójfazowego 4W.
- 9.12. Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego podtrzymywanego przez co najmniej 8 lat.
- 9.13. Dokładność zegara wbudowanego licznika powinna być nie gorsza niż 1 sekunda na dobę.
- 9.14. Źródłem czasu dla licznika jest koncentrator.

- 9.15. Licznik powinien znakować dane oznaczone czasem flagą informującą o statusie synchronizacji czasu. Flaga (czas uwierzytelniony / czas niewierzytelniony) informująca o statusie synchronizacji będzie ustawiana w przypadku:
- 9.15.1. włączenia (inicjalizacji) licznika / wznowienia zasilania licznika;
- 9.15.2. utraty możliwości synchronizacji czasu przez 7 kolejnych dni kalendarzowych. Licznik udostępni dane oznaczone flagą przy każdej transmisji danych oznaczonych czasem.
- 9.16. Licznik powinien pozwalać na lokalną i zdalną zmianę firmware (w granicach zapewniających zachowanie zgodności z MID).
- 9.17. Obudowa i zaciski licznika w zakresie rozstawu wieszaków / otworów montażowych i zacisków skrzynki zaciskowej licznika powinny być zgodne ze standardem DIN 43857.

10. Obsługa licznika

- 10.1. Dane wyświetlane na wyświetlaczu i dane identyfikacyjne licznika powinny być widoczne po zainstalowaniu licznika.
- 10.2. Licznik powinien umożliwiać zmianę konfiguracji w sposób lokalny poprzez optozłącze oraz zdalny poprzez moduł do komunikacji z siecią rozległą.

11. Oprogramowanie

- 11.1. Wykonawca dostarczy oprogramowanie do lokalnej obsługi, diagnostyki i raportowania stanu pracy liczników, umożliwiające pełną konfigurację, parametryzację, diagnostykę oraz odczyt danych pomiarowych i zdarzeń z licznika.
- 11.2. Oprogramowanie do lokalnej obsługi (konfiguracji i odczytu) liczników powinno zapewnić trzy poziomy dostęp:
- 11.2.1. tylko odczyt danych pomiarowych i parametrów z licznika (tryb inkasencki);
- 11.2.2. odczyt i parametryzacja licznika za pomocą gotowych plików parametryzacyjnych, ustawienie zegara (tryb monterski);
- 11.2.3. odczyt i parametryzacja licznika w pełnym zakresie (tryb administracyjny).

Dostęp do trybu inkasenckiego powinien być zabezpieczony co najmniej zabezpieczeniem programowym. Dostęp do trybów: monterskiego i administracyjnego powinien być ograniczony kluczem sprzętowym zabezpieczającym aplikację testowo-diagnostyczną.

- 11.3. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać przygotowanie plików konfiguracyjnych (na potrzeby trybu monterskiego). Pliki konfiguracyjne ze starszej wersji programu powinny być możliwe do obsłużenia w wersjach nowszych.
- 11.4. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji z liczników do plików tekstowych (TXT, CSV, XML) o udokumentowanej strukturze zapewniającej kolekcję danych w Systemie Centralnym.
- 11.5. Wykonawca zapewni przynajmniej przez czas trwania gwarancji, w ramach wynagrodzenia za przedmiot zamówienia, dostęp do aktualnych wersji oprogramowania do lokalnej obsługi liczników, modułów komunikacyjnych i systemów odczytu lokalnego w przypadku pojawienia się nowych wersji oprogramowania. Nowe wersje oprogramowania powinny obsługiwać urządzenia wcześniej zakupione przez zamawiającego od dostawcy.
Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno być przystosowane do współpracy z systemem operacyjnym uzgodnionym z zamawiającym.
- 11.6. Dokumentacja techniczna protokołów konfiguracyjnego i komunikacyjnego zostanie przekazana w ramach kontraktu w celu implementacji obsługi tych protokołów w systemach informatycznych zamawiającego.

6.1.1.2. Wymagania funkcjonalne wobec liczników bilansujących

1. Pomiar i rejestracja wielkości fizycznych

- 1.1. Licznik powinien pracować w układzie półpośrednim w pełnym układzie gwiazdowym.
- 1.2. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii czynnej w obu kierunkach (pobór i oddanie).
- 1.3. Zmierzone wartości energii czynnej powinny być wyrażone w kWh z precyzją do trzech miejsc po przecinku.
- 1.4. Licznik powinien rejestrować 2 profile dla energii czynnej oraz 4 profile dla energii biernej (cztery kwadranty), jak również napięcia i prądy fazowe.
- 1.5. Zmierzone wartości energii biernej powinny być wyrażone w kvarh z precyzją do trzech miejsc po przecinku.

- 1.6. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii pozornej w obu kierunkach (pobór i oddanie).
- 1.7. Zmierzone wartości energii pozornej powinny być wyrażone w kVAh z precyzją do trzech miejsc po przecinku.
- 1.8. Profil obciążenia powinien być domyślnie zapisywany jako stany liczydła.
- 1.9. Licznik powinien dokonywać pomiaru wartości chwilowych:
 - 1.9.1. napięć i prądów fazowych oraz prądu w przewodzie neutralnym;
 - 1.9.2. kątów napięć i prądów (φ odniesione do napięcia fazy 1);
 - 1.9.3. mocy czynnej, biernej i pozornej sumarycznej oraz dla każdej z faz;
 - 1.9.4. współczynnika THD w prądzie i napięciu.
- 1.10. Licznik powinien mieć możliwość automatycznego dobowego zatrzymywania stanów liczydeł energii. Dobowe stany powinny być przechowywane przez okres co najmniej 1 miesiąca.
- 1.11. Suma energii wynikająca z przyrostów w okresie dobowym musi być tożsama z różnicą stanu liczydeł energii w tym samym okresie.
- 1.12. Licznik powinien umożliwiać zapis profilu wartości chwilowych minimalnych i maksymalnych napięć zmierzonych w okresie uśredniania. Dla każdej zarejestrowanej wartości napięcia licznik powinien zapisać odpowiadającą jej wartość prądu.

2. Konfiguracja licznika

- 2.1. Licznik powinien umożliwić zdalny i lokalny dostęp do wszystkich wielkości pomiarowych i funkcji oferowanych przez licznik.
- 2.2. Licznik powinien mieć możliwość zdalnego i lokalnego ustawiania okresów uśredniania w zakresie od 15 minut do 60 minut, dla następujących wartości: 15, 20, 30, 60 minut, dla rejestracji profili zużycia energii czynnej i biernej.
- 2.3. W przypadku przerwania procesu parametryzacji (lokalnej lub zdalnej) licznik powinien kontynuować pracę zgodnie z dotychczasową parametryzacją. Do czasu potwierdzenia prawidłowości parametryzacji w sesji połączenia lokalnego lub zdalnego licznik powinien pozostać w ustawieniach sprzed przeprowadzanej zmiany.

Licznik powinien umożliwiać definiowanie co najmniej 1 progu przekroczenia i co najmniej 3 progów obniżenia napięcia jako wartości procentowej odchylenia od napięcia znamionowego. Licznik powinien mieć predefiniowane co najmniej następujące progi:

- dla przekroczenia napięcia: 10%
- dla obniżenia napięcia: 10%, 20%, 50%

Licznik powinien rozpocząć pomiar czasu trwania przekroczenia / obniżenia napięcia, w okresie programowanym przez operatora (nie krótszym niż 1s), jeżeli jego głębokość przekracza zadany próg.

Licznik powinien zakończyć pomiar czasu trwania zdarzenia, jeżeli wartość napięcia jest:

- przy obniżeniu wyższa od deklarowanego progu o 1%;
- dla przekroczenia jeżeli jest niższa o 1%.

3. Wykrywanie i rejestracja zdarzeń

3.1. Licznik powinien umożliwiać konfigurowanie trybu przesyłania komunikatów dla zdarzeń rejestrowanych przez licznik. Dla każdego rodzaju zdarzenia może zostać określony jeden z trybów:

- 3.1.1. tryb przesyłania automatycznego (natychmiastowego);
- 3.1.2. tryb odczytu sesyjnego (przy realizacji harmonogramu).

3.2. Każde zdarzenie zarejestrowane przez licznik powinno być opisane następującymi atrybutami:

- 3.2.1. data i czas wystąpienia zdarzenia;
- 3.2.2. kod zdarzenia.

3.3. Dla zdarzeń wskazanych przez operatora, licznik powinien zapisywać stan liczydła energii czynnej skumulowanej w momencie ich wystąpienia.

4. Komunikacja

4.1. Licznik bilansujący może stanowić samodzielne urządzenie lub urządzenie zintegrowane z koncentratorom danych.

4.2. Komunikacja lokalna z licznikiem stanowiącym samodzielne urządzenie powinna być możliwa przez optozłącze lub Ethernet/RJ45 lub USB, z wykorzystaniem IEC 62056-21 lub DLMS.

4.3. Komunikacja lokalna z modułem licznikowym wchodzącym w skład urządzenia łączącego w sobie funkcje licznika i koncentratora danych powinna być możliwa w przynajmniej jeden z następujących sposobów:

- 4.3.1. przez optozłącze lub Ethernet/RJ45 lub USB, z wykorzystaniem IEC 62056-21 lub DLMS;

- 4.3.2. przez Ethernet/RJ45 z wykorzystaniem interfejsu osiągalnego lokalnie przez przeglądarkę WWW, do którego dostęp jest autoryzowany.
- 4.4. Interfejsy licznika (lub urządzenia łączącego w sobie funkcje licznika i koncentratora danych) powinny umożliwiać przyłączenie modułu komunikacji 3GPP.
- 4.5. W przypadku licznika działającego jako samodzielne urządzenie, licznik powinien umożliwiać komunikację z koncentratorem przynajmniej za pomocą następujących rozwiązań:
- 4.5.1. moduł komunikacji z siecią rozległą w PLC zgodnie ze specyfikacją PRIME w wersji 1.3.6 lub nowszej (specyfikacja znajduje się w Załączniku XXX) oraz standardem komunikacji, opisanym w Załączniku YYY;
- 4.5.2. interfejs RS485.
- 4.6. Komunikacja z koncentratorem powinna spełniać dodatkowo następujące cechy:
- 4.6.1. licznik (lub urządzenie łączące w sobie funkcje licznika i koncentratora) powinno wspierać automatyczne wykrywanie i identyfikację licznika (modułu licznika) przez System Centralny i koncentrator (moduł koncentratora danych) w jego obszarze działania. Licznik (moduł licznika) powinien rozpocząć komunikację z urządzeniem nadrzędnym lub Systemem Centralnym bezpośrednio po podłączeniu zasilania. Status nawiązywania i nawiązania tej komunikacji powinien być sygnalizowany;
- 4.6.2. zasilanie modułu komunikacji odbywa się za pośrednictwem zasilacza wewnętrznego licznika;
- 4.6.3. w przypadku zastosowania licznika działającego jako niezależne urządzenie, komunikacja powinna być szyfrowana algorytmem AES o długości klucza minimum 128 bitów.
- 4.7. W przypadku urządzenia łączącego w sobie funkcje licznika i koncentratora danych wymagane jest zapewnienie komunikacji pomiędzy modułami licznika i koncentratora danych.

5. Wymagania ogólne

- 5.1. Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiarywane (zdarzenia i alarmy).
- 5.2. Wartości rejestrów energii czynnej powinny być wyrażone w kWh z możliwością parametryzacji precyzji pomiaru do trzech miejsc po przecinku.
- 5.3. Licznik powinien przechowywać zarejestrowane zdarzenia w cyklicznych buforach zdarzeń:

- 5.3.1. sieciowych (zaniki napięcia, podwyższenie napięcia) – co najmniej 120 pozycji;
- 5.3.2. pozostałych – co najmniej 120 pozycji.
- 5.4. Rozmiar pamięci powinien pozwolić na przechowywanie danych za okres co najmniej 63 ostatnich dni przy okresie uśredniania 15 minut dla rejestru energii czynnej w obu kierunkach.
- 5.5. Wszystkie urządzenia powinny być fabrycznie nowe (nie eksploatowane produkcyjnie).
- 5.6. Oznaczenie typu i numeru identyfikacyjnego licznika musi być trwałe, niepowtarzalne i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika w stanie braku zasilania. W przypadku gdy licznik jest wyposażony w wyświetlacz, numer licznika musi być na nim wyświetlany. Przy braku wyświetlacza licznik powinien zgłaszać numer licznika pod kodem OBIS – C.1.0. Parametry identyfikacyjne powinny być możliwe do odczytania drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.
- 5.7. Określenie wersji oprogramowania urządzenia i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.
- 5.8. Licznik powinien posiadać dodatkowe oznaczenie kodem kreskowym wraz z dołączeniem trzech naklejek zawierających oznaczenie licznika oraz jego kod kreskowy w standardzie uzgodnionym z zamawiającym.
- 5.9. Dane identyfikacyjne licznika powinny być widoczne po zainstalowaniu licznika.
- 5.10. Urządzenie powinno być przystosowane do założenia plomb monterskich uniemożliwiających dostęp do elementów wewnętrznych urządzenia.

6. Parametry techniczne i jakościowe

- 6.1. Licznik powinien mieć klasę pomiaru energii czynnej co najmniej C (według MID), lub klasę 0,5.
- 6.2. Liczniki powinien mieć klasę pomiaru energii biernej co najmniej 1.
- 6.3. Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.
- 6.4. Obudowa licznika powinna spełniać wymagania stopnia ochrony co najmniej IP 51.
- 6.5. Częstotliwość nominalna dla licznika wynosi 50 Hz.
- 6.6. Napięcie nominalne dla licznika wynosi 3x230V / 400V.
- 6.7. Prąd maksymalny $I_{max} \geq 6A$.
- 6.8. Licznik powinien spełniać wymagania ochrony przed przepięciami atmosferycznymi i sieciowymi o napięciu 4 kV dla impulsu napięciowego 1.2/50 μs wg IEC 62052-11.

- 6.9. Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego podtrzymywanego przez co najmniej 8 lat.
- 6.10. Dokładność zegara wbudowanego licznika powinna być nie gorsza niż 1 sekunda na dobę.
- 6.11. Źródłem czasu dla licznika jest koncentrator a, w przypadku komunikacji pomijającej koncentrator, wskazany zewnętrzny system informatyczny.
- 6.12. Licznik powinien znakować dane pomiarowe statusem o niewiarygodnym czasie w przypadku:
- 6.12.1. włączenia licznika (do czasu synchronizacji zegara);
 - 6.12.2. utraty możliwości synchronizacji czasu przez 7 kolejnych dni kalendarzowych.
- 6.13. Licznik powinien pozwalać na lokalną i zdalną zmianę firmware.

7. Oprogramowanie

- 7.1. Wykonawca dostarczy oprogramowanie do lokalnej obsługi, diagnostyki i raportowania stanu pracy liczników, umożliwiające pełną konfigurację, parametryzację, diagnostykę oraz odczyt danych pomiarowych i zdarzeń z licznika.
- 7.2. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać przygotowanie plików konfiguracyjnych. Pliki konfiguracyjne ze starszej wersji programu powinny być możliwe do obsłużenia w wersjach nowszych.
- 7.3. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji z liczników do plików tekstowych (TXT, CSV, XML) o udokumentowanej strukturze zapewniającej kolekcję danych w Systemie Centralnym.
- 7.4. Wykonawca zapewni przynajmniej przez czas trwania gwarancji, w ramach wynagrodzenia za przedmiot zamówienia, dostęp do aktualnych wersji oprogramowania do lokalnej obsługi liczników, modułów komunikacyjnych i systemów odczytu lokalnego w przypadku pojawienia się nowych wersji oprogramowania. Nowe wersje oprogramowania powinny obsługiwać urządzenia wcześniej zakupione przez zamawiającego od dostawcy.
- 7.5. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno być przystosowane do współpracy z systemem operacyjnym zamawiającego.
- 7.6. Dokumentacja techniczna protokołów konfiguracyjnego i komunikacyjnego zostanie przekazana w ramach kontraktu w celu implementacji obsługi tych protokołów w systemach informatycznych zamawiającego.

6.1.2. Infrastruktura telekomunikacyjna

Najważniejszym zadaniem infrastruktury komunikacyjnej jest zapewnienie transmisji danych pomiędzy urządzeniem pomiarowym (licznikiem) i systemem odczytowym. Podstawowym wymaganiem dla infrastruktury komunikacyjnej jest zapewnienie dwukierunkowej wymiany danych w sposób bezpieczny, poufny i niezawodny.

Aby zapewnić bezpieczeństwo i poufność transmitowanych danych, ich wymiana na wszystkich łączach komunikacyjnych powinna być objęta ochroną kryptograficzną, a zestawienie połączenia komunikacyjnego poprzedzone procedurą uwierzytelniania i autoryzacji elementów systemu AMI wymieniających dane.

- **Wymagania funkcjonalne wobec koncentratora danych**

Koncentrator danych pełni rolę elementu pośredniczącego w komunikacji pomiędzy licznikiem i systemem odczytowym, który komunikuje się z licznikiem i rejestruje dane odczytane z licznika, a następnie udostępnia je systemowi odczytowemu.

1. Obsługa liczników

- 1.1. Koncentrator powinien automatycznie wykrywać i adresować liczniki uruchomione w swoim obszarze działania w czasie poniżej 12 godzin od momentu zainstalowania nowego licznika.
- 1.2. Koncentrator powinien rejestrować co najmniej zdarzenia podłączenia i odłączenia licznika oraz aktualizacji oprogramowania (firmware) w liczniku. Każde zdarzenie powinno zawierać co najmniej:
 - 1.2.1. datę i czas operacji;
 - 1.2.2. typ operacji;
 - 1.2.3. numer fabryczny licznika.
- 1.3. Koncentrator powinien zapewniać dwukierunkową komunikację pomiędzy Systemem Centralnym oraz urządzeniami podłączonymi do koncentratora, co najmniej w następującym zakresie:
 - 1.3.1. żądania odczytu danych i zdarzeń z liczników;
 - 1.3.2. zmiany konfiguracji liczników;
 - 1.3.3. zmiany oprogramowania liczników, w tym ich modułów komunikacyjnych (firmware);
 - 1.3.4. komunikaty związane ze sterowaniem licznikiem (np. załącz / wyłącz, ograniczenia mocy);

- 1.3.5. komunikaty wysyłane do / z sieci HAN (komunikacja ze sterownikiem sieci HAN).
- 1.4. Koncentrator powinien umożliwiać odczyt na żądanie danych pomiarowych i informacji o zdarzeniach z obsługiwanych urządzeń:
 - 1.4.1. lokalnie poprzez interfejs koncentratora;
 - 1.4.2. zdalnie poprzez system nadrzędny.
- 1.5. Koncentrator powinien rozpocząć przekazywanie do systemu nadrzędnego wszystkich zdarzeń przesyłanych przez liczniki w trybie automatycznym (natychmiastowym) w okresie nie dłuższym niż 1 minuta.
- 1.6. Koncentrator powinien zapewnić synchronizację zegarów czasu rzeczywistego w licznikach.
- 1.7. Koncentrator powinien udostępniać statystyki dotyczące jakości komunikacji niezależnie dla każdego obsługiwanego urządzenia.
- 1.8. Koncentrator powinien umożliwiać inicjowanie transmisji do systemu centralnego danych profilowych i rozliczeniowych, wg zdefiniowanego harmonogramu.

2. Komunikacja

- 2.1. Koncentrator może stanowić samodzielne urządzenie lub urządzenie zintegrowane z licznikiem bilansującym.
- 2.2. Komunikacja lokalna z koncentratorem danych służąca do lokalnego odczytu danych z obsługiwanych urządzeń, konfiguracji i diagnostyki powinna być możliwa przez optozłącze lub Ethernet/RJ45 lub USB.
- 2.3. Koncentrator powinien wspierać automatyczne wykrywanie i identyfikację urządzenia przez System Centralny. Powinien rozpocząć komunikację bezpośrednio po podłączeniu zasilania. Status nawiązywania i nawiązania komunikacji powinien być sygnalizowany.
- 2.4. Koncentrator powinien być wyposażony w kartę sieciową w standardzie przynajmniej FastEthernet (gniazdo RJ-45) , umożliwiającą wykorzystanie protokołu TCP/IP do komunikacji z Systemem Centralnym (za pośrednictwem sieci transmisji danych).
- 2.5. Koncentrator powinien być wyposażony w interfejs RS485, który może służyć np. do komunikacji z zewnętrznym licznikiem bilansującym.
- 2.6. Koncentrator powinien komunikować się z urządzeniami niskiego napięcia w technice PLC zgodnie ze specyfikacją PRIME w wersji 1.3.6. lub nowszej.
- 2.7. Koncentrator powinien komunikować się z licznikami w sposób autonomiczny niezależnie od istnienia połączenia z Systemem Centralnym

3. Wymagania ogólne

- 3.1. Koncentrator powinien umożliwiać przechowywanie w nieulotnej pamięci wszystkich danych i zdarzeń, pozyskanych z co najmniej 500 odczytywanych urządzeń, dla profilu 15-min., przynajmniej za okres ostatnich 63 dni.
- 3.2. Oznaczenie typu i numeru identyfikacyjnego koncentratora musi być trwałe, niepowtarzalne i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego urządzenia. Parametry identyfikacyjne powinny być możliwe do odczytu elektronicznie w sposób zdalny i lokalny.
- 3.3. Określenie wersji oprogramowania urządzenia powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu elektronicznie w sposób zdalny i lokalny.
- 3.4. Koncentrator powinien posiadać dodatkowe oznaczenie kodem kreskowym wraz z dołączeniem trzech naklejek zawierających oznaczenie licznika oraz jego kod kreskowy w standardzie uzgodnionym z zamawiającym.

4. Parametry techniczne i jakościowe

- 4.1. Zakres temperatur pracy koncentratora powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.
- 4.2. Koncentrator nie powinien zawierać aktywnych elementów chłodzących.
- 4.3. Obudowa koncentratora powinna zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.
- 4.4. Źródłem czasu dla koncentratora jest System Centralny zarządzający infrastrukturą pomiarową.
- 4.5. Koncentrator powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego. Dokładność zegara wbudowanego powinna być nie gorsza niż 1 sekunda na dobę.
- 4.6. Koncentrator powinien umożliwiać lokalną i zdalną rekonfigurację i wymianę oprogramowania.
- 4.7. Powinna być możliwość zdalnego i lokalnego restartu koncentratora.

5. Oprogramowanie

- 5.1. Wykonawca dostarczy oprogramowanie do lokalnej obsługi i diagnostyki koncentratora, umożliwiające pełną konfigurację, diagnostykę oraz odczyt danych pomiarowych i zdarzeń z urządzenia.
- 5.2. Oprogramowanie do lokalnej obsługi koncentratora powinno umożliwiać eksport danych z pamięci koncentratora do plików o predefiniowanym formacie udokumentowanym przez Wykonawcę.
- 5.3. Oprogramowanie powinno umożliwiać tworzenie i przywracanie kopii zapasowych z bieżącej konfiguracji koncentratora.

5.4. Obsługa oprogramowania do lokalnej obsługi koncentratorów powinna wymagać autoryzacji.

5.5. Wykonawca zapewni przynajmniej przez czas trwania gwarancji, w ramach wynagrodzenia za przedmiot zamówienia, dostęp do aktualnych wersji oprogramowania do lokalnej obsługi koncentratora w przypadku pojawienia się nowych wersji oprogramowania. Nowe wersje oprogramowania powinny obsługiwać urządzenia wcześniej zakupione przez zamawiającego od dostawcy.

5.6. Oprogramowanie do lokalnej obsługi koncentratora powinno być przystosowane do współpracy z systemem operacyjnym uzgodnionym z zamawiającym.

- **Elementy pomocnicze.**

Do tej grupy urządzeń zalicza się elementy sprzęgające moduły komunikacyjne PLC z siecią SN (w rozwiązaniach systemów AMI wykorzystujących sieć SN jako medium do transmisji danych) oraz regeneratory sygnałów w sieciach radiowych i sieciach PLC. Zadaniem regeneratorów sygnałów jest zwiększenie zasięgu transmisji. Moduły komunikacyjne instalowane w licznikach często posiadają wbudowaną funkcjonalność regeneratorów sygnałów.

- **Sieć transmisyjna.**

Sieć transmisyjna jest odpowiedzialna za przesłanie informacji z licznika do elementu pośredniego, np. koncentratora lub *routera* oraz z elementu pośredniego do systemu odczytowego. Zadania te różnią się między sobą odległością, na którą transmitowane są dane, wymaganą minimalną przepływnością danych oraz częstotliwością transmisji. Ma to istotny wpływ na techniki łączności, które mogą znaleźć zastosowanie w realizacji tych relacji komunikacyjnych. Ze względu na powszechność rozwiązania oraz dużą niezawodność działania obecnie stosowanym rozwiązaniem w sieci niskiego napięcia do komunikacji z licznikami jest wąskopasmowa technika PLC, co nie ogranicza w żaden sposób stosowania innych technik łączności na odcinku koncentrator/router - licznik, takich jak komunikacja bezprzewodowa (np.: Wi-Fi), komunikacja przewodowa w technice PLC szerokopasmowa (np. HomePlug), czy komunikacja przewodowa dedykowana (np.: RS485; M-BUS, Ethernet 100BaseT).

Natomiast do komunikacji koncentratora/routera z systemem odczytowym może być wykorzystywana sieć telefoniczna PSTN, sieć GSM/GPRS, EDGE, UMTS, sieć trunkingowa,

sieć komputerowa LAN/WAN – przewodowa i bezprzewodowa (np. WiMax), jak również sieć energetyczna SN z wykorzystaniem wąskopasmowej techniki PLC.

6.2. Specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu

Informacje i dane pomiarowe wymieniane pomiędzy poszczególnymi elementami systemu muszą być kompletne i pełne w zakresie mierzonych wartości za dany okres oraz muszą mieć możliwość identyfikacji poszczególnych pomiarów.

6.2.1. Specyfikacja informacji wymienianych z urządzeniem pomiarowym

Minimalny zakres informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem energii elektrycznej w zakresie funkcji podstawowych licznika obejmuje:

- dobowy profil obciążenia przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- dobowe zużycie energii elektrycznej przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- całkowite zużycie energii elektrycznej przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- dobową moc maksymalną 15-minutową przekazywaną z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- zdarzenia klasy 1 i 2 przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- zdarzenia klasy 2 przekazywane z licznika do systemu w chwili wystąpienia zdarzenia,
- zgłoszenie się licznika w systemie w chwili podłączenia licznika do infrastruktury komunikacyjnej,
- parametryzację licznika przekazywaną z systemu do licznika na żądanie,
- polecenie wyłączenia/załączenia napięcia u odbiorcy przekazywane z systemu do licznika na żądanie,
- polecenie wyłączenia/załączenia funkcji ograniczania mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę przekazywane z systemu do licznika na żądanie,

- wymianę oprogramowania licznika przekazywaną z systemu do licznika na żądanie,
- komunikat dla odbiorcy przekazywany z systemu do licznika na żądanie,
- synchronizację czasu w liczniku wykonywaną przez system do licznika minimum raz na dobę.

6.2.2. Specyfikacja informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym w OSD

Minimalny zakres informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym, a systemem centralnym w zakresie informacji pomiarowych i zdarzeń oraz informacji związanych z zarządzaniem licznikami i infrastrukturą komunikacyjną obejmuje:

- dobowy profil obciążenia przekazywany z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- dobowe zużycie energii elektrycznej przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- całkowite zużycie energii elektrycznej przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- dobową moc maksymalną 15-minutową przekazywaną z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- zdarzenia przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego w chwili zarejestrowania lub według harmonogramu lub na żądanie,
- dane dotyczące punktu poboru energii przekazywane w kierunku zależnym od miejsca wprowadzania danych na temat tego punktu przy zdarzeniu i na żądanie,
- dane dotyczące parametrów układu pomiarowego przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego przy zdarzeniu i na żądanie,
- dane związane z infrastrukturą komunikacyjną pomiarowego przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego po wykryciu zdarzenia i na żądanie,
- polecenia sterowania odbiorem przekazywane z systemu centralnego do systemu odczytowego na żądanie,
- komunikaty dla odbiorcy przekazywane z systemu centralnego do systemu odczytowego na żądanie.

Wszystkie dane pomiarowe (profile, zużycie itp.) powinny być przesyłane wraz z następującymi informacjami: rodzaj mierzonej energii, jednostkę, numer licznika, numer punktu poboru energii, data i czas pomiaru lub początku serii pomiarów oraz znacznik jakości (związany z synchronizacją czasu, dokładnością pomiarów, integralnością danych itp.).

Danymi, które powinny być przesyłane do systemu centralnego, są informacje o następujących zdarzeniach: zanikach i powrotach zasilania, próbach ingerencji w układ pomiarowy (oddziaływanie polem magnetycznym, otwarcie klapy licznika itp.) i innych dodatkowych zdarzeniach rejestrowanych przez urządzenia i system odczytowy – konfigurowanych przez administratora systemu.

Natomiast dane dotyczące punktu poboru energii powinny być przesyłane w przypadku zajścia zdarzenia instalacji, deinstalacji lub zmiany danych punktu poboru. W skład zestawu danych dotyczących punktu poboru energii wchodzi m.in.: unikatowy kod punktu poboru energii, numer umowy, kod sprzedawcy, data rozpoczęcia sprzedaży, taryfa umowy dystrybucyjnej lub kompleksowej odnosząca się do tego punktu poboru energii, typ odbioru (np. gospodarstwo domowe, rolne, domek letniskowy, budowa itp.), moce umowne (wartości zamówionej mocy i czas obowiązywania danej wartości), moc przyłączeniowa, zabezpieczenie przedlicznikowe, informacje o miejscu instalacji w sieci (np. numer stacji zasilania, numer linii, numer słupa, numer złącza), rodzaj przyłącza (napowietrzne, kablowe), dane adresowe punktu poboru.

Z kolei dane dotyczące parametrów układu pomiarowego powinny być przesyłane w przypadku zajścia zdarzenia instalacji, deinstalacji lub zmiany parametrów układu pomiarowego. W skład zestawu danych dotyczących parametrów układu pomiarowego wchodzi: numer i model licznika, wersja modelu licznika, wersja oprogramowania, liczba faz, dane o plombowaniu, mnożnik licznika, data instalacji, status licznika (np. aktywny, zawieszony, zdjęty), rok legalizacji (rok produkcji dla liczników wprowadzanych do obrotu na podstawie deklaracji zgodności), numer plomby legalizacyjnej, informacje na temat rodzajów mierzonych wielkości, przedział czasu w mierzonych profilach obciążenia (np. 15 min., 1 godz.).

W ramach danych związanych z infrastrukturą komunikacyjną powinny być przesyłane m. in. informacje takie jak: status połączeń komunikacyjnych w relacjach koncentrator-licznik, system-koncentrator, system-licznik (jest łączność, brak łączności), data ostatniego prawidłowego połączenia, czy też informacje na temat wykrytych uszkodzeń kanałów komunikacyjnych. Natomiast w ramach sterowania odbiorem są przesyłane polecenia: grupowania liczników w celu wykonywania poleceń na zestawach liczników

(konfiguracja grup), załączanie/wyłączanie grupy lub pojedynczego licznika, sterowanie funkcjami ograniczania mocy (konfiguracja parametrów, aktywowanie/dezaktywowanie funkcji), sterowanie trybem przedpłatowym pracy licznika.

6.2.3. Specyfikacja informacji wymienianych przez system centralny z innymi systemami zewnętrznymi

OSD będą zobowiązani przekazywać sprzedawcy (lub centralnemu repozytorium danych) podzbiór danych pomiarowych i zdarzeń otrzymywanych z systemów odczytowych w zakresie niezbędnym do rozliczenia umowy i ewentualnego przedstawiania dedykowanych klientowi informacji handlowych, natomiast Operatorowi Systemu Przesyłowego zagregowanych danych pomiarowych do celów planowania. OSD będzie również zobowiązany do przekazania polecenia sterowania odbiorem od sprzedawcy i w ograniczonym zakresie (wyłączanie/załączanie grupy) od OSP do licznika oraz przekazywania komunikatów od sprzedawcy do odbiorcy (jeżeli liczniki będą posiadały funkcjonalność wyświetlania takich komunikatów, lub klient będzie posiadał odpowiedni terminal).

7. Korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru

Analizując korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce należy na wstępie podkreślić, iż rzeczowe korzyści zaczną być osiąganе po pełnej implementacji smart meteringu w założonym zakresie. Korzyści te należy określić przede wszystkim jako uwarunkowania realizacji celów strategicznych: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, czyli dostępności energii i pewności jej dostaw, poprawę efektywności jej wykorzystania oraz ochronę przed degradacją szeroko rozumianego środowiska naturalnego, w tym klimatu. W takim kontekście dokonano oceny racjonalności decyzji o poniesieniu nakładów na zastąpienie tradycyjnych układów rozliczeniowo-pomiarowych przez układy, w których możliwa jest dwustronna komunikacja centralnej aplikacji z licznikami energii elektrycznej, zwane potocznie systemami smart metering.

Ze względu na powyższe, ocena korzyści z wdrożenia smart meteringu w Polsce na potrzeby określenia opłacalności tego kroku została dokonana z uwzględnieniem długiego horyzontu czasowego. Nie należy się spodziewać natychmiastowego zwrotu zaangażowanego we wdrożenie kapitału bezpośrednio po częściowym lub nawet pełnym wdrożeniu systemu AMI. Rachunek daje wynik dodatni, gdy uwzględni się możliwość osiągnięcia celów makroekonomicznych w połączeniu ze zmianą nastawienia konsumentów. Dlatego nieodłączną i bardzo ważną częścią przedsięwzięcia jest realizacja programu informacyjno-edukacyjnego. „Smart metering potrzebuje inteligentnego odbiorcy” – bez zmiany nastawienia konsumentów energii polegającej na świadomym korzystaniu z jej walorów w ilości niezbędnej do zaspokojenia potrzeb, poniesione nakłady mogą zwracać się dłużej lub – w drastycznym przypadku – nie zwrócić się wcale.

Rozważając korzyści związane z wdrożeniem AMI w warunkach polskich należy odnotować, iż osiągnięcie zakładanych korzyści uwarunkowane jest nie tylko zainstalowaniem urządzeń technicznych wraz z wymaganym oprogramowaniem i ich uruchomieniem oraz uświadomieniem odbiorcom możliwości stwarzanych przez nową technikę. Towarzyszyć temu muszą zmiany liberalizujące rynek energii elektrycznej. Bez pełnego uwolnienia tego rynku (zniesienie stanowienia cen energii na niskim napięciu) oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym samodzielnego kształtowania taryf energii elektrycznej (stosowanie taryf godzinowych z silnymi elementami stymulującymi zachowania

konsumentów) systemy smart meteringowe zostaną wykorzystane połowicznie, co może zagrozić osiągnięciu przewidywanego poziomu korzyści.

Na potrzeby niniejszej oceny dokonano identyfikacji korzyści z wdrożenia AMI w dwóch przekrojach z punktu widzenia:

- grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej oraz
- makro, korzyści ogólnospołecznych.

7.1. Specyfikacja korzyści z punktu widzenia grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej

Beneficjentami wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania obok samych OSD będą również sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowi, Operator Systemu Przesyłowego, wytwórcy energii elektrycznej oraz pośrednio Urząd Regulacji Energetyki, dostawcy technologii AMI, operatorzy telekomunikacyjni i ośrodki badawczo-rozwojowe.

W rozdziale tym ograniczono się do przedstawienia zestawienia potencjalnie najważniejszych beneficjentów wdrożenia AMI w Polsce oraz zidentyfikowano korzyści, jakie mogą poszczególni uczestnicy rynku osiągnąć z tytułu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania.

7.1.1. Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej

W zakresie korzyści, jakie mogą osiągnąć odbiorcy energii elektrycznej z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, wskazać przede wszystkim należy:

1. Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, który z kolei umożliwi:

- likwidację rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia, rozliczanie wszystkich odbiorców wg rzeczywistego zużycia opartego o dane z układów pomiarowo-rozliczeniowych, a ponadto bardziej efektywne wykorzystanie energii - faktury wystawiane w okresach krótszych i zgodne z faktycznym zużyciem zwiększą motywację do jej oszczędzania, informacje o profilu zużycia energii elektrycznej skłonią znaczącą część klientów do bardziej racjonalnego korzystania z energii elektrycznej, co przekłada się na obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,

- bardziej optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, co przy zmodyfikowanych taryfach również spowoduje obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,
- możliwość analizy danych o zużyciu energii przez klienta powodujących bardziej świadome korzystanie z energii.

2. Możliwość zarządzania poborem energii poprzez sterowanie instalacją - załączanie i wyłączanie urządzeń w zależności od pory doby i roku oraz ceny energii, dzięki czemu możliwa będzie redukcja kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej,

3. Dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta poprzez:

- wykorzystywanie systemów rejestracji danych godzinowych, dzięki którym można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny,
- umożliwienie odbiorcy wyboru taryfy najbardziej odpowiadającej jego potrzebom i charakterystyce poboru,
- w rezultacie - redukcji kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej u klientów.

4. Poprawę parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez dostawcę z korzyścią dla konsumenta:

- skrócenie przerw w dostawie energii w wyniku szybszego uzyskiwania przez OSD informacji o wystąpieniu awarii,
- zmniejszenie łącznego czasu przerw w dostawach energii elektrycznej, jako rezultat redukcji liczby awarii,
- poprawę stabilności parametrów energii elektrycznej, jako rezultat działania OSD, wynikający z uzyskiwania informacji o parametrach energii „na bieżąco”,
- zmniejszenie kosztów usuwania awarii, stanowiących w OSD czynnik kosztotwórczy przy określaniu stawek opłat dystrybucyjnych, a tym samym obniżenie tych stawek.

5. Ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy:

- zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowego-rozliczeniowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy – odczyt taki w systemach AMI umożliwia zmianę sprzedawcy z dnia na dzień,
- łatwość i krótki czas trwania procedury zmiany sprzedawcy zainteresuje konsumentów energią rynkiem energii elektrycznej, a tym samym przedkładanymi

im ofertami, co zwiększy konkurencję na rynku przyczyniając się do korzystniejszego dla konsumentów kształtowania cen.

6. Osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem:

- poprzez system AMI może być realizowana odpłatna usługa świadczona przez odbiorców końcowych na rzecz OSD lub OSP, w oparciu o umowę, redukowania mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

7. Stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń poprzez:

- możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć - własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej,
- możliwość sprzedaży energii „do sieci”,
- zmianę zachowań konsumenckich odbiorców energii.

7.1.2. Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)

Także z punktu widzenia przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej dostrzec można korzyści z wdrożenia systemów smart. Należą do nich w szczególności:

1. W zakresie redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności:

- możliwość monitorowania „trudnych” klientów,
- zmniejszenie okresu spłaty należności oraz redukcja salda należności trudno ściągalnych i nieściągalnych, co spowoduje redukcję kosztu utrzymywania wysokiego poziomu kapitału obrotowego,
- zastosowanie elementów umożliwiających zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej przez OSD, jako narzędzie windykacyjne, umożliwi wstrzymanie energii tym klientom, którym obecnie odcięcie zasilania jest utrudnione lub nawet niemożliwe,
- możliwość szybkiego uruchomienia systemu przedpłatowego (niższy koszt takiego rozwiązania – przełączenie systemu następuje automatycznie bez konieczności wymiany układu pomiarowego),
- poprawa płynności finansowej i ograniczenie kosztów finansowych - na skutek redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności.

2. Dokładniejsze zbilansowanie portfela sprzedażowo-zakupowego dzięki temu, iż:

- bardziej szczegółowe dane pozwalają na lepsze prognozowanie, co prowadzi do niższych odchyleń, a co za tym idzie umożliwia obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej,
- następuje rejestracja indywidualnych profili zużycia energii elektrycznej klientów,
- następuje bardziej precyzyjne planowanie portfela sprzedażowo-zakupowego.

3. Skrócenie czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy i zmniejszenie jej kosztów:

- redukcja czasu trwania procesu zmiany sprzedawcy - system AMI pozwala na zdalną zmianę sprzedawcy,
- redukcja kosztów administracyjnych wynikających z procesu zmiany sprzedawcy.

4. Możliwość łatwiejszego pozyskania nowych klientów przez wprowadzenie konkurencyjnej oferty sprzedażowej i dzięki temu:

- uzyskanie szansy na kształtowanie bardziej wszechstronnych, nowoczesnych taryf lepiej odzwierciedlających hurtowe ceny energii w poszczególnych godzinach, z bonusami za zmniejszanie konsumpcji w szczycie i zwiększanie poza szczytem,
- możliwość wzbogacenia wachlarza ofert i ich dostosowania do potrzeb klientów dzięki dostępowi do danych o zużyciu energii przez klientów.

5. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta, w tym kosztów:

- reklamacji spowodowanych szacunkowym wyznaczeniem ilości zużytej energii i błędnych odczytów,
- przyjmowania informacji i ich rejestrowania wobec automatycznego rejestrowania zdarzeń w systemie AMI.

7.1.3. Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej

Z punktu widzenia wytwórców energii elektrycznej oczekiwać można takich korzyści, jak:

1. Stabilizacja poziomu generacji, albowiem:

- wytwórcy systemowi nie są grupą, która w bezpośredni sposób skorzysta na wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, niemniej jednak korzyści osiągane przez tą grupę będą miały charakter pośredni i będą uzależnione od sposobu postępowania innych grup beneficjentów,
- oczekiwaniem wytwórców jest wyrównanie profilu wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynie na zmniejszenie konieczności odstawiania bloków w okresach pozaszczytowych oraz obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej,

- z powodu zmniejszenia zapotrzebowania szczytowego i jego zwiększenia poza szczytem wytwórcy nie będą musieli odstawiać bloków w tak dużym stopniu, jak to ma miejsce w dniu dzisiejszym (odstawianie bloków konwencjonalnych jest niekorzystne dla wytwórców),
- spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego umożliwi jednorazowe odłożenie inwestycji w budowę jednostek wytwórczych.

2. Umożliwienie rozwoju rozproszonych źródeł energii elektrycznej:

- częściowe zniwelowanie problemów z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych związanych z podłączaniem małych, rozproszonych źródeł energii,
- uproszczenie procedury przyłączania wytwórców niezależnych (w tym OZE) do sieci elektroenergetycznej,
- stworzenie możliwości rozwoju generacji rozproszonej na skalę masową,
- możliwość sterowania przez operatora systemu małymi źródłami wytwórczymi w sposób najlepiej odpowiadający zapotrzebowaniu na energię w danym momencie.

7.1.4. Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Podmiotami najbardziej ekonomicznie i organizacyjnie zaangażowanymi we wdrożenie AMI w Polsce będą Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego, jednak także po ich stronie znajduje się szereg korzyści wynikających z tego wdrożenia. Jako najistotniejsze z nich można wskazać:

1. Obniżenie różnicy bilansowej:

a) przez obniżenie poziomu strat handlowych, dlatego iż:

- wprowadzenie inteligentnego pomiaru dostarczy danych umożliwiających szybsze i bardziej skuteczne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej,
- mniejsza będzie podatność na manipulacje przy liczniku. Liczniki elektroniczne są bardziej odporne na działanie zewnętrznych pól magnetycznych i zniechęcają do manipulacji. Ważnym czynnikiem jest również świadomość klienta, że jakakolwiek manipulacja w układzie pomiarowym będzie natychmiast sygnalizowana do operatora,
- funkcjonalność liczników powinna zapewniać alarmowanie operatora o próbach manipulacji,
- konieczne jest wprowadzenie inteligentnego opomiarowania punktów zbiorczych (liczników bilansujących, grupujących indywidualne punkty dostawy) jako pomiaru

referencyjnego, skoordynowanego z aplikacją typującą punkty poboru energii, w których mogą występować przypadki nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

b) przez obniżenie poziomu strat technicznych dzięki temu, że:

- oczekuje się mniejszych strat energii w licznikach - liczniki indukcyjne pobierają bowiem większą moc niż liczniki elektroniczne (ok. 0,5W w przypadku licznika jednofazowego i ok. 1.5W w przypadku licznika trójfazowego),
- liczniki elektroniczne są w stanie rejestrować zużycie energii elektrycznej na niższym poziomie poboru od liczników indukcyjnych.

2. Obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta, a w tym:

- uniknięcie kosztów lokalnych odczytów liczników - nie będą ponoszone koszty lokalnie dokonywanych odczytów liczników. Dotyczy to zarówno odczytów planowanych związanych z rozliczaniem klientów, jak i nieplanowanych, związanych ze zmianą sprzedawcy energii czy reklamacjami klienta (odczyty lokalne wykonywane będą wyłącznie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego),
- obniżenie kosztów innych niż odczyty operacji na licznikach dokonywanych u klienta, m. in. wyłączeń i ponownych załączeń po spłacie należności oraz regulacji zegara sterującego taryfami. Czynności te będą mogły być dokonywane zdalnie (konieczność wyjazdu do klienta pozostanie jedynie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego).

3. Obniżenie kosztów legalizacji układów pomiarowych (pod warunkiem wdrożenia legalizacji statystycznej przy legalizacji ponownej),

- zmiany zasad legalizacji - legalizacja pełna, jaką prowadzi się obecnie, wymaga demontażu licznika u klienta i montażu zalegalizowanego, dostarczenia go do punktu legalizacji i przeprowadzenia procesu konserwacji i legalizacji ponownej. Koszt takiego procesu jest wyższy niż koszt nowego zalegalizowanego licznika, przewiduje się, iż legalizacja ponowna pozwoli na eksploatację licznika bez demontażu w miejscu poboru energii i jego jednostkowego sprawdzenia przez 15 lat, a nie jak dotychczas 8 lat; w wielu krajach stosuje się legalizację statystyczną. W Polsce, w tej chwili, nie jest ona możliwa. Dokonywana stopniowo wymiana liczników stworzy podstawy określenia standardów na potrzeby legalizacji statystycznej. Prace zostały podjęte, w ciągu 2-3 lat należy się spodziewać wyniku.

4. Redukcja kosztów analiz związanych z określaniem warunków przyłączenia do sieci. Oczekiwać w tym zakresie można, iż:

- zmniejszeniu ulegną koszty wykonania oraz analizy niezbędnych pomiarów w celu wydawania warunków przyłączeniowych (w szczególności dla źródeł wytwórczych oraz dużych odbiorców),
- system AMI pozwoli na zbieranie danych o rzeczywistych przepływach mocy w poszczególnych segmentach sieci i nie będzie konieczności przeprowadzania dodatkowych pomiarów w celu wydania warunków przyłączenia; dla tego celu konieczna będzie integracja AMI z innymi systemami IT,

5. Redukcja utraconych korzyści wynikających z braku dostaw energii elektrycznej, a to dlatego iż:

- w wyniku szybszego uzyskiwania informacji o wystąpieniu awarii, nastąpi skrócenie przerw w dostawie energii, a tym samym należy oczekiwać wzrostu wolumenu usług dystrybucyjnych,
- wzrost wolumenu usług dystrybucyjnych wystąpi również z powodu skrócenia okresu ponownego załączenia klienta po uregulowaniu przez niego zaległych należności.

6. Poprawa parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, która wiąże się z:

- kontrolą niektórych parametrów energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, co pozwoli na szybsze podjęcie działania naprawczego,
- redukcją liczby awarii, co wiąże się ze obniżeniem kosztów usuwania awarii.

7. Polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych, w ramach czego należy wskazać, iż:

- informacje dostarczane przez inteligentne opomiarowanie pozwalają na bardziej precyzyjne niż dotąd śledzenie poziomów obciążenia odcinków sieci oraz poziomu zużycia energii w poszczególnych obwodach,
- Nastąpi – jak się przewiduje - ograniczenie liczby „chybionych” inwestycji sieciowych czyli takich, które nie przynoszą spodziewanych korzyści.

8. Uzyskanie przez OSD dodatkowego przychodu z tytułu:

- pobierania opłat (wg taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE) od Operatora Informacji Pomiarowych z tytułu zbierania, przetwarzania i przekazywania danych pomiarowych,
- udostępnienia systemu AMI sprzedawcom w celu wykorzystania danych z liczników jako kanału informacyjno-marketingowego (usługa „dostępu do licznika”),

- udostępnienia systemu AMI operatorom innych mediów (usługa „dostępu do licznika”),
- przekroczeń mocy oraz ponad umownego poboru energii biernej – system pozwala na objęcie monitoringiem przekroczeń mocy i poboru mocy biernej większej, niż dotąd, grupy odbiorców.

7.1.5. Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego

Wdrożenie AMI po stronie Operatora Systemu Przesyłowego spowoduje przede wszystkim usprawnienie zarządzania popytem u odbiorców za sprawą:

- uzyskania dodatkowej możliwości w zakresie planowania pracy sieci przesyłowej oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego,
- zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP,
- uzyskania możliwości uzyskania umownej zgody na odłączanie/limitowanie mocy na prośbę OSP od większej liczby odbiorców końcowych (łatwiejsza kontrola realizacji),
- stworzenia możliwości zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP.

7.2. Specyfikacja korzyści z punktu widzenia korzyści ogólnospołecznych

Oczekuje się także, iż nie tylko poszczególni uczestnicy rynku osiągną korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, lecz także w perspektywie długookresowej będzie można dostrzec korzyści z punktu widzenia ogólnospołecznego, takie jak:

1. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki - ograniczenie globalnego zużycia energii elektrycznej, zmiana profilu jej konsumpcji, a także zwiększenie efektywności inwestycji w sieci spowoduje mniejsze zapotrzebowanie na energię pierwotną, a tym samym obniżenie emisji CO₂.
2. Zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego - korzyść związana z możliwością wdrożenia mechanizmów zarządzania popytem u odbiorców.

3. Poprawa jakości regulacji rynku energii elektrycznej, w tym ułatwienie Urzędowi Regulacji Energetyki przeprowadzania kontroli przedsiębiorstw w sektorze elektroenergetycznym poprzez:
 - możliwość rzeczywistego i wiarygodnego monitorowania jakości świadczonych usług, lepsze przygotowania URE do oceny efektywności inwestycji sieciowych realizowanych przez OSP i OSD,
 - możliwość wprowadzenia regulacji bodźcowej opartej o wskaźniki jakości dostaw energii elektrycznej.
4. Przesunięcie w czasie niezbędnych inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej oraz zoptymalizowanie koniecznych inwestycji w sieć przesyłową - będzie to związane z oczekiwaną zmianą zachowań konsumenckich odbiorców energii elektrycznej prowadzących do redukcji różnicy pomiędzy obciążeniem KSE w szczycie zapotrzebowania i poza szczytem oraz w konsekwencji do zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną.
5. Spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego, głównie redukcję obciążenia w szczycie wieczornym, która przełoży się na uniknięcie nakładów inwestycyjnych związanych z budową dodatkowych źródeł energii elektrycznej.
6. Redukcja różnic bilansowych.
7. Zmniejszenie tzw. strat handlowych w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, wynikających z nielegalnego poboru energii elektrycznej.
8. Redukcja strat technicznych z tytułu spłaszczenia szczytów poboru energii.
9. Zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.
10. Redukcja kosztów związanych z odczytami liczników.
11. Zmniejszenie liczby, a przede wszystkim kosztów reklamacji pochodnych odczytów związanych z fakturowaniem.
12. Skrócenie czasu reakcji na awarie w sieci elektroenergetycznej.

8. Nakłady na wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce

8.1. Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji

1. Mając na uwadze wyliczenia i szacunki dokonane w opracowaniach będących podstawą niniejszej analizy zważyć należy, iż w opracowaniu „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce” wykonanym w I połowie 2010 roku przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk przy współudziale firmy Ernst&Young Business Advisory, nakłady na wdrożenie AMI w Polsce oszacowano (według cen z 2010 r.):
 - w wariantcie optymistycznym: na kwotę 7,8 mld zł,
 - w wariantcie pesymistycznym: na kwotę 10,2 mld zł.
2. Według szacunków ENERGA Operator S.A. przyjętych do założeń do wdrożenia pilotowego, wysokość nakładów do poniesienia przez wszystkich OSD określono na 6,5 mld zł. (przy czym przyjęto 398 zł jako koszt jednego punktu pomiarowego). Jednak w szacunku nakładów nie uwzględniono (przyjmując, że te przedsięwzięcia leżą poza operatorem):
 - przystosowania systemów bilingowych,
 - organizacji Operatora Informacji Pomiarowych (w tym przygotowania sprzętowego i programowego systemu),
 - przeprowadzenia akcji informacyjno-edukacyjnej.
3. Według opracowania „Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych” wykonanego na zlecenie PSE Operator S.A. w kwietniu 2010 r., potwierdzonych w I połowie 2012 r. komunikatami konferencyjnymi³⁵, na wdrożenie smart meteringu w Polsce niezbędne jest poniesienie nakładów w kwocie ok. 8,86 mld zł (w opracowaniu zdyskontowane koszty netto inwestycyjne i operacyjne w przypadku OSD oszacowano na 6,3 mld zł, które po przeliczeniu na ceny bieżące wyniosą 8,86 mld zł); jednocześnie na kwotę ok. 300 mln zł określono poziom nakładów niezbędnych do uruchomienia Operatora Informacji Pomiarowych.

³⁵ Prezentacja PSE Operator S.A. w trakcie konferencji w Ministerstwie Gospodarki 4 czerwca 2012 r.

4. W dniu 4 czerwca 2012 r., w trakcie konferencji³⁶ poświęconej przygotowaniom do wdrożenia AMI w Polsce, która miała miejsce w Warszawie, w siedzibie Ministerstwa Gospodarki przedstawiciele operatorów systemów dystrybucyjnych przedstawili roboczy szacunek niezbędnych nakładów. Został on przygotowany w oparciu o wiedzę uzyskaną w prowadzonych pracach, w tym ze zrealizowanych wdrożeń pilotowych oraz dokonanego rozeznania na rynku dostawców sprzętu i oprogramowania. Określono, iż na wdrożenie w Polsce inteligentnych liczników energii elektrycznej trzeba ponieść nakłady w wysokości ok. 9,5 mld zł.

Na potrzeby rachunku opłacalności wdrożenia w Polsce inteligentnego opomiarowania przyjęto kwotę nakładów 9 mld zł. Kwota taka jest oparta na przewidywaniach, a więc siłą rzeczy nie jest możliwa do precyzyjnego określenia. Wydaje się jednak bardzo prawdopodobna. Dwie z nich, wymienione w punktach 3 i 4, mieszczą się w przedziale określonym w opracowaniu z punktu 1. Wydaje się, że poziom nakładów określony w punkcie 2 został podany zbyt optymistycznie.

W szacunku kwot nakładów wymienionych wyżej nie uwzględniono kosztów przeprowadzenia niezbędnej dla powodzenia przedsięwzięcia - przebudowy świadomości konsumentów energii, w tym energii elektrycznej, określanej w przedstawionym opracowaniu akcją informacyjno-edukacyjną. Konieczne z tego tytułu wydatki, choć w porównaniu z nakładami inwestycyjnymi na wdrożenie smart meteringu niewysokie, nie są pomijalne. Ich wielkość jest trudna do określenia, gdyż trudno przewidzieć skuteczność takiej akcji. Nie jest wykluczone, że propagowanie racjonalnego korzystania z energii, w tym także z wykorzystaniem możliwości stwarzanych przez system AMI, trzeba będzie ponawiać.

W Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zaplanowano przeprowadzenie akcji informacyjno-edukacyjnej, której koszt przewiduje się na poziomie 15 mln zł, a środki mają pochodzić z funduszy pomocowych Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Komisji Europejskiej. Jeśli złożone wnioski o dofinansowanie zostaną zaakceptowane, realizacji zadania planowana jest od października 2013 r.

³⁶ Prezentacja PSE Operator S.A. w trakcie konferencji w Ministerstwie Gospodarki 4 czerwca 2012 r.

8.2. Zestawienie pozycji uwzględnionych przy określeniu wysokości nakładów na wdrożenie systemu AMI

W przywołanych opracowaniach przy wyliczeniach określających poziom nakładów przewidywanych do poniesienia na wdrożenie smart meteringu w Polsce posługiwano się kwotami przypadającymi na punkt pomiarowy. Dla umożliwienia bardziej wnikliwej analizy i ewentualnych korekt podanej kwoty nakładów zestawiono pozycje uwzględnione w szacunkach. Należy jednak zaznaczyć, iż w poszczególnych opracowaniach waga pozycji przyjęta została różna, lecz nie wpłynęło to istotnie na różnice w ogólnej kwocie nakładów.

Uwzględnione pozycje przedstawiają się następująco:

1. Dostosowanie stacji

- 1.1. Koszt dostosowania stacji transformatorowych

2. Koszty osierocone

- 2.1. Koszty osierocone (niezamortyzowane układy pomiarowe i koszty ich utylizacji)

3. Liczniki bilansujące

- 3.1. Zakup liczników bilansujących

4. Warstwa aplikacji

- 4.1. Dostosowanie serwerowni
- 4.2. Koszty osobowe związane z utrzymaniem aplikacji
- 4.3. Sprzęt komputerowy w warstwie aplikacji
- 4.4. Utrzymanie aplikacji
- 4.5. Zakup licencji na użytkowanie oprogramowania
- 4.6. Zakup i instalacja sprzętu komputerowego
- 4.7. Zakup licencji aplikacji warstwy systemowej
- 4.8. Koszt wdrożenia i rozwoju aplikacji

5. Warstwa komunikacji

- 5.1. Koszty kupierów
- 5.2. Koszty modemów - przed GPZ
- 5.3. Koszty modemów - za koncentratorom
- 5.4. Usługi telekomunikacyjne - warstwa koncentratorów

6. Warstwa liczników

- 6.1. Koszty dostosowania tablic rozdzielczych
- 6.2. Koszty instalacji liczników i modułów komunikacji

- 6.3. Koszty osobowe związane z weryfikacją alarmów o zdarzeniach
- 6.4. Koszty usług legalizacyjnych liczników inteligentnych
- 6.5. Koszty wymian legalizacyjnych liczników
- 6.6. Koszty wymiany uszkodzonych liczników
- 6.7. Koszty wymiany uszkodzonych modułów komunikacji
- 6.8. Koszty zakupu liczników montowanych u odbiorców
- 6.9. Koszty zakupu liczników nie przechodzących powtórnej legalizacji
- 6.10. Koszty związane z „ręcznymi” odczytami liczników (przypadki awaryjne)
- 6.11. Koszty filtrów
- 6.12. Usługi telekomunikacyjne - warstwa liczników
- 6.13. Zakup modułów komunikacji do liczników

7. Warstwa pośrednia

- 7.1. Koszt energii zużytej przez warstwę pośrednią
- 7.2. Koszt instalacji koncentratorów
- 7.3. Koszty osobowe związane z utrzymaniem warstwy pośredniej
- 7.4. Koszty serwisowania i napraw koncentratorów
- 7.5. Koszty koncentratorów
- 7.6. Koszty repeaterów

8. Wydatki projektowe

9. Przygotowanie obsługi systemu

- 9.1. Koszty szkoleń związane z odbiorem aplikacji
- 9.2. Koszty szkoleń związanych z instalacją systemu
- 9.3. Koszty szkoleń związanych z użytkowaniem systemu

10. Przystosowanie systemów bilingowych

11. Zorganizowanie OIP oraz jego wyposażenie sprzętowe i programowe

12. Przeprowadzenie akcji informacyjno-edukacyjnej.

8.3. Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania

Zestawienie oszacowanych korzyści w perspektywie ośmiu lat

l.p.	nazwa korzyści	wymiar finansowy korzyści [mln zł]
1	redukcja kosztów odczytu	2 300
2	oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej	2 400
3	odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej	1 500
4	odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej	600
5	redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe	2 400
6	zmniejszenie kosztów obsługi klienta	280
RAZEM		9 480

Szacunki poszczególnych wartości przedstawiono poniżej.

8.3.1. Redukcja kosztów odczytów

Dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania nastąpi redukcja kosztów dokonywania odczytów, jednak przy następujących założeniach:

1. Odczyty stanu liczników będą dokonywane jeden raz w miesiącu (Dyrektywa 2006/32/WE – patrz strona 15 niniejszej Analizy)
2. Przy 16,5 mln odbiorców (punktów poboru energii elektrycznej z sieci) założono nie mniej niż 16 mln odczytów w miesiącu, czyli 192 mln odczytów w roku.
3. Jeden pracownik dokonuje ok. 45 000 odczytów rocznie (ok. 3 750 miesięcznie)

4. Roczny koszt utrzymania jednego pracownika (wynagrodzenie z dodatkami, wyposażenie miejsca pracy i osobiste, koszty nadzoru) wynosi ok. 70 000 zł (miesięcznie 5 833 zł)

Wyliczenia pomocnicze:

1. Liczba pracowników:

$192\,000\,000 \text{ odczytów/rok} : 45\,000 \text{ odczytów/rok/pracownika} = 4\,266,7 \text{ osób,}$
w zaokrągleniu 4200 pracowników

2. Koszt odczytów:

$4\,200 \text{ pracowników} \times 70\,000 \text{ zł/pracownika/rok} = 294 \text{ mln zł/rok}$

Korzyść w okresie 8 lat:

$294 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,352 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 300 mln zł

8.3.2. Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej

Szacuje się, iż wystąpi oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej, przy następujących założeniach:

1. Oszczędność odniesiono do energii sprzedanej odbiorcom końcowym – w roku 2010 sprzedano odbiorcom końcowym 118,046 TWh energii elektrycznej; do dalszych rozważań przyjęto wolumen energii sprzedanej 118 TWh.
2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej odnotowana w statystykach ARE SA w roku 2010 wynosi 256,8 zł/MWh.
3. Korzystanie przez odbiorców z udogodnień systemu AMI, wsparte systemem taryf sprzyjającym oszczędnemu korzystaniu z energii elektrycznej, przy skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej powinno pozwolić obniżyć roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną o ok. 1%.

Wyliczenia pomocnicze:

1. 1% oszczędzonej (niewyprodukowanej i sprzedanej) energii elektrycznej w roku $118 \text{ TWh} \times 1\% = 1,18 \text{ TWh}$

2. Przeliczenie jednostek: $1,18 \text{ TWh} = 1\,180\,000 \text{ MWh}$

3. Wartość oszczędzonej energii w roku:

$1\,180\,000 \text{ MWh} \times 256,80 \text{ zł/MWh} = 303\,024\,000 \text{ zł} = 303,024 \text{ mln zł}$

Korzyść w okresie 8 lat:

$303,024 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,424,192 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 400 mln zł

8.3.3. Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej

Jak wspomniano we wcześniejszej części Analizy, dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania możliwe będzie odłożenie w czasie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej. U podstaw tego twierdzenia legły następujące założenia:

1. Szczyt poboru mocy (tzw. wieczorny) w roku 2010 odnotowano w dniu 26 stycznia – wyniósł 25 449 MW. Dla celów dalszego wnioskowania przyjęto wartość 25 000 MW.
2. Do obliczeń przyjęto, że w rezultacie wdrożenia AMI oraz pełnego uwolnienia rynku umożliwiającego zmianę taryf i związanej z tym zmiany zachowań konsumentów energii elektrycznej nastąpi obniżenie poboru energii elektrycznej w szczycie o 1%.
3. Poziom nakładów na budowę bloku ustalono w oparciu o plany budowy bloku o mocy 1000 MW w Kozienicach (6 200 mln zł/1000 MW).
4. Odłożenie inwestycji nastąpi jednorazowo.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Moc, której budowę można odłożyć (opóźnić):
 $25\,000\text{ MW} \times 1\% = 250\text{ MW}$
2. Nakład na budowę bloku o mocy 250 MW (blok węglowy, na terenie istniejącej elektrowni)
 $6\,200\text{ mln zł} \times 250\text{ MW} / 1000\text{ MW} = 1\,550\text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 1 500 mln zł

8.3.4. Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej

Podobnie, zakłada się iż będzie możliwe odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej, zakładając iż:

1. Zmniejszenie maksymalnej (szczytowej) wartości poboru energii elektrycznej (przyjęto 1%) spowoduje niższe maksymalne przepływy tej energii w sieci elektroenergetycznej. Założono, że nie wystąpi potrzeba zwiększenia zdolności przesyłowej sieci o 1/2 odłożonej mocy wytwórczej,
2. Nakład na budowę sieci, wg danych literaturowych, wznosi ok. 80% nakładów na budowę źródeł wytwórczych,

3. Odłożenie w czasie inwestycji wystąpi jednorazowo.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Obniżenie poboru szczytowego wyniesie 250 MW, zatem można ograniczyć budowę sieci $250 \text{ MW} \times 1/2 = 125 \text{ MW}$
2. Nakład na budowę linii wykorzystywanych do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej o mocy 1 MW założono w wysokości $6,2 \text{ mln zł} \times 80\% = 4,96 \text{ mln zł}$

Wystąpi korzyść $125 \text{ MW} \times 4,96 \text{ mln zł} = 620 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 600 mln zł

8.3.5. Redukcja różnic bilansowych, obejmująca straty techniczne i handlowe

Analizując przewidywaną wraz z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania redukcję różnic bilansowych oparto się na następujących założeniach:

1. W rachunku korzyści z tytułu różnic bilansowych uwzględniono:

a) zmniejszenie strat handlowych:

- możliwe dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego prognozowania zapotrzebowania i skrócenia czasu uzyskania informacji o zmianach w poborze energii elektrycznej,
- zmniejszenie rozmiaru procederu nielegalnego pobierania energii elektrycznej

b) redukcję strat technicznych:

- z tytułu spłaszczenia poboru energii w szczytach,
- przez lepsze skonfigurowanie sieci,
- dokładniejszy pomiar (rozpoczęcie pomiaru przez licznik przy mniejszej wartości pobieranej energii - niższy próg zadziałania licznika)

c) zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.

2. W roku 2010 straty i różnice bilansowe wyniosły 11,851 TWh – do dalszych rozważań przyjęto wolumen strat i różnic bilansowych 11,85 TWh.

3. Przyjęto, że w wyniku wdrożenia systemu AMI nastąpi obniżenie różnic bilansowych o 10% w stosunku do stanu w roku 2010.

4. Cena energii elektrycznej przyjęta w obliczeniach (z 2010 roku) – 256,80 zł/MWh.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Wolumen energii zmniejszającej straty

$$11,85 \text{ TWh} \times 10\% = 1,185 \text{ TWh}$$

2. Przeliczenie jednostek: $1,185 \text{ TWh} = 1\,185\,000 \text{ MWh}$

3. Wartość unikniętych strat w roku

$$1\,185\,000 \text{ MWh} \times 256,80 \text{ zł/MWh} = 304\,308\,000 \text{ zł} = 304,308 \text{ mln zł}$$

Korzyść w okresie 8 lat:

$$304,308 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,434,464 \text{ mln zł}$$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 400 mln zł

8.3.6. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta

W celu przeanalizowania i oszacowania posłużono się danymi uzyskanymi ze spółek dystrybucyjnych. Przyjęto, iż wdrożenie inteligentnego opomiarowania zmniejszy koszty obsługi klienta przez:

- zmniejszenie liczby reklamacji, a przez to kosztów, będących pochodną odczytów liczników,
- zmniejszenie reklamacji, a przez to czasu ich rozpatrywania, związanych z niedotrzymywaniem parametrów jakościowych energii,
- praktyczne wyeliminowanie wyjazdów do wyłączeń windyacyjnych,
- zmniejszenie obsady obsługi w call centre poprzez znaczące zmniejszenie potrzeby odbierania informacji o stanach liczników oraz zgłoszeń o awariach.

Dokonany ogólny rachunek wskazuje, że pełne wdrożenie systemu AMI możliwi obniżenie kosztów łącznie o ok. 35 mln zł/rok.

1. Korzyść w okresie 8 lat:

$$35 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 280 \text{ mln zł}$$

Przyjęto 280 mln zł

9. Harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych

Uwzględniając fakt konieczności przygotowania otoczenia, by decyzje o wdrożeniu systemu AMI były podejmowane przez podmioty do tego powołane w warunkach racjonalności, a więc z pełnym biznesowym uzasadnieniem, z przewidywalnym marginesem ryzyka i z uwagi na finansowy wymiar przedsięwzięcia przy ograniczonej do minimum

niepewności, należy w pierwszej kolejności przygotować otoczenie prawne. Postuluje się szybkie podjęcie i skuteczne rozwiązanie problemów wskazanych w poprzednim podrozdziale 8.3. Biorąc pod uwagę praktykę należy przewidywać, że rozwiązań przygotowujących prawną infrastrukturę wdrożenia AMI można spodziewać się do końca 2013 roku. Zatem do tego czasu wdrażanie smart meteringu będzie miało charakter doświadczalny i obejmować będzie instalacje pilotowe. Z punktu widzenia technicznego, a także biznesowego taki wstępny okres jest pożądany. Zebrane doświadczenia pozwolą lepiej przygotować rozwiązania techniczne i organizacyjne do zastosowania w większej skali.

Z handlowego punktu widzenia jest właściwym unikanie spiętrzeń w zakupach urządzeń, podobnie jak z punktu widzenia organizacyjnego pożądane jest instalowanie kolejnych punktów pomiarowych systematycznie, w sposób rozłożony w czasie. Proponuje się ośmioletni okres wdrażania, co po zainstalowaniu praktycznie u wszystkich liczników inteligentnych pozwoli, z niewielkimi odchyleniami ilościowymi, każdego roku wymieniać liczniki w ilości 1/8 ich populacji.

Wobec powyższego, przedkłada się następującą propozycję rozkładu instalacji inteligentnych liczników w poszczególnych latach:

rok	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
procent zainstalowanych liczników smart	1	3	6	10	12	12	12	12	12	11	9

10. Wnioski

Jak wynika z przeprowadzonych analiz, wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest nie tylko procesem koniecznym i opłacalnym, ale także wydaje się być nieuchronne, gdyż – oprócz ogólnych rozwojowych tendencji europejskich i światowych oraz czerpania wzorców z państw dynamicznie rozwijających się w zakresie wprowadzania nowych technologii – przemawiają za tym zarówno przesłanki faktyczne, jak i względy formalnoprawne.

W celu realizacji polityki klimatycznej i wzrostu efektywności zużycia energii konieczne będzie zastosowanie narzędzi, umożliwiających odbiorcom energii elektrycznej świadome z niej korzystanie, takich jak inteligentne opomiarowanie wraz z usługami mu towarzyszącymi. Umożliwiając odbiorcy stałe monitorowanie poziomu zużycia energii wraz z jednoczesnym wystawianiem rachunków według rzeczywistego zużycia, kształtować można w sposób najbardziej bezpośredni świadome, racjonalne i efektywne korzystanie z zasobów energetycznych państwa. Dodatkowym czynnikiem, szczególnie istotnym w Polsce, przemawiającym za zastosowaniem systemów smart, jest zmniejszenie zagrożenia niebilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Naprzeciw tymże potrzebom wyszedł prawodawca unijny, ustanawiając akty prawne, które – choć nie w sposób imperatywny bezpośrednio w odniesieniu do inteligentnego opomiarowania – wskazują na konieczność zastosowania środków efektywności energetycznej i poprawy sytuacji odbiorcy, do których bez wątpienia należą systemy inteligentnego pomiaru. Na gruncie polskiego prawodawstwa brak jest obecnie aktu prawnego stanowiącego *expressis verbis* o obowiązku wdrożenia AMI, jednakże w związku z priorytetowymi kierunkami, w jakich winna zmierzać energetyka, określonymi w Polityce energetycznej Polski do roku 2030, jego uchwalenie – jak należy sądzić – jest tylko kwestią czasu. Tym bardziej należy oczekiwać zmian w tym zakresie, iż zarówno postawa Rady Ministrów, prezentowana w związku z wydaniem przez Komisję Europejską Komunikatu dotyczącego wdrożenia inteligentnych sieci energetycznych, jak i stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki odnoszące się do koncepcji wprowadzenia AMI, są jednoznacznie aprobujące.

Co istotne, beneficjentami wdrożenia systemów inteligentnego pomiaru będzie ogół społeczeństwa, w tym odbiorcy energii elektrycznej, jednak aby tak się stało, konieczne jest uświadomienie odbiorcom możliwości stwarzanych przez nową technikę. Przeprowadzenie skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej jest dla osiągnięcia korzyści poniesionych na

wdrożenie smart meteringu niezbędne. Wzmocnienie działania bodźców stymulujących odbiorców do pobierania energii elektrycznej w godzinach pozaszczytowych jest możliwe również przez zmianę relacji konsument – sprzedawca – operator. Sprzedawca powinien sprzedawać energię elektryczną *loco* odbiorca wraz z usługą dystrybucyjną, co pozwoliłoby na scalenie ceny energii i stawki dystrybucyjnej, a tym samym większe zróżnicowanie w zależności od ceny energii w systemie. Scalenie ceny energii ze stawką dystrybucyjną, stosowane w innych krajach, upraszcza rachunki i czyni je dla konsumentów bardziej zrozumiałymi. W tym modelu operator jest dostawcą energii dla sprzedawcy (jest jego „kooperantem”).

Jednak – oprócz ogółu społeczeństwa – beneficjentami wdrożenia AMI będą także podmioty prowadzące działalność na rynku energii. Choć dla niektórych z nich – a w szczególności Operatorów Systemów Dystrybucyjnych – będzie to oznaczało zaangażowanie ekonomiczne i organizacyjne na szeroką skalę, to także w ramach ich działalności przewiduje się odnotowanie korzyści, takich jak m.in. obniżenie różnicy bilansowej, obniżenie poziomu strat technicznych, obniżenie kosztów operacji na licznikach czy też zwiększenie wykrywalności nielegalnego poboru energii. Podkreślenia wymaga jednak fakt, iż korzyści te nie przewyższą koniecznych do poniesienia nakładów. Niezbędne jest zatem przygotowanie systemu wsparcia przez pozostałych beneficjentów zastosowania systemu AMI.

10.1. Wnioski o charakterze ekonomicznym

Z przeprowadzonych obliczeń i szacunków ekonomicznych wynika nadwyżka korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania, rozumianych w szczególności jako uniknięcie dotychczas ponoszonych kosztów, a także kosztów związanych z wdrożeniem postanowień Dyrektywy, nad wysokością nakładów koniecznych do jego wprowadzenia. Do analiz wzięto pod uwagę takie koszty, jak: koszty odczytów, koszty obsługi klienta, koszty różnic bilansowych obejmujących straty techniczne i handlowe oraz koszty budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej oraz inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej. **Szacując wymierne korzyści związane z redukcją wyżej wymienionych kosztów na kwotę ok. 9,48 mld zł przy kosztach wdrożenia na poziomie ok. 9 mld zł uznać należy, iż wdrożenie w Polsce systemów inteligentnego pomiaru jest ekonomicznie opłacalne.**

Odczytując podane szacunki należy uwzględnić, iż przy określaniu nakładów na wdrożenie w Polsce systemu AMI oraz przy szacowaniu korzyści z jego eksploatacji przyjęto

do rozliczeń okres ośmioletni. Przyjęcie takiego właśnie okresu wynika z deklarowanego przez producentów liczników czasu bezawaryjnej pracy licznika. Takż jest również okres ważności cechy legalizacyjnej liczników statycznych (elektronicznych).

W niniejszym opracowaniu przyjęto, iż korzyści wystąpią w założonej wysokości po wdrożeniu smart meteringu w zakładanym, pełnym wymiarze i w skali całego kraju. Jednak powodzenie takiego przedsięwzięcia uwarunkowane jest również spełnieniem warunków leżących poza podmiotami gospodarczymi z branży energetycznej, w szczególności operatorów przesyłowego i dystrybucyjnych. Podstawowym warunkiem wdrożenia smart meteringu w Polsce jest rozwiązanie kwestii finansowania tego wdrożenia. Nakłady, z istoty rzeczy, przypisane są do przedsiębiorstw sieciowych (operatorów), a korzyści wystąpią w skali całej gospodarki narodowej

Z porównania nakładów wdrożenia smart meteringu w Polsce oszacowanych na kwotę ok 9 mld zł z korzyściami dla samych tylko przedsiębiorstw sieciowych, które oszacowano na kwotę 5,3 mld zł (w uproszczonym rachunku: redukcja kosztów odczytu - 2,3 mld, odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej - 0,6 mld, redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe - 2,4 mld) wynika, że nakłady jakie poniosą te przedsiębiorstwa przewyższą oczekiwane przez nie korzyści.

Należy również podkreślić, że korzyści wynikające z wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych będą w skali całej gospodarki narodowej odczuwalne długofalowo, a nie tylko przez osiem kolejnych lat przyjętych do analizy opłacalności na potrzeby niniejszego opracowania.

10.2. Wnioski o charakterze regulacyjnym

Co jednak niezwykle ważne, ażeby przewidywane korzyści były możliwe do uzyskania i opłacalność wdrożenia AMI została urzeczywistniona, niezbędne są zmiany w prawodawstwie polskim w dwóch aspektach. Pierwszy z nich dotyczy wprowadzenia stosownych zapisów do ustawy - Prawo energetyczne, ustawy – Prawo o miarach oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, a także ewentualnego wprowadzenia nowych aktów prawnych sankcjonujących funkcjonowanie systemów inteligentnego pomiaru oraz statusu podmiotów uczestniczących w użytkowaniu tego systemu, z wyraźnym naciskiem na spójne uregulowanie kwestii pozyskiwania i przetwarzania danych osobowych. W opisywanych modelach zakłada się bowiem, iż dane te będą przekazywane innym

podmiotom niż związanym z odbiorcą umową, w dodatku mają być przedmiotem obrotu handlowego. Według obowiązujących obecnie przepisów, bez zgody właściciela danych czyli odbiorcy, jest to działanie bezprawne.

Drugim – nie mniej istotnym aspektem – jest kwestia wprowadzenia mechanizmów regulacyjnych dotyczących finansowania inwestycji wdrożeniowych oraz pełnego uwolnienia rynku energii z możliwością kształtowania przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf z elementami stymulującymi aktywne postawy odbiorców. Bez pełnego uwolnienia rynku energii elektrycznej, t.j. zniesienia stanowienia cen energii na niskim napięciu oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym samodzielnego kształtowania taryf energii elektrycznej (stosowanie taryf godzinowych z silnymi elementami stymulującymi zachowania konsumentów), systemy smart meteringowe zostaną wykorzystane połowicznie, co może zagrozić osiągnięciu przewidywanego poziomu korzyści.

Według powyższych założeń, przewiduje się możliwość wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce do roku 2022, z rozłożeniem tego procesu głównie na lata 2014 – 2022, kiedy to – jak jest przewidywane – będą obowiązywały ramy prawne zarówno dla finansowania inwestycji, jak i dla wykorzystania nowych funkcjonalności systemu.

